



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA

TEMA:

**Diseño de Subestación eléctrica 69/13.8kv para InterHospital con
Transformador de Potencia 5 MVA**

AUTOR:

Lema Galarza, Cinthya Mariela

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de

INGENIERA ELÉCTRICO-MECÁNICA

TUTOR:

Ing. Martillo Aseffe, José Alfonso Mgs.

Guayaquil, Ecuador

6 de marzo 2018



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Cinthya Mariela Lema Galarza como requerimiento para la obtención del título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica.

TUTOR

Ing. Martillo Aseffe, José Alfonso, Mgs.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando M.S.c

Guayaquil, a los 06 del mes de marzo del año 2018



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo Lema Galarza, Cinthya Mariela

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “Diseño de Subestación eléctrica 69/13.8kv para InterHospital con Transformador de Potencia 5 MVA” previo a la obtención del Título de Ingeniera en Eléctrico-Mecánica, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

Guayaquil, a los 6 días del mes de marzo del año 2018

EL AUTOR

Lema Galarza, Cinthya Mariela



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo Lema Galarza, Cinthya Mariela

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: “Diseño de Subestación eléctrica 69/13.8kv para InterHospital con Transformador Potencia 5 MVA”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 6 días del mes de marzo del año 2018

EL AUTOR

Lema Galarza, Cinthya Mariela

REPORTE DE URKUND



Reporte Urkund de Trabajo de Titulación denominado: **Diseño de Subestación eléctrica 69/13.8kv para InterHospital con Potencia 5 MVA** de la estudiante Cinthya Mariela Lema Galarza al 3% de coincidencias.

Atentamente.

Ing. Martillo Aseffe, José Alfonso Mgs.

DOCENTE - TUTOR

AGRADECIMIENTO

A Dios en especial por las bendiciones recibidas día a día, por su guía, por brindarme paciencia y sabiduría para afrontar todo de la mejor forma y confiar en su palabra y obras.

A mi padre, porque desde el día que nacimos mi hermano y yo ha buscado la forma de ofrecernos lo mejor. Ha trabajado duro para alcanzar su objetivo y brindarnos los mejores valores, ha forjado bases de mi carácter

A mi madre, quien su apoyo fue clave a lo largo de este camino, mi confidente y amiga quien me formó con reglas y algunas libertades pero a fin de cuentas me motivó constantemente para alcanzar la meta.

A mi hermano, su esposa e hijos, Benjamín, Ethan y Jorge, quienes le dieron a mi vida infinita felicidad y mejor entendimiento de la existencia, porque a su corta edad me han enseñado tantas cosas que desconocía y sobre todo ver que en la sonrisa de un niño se encuentra la paciencia y amor que el mundo necesita.

A mi abuelitos, quienes no solo me han brindado su apoyo incondicional y bueno guía, por brindarme confianza y cariño durante toda mi vida y sobre todo el valor de luchar constantemente por la meta y alcanzarla.

A mis maestros y en especial a mi tutor, quienes con sus enseñanzas impartidas tanto dentro como fuera de los salones de clase, me han sabido guiar en este y, muchos otros trabajos desarrollados al largo de mi estudio universitario.

A mis diferentes compañeros de curso y amigos en general, por las vivencias durante estos 5 años de la carrera y porque en esta armonía grupal lo hemos logrado.

A la compañía INPROEL S.A., específicamente al grupo SISELEC S.A., por darme la oportunidad de participar en el proyecto del cual hace referencia este trabajo de titulación y por el conocimiento obtenido a lo largo del mismo.

EL AUTOR

LEMA GALARZA, CINHYA MARIELA

DEDICATORIA

A Dios, sobre todo, por permitir culminar con este trabajo mis estudios universitarios y ayudarme durante el camino a no desfallecer en sus pruebas.

Dedico este trabajo a mis padres, Mirian Galarza y Jorge Lema, porque de ellos he aprendido el valor del esfuerzo constante, la humildad que se necesita para lograr los objetivos que se propongan y que no importa el lugar del que provengas, lo importante es a dónde quieres llegar, con los valores que puedes demostrar y con las mejores personas que te acompañan en el camino, tu familia.

EL AUTOR

LEMA GALARZA, CINHYA MARIELA



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. HERAS SÁNCHEZ, MIGUEL ARMANDO M.S.c
COORDINADOR DE CARRERA

ING. PHILCO ASQUI, LUIS ORLANDO M.S.c
DIRECTOR DE ÁREA

ING. MONTENEGRO TEJADA, RAÚL
OPONENTE

INDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
RESUMEN.....	XVI
ABSTRACT	XVII
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO 1: Descripción del Trabajo de Titulación	3
1.1 Justificación	3
1.2 Planteamiento del Problema	3
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Tipo de Investigación	4
1.5 Hipótesis.....	4
1.6 Metodología	4
CAPÍTULO 2: Fundamentación Teórica	5
2.1 Subestación Eléctrica	5
2.1.1 Subestación Elevadora	6
2.1.2 Subestación Reductora	6
2.2 Características Principales	6
2.2.1 Simbología utilizada en los Diagramas unifilares de Subestaciones Eléctricas .	7
2.2.2. Niveles de voltaje para las Subestaciones Eléctricas	10
2.2.3 Conocimiento del nivel de cortocircuito	10
2.2.4 Formas de aislar las fallas a tierra	11
2.2.5 Liberación rápida de fallas.	11

2.2.6 Operación selectiva de la protección.....	12
2.3 Parámetros para el diseño de Subestaciones Eléctricas	12
2.3.1. Criterios de diseño.....	12
2.4. Principales Equipos de una subestación.....	13
2.4.1 Transformador de Potencia	13
2.5 Interruptor de potencia SF6.....	14
2.5.1 Corte de corriente de servicio del Interruptor SF6.....	15
2.5.2 Corte de corrientes por cortocircuito en interruptor SF6	16
2.6 Seccionador de potencia.....	16
2.7 Transformador de Potencial (TP).....	17
2.8 Transformador de Corriente (TC)	17
2.9 Distancias para el dimensionamiento de subestaciones.....	17
2.9.2 Movimiento del personal.....	19
2.9.3. Distancia entre barras	20
2.9.4. Distancia entre fases.....	21
2.9.5 Distancia entre ejes del pórtico	21
2.10 Estructuras para pórtico 69 KV.....	23
2.10.1 Tipo de estructuras	23
2.10.2 Criterios básicos en el diseño de estructuras metálicas.....	25
2.11 Sistemas empleados para el impacto eléctrico en subestaciones	26
2.11.1. Sistema único de manejo ambiental.....	26
2.11.2 Consejo Nacional de Electricidad CELEC EP-TRANSELECTRIC	26
CAPÍTULO 3	28
3.1. Estudios eléctricos de la Red con conexión a la Subestación	28
3.2 Coordinación de aislamiento.....	29
3.2.1 Niveles de aislamientos estándares.	30
3.2.2 Distancias en aire basadas en BIL A nivel de 69 KV y 13.8 KV	31

3.2.3 Descargador de sobretensiones (pararrayos).....	32
3.2.4 Selección de tensión de funcionamiento continuo	33
3.2.5 Selección corriente nominal de descarga y clase de descarga de línea.....	34
3.2.6 Pruebas de rutina para descargadores de tensión	34
3.3 Coordinación de Protecciones para la Subestación.....	34
3.4 Características para la especificación de un transformador de corriente	35
3.4.1 Selección de transformadores de medida y protección.	35
3.4.2 Condiciones para el cálculo del burden para transformadores de medición.....	35
3.4.3. Dimensionamiento	37
3.5 Estudio de resistividad del terreno	37
3.6 Malla de Puesta a Tierra.....	37
3.6.1 Objetivos de la Malla de puesta a Tierra.....	38
3.6.2 Metodología para el diseño de la malla de puesta a tierra	38
3.6.3 Aspectos básicos para el diseño de una malla.....	39
3.7. Definiciones de fórmulas utilizadas	40
3.7.1 Factor de Reducción del Terreno:	40
3.7.2 Tensión de Paso y Toque tolerable	41
3.7.3 Resistencia de Puesta a Tierra:.....	41
3.7.4 Tensión de Toque:.....	42
3.7.5 Tensión de paso.....	46
CAPÍTULO 4: Arquitectura Scada	47
4.1 Aplicación en subestaciones	47
4.2 Protocolos.....	47
4.2.1 Protocolo DNP3	47
4.2.2 Protocolo IEC-61850	48
4.3 Relés.....	48
4.3.1 Relé de protección SEL 787.....	48

4.3.2 Relé de Protección 751.....	49
4.4 Relé Concentrador de Señales 2440.....	50
4.5 Switch 2730M.....	50
4.6 GPS SEL-2488.....	51
4.7 Hardware.....	51
4.7.1 MTU (Master Terminal Unit).....	51
4.7.2 RTU (Remote Terminal Unit).....	52
CAPÍTULO 5: Aportaciones.....	53
5.1 Descripción de la subestación.....	53
5.1.1 Ubicación de Tap de entrada y subestación eléctrica.....	54
5.2. Diagrama unifilar de la Subestación.....	55
5.3 Cálculo de la demanda.....	56
5.4 Capacidad de la Subestación.....	61
5.5 Distancias de Seguridad entre equipos.....	62
5.6 Estudio de corto circuito.....	64
5.6.1 Máxima Generación:.....	65
5.6.2 Mínima Generación:.....	67
5.7 Resultas de la coordinación de aislamiento.....	69
5.7.1. Selección de los niveles de aislamiento.....	69
5.7.2 Selección de voltajes a frecuencia industrial.....	70
5.7.3 Descargador de sobretensión (Pararrayo).....	70
5.8 Diseño de Malla a tierra.....	70
5.8.1 Cálculo de la malla Puesta a tierra.....	71
5.9 Selección de la relación de transformación para CT en alta tensión.....	76
5.10 Medición Comercial a 69KV.....	79
5.11 Esquema De Protección.....	80
5.12 Arquitectura Scada.....	81

5.12.1 RTAC/ Sel-3530-4	82
5.12.2 GPS SEL-2401	82
5.12.3 SWITCH SEL-2730M	82
5.12.4 DPAC Sel-2440.....	82
5.12.5 Organizador De Fibra (Odf).....	82
5.13 Especificaciones de elementos que componen la subestación.....	83
5.13.1 Acometida Aérea 69 Kv.....	83
5.13.2 Hilo De Guarda	84
5.13.3 Aisladores De 69 Kv	84
5.13.4 Seccionadores Tripolares De 69 Kv.....	84
5.13.5 Pararrayos 60 Kv.....	86
5.13.6 Interruptor De Potencia En Gas Sf6.....	86
5.13.7 Transformador De Corriente 69 Kv	87
5.13.9 Transformador De Poder.....	88
5.14 Impacto ambiental.....	89
5.14.2 Aumento de los niveles sonoros.....	90
5.14.3 Cambios en la calidad del aire:	90
5.14.4 Producción de ozono:.....	90
5.14.5 Medidas preventivas en fase de Construcción	90
5.14.6 Suelo.....	90
5.14.7. Uso de maquinaria.....	91
5.14.8. Mantenimiento de las máquinas con motor de combustión:.....	91
5.14.9. Contaminación del aire	91
5.14.10. Agua	91
5.15 Planos de la Subestación	91
CAPITULO 6: Conclusiones Y Recomendaciones	93
6.1 CONCLUSIONES	93

6.2 RECOMENDACIONES	93
GLOSARIO	94
ANEXOS	96
BIBLIOGRAFÍA	103

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Figura 2.1:	Sistema típico de Distribución de energía	5
Figura 2.2:	Simbología Normalizada	7
Figura 2.3:	Simbología Normalizada	8
Figura 2.4:	Simbología Normalizada	9
Figura 2.5:	Transformador de Potencia.....	13
Figura 2.6:	Interruptor de Potencia	14
Figura 2.7:	Principio de extinción.....	15
Figura 2.8:	Interruptor de potencia SF6 en sitio	15
Figura 2.9:	Partes de un seccionador	16
Figura 2.10:	Seccionador ubicado en sitio	17
Figura 2.11:	Circulación del personal	19
Figura 2.12:	Dimensiones medias de un operador	19
Figura 2.13:	Diseño común para el ancho de barras	20
Figura 2.14:	Distancia entre ejes de pórtico y equipo.....	22
Figura 2.15:	Distancia entre ejes de pórtico y seccionador.....	22
Figura 2.16:	Estructura mixta en concreto y acero tipo A	24
Figura 2.17:	Estructura metálica en celosía	24
Figura 2.18:	Estructura tipo H Subestación Jaramijó	25
Figura 2.19:	Estructura tipo castillo, vista superior	25

CAPÍTULO 3

Figura 3.1.	Descargador de sobretensiones 115kV	33
Figura 3.2.	Detalle de varilla puesta a tierra.....	39
Figura 3.3.	Corte A-A" del detalle de varilla puesta a tierra	40
Figura 3.4.	Puntos de contacto alrededor de una subestación	42

CAPÍTULO 4

Figura 4.1.	Relé SEL 787	48
Figura 4.2.	Relé de Protección de Alimentación SEL-751.....	49
Figura 4.3.	Relé de Protección de Línea SEL-411L.....	49

Figura 4.4.	Relé Concentrador de Señales SEL-2440	50
Figura 4.5.	Switch de Comunicación SEL-2730M.....	51
Figura 4.6.	Reloj de red sincronizado por satélite SEL-2488.....	51

CAPITULO 5

Figura 5.1:	Ubicación posicional.....	54
Figura 5.2:	Diagrama Unifilar de la Subestación InterHospital S.A.	55
Figura 5.3:	Demanda proyectada del Hospital	61
Figura 5.4:	Distancia entre estructuras de 69KV y equipos	62
Figura 5.5:	Distancia entre pórtico 69kV y cerramiento de Subestación	62
Figura 5.6:	Vista lateral de la Subestación	63
Figura 5.7:	Malla a tierra correspondiente a S/E InterHospital	72

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1. Tensiones para sistemas superiores a 35KV	10
Tabla 2.2. Categorías y rangos de niveles de tensión según la IEC	10
Tabla 2.3. Partes del Transformador de Potencia.....	14
Tabla 2.4. Distancias típicas entre equipos de patio.....	18
Tabla 2.5. Espaciamiento de conductores	21

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1. Estudios de la Red.....	28
Tabla 3.2. Valores de Voltaje máximo Us	30
Tabla 3.3. Distancia BIL basada en norma IEEE 1427	31
Tabla 3.4. Voltaje máximo del sistema	32
Tabla 3.5. Tensión nominal del sistema	34
Tabla 3.6. Límites de error para CT's de medición.....	36
Tabla 3.7. Impedancias equivalentes de cables de guarda y neutros	45

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1. Especificaciones de SEL 787	49
--	----

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1. Coordenadas de S/E y Tap de entrada.....	54
Tabla 5.2. Carga en planta baja-Torre de Consultorios.....	56
Tabla 5.3. Carga en planta baja-Torre Hospital	57
Tabla 5.4. Carga en planta baja-Imagenología.....	57
Tabla 5.5. Carga en planta baja-Torre parqueos 1	58
Tabla 5.6. Carga en planta baja-Torre parqueos 2	58
Tabla 5.7. Carga en planta baja-Torre parqueos 3	59
Tabla 5.8. Demanda total en primera etapa.....	59
Tabla 5.9. Demanda total en segunda etapa	60
Tabla 5.10. Demanda Total en Primera Etapa.....	61
Tabla 5.11. Especificación de equipos que conforman la subestación	63

Tabla 5.12. Análisis de cortocircuito- Máxima generación	65
Tabla 5.13. Datos nominales del transformador seleccionado.....	65
Tabla 5.14. Impedancias por falla en barra, máxima generación.....	65
Tabla 5.15. Resultado de las corrientes de falla- Máxima generación.....	67
Tabla 5.16. Análisis de cortocircuito-Mínima generación	67
Tabla 5.17. Impedancias por falla de mínima generación.....	67
Tabla 5.18. Resultado de las corrientes de falla- Máxima generación.....	69
Tabla 5.19. Resultado del nivel de aislamiento escogido.....	69
Tabla 5.20. Resultado del nivel de aislamiento escogido.....	69
Tabla 5.21. Datos del diseño propuesto	71
Tabla 5.22. Datos de conexión	71
Tabla 5.23. Relación de transformación en alta tensión.....	76
Tabla 5.24. Relación de transformación en media tensión.....	78
Tabla 5.25. Descripción de las entradas de equipos de protección	81
Tabla 5.26. Especificaciones técnicas de la acometida	83
Tabla 5.27. Especificaciones técnicas del hilo de guarda	84
Tabla 5.28. Especificación técnica de aisladores	84
Tabla 5.29. Especificación técnica de seccionador	85
Tabla 5.30. Especificación de Pararrayos	86
Tabla 5.31. Especificación técnica detallada de Pararrayos.....	86
Tabla 5.32. Especificación de Interruptor	87
Tabla 5.33. Especificación técnica de CT's	88
Tabla 5.34. Especificación técnica de Transformador de Poder	88

RESUMEN

El presente trabajo trata del diseño de una subestación eléctrica para un Hospital, el cual se encuentra en etapa de construcción en el Norte de Guayaquil, contará con una capacidad de 5/6.25MVA. A través de estudios eléctricos y cálculos aplicados a normas internacionales se determinará los valores adecuados para el óptimo diseño propuesto y así mantener protegido tanto al personal que trabaje en ella, como a los equipos que formen el sistema y que se encuentren dentro de la subestación. En el siguiente trabajo, la demanda calculada se basa en información entregada por la empresa puesto que al estar en etapa de construcción los datos de la carga son los previstos a utilizarse cuando el Hospital entre en funcionamiento. Siguiendo el reglamento de la Eléctrica de Guayaquil y el ARCONEL mediante la regulación No. 001/14, la cual indica que cuando se supere 1 MVA de capacidad, esta carga deberá de poseer su propia subestación de distribución; evitando así caídas de tensión de línea y generando beneficio tanto a la misma empresa eléctrica como al Hospital.

Palabras clave: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, POTENCIA, 69/13.8 KV, 5MVA, MALLA A TIERRA, AISLAMIENTO

ABSTRACT

The present work part of the design of an electrical substation for a Hospital, which is in stage of construction in the north of Guayaquil, will have a capacity of 5/6.25 MVA. Through electrical studies and calculations applied to international standards, the appropriate values for the optimal proposed design will be determined, so as to keep the personnel who work in it protected, as well as the equipment that form the system and that are Inside the substation. In the following work, the calculated demand is based on information provided by the company since the load data are expected to be used when the Hospital is in operation. Following the regulations of the Guayaquil electrical and the Arconel by means of regulation No. 001/14, which indicates that when exceeding 1 MVA of capacity, this load must have its own substation of distribution; Thus avoiding line voltage drops and generating profit both to the same electrical company as to the Hospital.

KEY WORDS: ELECTRICAL SUBSTATION, POWER, 69/13.8 KV, 5MVA, GROUND MESH, ISOLATI

ABREVIATURAS

ACSR: Aluminum Conductor Steel Reinforced conductor de aluminio con centro de acero galvanizado

ANSI: American National Standards Institute: Instituto Americano de Normalización.

ASTM:American Society for Testing and Materials: Organización dedicada a la publicación de normas, métodos de prueba y recomendaciones sobre materiales.

ARCONEL. - Agencia de Regulacion y control de la Electricidad

BIL(NBIA): Basic Impulse Insulation level:Nivel Básico de Aislamiento al Impulso

BCU. – Unidad de Control de Bahía

CELEC-TRANSELECTRIC. - Corporación Eléctrica del Ecuador, Transmisión Eléctrica

CENACE. - Corporación Centro Nacional de Control de Energía

CNEL-EP. - Corporación Nacional del Ecuador, Empresa Pública

CT. - Transformador de Corriente

CONELEC. - Consejo Nacional de Electricidad.

DIN: Instituto Alemán de Normas.

DPAC. - Controlador Discreto de Automatización Programable

DNP. - Protocolo de Red Distribuida

IEEE. – The Institute of Electrical and Electronics Engineers; principal asociación a nivel mundial de ingenieros en electricidad, electrónica y materias afines

IEC. - Comisión Electrotécnica Internacional

MTU. - Unidad Terminal Maestra

NATSIM. Normas de Acometidas, Cuartos de Transformadores y Sistemas de Medición para el Suministro de Electricidad

SF6. - Hexafluoruro de Azufre

PT.- Transformador de Potencia

RTU. - Unidad Terminal Remota

SCADA. - Supervisión, Adquisición y Control de Datos

INTRODUCCIÓN

En Ecuador, el ARCONEL que es la Agencia de Regulación y Control de Elctricidad es el que implementa, opera y mantiene el sistema único de información estadística del sector eléctrico además de poseer el grado más alto de certificación estadística del sector eléctrico ecuatoriano, lo cual ha garantizado la utilización de la energía eléctrica para mejorar la calidad de vida a través de los años, permitiendo el desarrollo comercial, industrial y residencial.

En las instalaciones de asistencia médica, el suministro de energía debe ser constante es decir sin interrupciones, el sistema debe garantizar una correcta prestación del servicio puesto que una falta de energía puede tener consecuencias directas con la vida de los pacientes que se encuentren dentro del hospital, especialmente en las área donde es indispensable este servicio como los quirófanos, unidades de cuidados intensivos, salas de emergencia, etc.

El presente trabajo indica las especificaciones técnicas y normas como la IEEE y las normas IEC las cuales enseñan los lineamientos que se deben seguir en el diseño de una subestación considerando las necesidades del hospital para cumplir con el objetivo del desarrollo óptimo para el diseño de la subestación requerida.

CAPÍTULO 1: Descripción del Trabajo de Titulación

1.1 Justificación

El diseño de la subestación surgió como una parte del proyecto de creación para un nuevo Hospital en el norte de la ciudad de Guayaquil. Como su nombre lo indica esta subestación, que se interconectará a línea Ceibos norte, a nivel de 69 KV de la cual proveerá de energía eléctrica al Hospital. Este diseño toma como base el estudio de la proyección de carga realizada en la Parte III, regida por el Arconel mediante regulación 001/14, la cual muestra que para cargas eléctricas mayores a 1 MVA será necesario suministrar dicha carga por medio de una subestación eléctrica a nivel de voltaje 69 KV.

Respecto con las condiciones y requerimientos de la Subestación, el diseño varía y con ello se puede realizar diferentes formas de solucionar complejidades que se dan en el proceso, como las condiciones climatológicas, limitantes de espacio, ubicación, aplicación y presupuesto. Por lo cual, en el siguiente diseño los criterios usados para la construcción de Subestaciones Eléctricas se basan en normas internacionales que engloban la mayor parte diferentes circunstancias a considerar en el diseño.

1.2 Planteamiento del Problema

Debido a que la carga total del Hospital supera los 1000KVA, y de acuerdo con las normas del ARCONEL se debe construir una S/E de 69KV cuando supera dicha carga, se garantizara un suministro de energía en forma segura, confiable, continua y flexible

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Proponer el diseño de Subestación eléctrica con potencia 5/6.25MVA para la empresa InterHospital S.A. mediante normas aplicadas para el óptimo desarrollo del sistema.

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir las normas y equipos a utilizarse en una subestación

- Hacer un estudio de la carga del Hospital
- Realizar el cálculo de protecciones
- Cálculo de cortocircuito
- Hacer un diagrama unifilar eléctrico general

1.4 Tipo de Investigación

El presente trabajo de investigación se basa especialmente en el tipo teórico con cierto enfoque analítico, adicional a esto se usan técnicas de investigación del tipo descriptivo, explicativo. Todas cumplen una función específica en cada parte del proyecto.

Tipo teórico porque el fin es elaborar el diseño del proyecto eléctrico sobre la base de un análisis documental en la que se considera el proceso descriptivo de los elementos de las redes eléctricas en alta tensión. Es explicativo debido a que en este trabajo de titulación se pretende calcular los parámetros de diseño para una subestación de 5MVA cumpliendo con todos los estándares de las normativas internacionales.

1.5 Hipótesis

El diseño y la puesta en funcionamiento de la S/E para el Hospital garantizarán un servicio seguro y continuo con lo cual el Hospital brindará una atención excelente a los pacientes.

1.6 Metodología

La metodología de investigación está relacionada con los procesos de indagación mediante la recopilación de la información técnica que permita ajustar los objetivos del proyecto para un análisis que contribuya a desarrollar las aportaciones para alcanzar la finalidad de este.

CAPÍTULO 2: Fundamentación Teórica

2.1 Subestación Eléctrica

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de equipos que juntos forman un sistema eléctrico, cuya función es la de transformar la energía que recibe a niveles de tensión adecuados para su transporte, distribución y utilización. Este conjunto de equipos controla el flujo de energía y garantizan la seguridad del sistema con la implementación de dispositivos de protección según el diseño previo.

De forma general, una subestación está compuesta de un número determinado de circuitos de entrada y salida, cada uno de estos conectados a su respectivo punto común denominado barraje, tiene también equipos de alta y media tensión como son, el transformador de poder, seccionadores, pararrayos, sistemas de control, sistemas de protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

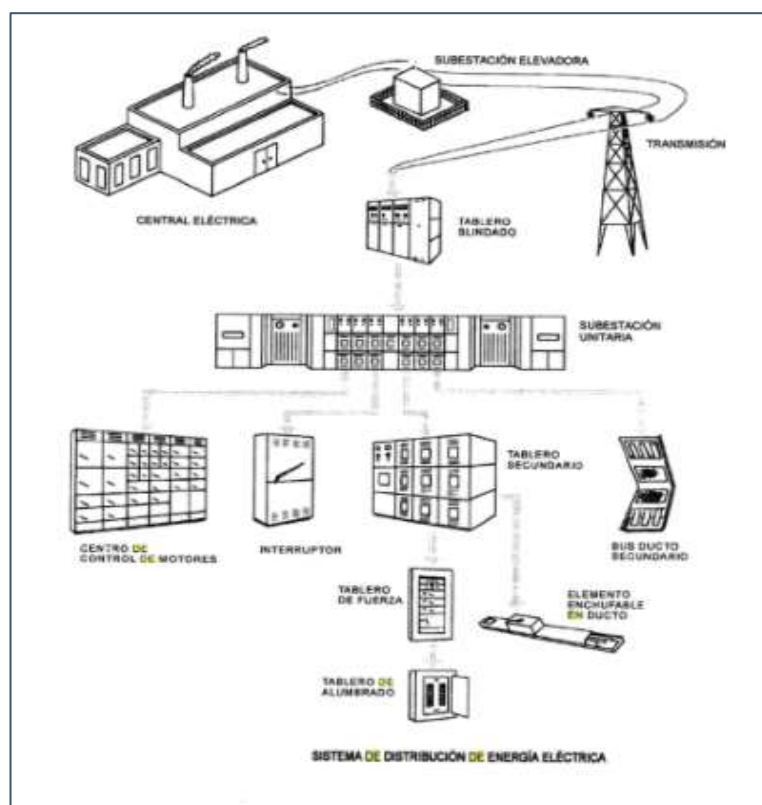


Figura 2.1: Sistema típico de Distribución de energía
Fuente:(Harper, 2006b, p. 20)

2.1.1 Subestación Elevadora

Tiene como función recibir un bajo voltaje y a la salida entregar un voltaje muy alto. En un sistema de transmisión generalmente en una Subestación elevadora está ubicada en lugares cercanos a la generación. El voltaje del primario del transformador se determinará en función del voltaje del generador y el voltaje del secundario del transformador dependerá de la distancia a la que se transporte la energía y también a los proyectos que se puedan adjuntar a la línea.

2.1.2 Subestación Reductora

Tienen como función recibir el alto voltaje que transporta la línea de transmisión, transformándola a un bajo nivel de voltaje el cual dependerá del proyecto. En el país la subestación reductora está diseñada para alimentar una ciudad completa por lo tanto la subestación se debe ubicar en un sitio lo más cercano a la ciudad, cuidando que no quede integrada a la ciudad en poco tiempo debido al crecimiento de esta, es decir, la ubicación de la subestación se la realiza en función de los proyectos urbanísticos de la zona.

El lado secundario del transformador reductor va a generar la barra de distribución de donde se alimenta todas las cargas de una ciudad. Los niveles del secundario del transformador elevador y los niveles de voltaje del transformador reductor dependen de las características del sistema eléctrico que se maneje en cada país y de los voltajes que manejan las operadoras.

2.2 Características Principales

Dentro de las características principales a ser consideradas en el diseño de una subestación se encuentran:

- Diagrama Unifilar
- Selección del nivel de tensión
- Conocimiento del nivel de cortocircuito
- Forma de aislar las fallas a tierra
- Liberación rápida de fallas
- Operación selectiva de la operación
- Impacto ambiental

2.2.1 Simbología utilizada en los Diagramas unifilares de Subestaciones Eléctricas

En las figuras 2.2, 2.3, y 2.4 se encuentran la simbología de uso más frecuente en los diagramas unifilares, estandarizada por instituciones como la IEC, Instituto Alemán de Normalización (DIN) y el Comité de Revisión y Actualización de Manual de Normas de Diseño y Construcción de Redes de Distribución de Energía de la Central Hidroeléctrica de Caldas Colombia (CHEC) (Molina, 2017).























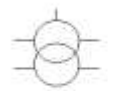



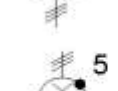
Simbología			
	LÍNEA 230 kV		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON TAP *
	LÍNEA 115 kV		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON DOS NÚCLEOS Y UN DEVANADO SECUNDARIO EN CADA NÚCLEO *
	LÍNEA 33 kV		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS EN EL NÚCLEO *
	LÍNEA 13.2 kV		TRANSFORMADOR DE MEDIDA DE TENSIÓN (DIN) ○
	LÍNEA 4.16 kV		TRANSFORMADOR DE MEDIDA COMBINADO
	BARRAJE 230 kV		TRANSFORMADOR CON DOS DEVANADOS *
	BARRAJE 115 kV		TRANSFORMADOR PARTICULAR
	BARRAJE 33 kV		TRANSFORMADOR TRIDEVANADO CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA-DELTA *
	BARRAJE 13.3 kV		AUTOTRANSFORMADOR *
	BARRAJE 4.16 kV		TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO
	TRANSFORMADOR CON DOS DEVANADOS *		BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA *
	TRANSFORMADOR DE ALUMBRADO PÚBLICO *		BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA PARTICULAR
	AUTOTRANSFORMADOR *		
	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y-DELTA CON CINCO TAPS *		
	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y-DELTA CON CINCO TAPS PARTICULAR		

Figura 2.2: Simbología Normalizada
Fuente: («IEC, DIN, CHEC», 2018.)

Simbología

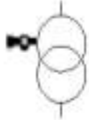

















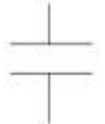

	TRANSFORMADOR TIPO SUBTERRÁNEO		GENERADOR AC, 60 Hz *
	GENERADOR TERMOELÉCTRICO *		INDICADOR DE FALLA
	RECONECTADOR		SECCIONADOR CON FUSIBLE *
	SECCIONADOR PRIMARIO BAJO CARGA *		SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA *
	SECCIONADOR DE POTENCIA *		INTERRUPTOR DE POTENCIA *
	INTERRUPTOR TIPO CELDA		PUESTA A TIERRA *
	DESCARGADOR DE SOBRE TENSION *		ACOMETIDA
	TEMPLETE POSTE A POSTE		VIENTO DE MEDIA TENSION
	VIENTO DE BAJA TENSION		PUNTO DE CONEXIÓN
	CONSENSADOR *		CONMUTACIÓN AUTOMÁTICA *

Figura 2.3: Simbología Normalizada
Fuente: («IEC, DIN, CHEC», 2018.)

Simbología











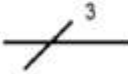

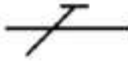




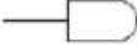
	CÁMARA DE MEDIA TENSIÓN		CÁMARA DE BAJA TENSIÓN
	PUNTO DE MEDIDA		ARCO *
	APOYO DE MEDIA TENSIÓN EN N MATERIAL Y H ALTURA		APOYO DE BAJA TENSIÓN EN N MATERIAL Y H ALTURA
	TORRE DE MEDIA TENSIÓN DE N TIPO Y H ALTURA		TORRE DE BAJA TENSIÓN DE N TIPO Y H ALTURA
	ÁNGULO EN FACHADA DE MEDIA TENSIÓN		ÁNGULO EN FACHADA DE BAJA TENSIÓN
	TRES CONDUCTORES DE FASE *		CONDUCTOR DE NEUTRO *
	CONDUCTOR DE PROTECCIÓN *		CONDUCTOR DE NEUTRO Y PROTECCIÓN COMBINADO
	PUNTO DE CONEXIÓN T		PUNTO DE CONEXIÓN CODO
	PUNTO DE CONEXIÓN BARRAJE		LÁMPARA DE ALUMBRADO PÚBLICO

Figura 2.4: Simbología Normalizada
Fuente: («IEC, DIN, CHEC», 2018)

2.2.2. Niveles de voltaje para las Subestaciones Eléctricas

Según la normativa IEC 60038, se puede definir que; la tensión asignada indica el valor máximo que puede alcanzar el voltaje en la red para la cual se diseña la subestación eléctrica y la tensión de servicio es el valor real que toma la tensión en un punto específico medido en un momento determinado por lo cual en la Tabla 2.1 se muestran los valores de tensión asignada y de servicio. En la tabla 2.2 se muestran las categorías y rangos de los niveles de tensión estandarizados por la International Electrotechnical Commission (IEC).

Tabla 2.1: Tensiones para sistemas superiores a 35KV

Tensión asignada (KV)		Tensión de Servicio (KV)
.(45)	..	.(52)
66	69	72,5
110	115	123
132	138	145
.(150)	..	.(170)
220	230	245
.(1)		.(300)
.(1)		362
.(1)		420
.(1)		550 o 525
.(1)		800 o 765
.(1)		1050 o 1100
.(1)		1200

Nota;
 Los valores son aplicables para las dos series
 Los valores indicados son entre fases
 Los valores indicados entre paréntesis no son comunes y no deben ser usados para sistemas nuevos
 (1) Valores no especificados en la Norma

Fuente:(«IEC-60038-2009-», s. f.)

Tabla 2.2: Categorías y rangos de niveles de tensión según la IEC

Categoría	Rango (KV)
Alta tensión AT	$52KV \leq U_m < 300KV$
Extra alta tensión EAT	$300KV < U_m \leq 550KV$
Ultra alta tensión UAT	$U_m \geq 800KV$

Fuente: (IEC-60038-2009-», s. f.)

2.2.3 Conocimiento del nivel de cortocircuito

El estudio de cortocircuito se lleva a cabo en los sistemas eléctricos para obtener el comportamiento de la energía en caso de que ocurra una falla de

aislamiento, para el contacto directo en la fuente de alimentación o el cableado del equipo.

Es importante conocer las magnitudes de falla debido a que el equipo eléctrico debe diseñarse e instalarse para resistir las enormes corrientes generadas cuando ocurre un evento de falla eléctrica y evitar cualquier explosión o eventos desafortunados. El análisis con el que podemos calcular los diferentes tipos de corrientes de falla en un sistema eléctrico son:

- Falla línea a tierra
- Falla línea a línea
- Falla de 2 líneas a tierra.
- Falla trifásica.

Si un elemento eléctrico instalado en el sistema tiene una capacidad inferior a la corriente en su punto de instalación, esto podría ocasionar la pérdida de vida debido a la explosión del elemento de protección o causar daños colaterales.

2.2.4 Formas de aislar las fallas a tierra

En este aspecto de diseño, la protección por relés, en primera instancia para las fallas de línea a tierra en un punto del interruptor más cercano a ella, dado que la mayoría de las fallas en los sistemas eléctricos arrancan como una falla de línea a tierra; la interrupción de tales fallas en los sistemas eléctricos (2 a 4 ciclos) da como resultado un mínimo de daño permanente (Harper, 2006a).

Los sistemas de voltaje medio de 2.4KV a 13.8kV, deben estar conectados a tierra a través de una resistencia, para limitar el daño de las fallas a tierra que puede ocurrir en las máquinas cuyos neutros están conectados a tierra en este nivel de voltaje. Con un relé de sensor de tierra, las corrientes tan bajas como 15A-30 A, el relé puede operar instantáneamente (Harper, 2006a).

2.2.5 Liberación rápida de fallas.

Para sistemas eléctricos con tensión media del tipo industrial, este rango debe estar entre 8 y 10 ciclos a la frecuencia del sistema. Y los interruptores para sistemas

de mayor tensión, deben permitir la interrupción de fallas en tiempos que permitan la estabilidad del sistema (Harper, 2006b).

2.2.6 Operación selectiva de la protección.

Este punto se refiere a realizar la selectiva protección de forma que durante su operación actúe sobre el elemento más cercano a una falla y en ese preciso orden, tratando de desconectar al menor número de elementos, es decir, cuando no opera el más cercano a la falla lo debe hacer el siguiente más cercano con tiempos que permitan establecer la selectividad (Harper, 2006a).

2.3 Parámetros para el diseño de Subestaciones Eléctricas

Los parámetros de condiciones ambientales y esfuerzos físicos determinan los requerimientos mínimos a considerar para el diseño de una Subestación eléctrica. Cualquier alteración de las condiciones, aunque sea mínima, puede generar un cambio significativo en el progreso del diseño de la Subestación. Los parámetros a considerar en el diseño son los relacionados con: la confiabilidad, continuidad, flexibilidad, seguridad, mantenimiento, comunicación, rentabilidad, espacio, medio ambiente, voltaje y carga es decir que los estudios combinados de estos parámetros permiten hacer un análisis más profundo del costo de vida de servicio de la Subestación a diseñar (Kauefati González, 2008).

2.3.1. Criterios de diseño

Uno de los aspectos importantes a tener en cuenta para el diseño, es el índice de confiabilidad, el cual tiene relación con el nivel básico de aislamiento del sistema (BIL) el cual debe estar por encima de las sobretensiones que se presentan durante la operación de los equipos de la Subestación, para que presente algún tipo de riesgo a la o las personas que se encuentren circulando en la subestación (Molina, 2017).

En el diseño se considerará también los esfuerzos físicos causados por las corrientes de corto circuito, considerando también fuerzas externas como las producidas durante el montaje de los conductores, aisladores y demás equipos pertenecientes al patio de la Subestación, sin olvidar la fuerza ejercida por la presión del viento sobre los conductores (Hidalgo, 2008).

Es importante también considerar los factores externos menos comunes, como, la prevención del paso de animales o bien personas no autorizadas hacia los conductores energizados, puesto que esto podría afectar tanto a la persona o animal que se encuentre cerca de estos conductores. Los efectos producidos por las tensiones mecánicas y el calentamiento debido a las corrientes de cortocircuito, también se deben considerar para medir correctamente la protección, el equipo de medición, teniendo en consideración la selección del equipo más importante, como el interruptor de alimentación, ya que este debe ser capaz de interrumpir las corrientes de falla sin que el equipo de la Subestación sufra ningún daño (Molina, 2017).

2.4. Principales Equipos de una subestación

2.4.1 Transformador de Potencia

Es uno de los equipos más importantes en el diseño de una subestación, puesto que maneja grandes voltajes los cuales se expresan en KVA o en MVA, generalmente se lo considera de potencia a partir de los 500KVA hasta las potencias del orden MVA monofásicos y trifásicos. Estos transformadores generalmente se encuentran instalados en subestaciones de distribución siendo una especie de mediador entre las centrales de generación y los consumidores residenciales o industriales.

Además, se debe considerar que según el estudio de la demanda se determina la capacidad del transformador a utilizar. En la Fig. 5 se observa un transformador con potencia de 5/6.25MVA

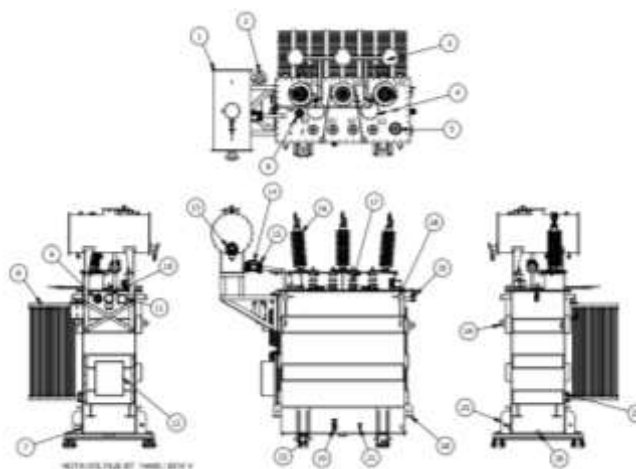


Figura 2.5: Transformador de Potencia
Fuente:(«SIEYUAN Co., Ltd »,2017.)

Tabla 2.3: Partes del Transformador de Potencia

LISTA DE PIEZAS			
ELEMENTO	CTDAD	Nº DE PIEZA	DESCRIPCIÓN
1	1	TANQUE DE EXPANSION + BOLSA NITRILO	--
2	1	SECADOR DE SILICA	CEDASPE VE 50-F
3	1	SOPORTE PARARRAYOS	--
4	2	HAND HOLE	--
5	1	VALVULA DE SOBREPRESION	COMEM 80T 70 kPa
6	1	MANIJA CONMUTADOR	--
7	2	PLATINA PUESTA A TIERRA	INOX
8	4	RADIADORES	I600x520x18
9	1	IMAGEN TERMICA	ORTO 0265 4G
10	1	TERMOMETRO	ORTO 0255 2G
11	1	CAJA CONEXIÓN TC	INDUBRAS 12 BORNES CP-01
12	1	CAJA DE CONTROL	CAJA DE PROTECCION IP54 DIMENSIONES 600x400x250mm
13	1	NIVEL DE ACEITE	CEDASPEW IFG FK2 T3 D1 6H
14	2	RELE BUCHHOLZ	ELEMK BRR 50-F100 CODE
15	2	VALVULA DE RELE BUCHHOLZ	CEDASPE PN10 DN50
16	3	TERMINALES AT	P CORE 89501-70
17	4	TERMINALES BT	AISLADOR 5292
18	4	OREJA DE CARGUE	EJE EJE Ø76mm
19	2	VALVULA DE LLENADO Y RECIRCULACION	2" RED & HITE
20	4	GATO	--
21	1	VALVULA TOMA DE MUESTRA	1/2" RED & WHITE
22	4	RUEDA BIDIRECCIONAL	8" PLANA + FRENO
23	8	PIE AMIGOS	--
24	6	OREJA DE AMARRE TRANSPORTE	--
25	8	VALVULA RADIADORES	NWB0 3"- DT3772 MARANGONI
26	1	TAPA FLANGE DRENAJE	--

Fuente: : («SIEYUAN Co., Ltd», s. f.)

2.5 Interruptor de potencia SF6

Es el elemento central de las subestaciones aisladas en aire ya que son equipos de maniobra que interrumpen y cierran los circuitos eléctricos en el caso de cortocircuitos, o corrientes mayores a la nominal para proteger a los demás equipos de daños mayores o en su defecto daños irreparables en el sistema.



Figura 2.6: Interruptor de Potencia
Fuente: (Teoriaelectro, 2018)

Según su accionamiento se clasifican en:

- Mecanismo de resorte
- Mecanismo neumático
- Mecanismo hidráulico
- Combinaciones entre ellos

2.5.1 Corte de corriente de servicio del Interruptor SF6

En la figura 2.1 se observa las partes implicadas para el corte de corriente de servicio para el interruptor SF6 lo cual se explica el accionamiento para el corte. Durante la apertura primero se abre el contacto principal (4) y la corriente conmuta al contacto de arco aún cerrado. Después abre el contacto de arco (3) y se genera un arco eléctrico. Simultáneamente el cilindro de caldeo (6) se desplaza hacia el soporte (6) y comprime el gas SF6 contenido ahí. Entonces el gas se desplaza en sentido contrario al movimiento del contacto móvil, fluye a través del cilindro de caldeo (6) hacia el contacto de arco (3) y extingue el arco («Energy Siemens», 2013).

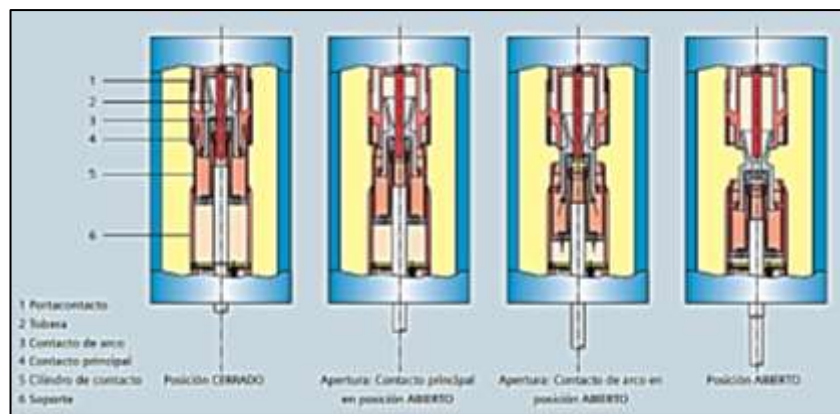


Figura 2.7: Principio de extinción

Fuente:(«Energy Siemens», 2013)

En este caso se aprovecha la energía del arco para interrumpir la corriente de cortocircuito. Esta energía no debe ser suministrada por el accionamiento («Energy Siemens», 2013, p. 8).



Figura 2.8: Interruptor de potencia SF6 en sitio
Elaborado por: Autor

2.5.2 Corte de corrientes por cortocircuito en interruptor SF6

De la figura 2.1 se explica también la corte de corrientes por corto circuito del interruptor SF6. Durante la interrupción de corrientes de cortocircuito de alta intensidad la energía del arco calienta considerablemente el gas SF6 alrededor del contacto de arco. Consecuentemente aumenta la presión en el cilindro de caldeo y genera un flujo de gas a través de la tobera (2) que extingue el arco eléctrico. En este caso se aprovecha la energía del arco para interrumpir la corriente de cortocircuito. Esta energía no debe ser suministrada por el accionamiento («Energy Siemens», 2013).

2.6 Seccionador de potencia

La norma NTC 2050 define el seccionador como un interruptor de separación, destinado para aislar un circuito eléctrico de su fuente de alimentación. Pues, no tiene intensidad de corriente de corte máxima y está diseñado para que se manipule únicamente después de que el circuito sea abra por otros medios (Molina, 2017).

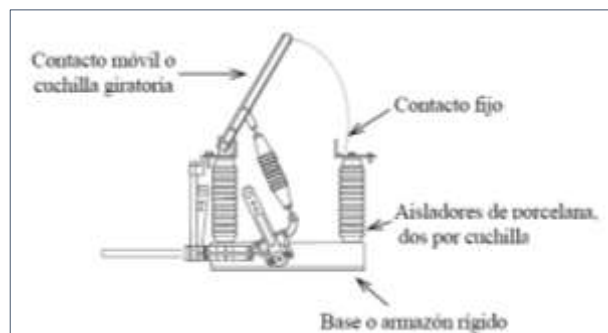


Figura 2.9: Partes de un seccionador
Fuente:(«Seccionador», 2013)

Este interruptor de separación también es conocido como un equipo de maniobra puesto que su función principal es la de permitir un servicio continuo y cerrar eléctricamente partes del sistema de forma visible, también opera como dispositivo de mantenimiento ubicado generalmente en las bahías de la subestación. Para poder realizar la maniobra necesitan estar libres de carga, es decir, en el momento de la apertura no debe circular corriente alguna a través de él. («Estaciones y Subestaciones Transformadoras», s. f.).

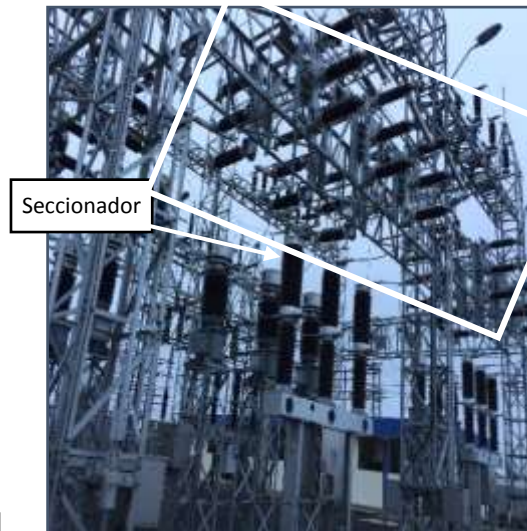


Figura 2.10: Seccionador ubicado en sitio
Elaborado por: Autor

2.7 Transformador de Potencial (TP)

Los niveles de tensión y corriente del sistema de potencia son muy elevados, por lo cual los instrumentos de medición y los relés de protección no se pueden conectar en forma directa y lo hacen mediante transformadores. Las funciones de un transformador de Potencial son las siguientes:

- Aislar los equipos de baja tensión con los circuitos de alta tensión.
- Adaptar las tensiones elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medición y los relés de protección.
- Proveer aislación a los instrumentos de medición y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia. (UDELAR-Fing, 2010)

2.8 Transformador de Corriente (TC)

Según (Enrique Harper, 1963), los transformadores de corriente son utilizados para realizar las mediciones de corrientes en sistemas eléctricos. Pues, poseen el devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La corriente que circula por el primario del transformador está definida por el circuito de potencia. Los transformadores de corriente reducen las grandes corrientes a bajas corrientes.

2.9 Distancias para el dimensionamiento de subestaciones

Las condiciones básicas como la configuración, disposición física y el nivel de tensión determinarán los siguientes aspectos:

- Movimiento del personal
- Distancia entre fases
- Distancia de barras
- Ancho de campo

Se debe aclarar que la tabla 2.4 no intenta cubrir todas las alternativas encontradas en la práctica, pero ilustra pautas generales para determinar de forma fácil las dimensiones mínimas que debe existir entre los equipos.

Tabla 2.4: Distancias típicas entre equipos de patio

Equipos (Entre equipo y Equipo)		Distancia Típica en (m)				
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2	Interruptor y Seccionador	2,0	3,0	4,5-5,5	7,0-8,0	9,0-10,0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,0	7,5	8,0-9,5	12,0-14,0	14,0-16,0
4	Interruptor y Transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5-4,5	6,5	8,5
5	Interruptor y Transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0-20,0	12,0-14,0
6	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0-8,0	9,0-10,0
7	Seccionador pantógrafo y seccionador	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5-9	11,0-13,0	13,0-15,0
11	Seccionador y seccionador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0-5,0	6,0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

Fuente: (C. Ramírez, 1991)

2.9.2 Movimiento del personal

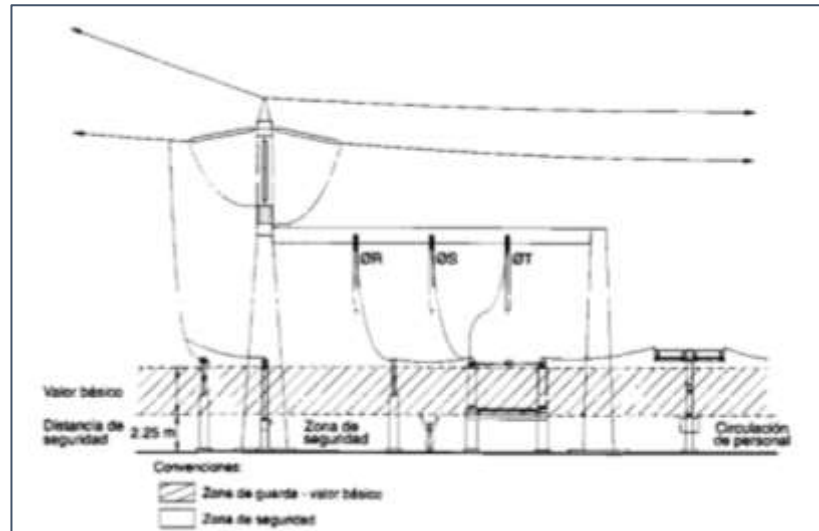


Figura 2.11: Circulación del personal
Fuente: (C. Ramírez, 1991, p. 137)

Es importante conocer la distancia de seguridad entre tierra y la parte energizada para la libre circulación del personal, Como se observa en la Fig. 2.11 el valor básico corresponde a 2,25m, es decir que la distancia entre la base de cualquier aislador de poste o buje y tierra no debe ser menor del valor antes mencionado (2.25m).

El valor de la zona de seguridad se determinó por medio de la Altura promedio de un operador con diferentes movimientos que este pueda efectuar, como se observa en la Figura 2.12



Figura 2.12: Dimensiones medias de un operador
Fuente:(C. Ramírez, 1991, p. 136)

2.9.3. Distancia entre barras

En el caso de utilizar conductores flexibles, es indispensable tener en cuenta el desplazamiento horizontal durante cortocircuitos como se muestra en la fig. 2.13. La IEC y la CIGRÉ muestran una metodología para definir la tensión de aisladores y el desplazamiento de los conductores debido al cortocircuito que depende de la relación F/mg (fuerza electromagnética/peso del conductor), de la flecha estática y de las elongaciones elástica y térmica del conductor.

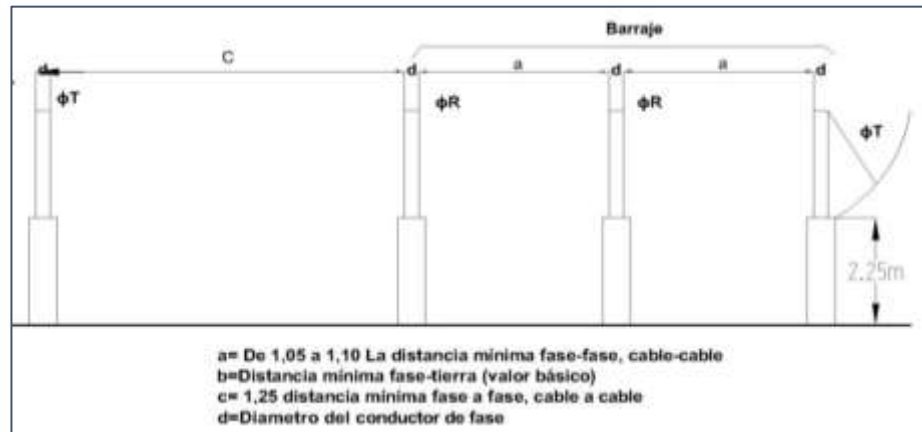


Figura 2.13: Diseño común para el ancho de barras

Fuente:(C. Ramírez, 1991)

La separación mínima entre fases no debe equivaler al espaciamiento entre puntos de conexión en el ingreso (pórtico) sino a la mínima separación aceptable cuando los conductores se acercan entre sus puntos más bajos (flecha máxima = Y_0), por lo cual definiendo Y_k como el desplazamiento horizontal de un conductor flexible de fase que corresponde a un ángulo de deflexión de 40° . Es decir, que el rango de movimiento del conductor está dado por Y_k , el cual se puede tomar en función de la flecha máxima estática, Y_0 (C. Ramírez, 1991)

$$Y_k = Y_0 * 1.2 * \text{sen}40^\circ \quad (2.1)$$

Por consiguiente, para obtener la separación entre fases a la altura de los pórticos, se obtiene Y_k y se procede de la siguiente manera (a = distancia entre fases a la altura de los pórticos, a_{\min} = distancia de separación fase-fase.

$$a = a_{\min} + 2 * Y_k \quad (2.2)$$

La distancia (**a**) corresponde a un valor que depende de la distancia mínima entre fases para un nivel básico de aislamiento determinado y depende directamente del desplazamiento horizontal que pueda efectuar un conductor flexible.

2.9.4. Distancia entre fases

Las distancias mínimas en aire, para garantizar el soporte dieléctrico de los equipos de patio son determinadas sobre la base de las Normas IEC 60071-2 y ANSI C2-2002 (Código de Seguridad Eléctrico Nacional). Tomando como referencia la “Guía para diseño de subestaciones tipo Exterior” de GEC ALSTHOM se respetarán en este diseño las siguientes distancias mínimas:

Tabla 2.5: Espaciamiento de conductores

Espaciamiento de conductores en S/E	69 KV	15 KV
Fase a Fase	1.6 M	0.6 M
Fase a Tierra	0.74 M	0.26 M
Distancia Libre al Piso	3.36 M	2.75 M

Fuente: (INESA S.A., 2016)

2.9.5 Distancia entre ejes del pórtico

Es la distancia de separación entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de la línea. La distancia entre ejes del pórtico de una subestación está determinada por la configuración, las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados. Básicamente los aspectos determinantes de la distancia entre ejes del pórtico son:

- Templas o barrajes superiores a lo largo del campo; cuya separación entre fases se calcula con base en lo referido en el numeral 2.9.3
- Ubicación de los equipos, tal como se muestra en la Fig. 14
- Cuando se tienen conexiones largas entre equipos con conductores flexibles y especialmente para bajantes de templas superiores o barrajes a equipos, entendiéndose por conexión larga. Es más, es necesario tener en consideración el desplazamiento de los conductores durante cortocircuitos (C. Ramírez, 1991).

En la figura 2.14 se puede observar al respecto.

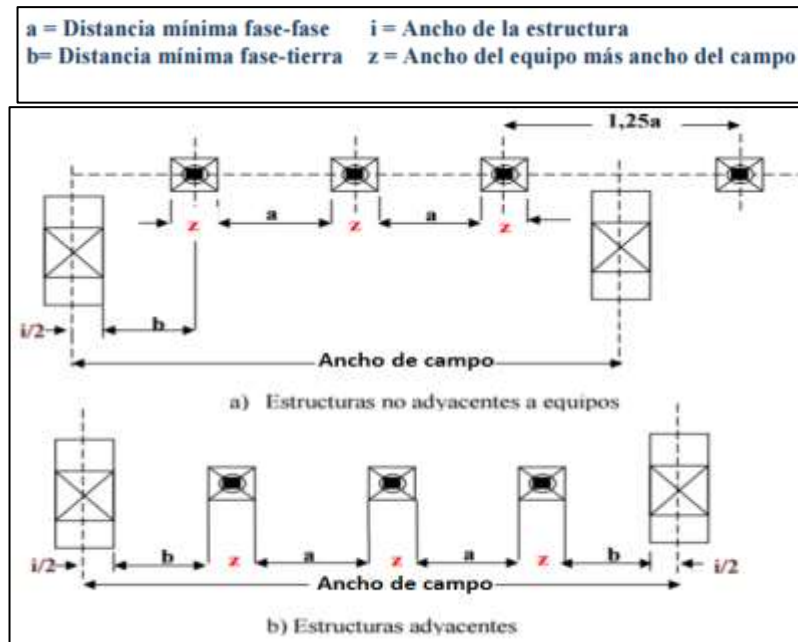


Figura 2.14: Distancia entre ejes de pórtico y equipo
Fuente: (C. Ramírez, 1991)

Cuando se tienen seccionadores de apertura central, éstos tienen gran incidencia en la determinación del ancho de campo, ya que en posición abierta sus brazos o cuchillas permanecen energizados. Ver figura 2.15.

Ancho de campo para estructuras con seccionadores

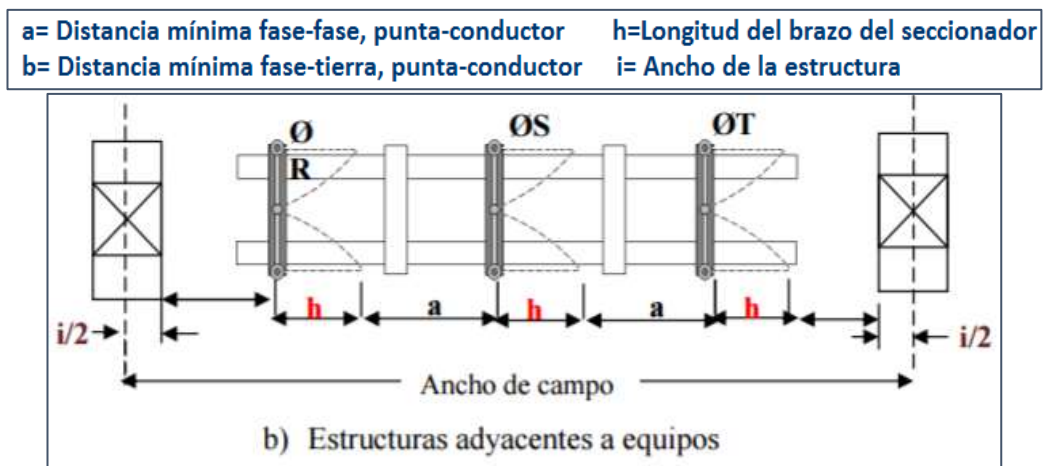


Figura 2.15: Distancia entre ejes de pórtico y seccionador
Fuente: (C. Ramírez, 1991)

Existen algunas prácticas para reducir el ancho de campo de las subestaciones, las principales de ellas son las siguientes:

- Usar conductores rígidos entre equipos (lo cual puede crear mayores esfuerzos en sus terminales)
- Evitar pórticos interiores o intermedios.
- Usar aisladores del tipo poste en los puentes de soporte de barras.
- Colocar los seccionadores de apertura central con los polos desplazados del eje central del campo, hacia el lado opuesto de su apertura.
- Utilizar seccionadores diferentes a los de apertura central, tales como seccionadores de doble apertura, seccionadores pantógrafos o semipantógrafo, seccionadores de apertura vertical, entre otros.
- No utilizar seccionadores adyacentes o próximos a estructuras y pórticos (C. Ramírez, 1991).

2.10 Estructuras para pórtico 69 KV

Generalmente el tipo de estructura para las subestaciones son las estructuras en celosía la cual está ensamblada con elementos simple de acero como perfiles angulares o de sección tubular, conectados mediante conexiones pernadas o soldadas. Los elementos principales son las cuerdas o montantes, cierres horizontales, vertical y diagonales.

De acuerdo con la implantación general determinada para una subestación, se hace necesario disponer dentro del patio de maniobra estructuras cuya función es la de server de soporte a los conductores que conforman las barras y templates superiores y a los equipos que conforman los circuitos de conexión para las salidas de línea o para equipos de transformación.

2.10.1 Tipo de estructuras

Los tipos de estructuras típicos en subestaciones de alta y extra alta tensión se pueden agrupar en:

- Estructuras mixtas en concreto y acero
- Estructuras Metálicas

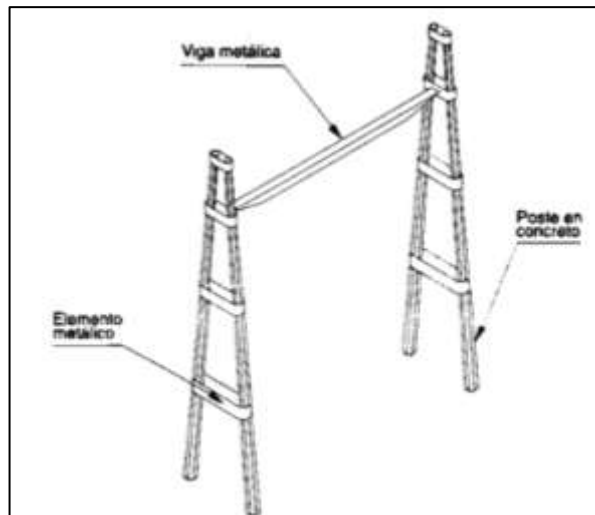


Figura 2.16: Estructura mixta en concreto y acero tipo A
 Fuente: (C. Ramírez, 1991)

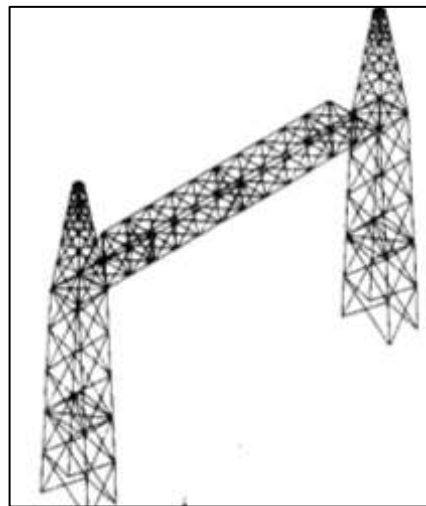


Figura 2.17: Estructura metálica en celosía
 Fuente: (C. Ramírez, 1991)

Las estructuras en una subestación deben cumplir mínimo tres criterios fundamentales: funcionalidad, economía y seguridad. Respecto a las características de la economía y funcionalidad de montaje, las estructuras mixtas son la opción ideal.

Las estructuras metálicas en celosía son confiables y representan una gran alternativa para salvar grandes luces y alturas significativas, son muy utilizadas en el mercado mundial debido a su facilidad de montaje, buena protección contra agentes atmosféricos, además que garantiza un periodo largo de servicio en buenas

condiciones. En la instalación de las estructuras metálicas existen combinaciones las cuales se presentan a continuación:

Estructura tipo H

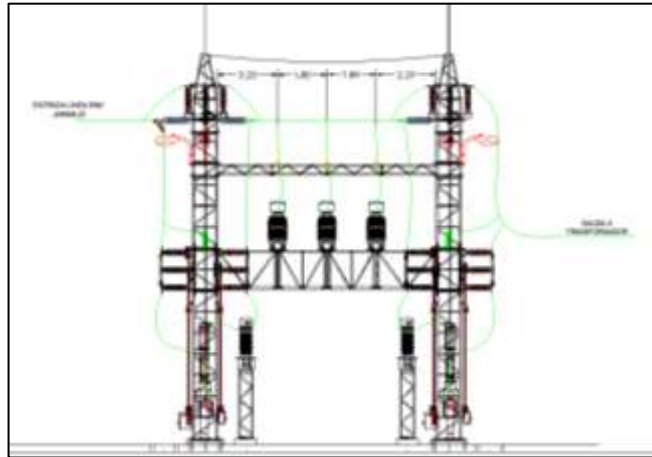


Figura 2.18: Estructura tipo H Subestación Jaramijó
Elaborado por: Autor

Estructura tipo Castillo

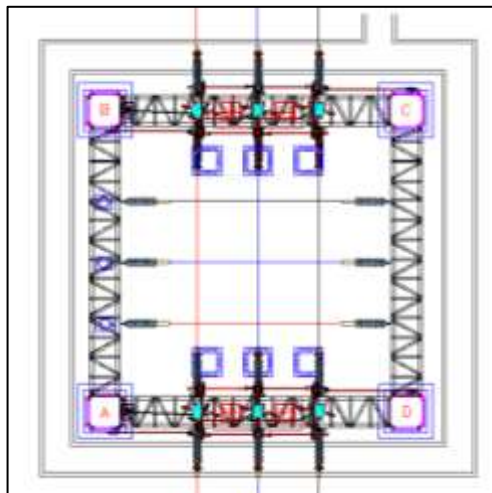


Figura 2.19: Estructura tipo castillo, vista superior
Elaborado por: Autor

2.10.2 Criterios básicos en el diseño de estructuras metálicas

- Disposición física del patio de maniobra
- Distancias definidas entre equipos, ancho de campo y alturas determinadas para cada uno de los niveles de conexión en la S/E
- Tipo de apantallamiento definido para la subestación

- Catálogos de equipos que se utilizarán en el proyecto, ya que se obtiene las características que sirve de base para determinar las cargas que imponen en las estructuras.
- Conductores, barras y cadenas de aisladores que se utilizaran en la subestación para realizar las conexiones de templas y entre equipos

2.11 Sistemas empleados para el impacto eléctrico en subestaciones

Para realizar el impacto ambiental existente en las subestaciones de distribución se debe considerar los siguientes sistemas:

2.11.1. Sistema único de manejo ambiental

Los principios del Sistema Único de Manejo Ambiental son el mejoramiento, la transparencia, la agilidad, la eficacia y la eficiencia así como la coordinación interinstitucional de las decisiones relativas a actividades o proyectos propuestos con potencial impacto y/o riesgo ambiental, para impulsar el desarrollo sustentable del país mediante la inclusión explícita de consideraciones ambientales y de la participación ciudadana, desde las fases más tempranas del ciclo de vida de toda actividad o proyecto propuesto y dentro del marco establecido mediante este Título (CELEC E.P., s. f.).

Toda obra, instalación, construcción, inversión o cualquier otra intervención que pueda suponer ocasione impacto ambiental durante su ejecución o puesta en vigencia, o durante su operación o aplicación, mantenimiento o modificación, y abandono o retiro y que por lo tanto requiere la correspondiente licencia ambiental conforme el artículo 20 de la Ley de Gestión Ambiental y las disposiciones del presente reglamento (CELEC E.P., s. f.).

2.11.2 Consejo Nacional de Electricidad CELEC EP-TRANSELECTRIC

Está sujeta respecto a sus compromisos ambientales, al control del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el mismo que es el organismo del “Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental” responsable de aprobar, regular y exigir el cumplimiento de los diferentes instrumentos ambientales, como los estudios de

impacto ambiental, planes de manejo y otros; así mismo supervisar, controlar y ejecutar acciones de protección y cuidado ambiental respecto a las acciones que ejecute la empresa (CELEC E.P., s. f.).

La Autoridad Ambiental Nacional es el Ministerio del Ambiente, el que, para efectos del Proyecto, junto al CONELEC conforman el ya mencionado Sistema Descentralizado de Gestión Ambiental. Los gobiernos provinciales tienen jurisdicción sobre los límites sobre sus respectivas provincias, en tanto que los gobiernos municipales regulan las actividades dentro de los límites del cantón; estos dos gobiernos deben velar por el cumplimiento de las normas de saneamiento ambiental y aquellas actividades que puedan afectar la salud de su población o el entorno.

MARCO LEGAL 21 21 El Texto Unificado de Legislación Ambiental, libro VI, Título I establece y define el conjunto de elementos mínimos que constituyen un sub-sistema de evaluación de impactos ambientales a ser aplicados en las instituciones integrantes del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental; el sub-sistema abarca el proceso de presentación, revisión, licenciamiento y seguimiento ambiental de una actividad o un proyecto propuesto. Establece los mecanismos y procesos por los cuales a partir de la Autoridad Ambiental Nacional (Ministerio del Ambiente, AAN) los procesos pueden descentralizarse hacia la Autoridad Ambiental de Aplicación (AAA), Autoridad Ambiental de Aplicación Responsable (AAAr) y hacia la Autoridad Ambiental de Aplicación Cooperante (AAAc). El CONELEC como ya se ha indicado, le corresponde la categoría de Autoridad Ambiental de Aplicación responsable en el sector eléctrico(CELEC E.P., s. f.).

CAPÍTULO 3

3.1. Estudios eléctricos de la Red con conexión a la Subestación

Esta parte del estudio permite definir condiciones para el diseño de la subestación. Estos parámetros son producto del estudio de condiciones transitorias y estacionarias de S/E que se conectará a la red. La tabla 3.1 muestra una guía del estudio a realizar con la información previamente recopilada acerca de las condiciones de la subestación (Barrantes, 2011).

Tabla 3.1: Estudios de la Red.

Estudios	Información obtenida	Utilización de la información
Estudios fundamentales		
a) Flujo de cargas	*Flujos máximos de potencia	*Ajustes de protecciones
	*Corrientes máximas	*Establecer necesidades de compensación
	*Tensiones máximas y mínimas	*Relaciones de TC's y TT's
b) Cortocircuito	*Corrientes de corto circuito	*Equivalentes Thevenin
	*Distribución de corrientes y aportes	*Coordinación de protecciones
	*Relación X/R	*Selección de pararrayos
	*Sobretensiones fallas asimétricas	
	*% de corriente DC aperiódica	
c) Estabilidad	*Tiempos máximos para despeje de fallas	*Selección tiempos de recierre
	*Sobretensiones por rechazo de carga	*Selección pararrayos
d) Sobretensiones temporales	*Corriente capacitiva de líneas	*Selección pararrayos
*Efecto ferranti	*Máxima tensión extremo abierto	*Selección interruptores
*Rechazo de carga	*Sobretensiones fases sanas	*Selección compensaciones
*Por falla monofásica		*Ajustes de relés de sobretensión
Estudios transitorios		
a) Sobretensiones de maniobra	*Sobretensiones máximas	*Dimensionamiento reactancias limitadoras
*Energizaciones	*Corrientes de	*Selección pararrayos

	energización	
*Aperturas	*TTR en interruptores de alta tensión	*Sintonización reactores de neutro (verificación de tomas)
*Re cierres	*Corrientes máximas	*Selección interruptores
*Re cierre monopolar	*Bobinas limitadoras	*Selección dispositivos de protección bobinas de bloqueo
*Descarga capacitores	*Energía pararrayos	
*Despeje de fallas		
b) Sobretensiones atmosféricas	*Máximas sobretensiones	*Selección pararrayos
*Descargas directas e indirectas	*Energía pararrayos	*Coordinación de aislamiento
*Efecto distancia	*Distancias de pararrayos a equipos	

Fuente: (C. Ramírez, 1991)

3.2 Coordinación de aislamiento

Las subestaciones están sujetas a diferentes escenarios como descargas atmosféricas, fallas en el sistema, provocando que el aislamiento no resista este tipo de fallas y ocasionando daños en los equipos o salida del servicio. Con el fin de prevenir o proteger el sistema de las posibles fallas y las consecuencias de estas, a continuación, los criterios de aislamientos según normas IEEE, descripción de las sobretensiones que puedan causar daños al sistema y las protecciones adecuadas para el mismo (Mariño & Elizabeth, 2008).

Valor de cresta: Dependerá de la causa u origen

En sobretensiones temporales y de frente lento originadas por una falta o maniobra influirán el instante en el que se inicia el proceso transitorio, la carga atrapada en el lado del consumo en caso de maniobra, el amortiguamiento que introducen los distintos equipos de la red, y en algunos casos (maniobras de líneas y cables en vacío) los coeficientes de reflexión.

Frecuencia de las oscilaciones

Las frecuencias que aparecerán en sobretensiones oscilatorias serán debidas a la frecuencia de las fuentes que alimentan la red, las frecuencias naturales que pueden originarse entre los equipos, o la longitud de líneas, cables o conductos

Si la sobretensión es unidireccional (no oscilatoria) y originada por un rayo, el tiempo a la cresta dependerá fundamentalmente del tiempo a la cresta de la descarga atmosférica, y será del orden de microsegundos

3.2.1 Niveles de aislamientos estándares.

La norma IEEE 1427 estandariza los valores de voltaje máximo (U_S), como se muestra en la Tabla 3.1, que también presenta BIL (nivel de aislamiento básico), los valores de voltaje soportado. Es un caso en el que se aceptan dos o más archivos admitidos, y dos o más BIL, esto significa que algunos de ellos se consideran válidos de acuerdo con la norma.

Tabla 3.2: Valores de Voltaje máximo U_S

Voltaje maximo del sistema (fase-fase) Um KV, rms	Voltaje Soportado a 60 Hz (fase/tierra) Kv, rms	BIL (fase-tierra) KV, pico
1.2		30
5		45
15	34	60
		75
26.2	50	95
36.2	70	110
48.3	95	150
72.5	95	200
	140	250
121	140	250
	185	350
	230	350
145	185	450
	230	550
	275	450
169	230	550
	275	650
	325	750
242	275	650
	325	750
	360	825
	395	900
	480	975
		1050

Fuente: («IEEE 1427», 2007)

Los valores de BIL corresponden a las necesidades del sistema y las condiciones climáticas del espacio donde se ubicará la subestación. Los valores de BSL (nivel básico de conmutación) no están expuestos, ya que las sobretensiones se derivan de interruptores automáticos de conmutación, no se consideran apreciables

para tensiones inferiores a 242 KV, estos voltajes se muestran en la siguiente tabla 3.2 (Altamirano & Di Mattia, 2016).

3.2.2 Distancias en aire basadas en BIL A nivel de 69 KV y 13.8 KV

Las distancias en aire entre elementos con potenciales de voltaje distintos de cero serán determinadas según el BIL. Esto indica que no se descarta entre las sobretensiones de frente rápido de fase-tierra y las de fase-fase, ya que estos últimos rara vez superan a las primeras, siendo esta una disrupción entre fases menos deseable que una de fase-tierra, puede adoptarse una medida conservadora. Esta medida incluye, sobredimensionar el valor de distancia de fase a tierra en un 10% para la distancia entre fases, donde S es la distancia de holgura proveniente de la relación entre el BIL y un valor constante de 526 (Altamirano & Di Mattia, 2016).

$$S = \frac{BIL}{526} \quad (3.1)$$

Tabla 3.3: Distancia BIL basada en norma IEEE 1427

BIL Básico kV, pico	Despeje mínimo de fase-tierra (mm)
30	57
45	86
60	115
75	145
95	180
110	210
150	285
200	380
250	475
350	665
450	855
550	1045
650	1235

Fuente: («IEEE 1427», 2007)

Tabla 3.4: Voltaje máximo del sistema

Voltaje máximo del sistema (fase-fase) Um KV, rms	Voltaje Soportado a 60 Hz (fase/tierra) Kv, rms	BIL (fase-tierra) KV.rms	Distancia mínimas de fase a tierra basadas en BIL (mm)
12	28	60	90
		75	120
		95	160
26.2	50	95	160
		125	220
		145	270
36.2	70	145	270
		170	320
72.5	95	325	630
145	140	550	1100
	140	650	1300
245	185	850	1700
	230	950	1900
	231	1050	2100

Fuente: (Bureau of Indian Standards, 1996)

La Tabla 3.3 resalta el valor de las distancias mínimas para una BIL de 350 KV, el valor elegido para el nivel de 69 KV. En el estándar IEC 60071-2, los mismos voltajes máximos no se manejan como en el Estándar americano del 46 IEEE. Este último hecho no impide que las distancias propuestas por el estándar IEC sean revisadas antes de los valores BIL cercanos a los seleccionados para este proyecto.

Las distancias mínimas entre fase y fase, de acuerdo con ambas normas, deben ser las mismas que las de fase a tierra. Este es el caso para voltajes por debajo de 242 KV. Sin embargo, el estándar IEEE 1427 recomienda que la distancia entre fase y fase sea máxima. Esto lleva al estándar a extender la distancia entre fases en un 10% sobre la fase de fase a tierra. En este caso, estos valores serían de 630 mm para 69 KV (Martínez Velasco, 2008).

3.2.3 Descargador de sobretensiones (pararrayos)

Es un elemento muy importante en el diseño del sistema de protección de una subestación puesto que los equipos pueden ser protegidos contra rayos y sobretensiones de maniobra. Las características de protección más significativas que se debe considerar en la selección de un pararrayos son las siguientes:

- Tensión residual para impulso escarpado de corriente
- Característica de la tensión residual en función de la corriente de descarga para impulsos atmosféricos
- Tensión residual para impulsos de maniobra

En la selección de características de protección, el pararrayos debe limitar el valor de las sobretensiones que pudiesen aparecer en el sistema por debajo de los límites que son capaces de soportar equipos a los cuales protegen. Se definen unos márgenes de protección frente a impulsos tipo rayo y maniobra que debe garantizar el pararrayos (Martínez et al., s. f.).

Además de las características eléctricas, debe tenerse en cuenta la elección de la corriente de descarga nominal de un elemento que está determinada por las características básicas del mismo, puesto que siempre debe ser permanentemente la tensión del sistema. En el diseño de la subestación, el pararrayos debe ubicarse en áreas estratégicas para mejorar la eficiencia del servicio.

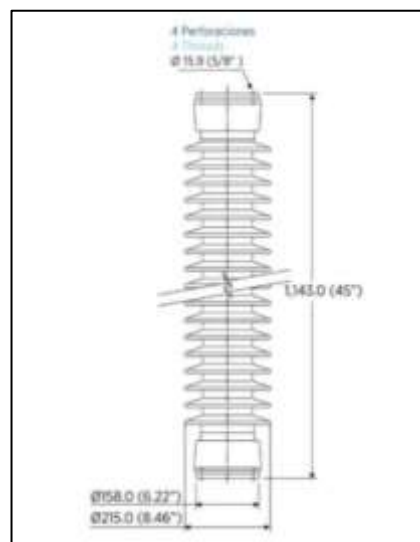


Figura 3.1: Descargador de sobretensiones 115kV
Fuente:(«Pararrayo tipo estación 550KV BIL», 2018.)

3.2.4 Selección de tensión de funcionamiento continuo

Podría definirse como la cantidad máxima permisible de voltaje efectivo a la frecuencia industrial que se puede acoplar a un período de tiempo prolongado a los terminales de un pararrayos, ya que debe ser capaz de soportar la tensión máxima del sistema, para lo cual el valor del sistema de voltaje máximo (U_s) debe ser menor que

la tensión de operación continua del pararrayos (U_c). La siguiente fórmula determina el valor antes mencionado que debe cumplirse (Altamirano & Di Mattia, 2016).

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (3.2)$$

$$U_s = U_n + 5\% + U_n \quad (3.3)$$

3.2.5 Selección corriente nominal de descarga y clase de descarga de línea

La corriente nominal de descarga (I_η) está dada por el máximo valor del impulso tipo rayo. En la tabla 3.5 se toma los valores de 10 y 20 KA para las clases de descargas normalizadas.

Tabla 3.5: Tensión nominal del sistema

Tensión Nominal del Sistema (U_n)	Tensión máxima del sistema (U_s)	Clasificación de los pararrayos(I_n)					
		5[K A]	10[K A]			10[K A]	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n < 66$ [Kv]	$U_n < 72.5$ [Kv]	x	x	x			
66 [Kv] < $U_n < 220$ [kV]	72.5 [Kv] < $U_s < 245$ [kV]			x	x		
220 [Kv] < $U_n < 380$ [kV]	245 [Kv] < $U_s < 420$ [kV]				x	x	
$U_n < 380$ [Kv]	$U_n < 420$ [Kv]				x	x	

Fuente: (Velasco, 2013)

3.2.6 Pruebas de rutina para descargadores de tensión

Este tipo de pruebas se realiza para ver si funciona correctamente o si presenta o puede presentar un problema y corregirlo a su debido tiempo.

- Medida de tensión de referencia
- Verificación de la ausencia de descargas parciales
- Prueba de estanqueidad de la porcelana
- Prueba de distribución de corrientes en pararrayos multi/columna
- Prueba de tensión residual, esta última prueba se la debe realizar a todos los pararrayos que se encuentren en la subestación con una tensión asignada superior a 1kV.

3.3 Coordinación de Protecciones para la Subestación.

Su fin es proteger al sistema de manera eficaz, confiable, simple y selectivo, además de proteger al personal de los efectos de las fallas producidas por sobrecargas

y minimizar el daño al equipo eléctrico con la reducción de los costos por salidas de servicio de la carga asociada.

Cuando se conectan generadores distribuidos en sistemas de distribución existe un aumento de las corrientes de cortocircuito, lo que hace que los elementos de protección presenten pérdida de selectividad y velocidad de disparo, porque los valores con los que se ajustaron y coordinaron cambiaron su valor (Tuta & Hincapié, 2011).

3.4 Características para la especificación de un transformador de corriente

Para la especificación de los principales requisitos eléctricos de un transformador de corriente deberán describirse como mínimo las siguientes características:

3.4.1 Selección de transformadores de medida y protección.

Los medidores de protección y medición presentan un punto indispensable en el sistema de protecciones, por tanto, deben ser calculados con precisión, como se detalla en los puntos descritos a continuación.

3.4.2 Condiciones para el cálculo del burden para transformadores de medición

La precisión seleccionada para todos los transformadores de corriente para medición será de 0.2 estos deberán cumplir con la norma IEC 60044-1 relacionados a instrumentos de medida. La norma IEC 60044-1 indica que la precisión se garantizará como 0.2, siempre y cuando se cumpla lo siguiente:

- La carga total de los elementos que conforman el sistema de medición se debe encontrar entre el 25% al 100% del burden nominal de los transformadores de corriente.
- La corriente circulante por el primario debe estar dentro de los límites mostrados en la tabla 3.6 de la norma IEC 60044-1 para obtener una precisión deseada. Es decir, la precisión entregada por los transformadores de corriente estará en un porcentaje de error de 0.2, el cual se presenta en la tabla 3.6

Tabla 3.6: Límites de error para CT's de medición

Precisión	Porcentaje de Error de Corriente relacionado al porcentaje de corriente de carga				Desplazamiento de fase relacionado al porcentaje de corriente de carga							
					Minutos				Centiradianes			
% De Carga	5%	20 %	100 %	120 %	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5	0.45	0.24	0.15	0.15
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30	2.8	1.35	0.9	0.9
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60	5.5	2.7	1.8	1.8

Fuente: IEC 60044-1, 2008

Para el caso de los transformadores de tensión, la norma IEC 60044-2, indica que la precisión debe ser la siguiente:

- Los transformadores clase 3P, puede tener un 3% de error de voltaje cuando está presente el 5% del voltaje nominal, y un 6% del error de voltaje al 2% del voltaje nominal.
- Los transformadores clase 6P, puede tener un 6% de error de voltaje cuando está presente el 5% del voltaje nominal, y un 12% del error de voltaje al 2% del voltaje nominal.

Para la aplicación de la protección diferencial es importante que se deba seleccionar transformadores de corriente adecuados para una aplicación diferencial de transformador. El procedimiento siguiente está basado en ANSI/IEEE Standard C37.110: 1996 "IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes". Para la disposición de los CT's se usa circuitos separados de retención del relé por cada fuente de potencia.

En el relé SEL-787, se puede aplicar un máximo de dos entradas de retención al relé. Conectar los enrollados secundarios del TC en paralelo sólo si ambos circuitos son cargas salientes, está conectados al mismo nivel de voltaje, tienen CT's que son iguales en razón, "C-rating" (clasificación de voltaje ANSI para el TC) y dimensiones del núcleo (SCHWEITZER, s. f.).

3.4.3. Dimensionamiento

El dimensionamiento de un TC para evitar la saturación para la falla asimétrica máxima es ideal, pero no siempre posible. Esto requiere una clasificación de voltaje ANSI para el TC mayor que $(1 + X/R)$ veces el voltaje de carga para la corriente simétrica máxima de falla, en que X/R es la razón de reactancia a resistencia del sistema primario. Si aplica el SEL-587 situaciones con altas corrientes de falla, tales como barras de auxiliares de centrales de generación con corrientes de falla entre fases tan altas como 40000 A, los transformadores de corriente usados con el SEL-587 se debería cumplir el siguiente criterio

$$C_{Trating} \geq \left(\frac{1 + \frac{X}{R}}{262.5} \right) * \frac{100}{ANSI} * I_{max} * Z_B$$

I_f .- Es la corriente máxima de falla en P.U

Z_b .- Es la carga de CT en P.U de la carga estándar

$\frac{X}{R}$.- La relación X/R de la falla en el circuito primario

3.5 Estudio de resistividad del terreno

Este estudio se refiere a la medición de resistividad del terreno en el sitio donde el sistema de la red de tierra deba ser localizado, con el propósito de determinar la resistividad en sus condiciones naturales y calcular la resistividad definitiva del terreno; siendo esto la base para el diseño de la red de tierra de la subestación eléctrica de distribución.

El procedimiento para la obtención de la resistividad de terreno debe estar de acuerdo con la norma de referencia NRF-011-CFE "Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas"

3.6 Malla de Puesta a Tierra

La Malla de puesta a tierra está conformada por un conjunto de varillas ubicadas a una distancia específica entre sí, conectadas por medio de un conductor de cobre desnudo que permite aterrizar a los equipos que componen el sistema eléctrico, en punto de referencia conocido como tierra.

Para el diseño de la malla de la subestación para la empresa InterHospital S.A. se basará en la norma IEEE Std. 80-2000 Guide for safety in AC Substation Grounding y el reglamento de seguridad del Código Eléctrico Nacional con respecto a los cálculos y las tablas de selección que se utilizaran.

3.6.1 Objetivos de la Malla de puesta a Tierra.

La implementación de un sistema de puesta a tierra a través de una malla tiene como fin proporcionar la seguridad del personal y de los equipos que operan en la Subestación Eléctrica, se pueden mencionar como objetivos específicos los siguientes:

- Provee protección al personal en caso de contactos accidentales dentro del área aterrizada con partes energizadas de la instalación.
- Protege a los equipos de la instalación contra descargas atmosféricas al conducirlos directamente a tierra.
- Proporciona seguridad en la instalación contra fallas peligrosas que puedan surgir durante la operación de los equipos (Rojas, s. f.)
- Asegurar que una persona cercana a una instalación eléctrica no se exponga al peligro de un choque eléctrico

3.6.2 Metodología para el diseño de la malla de puesta a tierra

Para desarrollar el diseño de una malla puesta a tierra se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Obtención de las tensiones de paso y toque máximos que se puedan producir.
- Realizar un diseño Preliminar (Obtención de valores aproximados de resistencia).
- Cálculo de la máxima corriente que debe disipar la malla.
- Determinar las tensiones de paso y de toque tolerables.

Si los valores calculados se encuentran dentro de las normas aceptadas, el diseño queda completo (Altamirano & Di Mattia, 2016, p. 37).

3.6.3 Aspectos básicos para el diseño de una malla

Para realizar el diseño de una malla de puesta a tierra hay que establecer las ideas y conceptos básicos, los siguientes puntos pueden servir como directrices para iniciar un diseño típico de malla de puesta a tierra:

Un lazo de conductor continuo debe rodear el perímetro para encerrar tanta área como sea práctico. Esta medida ayuda a evitar la alta concentración de corriente y, por lo tanto, los altos gradientes tanto en la cuadrícula como en zonas cercanas a los extremos de los cables que sobresalen. Encerrando más área también reduce la resistencia de la rejilla de puesta a tierra(Altamirano & Di Mattia, 2016).

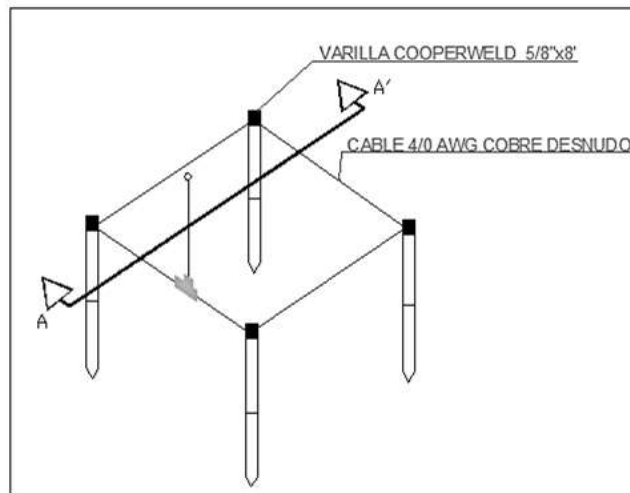


Figura 3.2: Detalle de varilla puesta a tierra
Fuente: SISELEC, 2010

Dentro del lazo, los conductores suelen apilarse en líneas paralelas y, cuando sea posible, a lo largo de las estructuras o filas de equipos para proporcionar conexiones a tierra cortas.

Un sistema de red típico para una subestación puede incluir conductores 4/0 de cobre desnudo enterrados desde 0.3 hasta 0.5 mts por debajo de la superficie, espaciados 3-7 mts de distancia, en un patrón de cuadrícula. En las conexiones cruzadas, los conductores estarían unidos firmemente entre sí por conexión exotérmica, adicional a esto las varillas de tierra se pueden encontrar en las esquinas de la red y en las uniones a lo largo del perímetro. Las varillas de tierra también se pueden instalar en los equipos principales o en su defecto cerca de ellos, lo cual en el

caso de este diseño se lo concebirá así, por ejemplo, Breaker, Transformador de potencial, transformador de corriente, etc. (Altamirano & Di Mattia, 2016, p. 38).

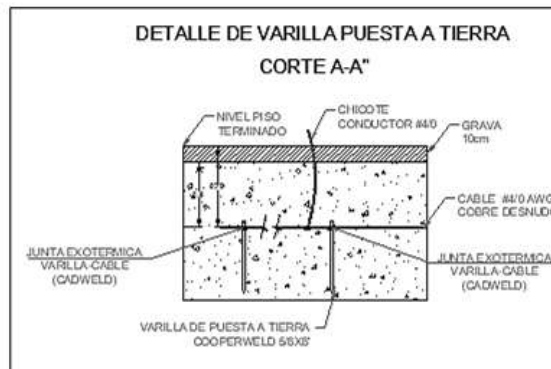


Figura 3.3: Corte A-A" del detalle de varilla puesta a tierra
Fuente: Siselec, 2016

Este sistema de red se ampliaría por toda la subestación y, a menudo más allá de la línea de la cerca. Generalmente uno de los requisitos de CNEL E.P. es que la malla de tierra vaya mínimo 1 metro después del cerramiento de la subestación.

3.7. Definiciones de fórmulas utilizadas

Las definiciones presentadas son los puntos primordiales para el correcto diseño de la malla de puesta a tierra según la norma IEEE Std. 80-2000.

3.7.1 Factor de Reducción del Terreno:

La siguiente ecuación empírica da el valor de C_s . Los valores de C_s obtenidos utilizando esta ecuación están dentro del 5% de los valores obtenidos con el método analítico ilustrado en la norma IEEE Std 80- 2000.

$$C_s = 1 - \frac{0.9 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0.9} \quad (3.3)$$

Donde:

h_s .- Espesor de capa superficial de tierra (0.1-0.15)

ρ .- Resistividad equivalente del terreno.

ρ_s .- Resistividad de la capa superficial del terreno

3.7.2 Tensión de Paso y Toque tolerable

La tensión de paso se la puede definir como la diferencia de potencial que podría experimentar una persona en la subestación a una distancia de 1m entre sus pies cuando se presenta una falla, esta puede ser producida por diversos factores tales como las fallas de aislamiento, retardo en el despeje de la falla, violación de áreas restringidas, puestas a tierra de bajas resistencias.

La tensión máxima de conducción de cualquier circuito en el cual se produzca una falla no debe exceder de los límites definidos en las siguientes ecuaciones («IEEE 80-2000», s. f.).

$$v_p = \frac{((1000+6*C_s*\rho_s)*0.157)}{\sqrt{T_s}} \quad (3.4)$$

$$v_t = \frac{((1000+1.5*C_s*\rho_s)*0.157)}{\sqrt{T_s}} \quad (3.5)$$

Donde:

v_p .- Tensión de paso en voltios [V]

v_t .- Tensión de toque en voltios [V]

T_c .-Tiempo de despeje de la falla.

3.7.3 Resistencia de Puesta a Tierra:

Este punto es el principio para la determinación del tamaño y en general del diseño básico de un sistema puesta a tierra, puesto que la resistencia de esta depende de la zona designada para ser ocupada por este sistema. Generalmente es conocida como la primera fase del diseño.

Según la norma IEEE 80-2000, en el caso de una combinación de varillas de malla puesta a tierra, se realiza una estimación ligeramente más conservadora de L_T (Longitud total del conductor de la malla de tierra), ya que las barras de tierra por lo general son más eficaces en una base por unidad de longitud, con lo que L_T será:

$$L_T = L_C + 2D \quad (3.6)$$

Donde:

L_C .- Longitud del conductor de la malla a tierra

D.- Espaciamiento entre conductores paralelos de la cuadrícula de la malla puesta tierra.

$$R_G = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} * A} * \left(1 + \frac{1}{1+h*\sqrt{20}/A} \right) \right] \quad (3.7)$$

Donde:

A.- Área de la malla

h.- Profundidad a la que se enterraron los conductores de la malla

3.7.4 Tensión de Toque:

Los valores de tensión de red (o toque) se obtienen como un producto del factor geométrico, K_m ; un factor de corrección, K_i , lo que explica en parte el error introducido por las suposiciones hechas al derivar K_m ; la resistividad del suelo, ρ ; y la unidad de corriente por medio de longitud enterrada efectiva del conductor de puesta a tierra (IG/LM)(Altamirano & Di Mattia, 2016)

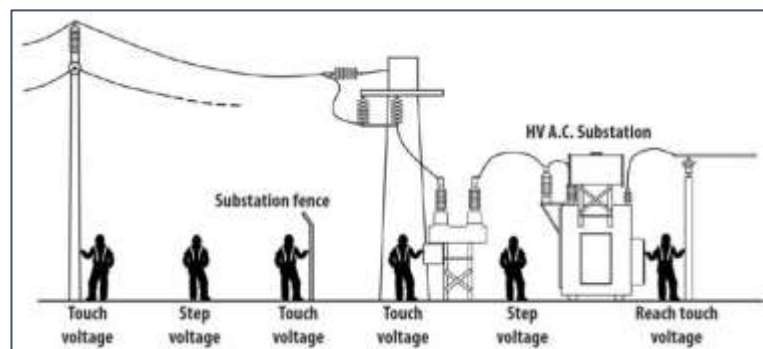


Figura 3.4: Puntos de contacto alrededor de una subestación
Fuente:(«Tensiones de toque y paso alrededor de una subestación», s. f.)

$$v_t = \frac{\rho * I_G * k_m * k_i}{L_M} \quad (3.8)$$

Donde

I_G Es la máxima corriente de malla en amperios

L_M .- Longitud efectiva de la malla enterrada en metros.

Y el factor geométrico K_M , se lo obtiene de la siguiente ecuación

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln + \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D+2+h)^2}{8+D+d} - \frac{h}{4+d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_{ii}} * \ln \left[\frac{8}{\pi + (2+n-1)} + \right] \right] \quad (3.9)$$

Donde:

h.- Es la profundidad a la que se enterraron los conductores

d.- Es el diámetro del conductor utilizado en milímetros cuadrados

n.- Es el número de conductores en paralelo en un cuadrícula.

D.- Espaciamiento entre conductores paralelos de la cuadrícula de la malla puesta

Para este diseño se utilizará varillas en las esquinas de la red tanto dentro de la misma. Para lo cual la norma IEEE Std 80-2000 s para el cual K_m y K_{ii} serán:

$$K_m = 1$$
$$K_{ii} = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (3.10)$$

Para l variable h_0 se utiliza 1 m como profundidad de referencia de la cuadrícula. El uso de cuatro componentes da forma a la rejilla, los cuales se desarrollaron en Thapar, Gerez, Balakrishnan, y blank (una referencia de la norma IEEE Std 80-2000), nos da el número efectivo de conductores en paralelo en una cuadrícula dada, n, se puede hacer aplicable a mallas rectangulares o irregular que representan el número de conductores paralelos de una rejilla rectangular equivalente (Altamirano & Di Mattia, 2016, p. 41).

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad (3.11)$$

Donde:

$$n_a = \frac{2+L_c}{L_p} \quad (3.12)$$

$$n_a = \sqrt{\frac{L_p}{4+\sqrt{A}}} \quad (3.13)$$

Y para las restantes incógnitas n_c , n_d , la norma nos indica que para mallas de puesta a tierra con forma cuadrada o rectangular $n_c = n_d = 1$. Al hallar el factor n, este se encuentra dentro de la ecuación del factor de irregularidad:

$$K_i = 0.644 + 0.148 * n \quad (3.14)$$

Para una malla con varillas de tierra en las esquinas, así como en el largo del perímetro y en toda la red, la longitud efectiva enterrada (L_M) es:

$$L_M = L_c + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * L_R \quad (3.15)$$

Dónde:

$L_R = N * L_r$ Longitud total de las varillas en metros

L_r = Longitud de cada varilla

N= número de varillas

L_c .- Longitud del conductor de la malla

L_1 .- Largo de la malla de tierra

L_2 .- Ancho de la malla de tierra

Adicional se necesita el cálculo para un valor de corriente máxima a disipar por la malla, la cual se define de la siguiente manera:

$$I_G = D_f * S_f * I_f \quad (3.16)$$

Donde:

I_f .- Corriente simétrica de falla a tierra en A (obtenido del cálculo de corto circuito)

D_f .- Factor de decremento

S_f .- Factor de división de corriente

I_f .- Corriente simétrica de falla a tierra en [A]

Para lo cual el factor de decremento se lo obtiene de la siguiente ecuación

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}} \right)} \quad (3.17)$$

t_f .- Duración de la falla en s.

T_a .- Constante de tiempo de la componente DC.

$$T_a = \frac{X}{R} * \frac{1}{2\pi f} \quad (3.18)$$

X, R.- Componentes de la impedancia subtransitoria de falla que se usan para determinar la relación X/R.

Para obtener el factor de división de la corriente [S_f] se muestra la tabla 3.7 muestra las impedancias equivalentes de cables de guarda de líneas de transmisión y de neutros de alimentadores de distribución, para una contribución remota del 100% con X líneas de transmisión y Y alimentadores de distribución. La primera columna

muestra las impedancias equivalentes para resistencias de electrodos de puesta a tierra de líneas de transmisión R_{tg} de 15Ω y resistencias de electrodos de puesta a tierra de alimentadores de distribución R_{dg} de 25Ω . La segunda columna de impedancias equivalentes corresponde a $R_{tg} = 100\Omega$ y $R_{dg} = 200\Omega$ (J. Ramírez & Cano, 2010, p. 25).

El factor de división de corriente será entonces:

$$S_f = \left| \frac{(Z_{eq})_{x/y}}{R_g + (Z_{eq})_{x/y}} \right| \quad (3.19)$$

Donde:

$(Z_{eq})_{x/y}$ impedancia equivalente de [X] cables de guarda de líneas de transmisión y [Y] neutros de alimentadores de distribución.

R_g - resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación.

Tabla 3.7: Impedancias equivalentes de cables de guarda y neutros

Número de líneas de transmisión	Número de neutros de distribución	Zeq (ohms)	
		$R_{tg}=15, R_{dg}=25$	$R_{tg}=100, R_{dg}=200$
1	1	0,91 + J0,485	3,27 + J0,852
1	2	0,54 + J0,33	2,18 + J0,412
1	4	0,295 + J 0,20	1,32 + J0,244
1	8	0,15 + J 0,11	0,732 + J0,133
1	12	0,10 + J 0,076	0,507 + J0,091
1	16	0,079 + J 0,057	0,387 + J0,069
2	1	0,685 + J 0,302	2,18 + J0,442
2	2	0,455 + J 0,241	1,63 + J0,324
2	4	0,27 + J 0,165	1,09 + J0,208
2	8	0,15 + J 0,10	0,685 + J0,122
2	12	0,10 + J 0,07	0,47 + J0,067
2	16	0,08 + J 0,055	0,366 + J0,067
4	1	0,45 + J 0,16	1,30 + J0,273
4	2	0,34 + J 0,15	1,09 + J0,22
4	4	0,23 + J 0,12	0,817 + J0,16
4	8	0,134 + J 0,083	0,546 + J0,103
4	12	0,095 + J 0,061	0,41 + J0,077
4	16	0,073 + J 0,05	0,329 + J0,06
8	1	0,27 + J 0,08	0,72 + J0,152
8	2	0,23 + J 0,06	0,85 + J0,134
8	4	0,17 + J 0,078	0,543 + J0,11
8	8	0,114 + J 0,061	0,408 + J0,079
8	12	0,085 + J 0,049	0,327 + J0,064
8	16	0,067 + J0,041	0,273 + J0,052

Fuente:(«IEEE 80-2000 », 2000)

Con los valores previamente obtenidos de la corriente máxima de falla [I_G] y la resistencia de puesta a tierra, se puede obtener el máximo gradiente de potencial GPR.

$$GRP = I_G * R_G \quad (3.20)$$

3.7.5 Tensión de paso

Los valores de tensión de paso se obtienen como producto del factor geométrico, K_s ; el factor de corrección, K_i ; la resistividad del suelo, ρ ; y la corriente promedio por unidad de longitud enterrada de conductor de puesta a tierra (I_G / L_S).

$$v_p = \frac{\rho * I_G * k_s * k_i}{L_S} \quad (3.21)$$

Para redes con o sin varillas de tierra, la longitud efectiva conductor enterrado [L_S]

$$L_S = 0.75 * I = L_c + 0.85 * L_r \quad (3.22)$$

Donde:

L_r = Longitud de cada varilla

L_c - Longitud del conductor de la malla

Y [K_s]:

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (3.23)$$

Donde:

h. - Es la profundidad a la que se enterrarán los conductores

d. - Es el diámetro del conductor utilizado en milímetros cuadrados

n. - Es el número de conductores en paralelo en un cuadrícula.

D. - Espaciamiento entre conductores paralelos de la cuadrícula de la malla puesta

Esta ecuación es válida para profundidades de enterramiento de $0.25m < h < 2.5m$. Al realizar todos los cálculos, obtendremos el diseño de nuestra malla de puesta tierra.

CAPÍTULO 4: Arquitectura Scada

4.1 Aplicación en subestaciones

Para la (Revista Electro-Industrias), administrar un sistema eléctrico, en el que conviven fuentes generadoras de diversa índole y tamaño, con redes de transmisión y distribución, también heterogéneas en su extensión y demanda, representa un desafío mayúsculo para los operadores. En una fracción de segundo, las condiciones del sistema pueden cambiar, exigiendo respuestas rápidas para evitar eventos que signifiquen la falla de uno de sus subsistemas. Para facilitar la gestión de los sistemas eléctricos, las empresas eléctricas cuentan con plataformas SCADA para supervisar y controlar el estado operativo de los diversos componentes de la red.

Actualmente en Ecuador se ha implementado esta plataforma SCADA en las subestaciones de CNEL E.P. puesto que este es un conjunto de software y hardware que permite controlar y supervisar la continuidad del servicio eléctrico a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), controla el proceso de distribución de la energía eléctrica en forma automática y permite detectar en forma rápida cualquier daño que se presente en la red, las 24 horas del día, los siete días de la semana («CNEL EP implementa sistema SCADA en subestaciones – Ministerio de Electricidad y Energía Renovable», s. f.).

4.2 Protocolos

4.2.1 Protocolo DNP3

El DNP (“Distributed Network Protocol”) o por sus siglas en español Protocolo para Red Distribuida se encuentra actualmente en su versión 3.0, y está basado en el estándar que ordena la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Aquel modelo estándar trabaja en base a 3 capas del modelo OSI (Modelo de Interconexión de Sistemas Abiertos).

La función principal con la que fue desarrollado este protocolo es la de lograr una interoperabilidad abierta y común entre los equipos de la subestación, como: RTU, IED, PC y las estaciones centrales de control y monitoreo. El protocolo DNP3 es el más recomendado para la práctica de comunicaciones entre la RTU y el IED. También cuenta con una Estampa de Tiempo que refleja los datos de los equipos en

tiempo real y en diversas PC independientemente de la cantidad de datos que sean recibidos. Por lo tanto, relays de protección, reconectores, etc., en general, incluyen este protocolo como estándar

4.2.2 Protocolo IEC-61850

IEC 61850 es la nueva norma internacional para la comunicación en subestaciones la cual permite integrar todas las funciones de protección, control, medición y supervisión en una subestación; y proporciona los medios necesarios para aplicaciones de protección de subestaciones de alta velocidad, enclavamiento y arrastre. Combina la comodidad de Ethernet con el rendimiento y la seguridad, fundamentales en las subestaciones de la actualidad («Norma IEC 61850 », s. f.).

4.3 Relés

4.3.1 Relé de protección SEL 787

El relé de protección es electrónico, numérico de estado sólido, tipo multifunción con comunicación serial por puerto RS-232. Posee protección diferencial para transformadores de dos devanados (87T). Permite comunicación serial con otros equipos, responde a protocolos de comunicación en configuración de esclavo por medio de un puerto RS-232 dedicado MODBUS RTU esclavo; IEC 61850. Dicho puerto permite la configuración en el rango de velocidades de transmisión de datos estándar (300 a 19200 kbps) con bits de parada (0, 1 o 2), bits de datos (7 u 8) y bit de paridad.



Figura 4.1: Relé SEL 787
Fuente:(«SEL-787 », 2014)

Tabla 4.1: Especificaciones de SEL 787

Marca/ Modelo	SEL 787
Normas aplicadas	IEC 255/IEC 870-5-103
Montaje	Panel, gabinete
Programación	Serial o local

Fuente: SEL 787, 2014

4.3.2 Relé de Protección 751

El SEL-751 cumple con varias funciones ideales, por ejemplo: sobre corriente direccional, localización de fallas, detección de arco eléctrico y detección de fallas de alta impedancia, entre otras. Proporciona una protección completa del alimentador de plantas industriales y subestaciones eléctricas. Se lo puede integrar con una gran variedad de protocolos mediante una rapidez de en comunicaciones seriales o Ethernet.



Figura 4.2: Relé de Protección de Alimentación SEL-751

Fuente: («SEL-751», 2014)

4.3.3 Relé de Protección 411L

Aplicado para obtener protección y control de cualquier línea de transmisión, proporciona protección diferencial de fase y secuencia. Su comunicación se la puede realizar mediante fibra y multiplexores.



Figura 4.3: Relé de Protección de Línea SEL-411L

Fuente: («SEL-411L», 2014)

4.3.4 Relé Auxiliar 2414

También conocido como supervisor de transformador, puesto que la tarea primordial es la de monitoreo del transformador, este IED contiene las señales de alarmas y temperaturas del transformador, detecta niveles de aceite y presión

repentina hasta sistemas de alarma y alerta o funciones de control. Además, permite controlar los ventiladores de forma automática o manual.

El supervisor de transformador resiste severos ambientes físicos y eléctricos; además, está construido y probado para cumplir las normas para relés de protección de la IEEE y la IEC. Para satisfacer la supervisión y control unitario o distribuido de transformadores se puede escoger entre las opciones flexibles de comunicaciones para conectarse a un SCADA de subestación distribuida, sistema de automatización o a un maestro SCADA («SEL-2414 Supervisor de transformador», s. f.).



Figura 4.4: Relé Auxiliar SEL-2414
Fuente: («SEL-2414 », 2014)

4.4 Relé Concentrador de Señales 2440

El DPAC SEL-2440 es un controlador discreto de automatización programable de 48 puntos, ideal para aplicaciones de empresas suministradoras de energía e industriales que necesitan tarjetas de entradas y salidas robustas y confiables, se caracteriza por su rapidez además de ser excelente comunicador y fácil de mantener y soportar, además de cumplir con las estrictas normas para relés de protección.



Figura 4.5: Relé Concentrador de Señales SEL-2440
Fuente: («SEL-2440», 2014)

4.5 Switch 2730M

Este equipo está diseñado para soportar arquitecturas de comunicación para control de ingeniería en lugares industriales o de distribución eléctrica aplicado mediante el Sistema SCADA para la supervisión de los equipos y sus cambios de estados en tiempo real.

Entre sus aplicaciones se encuentran:

- Maximiza la Red Ethernet
- Confiable en diversos ambientes
- Fácil puesta de servicio de red
- Protección de integridad de la red
- Factibilidad de configuración de la topología de la red



Figura 4.6: Switch de Comunicación SEL-2730M
Fuente: («SEL-2730M», 2014)

4.6 GPS SEL-2488

Es el encargado de recibir las señales de tiempo del “Global Navigation Satellite System” (GNSS) y la distribuye en tiempo real preciso a través de variados protocolos de salida, incluyendo el “Network Time Protocol” (NTP) y el IRIG-B. Otra función es la de ser reloj maestro de Protocolo de Tiempo de Precisión (PTP) tal cual consta en la Norma IEEE 1588. Tiene una capacidad para subestaciones con múltiples requerimientos de sincronización de tiempo.



Figura 4.7: Reloj de red sincronizado por satélite SEL-2488
Fuente: («SEL-2488», 2014)

4.7 Hardware

4.7.1 MTU (Master Terminal Unit)

Este ordenador suele ser un PC que soporta el HMI. De esto se deriva que el sistema SCADA más sencillo es el compuesto por un único ordenador, que es el MTU que supervisa toda la estación. Las funciones principales del MTU son las siguientes:

- Interroga en forma periódica a las RTU y les transmite consignas; siguiendo usualmente un esquema maestro-esclavo.
- Actúa como interfaz del operador, incluyendo la presentación de información de variables en tiempo real, la administración de alarmas y la recolección y presentación de información “historizada”.
- Puede ejecutar software especializado que cumple funciones específicas asociadas al proceso supervisado por el SCADA.

4.7.2 RTU (Remote Terminal Unit)

Estos ordenadores están situados en los nodos estratégicos del sistema gestionando y controlando las subestaciones; reciben las señales de los sensores de campo y comandan los elementos finales de control ejecutando el software de la aplicación SCADA. Se encuentran en el nivel intermedio o de automatización; a un nivel superior está el MTU y a un nivel inferior los distintos instrumentos de campo que son los que ejercen la automatización física del sistema, control y adquisición de datos.

CAPÍTULO 5: Aportaciones

5.1 Descripción de la subestación

El proyecto S/E InterHospital se encuentra ubicado en Guayaquil de la provincia del Guayas y será servido por CNEL – EP Unidad Negocios Guayaquil. El objetivo de este proyecto es la implementación de una subestación eléctrica de 5MVA 69/13.8KV para la empresa InterHospital S.A. que además cuenta con un Tap de entrada ubicado a 326,8m de la subestación.

La Subestación Eléctrica es convencional y exterior (AIS) por lo que todo el equipamiento deberá ser fabricado para uso en intemperie.

Se contará con una bahía con las siguientes características:

En el Tap de entrada se instalará:

- 3 pararrayos 60KV
- Seccionador con operación motorizada y cuchillas de puesta a tierra
- Interruptor de potencia (Tanque muerto) para proteger el ingreso.

En la posición de carga (Subestación) se considerará:

- Un seccionador tripolar con operación manual y cuchillas de puesta a tierra
- 3 pararrayos 60KV
- 3 transformadores de corriente multirelación con 2 núcleos el primero para proteger el transformador y el 2do para medición comercial.
- Un juego de PT ‘s con 1 núcleo, para medición comercial.
- Un Interruptor aislado en SF6 para proteger el transformador principal.

Cada uno de estos componentes de la Subestación llevará su respectiva base de hormigón armado, en el resto de espacio del patio, y sobre el suelo, se proveerá y regará una capa de piedra # 4 caliza, para que sirva de drene natural de aguas lluvias sobre el terreno, y para el tránsito de vehículos y peatones. Al interior del predio, se construirá un cuarto de control, edificación de mampostería con una longitud de 6x4 metros de longitud, que contiene el tablero de protección del transformador. En el interior tendrá instalaciones eléctricas empotradas, iluminación interior y exterior.

5.1.1 Ubicación de Tap de entrada y subestación eléctrica.

Las coordenadas de referencia del Tap de entrada corresponde al literal 1 y de la Subestación al literal 2:

Tabla 5.1: Coordenadas de S/E y Tap de entrada

Coordenadas UTM S/E		
1	617315.10	9758879.59
2	617591.00	9758710.00

Elaborado por: Autor



Figura 5.1: Ubicación posicional

Fuente: Google Earth

Como se observa en la figura 5.1 la línea roja representa la línea de 69kV existente, y la línea turquesa representa la nueva línea que se aumentará para llegar al Tap de entrada del Hospital. Para llegar a la S/E se instalará un conjunto de 7 poste que conectará el Tap de entrada y la S/E, esto se apreciará en el plano de implantación del anexo 1.1.

5.2. Diagrama unifilar de la Subestación

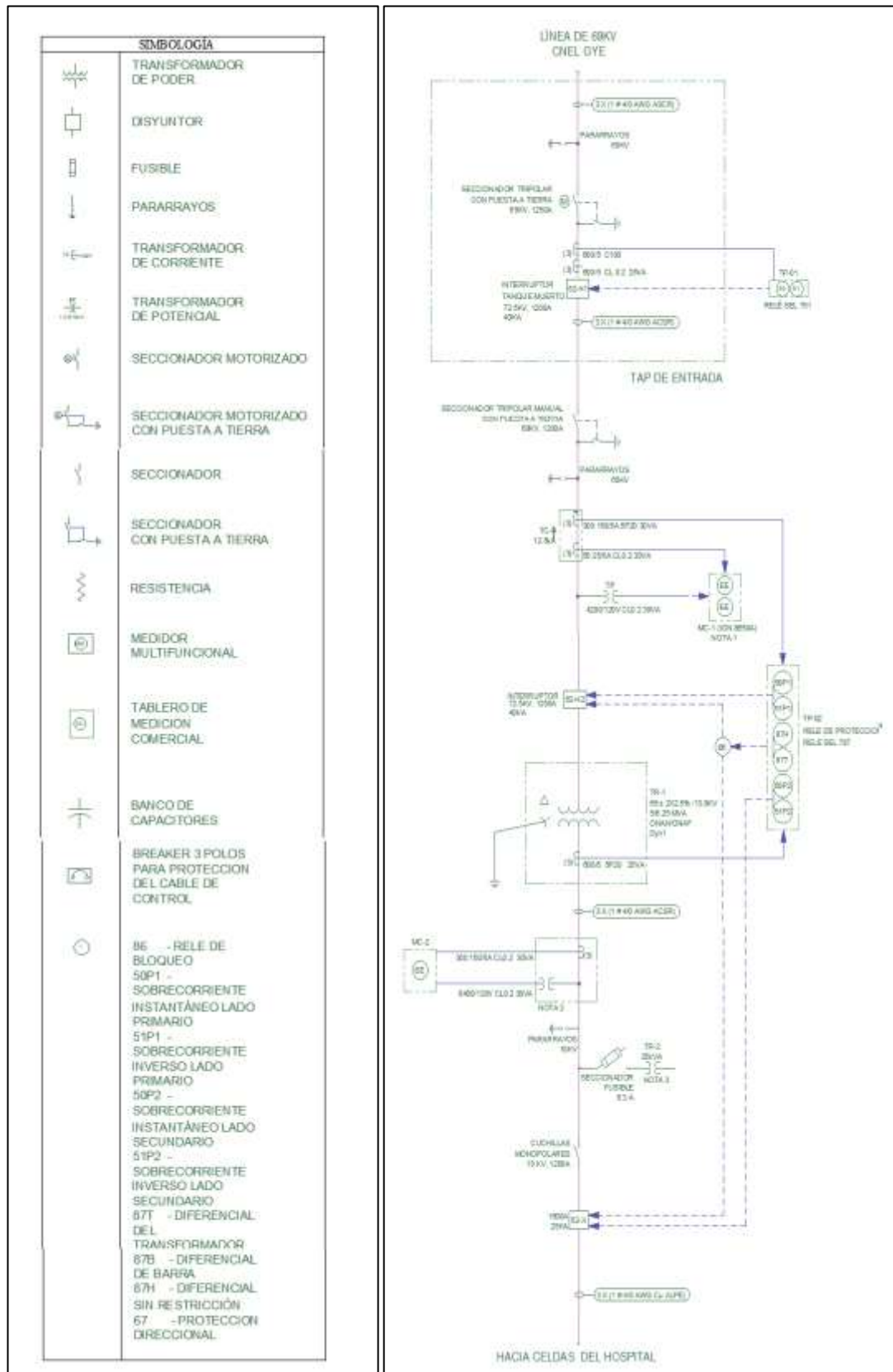


Figura 5.2: Diagrama Unifilar de la Subestación InterHospital S.A.
Elaborado por: Autor

5.3 Cálculo de la demanda

Para el cálculo de la demanda se considera las cargas existentes y las futuras cargas en KW, KVA que consumirá el Hospital cuando inicie su funcionamiento. A continuación, las tablas con la información de las cargas visualizada en diferentes áreas y la capacidad del transformador respecto al total de la carga en cada tabla.

En la tabla 5.2 el valor de la demanda diversificada nos da la estimación para la capacidad del transformador, cuando no se encuentra el transformador con el valor de la demanda resultante se escoge uno de mayor capacidad que esté más próximo total, es decir, en este caso el valor de la demanda resultante es de 635.50 KVA, este valor no se encuentra en las capacidades de transformadores, entonces se escoge el valor próximo a este el cual sería de 650 KVA.

El mismo procedimiento se realizara para las tablas con información de las cargas existentes y futuras para la selección del transformador de poder, se detallana continuación

Tabla 5.2: Carga en planta baja-Torre de Consultorios

TABLERO				
DESIGNACION	TIPO	CIR	DM_U	DM_{UP}
NOMBRE		KW	KVA	KVA
TM1	MEDIDORES	278,59	277,76	296,09
TM2	MEDIDORES	164,76	129,09	167,82
TM3	MEDIDORES	160,81	129,51	168,36
TM4	MEDIDORES	135,74	106,39	138,31
TM5	MEDIDORES	134,70	105,6	137,28
	TOTALES	874,60	748,35	907,86
	FACTOR DEMANDA			0,7
	DEMANDA DIVERSIFICADA			635,50

Fuente: InterHospital,, 2018

Tabla 5.3: Carga en planta baja-Torre Hospital

TABLERO				
DESIGNACION	TIPO	CIR	DMU	DMU P
NOMBRE		KW	KVA	KVA
TDG-TH	TRIFASICO	511,09	421,32	547,72
TDSG-TH	TRIFASICO	86,27	69,92	90,90
TD-AATH	TRIFASICO	119,52	103,92	135,09
	TOTALES	716,88	595,16	773,71
	FACTOR DEMANDA	0,7		
	DEMANDA DIVERSIFICADA	541,597		

Fuente: InterHospital, 2018

Capacidad de transformador 600 KVA

Tabla 5.4: Carga en planta baja-Imagenología

TABLERO				
DESIGNACION	TIPO	CIR	DMU	DMU P
NOMBRE		KW	KVA	KVA
TD-IMG	TRIFASICO	796,67	692,75	900,58
TDE-IMG	TRIFASICO	187,50	163,04	211,96
	TOTALES	984,17	855,79	1.112,54
	FACTOR DEMANDA			0,8
	DEMANDA DIVERSIFICADA			890,032

Fuente: InterHospital, 2018

Capacidad de transformador 1000KVA

Tabla 5.5: Carga en planta baja-Torre parqueos 1

TABLERO			
DESIGNACION	TIPO	CIR	DMU
NOMBRE		KW	KVA
TD-BAF-CHI	TRIFASICO	554,60	482,26
TOTAL	TOTALES	620,05	482,26
	FACTOR DEMANDA		0,9
	DEMANDA DIVERSIFICADA		434,034

Fuente: InterHospital, 2018

Capacidad de transformador 500KVA

Tabla 5.6: Carga en planta baja-Torre parqueos 2

TABLERO				
DESIGNACION	TIPO	CIR	DMU	DMUP
NOMBRE		KW	KVA	KVA
TDSG	TRIFASICO	180,78	151,83	197,39
TOTAL	TOTALES	180,78	151,83	197,39
	FACTOR DEMANDA			0,7
	DEMANDA DIVERSIFICADA			138,173

Fuente: InterHospital, 2018

Capacidad de transformador 150 KVA

Tabla 5.7: Carga en planta baja-Torre parqueos 3

TABLERO				
DESIGNACION	TIPO	CIR	DMU	DMUP
NOMBRE		KW	KVA	KVA
TBI-TH	TRIFASICO	96,98	105,41	105,41
TBI-TC	TRIFASICO	47,00	51,08	51,08
TD-IEX	TRIFASICO	106,31	92,44	120,17
TOTAL	TOTALES	250,29	248,93	276,66
	FACTOR DEMANDA			1
	DEMANDA DIVERSIFICADA			276,66

Fuente: InterHospital S.A.

Capacidad de transformador 300KVA

Tabla 5.8: Demanda total en primera etapa

DEMANDA			
DESIGNACION		TRANSFORMADOR	DMUP
NOMBRE	AREA	TIPO	KVA
T1	CONSULTORIOS	TRIFASICO 650 KVA	633,50
T2	HOSPITAL	TRIFASICO 600 KVA	541,59
T3	HOSPITAL	TRIFASICO 100 KVA	890,03
T4	HOSPITAL	TRIFASICO 500 KVA	430,03
T5	PARQUEOS	TRIFASICO 150 KVA	138,17
T6	PARQUEOS	TRIFASICO 300 KVA	296,66
TOTAL	TOTALES		2.929,98
	FACTOR CARGA		0,8
	DEMANDA DIVERSIFICADA		2343,9872

Fuente: InterHospital S.A.

Capacidad de transformador 2.5MVA

Tabla 5.9: Demanda total en segunda etapa

DEMANDA			
DESIGNACION		TRANSFORMADOR	DMUP
NOMBRE	AREA	TIPO	KVA
T7	SOLAR 5	TRIFASICO	500,00
T8	SOLAR 9	TRIFASICO	500,00
T9	SOLAR 6	TRIFASICO	500,00
T10	SOLAR 8	TRIFASICO	500,00
T11	SOLAR 10	TRIFASICO	750,00
TOTAL		TOTALES	2.750,00
		FACTOR CARGA	0,8
		DEMANDA DIVERSIFICADA	2.200,00

Fuente: InterHospital S.A.

Capacidad de transformador de Potencia 2.5 MVA

Como se observa, al realizar la conversión entre el total de la demanda por la primera etapa se obtiene el valor de 2.5MVA y en la segunda etapa 2.5MVA, por lo cual el transformador de potencia seleccionado (5/6.25 MVA) si cumple con la demanda prevista.

De acuerdo con el proyecto, el Hospital en su primera fase cuenta con una demanda de 2343,98KW, se estima que desde el inicio se mantenga esta carga 4 meses hasta que entre la fase 2, por lo cual se considera que la capacidad total de consumo eléctrico en el Hospital sea de 4543,9872 KW

En la tabla 5.10 se observa la demanda promedio, tomando el total de la demanda en la primera etapa de la tabla 5.8 para los meses de Febrero a Mayo, también se toma el total de la demanda de la segunda etapa en la tabla 5.9. Lo cual se sumará a al total de la demanda en la segunda etapa resultando así la demanda para los meses de Junio-Diciembre.

Tabla 5.10: Demanda Total en Primera Etapa

MES	DEMANDA (KW)
FEBRERO	2343,9872
MARZO	2343,9872
ABRIL	2343,9872
MAYO	2343,9872
JUNIO	4543,9872
JULIO	4543,9872
AGOSTO	4543,9872
SEPTIEMBRE	4543,9872
OCTUBRE	4543,9872
NOVIEMBRE	4543,9872
DICIEMBRE	4543,9872
PROMEDIO	3431,988267
VALORES MAXIMOS	4543,9872
VALORES MINIMOS	2343,9872

Fuente: SISELEC, 2018

DEMANDA

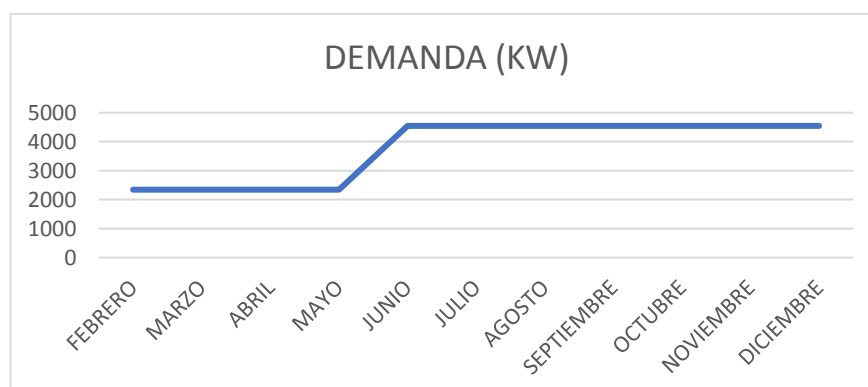


Figura 5.3: Demanda proyectada del Hospital
Elaborado por: Autor

5.4 Capacidad de la Subestación

Según el estudio realizado sobre la proyección de carga, se llegó a la conclusión que la capacidad adecuada para la subestación será de 5MVA alcanzando una capacidad máxima de 6.25 MVA, dependiendo del crecimiento de la carga del

Hospital, teniendo en cuenta que en la estimación de la demanda se asegura el abastecimiento de energía eléctrica.

5.5 Distancias de Seguridad entre equipos

De acuerdo a lo indicado en el capítulo 2 respecto a las distancias de seguridad mínimas, al realizar el diseño del pórtico de 69Kv se toma en cuenta el área ideal en el cual se va a ubicar y que cumpla con las distancias mínimas.

En este caso la distancia entre transformadores de potencial se encuentran a 1.5m entre sí, además al observar la Fig. 5.4 y Fig. 5.5 se comprueba que entre el pórtico y el cerramiento de la subestación existe una distancia de 3.5 y 6.17 metros, por lo cual se puede concluir que cumple con la distancia mínima especificada en la tabla 2.3 del capítulo 2.

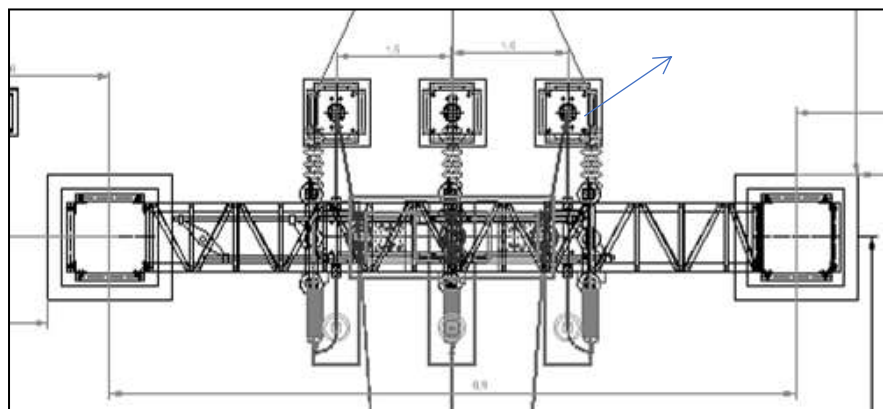


Figura 5.4: Distancia entre estructuras de 69KV y equipos
Elaborado por: Autor

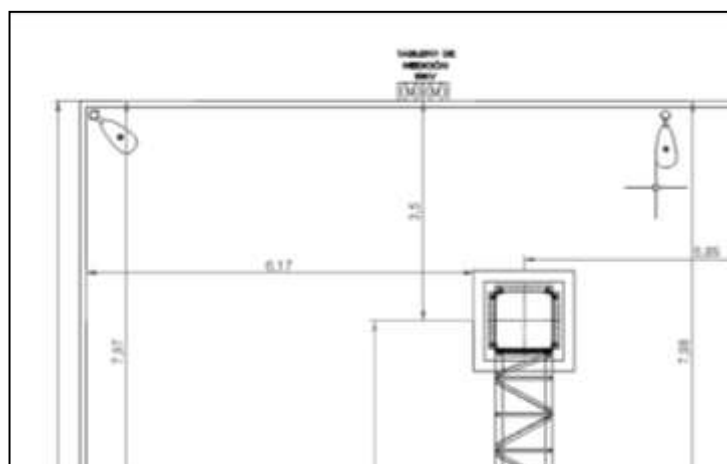


Figura 5.5: Distancia entre pórtico 69kV y cerramiento de Subestación
Elaborado por: Autor

5.6 Estudio de corto circuito

Para este cálculo se utilizó el método de cálculo de fallas simétricas y asimétricas de los sistemas de potencia. A continuación, se muestran los valores de corriente de cortocircuito para datos de máxima y mínima generación a nivel de 69 KV, estos valores fueron proporcionados por CNEL EP unidad de negocios de Guayaquil.

- **Cálculos de corto circuito:**

Los niveles de corto circuito fueron calculados en base a la normativa IEEE P551/D5/SEPTIEMBRE2005. Se necesita los datos en sistemas por unidad (PU) para lo cual la información obtenida de los datos de placa de transformador en la tabla 5.12 y los datos obtenidos de CNEL en la tabla 5.11 son una parte fundamental para los siguientes cálculos.

Cálculo de valores base del transformador a instalar.

$$I_{base} = \frac{P_{trafo} \text{ (MVA)}}{V_H \sqrt{3}}$$
$$I_{base} = \frac{6250k}{69k\sqrt{3}} = 52.29622 \text{ A}$$
$$Z_{base} = \frac{V^2}{P_{trafo}} = \frac{69kV^2}{6.25MVA} = 761.76\Omega$$

Convertir impedancia de la fuente a base del transformador

$$Z_i = 0.3386 + j2.3014 \Omega$$

$$Z_{i \text{ PU}} = \frac{Z_i}{Z_{base}}$$

$$Z_{i \text{ PU}} = \frac{0.3386 + j2.3014 \Omega}{761.76\Omega} = 0,00044449695442134 + 0,00302116152068893i \text{ PU}$$

$$Z_0 = 0,6091 + j4,6466 \Omega$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = \frac{Z_0}{Z_{base}}$$

$$Z_{0 \text{ PU}} = \frac{0,6091 + j4,6466 \Omega}{761.76}$$

$$= 0,000799595673177904 + 0,00609982146607856i \text{ PU}$$

5.6.1 Máxima Generación:

En la tabla 5.11 se observa la corriente de falla trifásica, falla fase-fase, falla de línea a tierra, en los cuales se resalta los valores que se tomarán para los cálculos respectivos.

Tabla 5.12: Análisis de cortocircuito- Máxima generación

Análisis de Cortocircuito ANSI, Escenario de Máxima Generación					
			THV: Salitral Nivel de voltaje: 69 kV. Ubicación: Interhospital Solicitado por: Siselec Fecha: 11/Nov/2017		
			Resumen falla (durante la falla)		
Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0,0	146,77	17,13	-81,63
	B	0,0	146,77	17,13	158,37
	C	0,0	146,77	17,13	38,37
LL-BC	A	39,84	0,0	0,0	0,0
	B	19,92	180,0	14,83	-171,63
	C	19,92	180,0	14,83	8,37
LLT-BC	A	47,87	0,18	0,0	0,0
	B	0,0	0,0	15,63	169,29
	C	0,0	0,0	15,75	27,3
LT-A	A	0,0	-137,62	12,8	-82,08
	B	45,89	-130,8	0,0	0,0
	C	45,53	131,19	0,0	0,0
Impedancias de Thevenin en la barra afectada por falla					
	R + jX Ohmios		X/R		
Z1	0,3386 + j2,3014		6,797		
Z0	0,6091 + j4,6466		7,629		

Fuente: CENEL E.P, 2017

Tabla 5.13: Datos nominales del transformador seleccionado

PLACA	POTENCIA(MVA)	6,25
	VOLTAJE H (KV)	69
	VOLTAJE X (KV)	13,8
	ZBASE(OHM)	761,76
	ZTPU	0,0688
	IBASE(AMP)	52,2977541

Fuente: («WEG Transformadores», 2017.)

Tabla 5.14: Impedancias por falla en barra, máxima generación

CNEL		R	X
	Z1(OHM)	0,3386	2,3014
	Z0(OHM)	0,6091	4,6466

Fuente: CENEL E.P.

Cálculos de corto circuito.

Lo siguiente cálculos corresponden a la máxima generación considerando los máximos valores de la corriente de falla de la tabla 5.11 y los valores de las impedancias de Thevenin afectadas por la falla.

Falla trifásica

$$I_{F\ P.U.} = \frac{1}{Z_1 + Z_{TPU}} = 0,0829047773723325 - 13,656750703093i$$

$$|I_{F\ P.U.}| = 13,657002$$

$$I_{3\emptyset F\ AMP} = I_{F\ P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{f_{3\emptyset F}} = 714,23055\ Amp \quad \text{Referido } 69kV$$

$$I_{3\emptyset F} = I_{3\emptyset F\ 69kV} * \frac{V_H}{V_X}$$

$$I_{f_{3\emptyset F\ AMP}} = 3571,152753\ Amp \quad \text{Referido } 15Kv$$

Falla Fase – Tierra

$$I_{F-T\ P.U.} = \frac{3}{(Z_1 + Z_{TPU}) * 2 + Z_0} = 0,217676953667323 - 19,6642865002935 j$$

$$|I_{F-T\ P.U.}| = 19,665491$$

$$I_{F-T} = I_{F-T\ P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{F-T\ AMP} = 1028,461027\ Amp \quad \text{referido a } 69kV$$

$$I_{F-T} = I_{F-T\ 69kV} * \frac{V_H}{V_X}$$

$$I_{F-T} = 5142,305135\ Amp \quad \text{referido a } 15\ kV$$

Falla Fase – Fase

$$I_{F-F\ P.U.} = \frac{-j}{(Z_1 + Z_{TPU}) * 2} = -6,82837535154647 - 0,0414523886861661j$$

$$|I_{F-F\ P.U.}| = 6,96160315$$

$$I_{F\ AMP} = I_{F-F\ P.U.} * I_{BASE}$$

$$I_{F-F} = 357,1152753\ Amp \quad \text{referido a } 69kV.$$

$$I_{F-F} = I_{F-F\ 69kV} * \frac{V_H}{V_X}$$

$$I_{F-F} = 1785,576376 \text{ Amp referido a } 15 \text{ kV}$$

Tabla 5.15: Resultado de las corrientes de falla- Máxima generación


Tipo de Falla	AMPERIOS 69KV	AMPERIOS 15KV
TRIFASICA	714,2305506	3571,152753
FASE-TIERRA AN	1028,461027	5142,305135
FASE-FASE BC	357,1152753	1785,576376

Elaborado por: Autor

5.6.2 Mínima Generación:

Para el escenario de mínima generación se toma los mismos valores de la tabla 5.12 y los datos de corriente de falla de la tabla 5.15

Tabla 5.16: Análisis de cortocircuito-Mínima generación

Análisis de Cortocircuito ANSI, Escenario de Mínima Generación					
		THV: Salitral Nivel de voltaje: 69 kV. Ubicación: Interhospital Solicitado por: Siselec Fecha: 11/Nov/2017			
		Resumen falla (durante la falla)			
Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0.0	143.59	10.52	-83.49
	B	0.0	143.59	10.52	156.51
	C	0.0	143.59	10.52	36.51
LL-BC	A	39.84	0.0	0.0	0.0
	B	19.92	180.0	9.11	-173.49
	C	19.92	180.0	9.11	6.51
LLT-BC	A	42.49	-0.61	0.0	0.0
	B	0.0	0.0	10.29	160.21
	C	0.0	0.0	10.08	33.41
LT-A	A	0.0	115.9	9.77	-82.69
	B	40.89	-123.79	0.0	0.0
	C	41.75	123.01	0.0	0.0
Impedancias de Thevenin en la barra afectada por falla					
		R + jX Ohmios		X/R	
Z1		0.4297 + j3.7634		8.758	
Z0		0.6970 + j4.6043		6.606	

Fuente: CNEL E.P, 2017.

Tabla 5.17: Impedancias por falla de mínima generación

CNEL	R	X
Z1(OHM)	0,4297	3,7634
Z0(OHM)	0,697	4,6043

Fuente: CNEL E.P, 2017

Falla trifásica

$$I_{F(PU)} = \frac{1}{Z_1 + Z_{TPU}} = 0,103731530233612 - 13,560293547287j$$

$$|I_{F P.U.}| = 13,5606903$$

$$I_{3\emptyset F AMP} = I_{F PU} * I_{BASE}$$

$$I_{3\emptyset F} = 695,9808532 \text{ Amp Referido } 69\text{kV}$$

$$I_{3\emptyset F} = I_{3\emptyset F 69kV} * \frac{V_H}{V_X}$$

$$I_{3\emptyset F AMP} = 3479,904266 \text{ Amp Referido } 15\text{kV}$$

Falla Fase-Tierra

$$I_{F-T PU} = \frac{3}{(Z_1 + Z_{TPU}) * 2 + Z_0} = 0,25077990370912 - 19,1874991342776j$$

$$|I_{F-T P.U.}| = 19,189138$$

$$I_{F-T} = I_{F-T PU} * I_{BASE}$$

$$I_{F-T AMP} = 1003,5488 \text{ referido a } 69\text{kV}$$

$$I_{F-T} = I_{F-T 69kV} * \frac{V_H}{V_X}$$

$$I_{F-T} = 5017,744081 \text{ Amp referido a } 15 \text{ kV}$$

Falla Fase – Fase

$$I_{F-F PU} = \frac{-j}{(Z_1 + Z_{TPU}) * 2} = -6,65383489167511 - 0,0499511740353454j$$

$$|I_{F-F P.U.}| = 6,6540224$$

$$I_{F AMP} = I_{F-F PU} * I_{BASE}$$

$$I_{F-F} = 347,9904266 \text{ Amp referido a } 69\text{kV.}$$

$$I_{F-F} = I_{F-F 69kV} * \frac{V_H}{V_X}$$

$$I_{F-F} = 1739,952133 \text{ Amp referido a } 15 \text{ kV}$$

Tabla 5.18:Resultado de las corrientes de falla- Máxima generación

Tipo de Falla	AMPERIOS 69KV	AMPERIOS 15KV
TRIFASICA	695,9808532	3479,904266
FASE-TIERRA AN	1003,548816	5017,744081
FASE-FASE BC	347,9904266	1739,952133

Elaborado por: Autor

5.7 Resultas de la coordinación de aislamiento

5.7.1. Selección de los niveles de aislamiento

Se ha usado la norma americana IEEE para seleccionar el BIL en cada nivel de voltaje, de acuerdo con la tabla 3.2 del capítulo 3.

Tabla 5.19:Resultado del nivel de aislamiento escogido

Nivel 69KV	
Voltaje máximo	72.5KV (Fase a Fase)
Voltaje soportado	140KV (Fase a Tierra)
BIL	350KV (De acuerdo con la Norma IEC:325KV pico).

Elaborado por: Autor

Tabla 5.20:Resultado del nivel de aislamiento escogido

Nivel 13.8 KV	
Voltaje máximo	15 KV
Voltaje soportado	34 KV(Fase a Neutro)
BIL	110KV (De acuerdo con la Norma IEC:325KV pico).

Elaborado por: Autor

Los equipos que se instalen en la subestación deberán cumplir estrictamente con el nivel de aislamiento seleccionado.

5.7.2 Selección de voltajes a frecuencia industrial

Según lo expuesto en el capítulo 3 el máximo voltaje continuo permitido en la red que elegiríamos sería de 72.5 KV de línea a línea. Este valor se debe considerar al momento de seleccionar los equipos, y se deben tomar las medidas necesarias para evitar estresar el aislamiento de los equipos de la subestación, y para el nivel de media tensión sería de 15 KV de línea a línea.

En resumen, se puede decir que:

$$U_{s69kV} = 72.5KV$$

$$U_{s13.8kV} = 15KV$$

5.7.3 Descargador de sobretensión (Pararrayo)

Para la condición descrita en el capítulo 3, según la tensión de funcionamiento continuo

$$U_n = 69KV$$

$$U_s = U_n + 5\% * U_n$$

$$U_s = 69 + (0.05) * (69)$$

$$U_s = 72.45 \cong 75.5 KV$$

$$U_c \geq \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

$$U_c \geq \frac{72.5}{\sqrt{3}}$$

$$U_c \geq 41,86$$

Con el resultado obtenido se puede determinar que el funcionamiento continuo del pararrayo será mayor o por lo menos igual a 41,86KV.

5.8 Diseño de Malla a tierra

Para cumplir con el diseño según la norma IEEE STD 80-2000 es necesario especificar varios puntos que deben ser efectuados. A continuación, los parámetros de la malla puesta a tierra respecto a los aspectos básicos sugeridos en el capítulo 3. Las longitudes de los lados de la malla se eligen de forma que abarquen mínimo

1 metro después del cerramiento de la subestación, además las resistividades se eligen de acuerdo a la superficie de donde será instalada la malla.

Tabla 5.21: Datos del diseño propuesto

Datos del terreno		
Lado Mayor de la Malla	m	27,0
Lado Menor de la Malla	m	18,0
Resistividad equivalente del terreno r	W.m	5,6100
Resistividad Capa Superficial r_s	W.m	4000
Espesor Capa Superficial h_s	m	0,1
Area de la Malla A	m ²	486
Profundidad de la Malla h	m	0,75

Elaborado por: Autor

Tabla 5.22: Datos de conexión

DATOS DE CONEXION		
Tiempo de Despeje de la Falla t_f	seg	0,35
Temperatura Máxima de Operación	°C	450
Temperatura Ambiente	°C	38

Fuente: Autor

5.8.1 Cálculo de la malla Puesta a tierra

Factor de reducción del terreno

Con los valores presentados en la tabla 5.19 se obtiene el valore de la reducción del terreno:

$$C_s = 1 - \frac{0.9 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0.9}$$

$$C_s = 1 - \frac{0.9 * \left(1 - \frac{5.61}{4000}\right)}{2 * 0.1 + 0.9} = 0,69$$

Tensión de paso tolerable

$$v_p = \frac{((1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.157)}{\sqrt{T_c}}$$

$$v_p = \frac{((1000 + 6 * 0.69 * 5.61) * 0.157)}{\sqrt{0.35}} = 4.660,62V$$

Tensión de Toque tolerable

$$v_t = \frac{((1000 + 1.5 * C_s * \rho_s) * 0.157)}{\sqrt{T_c}}$$
$$v_t = \frac{((1000 + 1.5 * 0.69 * 5.61) * 0.157)}{\sqrt{0.35}} = 1.364,19V$$

Resistencia Puesta a tierra

Según las características elegidas para la malla, se utiliza una cuadrícula de 3x3m, además se establece un número de barras de conexión a tierra de 12 (representadas por puntos grises) como se muestra en la siguiente figura 5.7 para mantener una simetría.

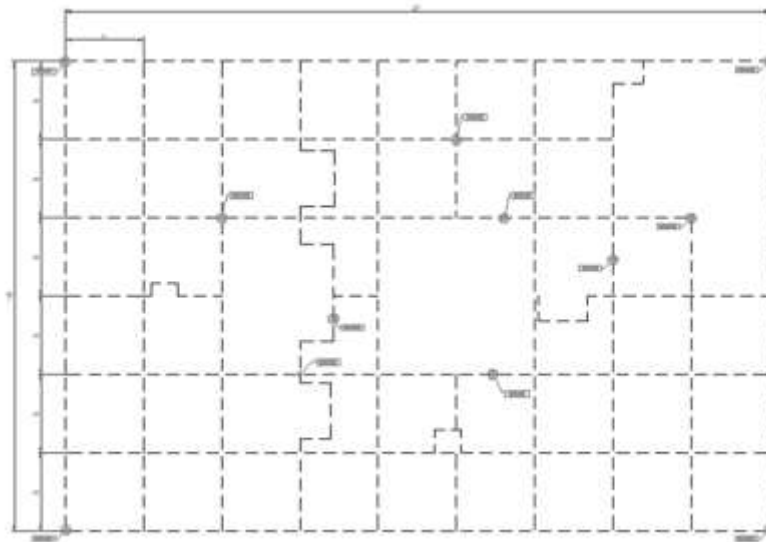


Figura 5.7: Malla a tierra correspondiente a S/E InterHospital
Fuente: El Autor

$$L_T = L_C + 2D$$

$$L_T = (27 * 7 + 18 * 10) + (2 * 3 * 11)$$

$$L_T = 435 \text{ (Longitud total del conductor de la malla de tierra)}$$

$$R_G = 5.61 * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * 486}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 0.75 * \sqrt{20/486}} \right) \right]$$

$$R_G = 0.123\Omega$$

Tensión máxima de toque

$$v_t = \frac{\rho * I_G * k_m * k_i}{L_M}$$

Para poder obtener el resultado es necesario realizar los siguientes cálculos previos para resolver las incógnitas:

Corriente máxima de diseño

Para la cual es necesario obtener el factor de decremento S_f y el factor de división de corriente S_f

$$T_a = \frac{X}{R} * \frac{1}{2\pi f}$$

$$T_a = 6.797 * \frac{1}{2\pi f}$$

$$T_a = 0,018$$

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

$$Df = \sqrt{1 + \frac{0,018}{0,35} \left(1 - e^{-\frac{2*0,35}{0,018}}\right)}$$

$$Df = 1,0254$$

En este caso para obtener el resultado del factor divisor de corriente S_f , la impedancia $(Z_{eq})_{x/y}$ es un dato obtenido por la impedancia equivalente de los cables de guarda y torres por lo que $(Z_{eq})_{x/y} = 0,2654\Omega$

$$S_f = \left| \frac{(Z_{eq})_{x/y}}{R_g + (Z_{eq})_{x/y}} \right|$$

$$S_f = \left| \frac{0,2654}{0,1233 + 0,2654} \right|$$

$$S_f = 0,6821$$

$$I_G = D_f * S_f * I_f$$

$$I_G = 1,0254 * 0,6821 * 12800$$

$$I_G = 8953 \text{ A}$$

Factor de espaciamento para tensión de malla

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.75}{1}}$$

$$K_h = 1,323$$

Numero efectivo de conductores paralelos con las incógnitas:

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p}$$

$$n_a = \frac{2 * 369}{(27 + 18) * 2}$$

$$n_a = 8.2$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{90}{4 * \sqrt{486}}}$$

$$n_b = 1,01$$

Como se mencionó en el capítulo 3, para los valores de n_c , y n_d será 1

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d$$

$$n = 8.2 * 1,01 * 1 * 1$$

$$n = 8,28$$

Con los datos obtenidos del factor de espaciamento y el diámetro de la varilla de tierra ($d=0,01330$) se puede obtener el factor Geométrico K_m

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

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[\ln + \left[\frac{3^2}{16 * 0.75 * 0.01330} + \frac{(3 + 2 + 0.75)^2}{8 + 3 + 0.01330} - \frac{0.75}{4 + 0.01330} \right] \right. \\ \left. + \frac{1}{1.323} * \ln \left[\frac{8}{\pi + (2 + 8.28 - 1)} + \right] \right]$$

$$K_m = 0.524$$

Quedando como ultima incógnita a resolver, el factor de corrección geométrica, el cual resulta de la siguiente ecuación

$$K_i = 0.644 + 0.148 * n$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * 8,28$$

$$K_i = 1,870$$

Finalmente, con las incógnitas resueltas y reemplazando L_M por su respectiva ecuación, como también $L_R = N * L_r$ se puede calcular el voltaje de toque

$$v_t = \frac{\rho * I_G * k_m * k_i}{L_c + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * L_v}$$

$$v_t = \frac{5.61 * 8953 * 0,524 * 1,870}{369 + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{2.4}{\sqrt{27^2 + 18^2}} \right) \right] * 20 * 2.4}$$

$$v_t = 109,93 \text{ [V]}$$

Tensión de paso

Para la solución de esta ecuación se cuenta con la mayoría de los datos, puesto que en el cálculo anterior se resolvieron algunos especificados en esta, quedando de incógnita el factor de espaciamento para tensión de paso, el cual se procede a resolver

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * 0,75} + \frac{1}{3 + 0,75} + \frac{1}{3} * (1 - 0.5^{8.28-2}) \right]$$

$$K_s = 0,402$$

Pudiendo resolver la ecuación de la tensión de paso, reemplazando el valor de L_s y L_r

$$v_p = \frac{\rho * I_G * k_s * k_i}{0.75 * L_c + 0.85 * N * L_v}$$

$$v_p = \frac{5.61 * 8953 * 0,402 * 1,870}{0.75 * 369 + 0.85 * 20 * 2,4}$$

$$v_p = 135,39 \text{ [V]}$$

Máximo gradiente de potencial

El cual se puede calcular con los resultados obtenidos previamente por los cálculos de la corriente máxima de falla I_G y la resistencia puesta tierra R_G

$$GRP = I_G * R_G$$

$$GRP = 8953 * 0.124$$

$$GRP = 1103,82 \text{ [V]}$$

5.9 Selección de la relación de transformación para CT en alta tensión

Tabla 5.23: Relación de transformación en alta tensión

Descripción	Cantidad
20 metros recorrido circuito de #10 AWG(0.00334Ω/m)	0.0668
Devanado CT de 20 vueltas a 0.0025Ω/vueltas	+ 0.05
Total burden	0.1168

Elaborado por: El Autor

Corriente máxima de carga en alta tensión entregado por CNEL: 17130 Amp. (S/E SALITRAL)

Utilizando el X/R que entrega CNEL: X/R =6.797 (Tabla .12)

CT rating en términos de máxima falla de corriente, X/R ratio, ANSI rating, y burden es:

$$CTrating \geq \left(\frac{1 + \frac{X}{R}}{262.5} \right) * \frac{100}{ANSI} * I_{max} * Z_B$$

Para convertir de IEC a ANSI se requiere de lo siguiente:

$$I^2R = 30VA$$

$$(5)^2R = 30VA$$

$$R = \frac{30VA}{25} = 1.2 \Omega$$

El CT a utilizarse será del tipo IEC 5P20. Según la norma ANSI la clasificación del CT, para este caso C120 se calcula con una corriente 20 veces mayor a lo nominal (5*20) =100 A.

$$V = (100 A) * (1.2\Omega) = 120V$$

IEC 5P20 – 30VA ≈ ANSI 5C120

Los CT rating que debe utilizarse cuando la máxima corriente de falla es 17130 Amp, X/R =6.797 y el burden es 0.1168 Ω ohm.

$$CTrating \geq \left(\frac{1 + 6.797}{262.5} \right) * \frac{100}{120} * 17130 * 0.1168$$

$$CT rating \geq 49,5241$$

Corriente referida al lado de Alta Tensión = CT rating * Corriente nominal secundaria

$$\text{Corriente referida al lado de Alta Tensión} = 49,5241 * 5 = 247,620839$$

La relación de transformación debe ser mayor o igual a 247,620839:5; por tal motivo la relación tomada para los transformadores de corriente es 300/5A

Relación de transformación par CT en media tensión

Tabla 5.24:Relación de transformación en media tensión

Descripción	Cantidad
10 metros recorrido circuito de #10 AWG(0.00334Ω/m)	0.0334
Devanado CT de 20 vueltas a 0.0025Ω/vueltas	+ 0.05
Total burden	0.0834

Elaborado por: Autor

Corriente máxima de carga en media tensión es: 5142.3 Amp.

Desde el lado de media tensión del transformador se tiene: X/R =8.758

CT rating en términos de máxima falla de corriente, X/R ratio, ANSI rating, y burden es:

$$CTrating \geq \left(\frac{1 + \frac{X}{R}}{262.5} \right) * \frac{100}{ANSI} * I_{max} * Z_B$$

Para convertir de IEC a ANSI se requiere de lo siguiente:

$$I^2R = 25VA$$

$$(5)^2R = 25VA$$

$$R = \frac{25VA}{25} = 1.0 \Omega$$

El CT a utilizarse será del tipo IEC 5P20. Según la norma ANSI la clasificación del CT, para este caso C120 se calcula con una corriente 20 veces mayor a lo nominal ($5*20$) = 120 A.

$$V = (120 A) * (1\Omega) = 120V$$

IEC 5P20 – 25VA \approx ANSI 5C100

Los CT rating que debe utilizarse cuando la máxima corriente de falla es 5142.3 Amp, $X/R = 8.758$ y el burden es 0.0834Ω ohm.

$$CTrating \geq \left(\frac{1 + 8.758}{262.5} \right) * \frac{100}{120} * 5142.3 * 0.0834$$

$$CT rating \geq 13.285$$

Corriente referida al lado de Alta Tensión = CT rating * Corriente nominal
secundaria

$$\text{Corriente referida al lado de Alta Tensión} = 13.285 * 5 = 66.427$$

La relación de transformación debe ser mayor o igual a 66.427: 5, pero debido a que la corriente nominal del transformador de lado de media tensión es 261.48 Amp., la relación tomada para los transformadores de corriente es 600/5A; estos CT's están instalados en el transformador principal.

5.10 Medición Comercial a 69KV

La Subestación InterHospital tendrá su medición comercial a nivel de 69 kV mediante los transformadores de corriente y potencial que serán ubicados en la Subestación.

Los transformadores de corriente que serán instalados deberán tener precisión 0.2 % IEC su relación será 300:150/5 y 50:25/5A, 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 (SISELEC S.A.).

Los transformadores de potencial que serán instalados deberán tener precisión 0.2% IEC, su relación será de 42000/120V, 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 (SISELEC, 2016).

Los PT's son de medición e incluyen una caja de terminales, y los Ct's son de 2 devanados para uso de medición y protección. El cableado de los conductores de las señales de alta tensión será colocado por personal de CNEL Unidad de Negocios Guayaquil, en tubería metálica rígida para uso eléctrico de $1\frac{1}{4}$ ” Ø conforme al NATSIM (Normas de acometidas, cuarto de transformadores y sistemas de medición) (SISELEC, 2016).

Se dejará cableado un punto de comunicación, hasta el punto donde se instalarán los medidores y se entregará a CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil una dirección IP, previa a la energización y conexión del Sistema de Medición, para permitir interrogar al medidor vía remota (SISELEC, 2016).

El cableado de la medición a nivel de 69 será realizado por la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil.

5.11 Esquema De Protección.

Para protección de sobre corriente del Transformador de Poder tanto a nivel de 69 kV como de 13.8 kV, se utilizará un relé SEL 787 el mismo que consta de dos bobinas independientes de sobre corriente para brindar protección a nivel de alta y baja tensión. El relé 751 brindará protección a la línea de 69kV desde el TAP de entrada hasta la sub estación. A nivel de 69kV, el relé 751, disparará un disyuntor tanque muerto instalado en el TAP de entrada. El relé SEL 787 brindará protección diferencial al transformador de Poder.

A nivel de 69 kV, el relé de protección SEL 787 disparará un disyuntor de poder tipo tanque vivo en SF6 que protege al transformador de poder. A nivel de 13.8 kV, el relé de protección SEL 787 disparará un disyuntor en vacío tanque vivo que protege al transformador de poder. Las señales analógicas para que los relés operen y protejan correctamente a los equipos, se utilizarán de la siguiente manera:

Tabla 5.25: Descripción de las entradas de equipos de protección

EQUIPO DE PROTECCIÓN	ENTRADAS ANALOGICAS 1	ENTRADAS ANALOGICAS 2
RELÉ SEL 787	CT's 69 kV en Castillo de Alta Tensión	CT's 13.8kV en transformador principal para la media tensión
RELÉ SEL 751	CT's 69kV en interruptor tanque muerto	

Elaborado por: Autor

5.12 Arquitectura Scada

Este sistema permitirá operaciones de monitoreo y control de los equipos a 69 kV, alarmas del transformador, así como mediciones de analógicos y alarmas del cargador de batería. Esta subestación tendrá como equipo concentrador de datos al SEL 3530-4 (RTAC-Real Time Automation Control). Dentro del cuarto de control Del Tap de entrada, se instalará un Rack de comunicaciones con los siguientes equipos:

- 1 RTAC SEL-3530-4
- 1 SWITCH SEL-2730M
- 1 ODF
- 1 GPS SEL-2401
- 1 inversor

Dentro del cuarto de control de la sub estación, se instalará un Rack de comunicaciones con los siguientes equipos:

- 1 SWITCH SEL-2730M
- 1 ODF
- 1 DPAC SEL 2440

Todos estos equipos se energizarán mediante la alimentación 125V DC del Cargador de Baterías. A continuación, se describen los equipos del sistema SCADA:

5.12.1 RTAC/ Sel-3530-4

El RTAC SEL-3530-4 es la RTU que concentrará toda la información de la subestación, cuenta con protocolos de comunicación para IED's, Modbus, DNP e IEC61850. La información es enviada por modo de DNP o IEC 104 a la CNEL-EP.

Este equipo cuenta con las siguientes especificaciones:

- Alimentación 125VDC
- Puertos Ethernet de Cobre 10/100Mbps
- 4 Puertos seriales RS232/RS485

5.12.2 GPS SEL-2401

Se considera un GPS para ajustar el tiempo al concentrador de datos, RTAC, mediante IRIG-B. Este a su vez realizará la función de un servidor NTP para sincronizar los equipos por red siempre que soporten este protocolo.

Para los IED's que no soporten el Protocolo NTP, se sincronizarán por IRIG-B o el protocolo DNP.

5.12.3 SWITCH SEL-2730M

Se instalará 2 switch industrial Ethernet, uno en la S/E y otro en el Tap de entrada, que consta de 24 puertos Ethernet.

La finalidad es que todos los equipos presentados en esta arquitectura tengan conexión a una Red LAN dentro de esta subestación. Se considera puertos libres para uso futuro y para conectarse a CNEL. Es decir, la CNEL E.P debe proveer un mínimo de direcciones IP libres para todos los equipos presentados en esta arquitectura (RTAC, DPAC, Medidor ION y Relés).

5.12.4 DPAC Sel-2440

El DPAC es un módulo de entradas y salidas digitales. Contiene 32 entradas digitales y 16 Salidas digitales. Dentro de las señales que se conectarán, están:

- Las alarmas del transformador e interruptor que lleguen al tablero de control. Para esto se necesitará replicar las alarmas que ya llegan al anunciador de alarmas presente en el tablero de control.

5.12.5 Organizador De Fibra (Odf)

Los ODF serán rackeables de 24 hilos Monomodo con conectores ST

Elementos del Sistema

La información requerida se obtendrá de los siguientes equipos.

- RELES DE PROTECCIÓN
 - 1 SEL-787 (Relé de corriente Diferencial)
 - 1 SEL-751
- MEDIDORES
 - 1 ION-8650 (Medidor de 69kV totalizador)
 - 1 ION-8650 (Medidor de 13.8kV)
- EQUIPOS SCADA
 - 1 SEL-3530-4 (RTAC)
 - 2 SEL-2730M (SWITCH)
 - 1 SEL-2401 (GPS)
 - 1 SEL-2440 (DPAC)
 - 2 ODF

La Arquitectura Scada muestra de forma esquemática los equipos que permitirá la comunicación mediante protocolos y normas a seguir. Para el diseño de esta arquitectura Scada se consideró todo lo expuesto en este trabajo. El plano se encuentra el anexo 1.6.

5.13 Especificaciones de elementos que componen la subestación

5.13.1 Acometida Aérea 69 Kv

El cable a utilizar en la estructura al lado de alta del transformador de poder será un conductor 4/0 AWG ACSR.

Tabla 5.26: Especificaciones técnicas de la acometida

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACIONES
Calibre	4/0 AWG
Material	Al ACSR
Capacidad	357 Amp.

Fuente: SISELEC, 2016

5.13.2 Hilo De Guarda

CNEL-EP ha especificado que en el tramo de la variante línea existente de 69KV, se instale un hilo de guarda. Este cable será utilizado desde la línea de 69KV hasta la Subestación, pasando por el Tap de entrada. Sus principales características son:

Tabla 5.27: Especificaciones técnicas del hilo de guarda

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES
Calibre	3/8 OPGW pulgadas
No. De Hilos	24
Material	ACERO
Tipo	Monomodo

Fuente: SISELEC, 2018

5.13.3 Aisladores De 69 Kv

Tabla 5.28: Especificación técnica de aisladores

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES
Marca	MACLEAN o Similar
Procedencia	USA
Tensión del sistema	69Kv
Distancia de Fuga	1805 mm
Norma	ANSI C29.9
Cantidad a Instalar	9

Fuente: («MacLean Power Systems», 2018)

Los aisladores a suministrarse serán de polímero tipo estación, estarán montados y sujetos sobre las estructura H en el Tap de entrada y en las estructuras metálicas del pórtico de 69Kv. Estos contarán con terminales adecuados para el conductor a utilizar.

5.13.4 Seccionadores Tripolares De 69 Kv

El seccionador es del tipo apropiado para instalación a la intemperie, de ruptura en aire, tripolar, operación en grupo, montaje horizontal o vertical, apertura central.

El seccionador es suministrado completo, con todas sus partes, incluyendo: aisladores, conectores, terminales de entrada, salida y el seccionador de puesta a tierra, palanca de operación que estará adecuadamente aislada de cualquier parte viva, seguro mecánico en la palanca de operación.

Tabla 5.29: Especificación técnica de seccionador

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
Marca / Fabricante	CLEVELAND o Similar
Voltaje máximo de diseño	72.5 Kv
Tipo de seccionador requerido:	
Tipo A: 3 columnas apertura vertical	A + G (Montaje horizontal)
Tipo B: 3 columnas doble apertura lateral	
Tipo E: 2 columnas apertura central	
Tipo J: 3 columnas alcance vertical	
Tipo G: cuchillas de puesta a tierra Para operación independiente	
Tipo H: 2 Columnas	
Mecanismo de operación cuchillas principales	Manual
Número de polos	3
Voltaje nominal (fase-fase)	69 KV
Mínima distancia de fuga	1813 mm
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal normal	1200 A
Corriente nominal soportable de corta duración, 1s	61 kA
Duración del cortocircuito	1 s
Cantidad a Instalar	1 (Subestación)

Fuente: («Cleveland/Price Inc.», 2018)

5.13.5 Pararrayos 60 Kv

Los pararrayos serán auto-soportantes, tipo estación, para uso exterior. Un juego de 3 pararrayos se encontrará en la estructura H del Tap de Entrada y el otro juego se encontrará en el pórtico 69KV de la Subestación.

Tabla 5.30: Especificación de Pararrayos

MARCA/FABRICANTE	MACLEAN NPOWER SYSTEM O SIMILAR
PROCEDENCIA	USA
Tensión del sistema	69 KV
Normas Aplicables	ANSI C62.11

Fuente:(«MacLean Power Systems», 2018)

Tabla 5.31: Especificación técnica detallada de Pararrayo

CARACTERÍSTICAS	UNIDA D	ESPECIFICACIONE S TÉCNICAS
TIPO DE PARARRAYOS REQUERIDO		
E = Estación		E
I = Intermedio		
D = Distribución		
Voltaje nominal del sistema (fase-fase)	kV,rms	69
Voltaje máximo del sistema (fase-fase)	kV,rms	72,5
Frecuencia	Hz	60
Corriente de cortocircuito del sistema en el punto de ubicación del descargador	kA	5
Aislamiento externo del revestimiento (housing) a onda de impulso	kV	138.1
Distancia mínima de contorno (creepage).	mm	1839
Voltaje nominal referencial (fase-tierra)	kV	60
Cantidad a Instalar	c/u	6

(Fuente:(«MacLean Power Systems », 2018)

5.13.6 Interruptor De Potencia En Gas Sf6

El interruptor será trifásico, en cámara sellada de gas SF6, tanque vivo, apto para la instalación a la intemperie. Las principales características son:

Tabla 5.32: Especificación de Interruptor

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
Marca/Fabricante	SIEYUAN o SIMILAR
Tipo	SF6
Voltaje nominal	69 KV
Voltaje máximo	72.5 KV
Frecuencia	60 HZ
BIL	350 KV
Capacidad nominal	1250 A
Capacidad de interrupción	40 KA
Tiempo de interrupción	60 ms
Normas	IEC 60059, IEC 60694, IEC 60060,
voltaje nominal de operación	125 VDC
Rango de V operación de cierre	125 VDC \pm 10%
Rango de V operación a la apertura	125 VDC \pm 15%
Tipo de mecanismo	Resorte descargado
Voltaje superior de operación	125 VDC
Consumo de energía	50 w promedio
Cantidad a Instalar	1
Voltaje Auxiliar Disponible	120 VAC

Fuente: («SIEYUAN Co., Ltd»,2018)

El gabinete de control se encuentra adosado al equipo y contiene en su interior todo el sistema de mecanismo de operación y borneras de conexión para monitoreo y control. Se incluye un medidor de presión de gas SF6 de indicación local y señalizaciones de ABIERTO y CERRADO claramente visibles. Se proporcionan también terminales de conexión estándar para los conductores de entrada y salida (SISELEC S.A.)

5.13.7 Transformador De Corriente 69 Kv

Se instalarán 3 transformadores de corriente en la subestación los cuales son 2 de devanados el cual 1 es para medición y el otro para protección , sus características se muestran a continuación:

Tabla 5.33: Especificación técnica de CT's

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACION CT PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR
Marca/Fabricante:	RITZ o similar
Tensión máxima	72.5kV
BIL	72.5/140/325 KV
Relación	50:25/5, CL 0.2 – 300:150/5 CL 5P20
Corriente Dinámica	12.5 kA / 1S
Precisión	0.2 (UN DEVANADO) 5P20 (UN DEVANADO)
Burden	30 VA (PARA DEVANADO CL 0.2) 30 VA (PARA DEVANADO CL 5P20)
Frecuencia	60 HZ
Normas aplicables	IEC 61869-2
Cantidad a Instalar	3

Fuente: («RITZ Instrument Transformers», 2018)

Las cajas de conexionado para el devanado de protección y medición estarán debidamente separadas. Los TC's estarán ubicados en la estructura de 69KV.

5.13.9 Transformador De Poder

Tabla 5.34: Especificación técnica de Transformador de Poder

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES
Marca	WEG o similar
Capacidad nominal:	5 /6.25 MVA
Impedancia:	6.81 %
Tipo de enfriamiento:	ONAN/ONAF
Número de fases:	3

Frecuencia:	60 Hz
Voltaje primario:	69000 v
Voltaje secundario:	13800 v
Conexión primaria:	Delta
Conexión secundaria:	Estrella , con bushing de neutro exterior, sobre la tapa
Grupo de conexión:	Dyn1
Porcentaje de regulación:	+/- 2 x 2.5%
Elevación de temperatura:	55°C
BIL Primario:	350 kV
BIL Secundario:	110 kV
Voltaje auxiliar:	120V, AC, 1Φ, 60Hz

Fuente: («WEG Transformadores», 2018)

5.14 Impacto ambiental

A continuación, se realizan análisis teóricos sobre el impacto de la subestación respecto a la ubicación y los trabajos a realizarse.

5.14.1 Impactos sobre la atmósfera

En la fase de construcción, cambios en la calidad del aire: la actividad proyectada no está potencialmente contaminando el ambiente atmosférico. La contaminación por gases y partículas está relacionada con el uso de vehículos de motor y maquinaria (generadores, etc.), tanto en la fase de construcción como en la fase de operación. La simple observancia y el cumplimiento de las especificaciones técnicas y reglamentarias de dichos vehículos o equipos se consideran suficientes para el mantenimiento de la calidad atmosférica en las cercanías de la subestación eléctrica. Aun así, se podrían definir medidas preventivas adicionales como la inspección para garantizar el estricto cumplimiento de estas especificaciones técnicas y reglamentarias. («Estudio de Impacto ambiental», 2010).

El impacto se considera negativo, directo, temporal, a corto plazo, sinérgico, reversible y recuperable, valorándose como COMPATIBLE.

5.14.2 Aumento de los niveles sonoros

Esta alteración se produce principalmente en los trabajos necesarios para la construcción de la subestación, y tiene un límite de tiempo muy corto. En este caso, la subestación se encuentra a una distancia cercana al núcleo público, pero a más de 1 km de las áreas naturales de interés

Debido a los comentarios y, en general, a la escala de la magnitud de las obras, el impacto se ha evaluado como NO SIGNIFICATIVO

5.14.3 Cambios en la calidad del aire:

En cuanto a los cambios en la calidad del aire durante la fase de operación, la única emisión de gases se debe a una eventual pérdida que puede ocurrir en el equipo que contiene el gas de hexafluoruro de azufre (SF₆). La toxicidad de este gas es mínima. Además, cualquier fuga accidental de gas podría ser detectada inmediatamente por el sistema que posee el equipo, en el que se tomaran medidas para su corrección inmediata.

Por todos estos motivos, este impacto se considera NO SIGNIFICATIVO

5.14.4 Producción de ozono:

Con respecto a la producción de ozono por efecto corona, se ha demostrado que, debido a las características de ambos conductores con un diámetro aparente importante, bajo coeficiente de rugosidad, con una gran distancia entre conductores y condiciones generales comunes.

Por lo tanto, se considera un impacto NO SIGNIFICATIVO.

5.14.5 Medidas preventivas en fase de Construcción

A continuación, se detalla algunas medidas preventivas en relación a las obras que se realizarán en la fase de construcción

5.14.6 Suelo

Las medidas de protección que afectan a este factor ambiental tienen como objetivo minimizar los impactos que ocurren en las acciones de transporte y recolección de materiales o preparación de la tierra.

5.14.7. Uso de maquinaria

Se puede evitar llevar a cabo estas operaciones de mantenimiento y limpieza en el área del proyecto, que debe llevarse a cabo en talleres autorizados. Además, se revisará la máquina que se utilizará durante la ejecución de las obras para desviarse de lubricantes, combustibles, etc.

5.14.8. Mantenimiento de las máquinas con motor de combustión:

Se conseguirá que los niveles de emisión de gases se sitúen dentro de los límites marcados por la legislación. Los vehículos se someterán rigurosamente a las inspecciones técnicas de vehículos (ITV) cuando sea necesario.

5.14.9. Contaminación del aire

Se deberá evitar el levantamiento de polvo en las operaciones de carga y descarga de materiales, así como el apilamiento de materiales finos en zonas desprotegidas del viento para evitar el sobrevuelo de partículas, realizando, en caso de considerarse necesario, riegos durante la obra.

5.14.10. Agua

Se deberá tener un especial cuidado en la obra civil para evitar que el movimiento de tierras, acopio de materiales o circulación de la maquinaria alteren los cursos de agua, se evitará en la zona cualquier tipo de vertido, tales como aceites, grasas, hormigón, etc., que pueda conducir a la contaminación del agua. Además, se llevará a cabo la limpieza y eliminación de posibles derrames que podrían impedir el flujo natural de las aguas superficiales.

5.15 Planos de la Subestación

Para el diseño de la S/E se tomó en cuenta todos los cálculos y normas descritas en este trabajo.

En el anexo 1.1 se aprecia el diagrama general de la subestación que va desde la línea de 69 kV existente hasta las celdas del hospital. En el anexo 1.2 de la implantación general muestra la ubicación del Hospital con una vista superior, en el cual también se aprecia el punto de interconexión.

Anexo 1.1 Diagrama Unifilar de la subestación

Anexo 1.2. Implantación general

Anexo 1.3. Disposición de equipos de la subestación

Anexo 1.4. Vista Lateral de la Subestación

Anexo 1.5. Malla a tierra de la Subestación

Anexo 1.6 Arquitectura SCADA

CAPITULO 6: Conclusiones Y Recomendaciones

6.1 CONCLUSIONES

Al ser esta una subestación tipo AIS el nivel de distanciamiento debe regirse a las normas mencionadas en el capítulo 2, es decir que la distancia a los cuales estén sometidos los equipos o elementos de patio deben cumplir al menos las distancias mínimas de aislamiento.

De acuerdo con el sistema de protección contra descargas atmosféricas, este se rige a las normas IEEE e IEC con lo cual son seleccionadas las características de los descargadores de sobretensión o pararrayos en la subestación.

El diseño de la malla a tierra sigue fielmente la norma IEEE Std. 80-2000 (Guía para la seguridad en la conexión a tierra de la subestación CA), obteniendo los valores dentro de lo permisible para la seguridad del personal y de los equipos a proteger.

Con la aplicación de las normativas de diseño y el mantenimiento adecuado a los equipos correspondientes, el sistema garantiza la continuidad y calidad del suministro de energía para la empresa a requerir el diseño.

6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda respetar los pasos para el diseño de la malla a tierra puesto que es de suma importancia debido a que un óptimo diseño garantiza la correcta operación de los dispositivos de protección, la protección de las instalaciones y sobre todo brindar la seguridad al personal que circula en el área.

Se recomienda un estudio más profundo del impacto ambiental respecto a subestaciones y a las energías fotovoltaicas que pueden ser implementadas para la alimentación de los servicios auxiliares. Puesto que al ser este un diseño propuesto y no puesto en marcha aún no se podrían determinar valores específicos en cuanto a este.

GLOSARIO

Alta tensión: Tensión nominal superior a 1 kV (1000 Volts)

Barra colectora (bus): Conductor eléctrico rígido, ubicado en una subestación con la finalidad de servir como conector de dos o más circuitos eléctricos.

Capacidad de transmisión: Potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión; tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: el límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc.

Capacidad instalada: Potencia nominal o de placa de una unidad generadora, o bien se puede referir a una central, un sistema local o un sistema interconectado.

Carga: Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado de un sistema eléctrico.

Conductor: Cualquier material que ofrezca mínima resistencia al paso de una corriente eléctrica. Los conductores más comunes son de cobre o de aluminio y pueden estar aislados o desnudos.

Demanda eléctrica: Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW).

Disparo: Apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar uno o varios elementos de un circuito, subestación o sistema.

La soldadura exotérmica: es un proceso que consigue la unión molecular de dos o más conductores metálicos mediante una reacción química.

Instalación: Es la infraestructura creada por el Sector Eléctrico, para la generación,

transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como la de los permisionarios que se interconectan con el sistema.

Interruptor: Dispositivo electromecánico que abre o cierra circuitos eléctricos y tiene la capacidad de realizarlo en condiciones de corriente nominal o en caso extremo de corto circuito; su apertura y cierre puede ser de forma automática o manual.

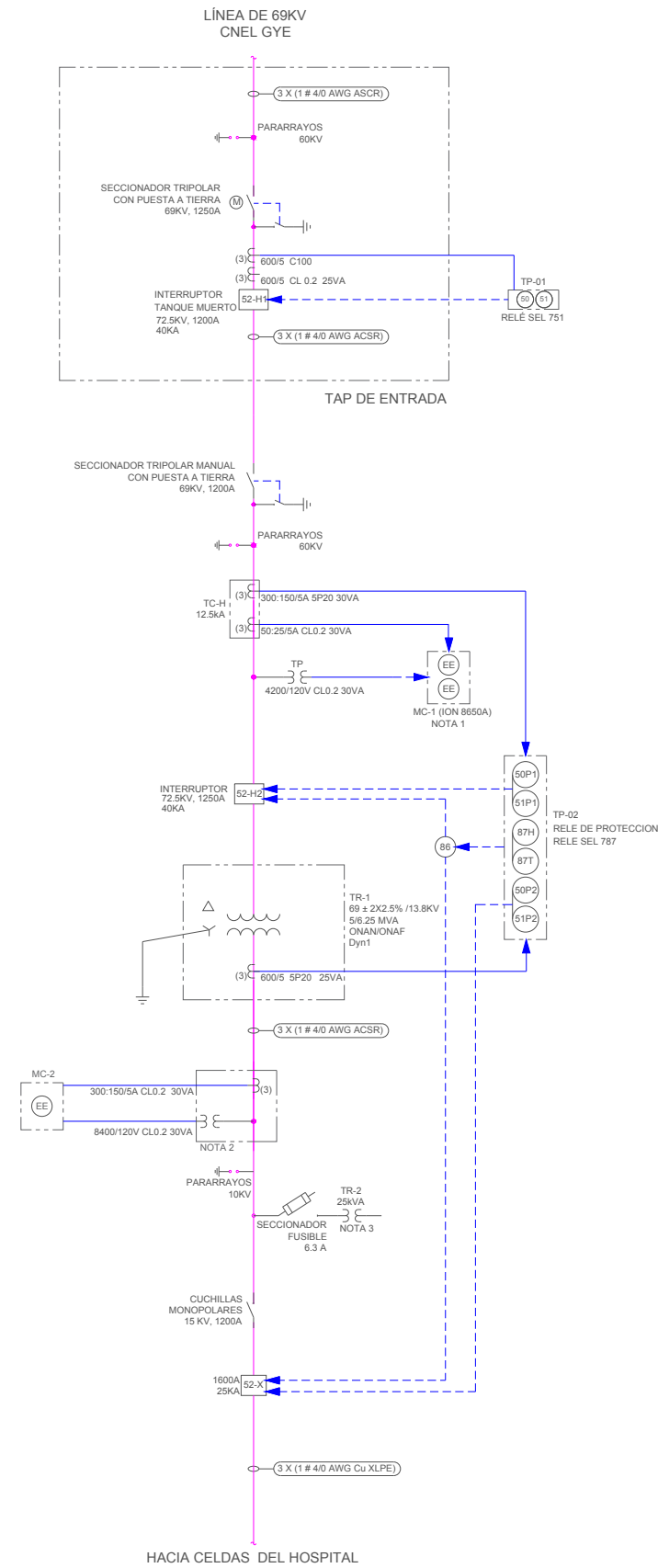
Maniobra: Se entenderá como lo hecho por un operador, directamente o a control remoto, para accionar algún elemento que pueda o no cambiar el esta y/o el funcionamiento de un sistema, sea el eléctrico, neumático, hidráulico o de cualquier otra índole.

Punto de Interconexión Eléctrica: Es el punto donde se conviene la entrega de energía entre dos entidades.

Red de distribución: Es un conjunto de alimentadores interconectados y radiales que suministran a través de los alimentadores la energía a los diferentes usuarios.

ANEXOS

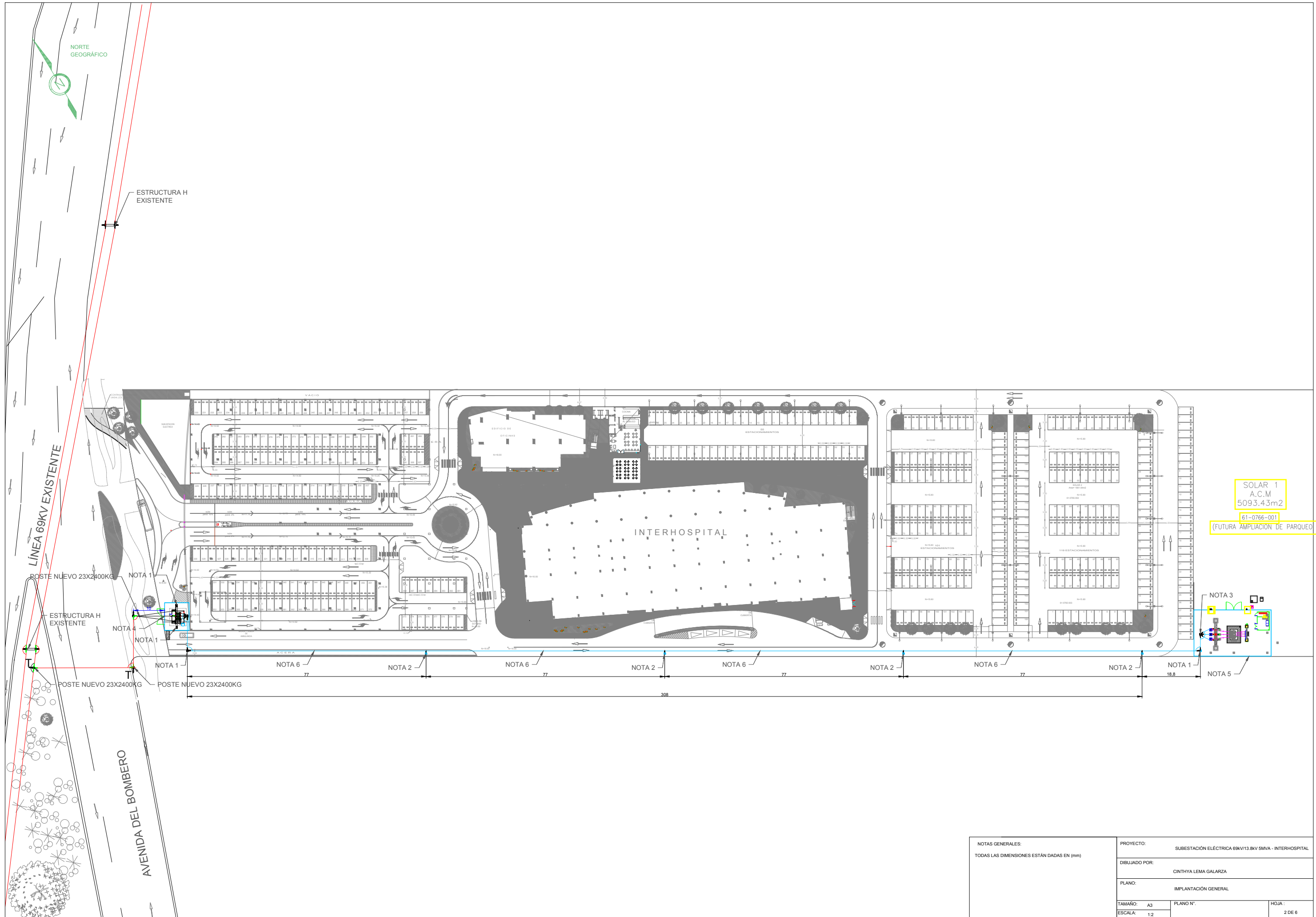
ANEXO 1.1. IMPLANTACIÓN GENERAL



SIMBOLOGÍA	
	TRANSFORMADOR DE PODER
	DISYUNTOR
	FUSIBLE
	PARARRAYOS
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	SECCIONADOR MOTORIZADO
	SECCIONADOR MOTORIZADO CON PUESTA A TIERRA
	SECCIONADOR
	SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA
	RESISTENCIA
	MEDIDOR MULTIFUNCIONAL
	TABLERO DE MEDICIÓN COMERCIAL
	BANCO DE CAPACITORES
	BREAKER 3 POLOS PARA PROTECCION DEL CABLE DE CONTROL
	86 - RELE DE BLOQUEO 50P1 - SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO LADO PRIMARIO 51P1 - SOBRECORRIENTE INVERSO LADO PRIMARIO 50P2 - SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO LADO SECUNDARIO 51P2 - SOBRECORRIENTE INVERSO LADO SECUNDARIO 87T - DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87B - DIFERENCIAL DE BARRA 87H - DIFERENCIAL SIN RESTRICCIÓN 67 - PROTECCION DIRECCIONAL

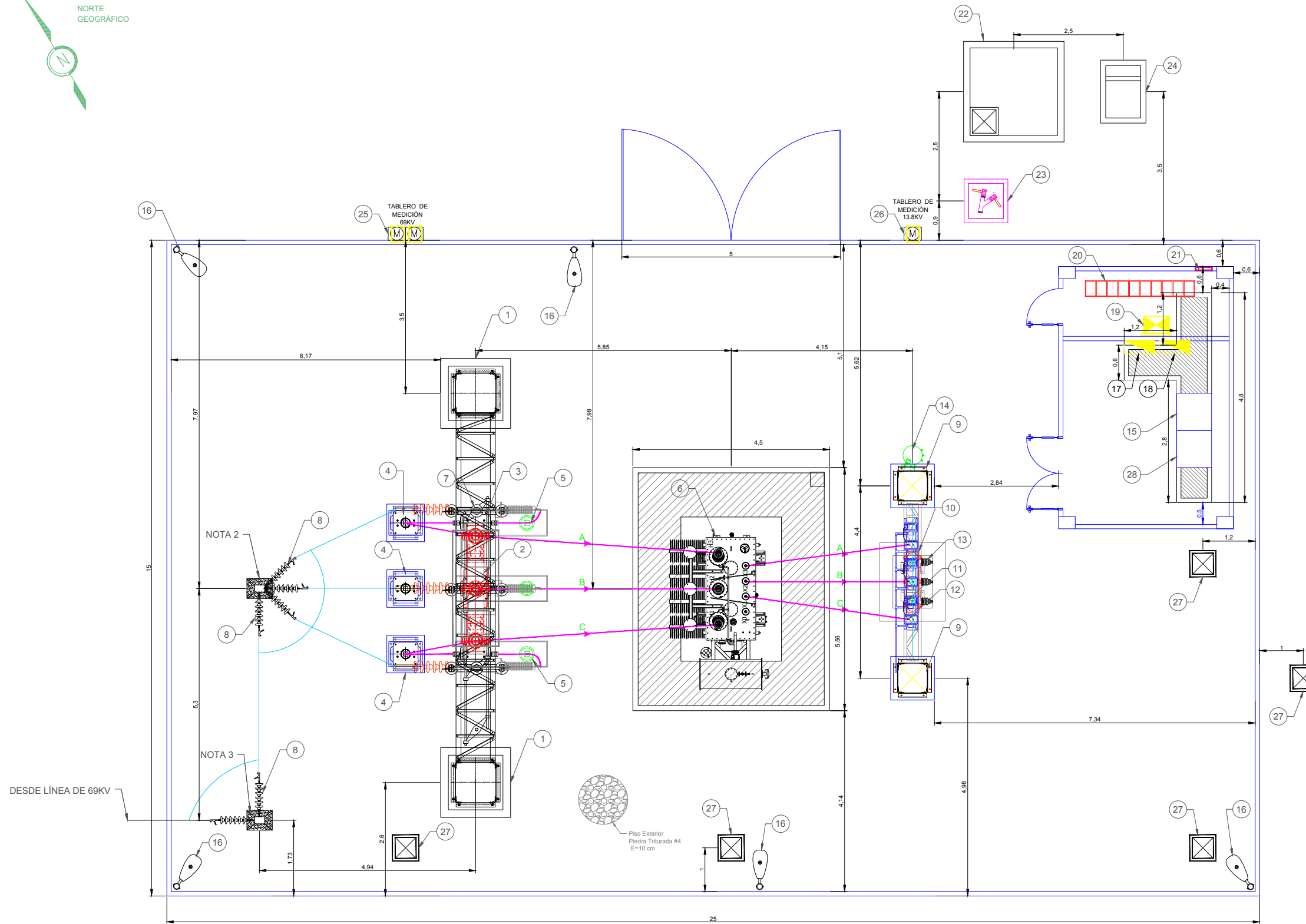
NOTAS GENERALES:	PROYECTO:	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 69KV/13.8KV 5MVA - INTERHOSPITAL		
	DIBUJADO POR:	CINTHYA LEMA GALARZA		
	PLANO:	IMPLANTACIÓN GENERAL		
	TAMAÑO:	A3	PLANO N°:	
ESCALA:	N/A		HOJA:	1 DE 6

ANEXO 1.2. IMPLANTACIÓN GENERAL



NOTAS GENERALES: TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN DADAS EN (mm)	PROYECTO:	SUBSTACIÓN ELÉCTRICA 69KV/13.8KV 5MVA - INTERHOSPITAL
	DIBUJADO POR:	CINTHYA LEMA GALARZA
	PLANO:	IMPLANTACIÓN GENERAL
TAMAÑO: A3	PLANO N°:	HOJA:
ESCALA: 1:2		2 DE 6

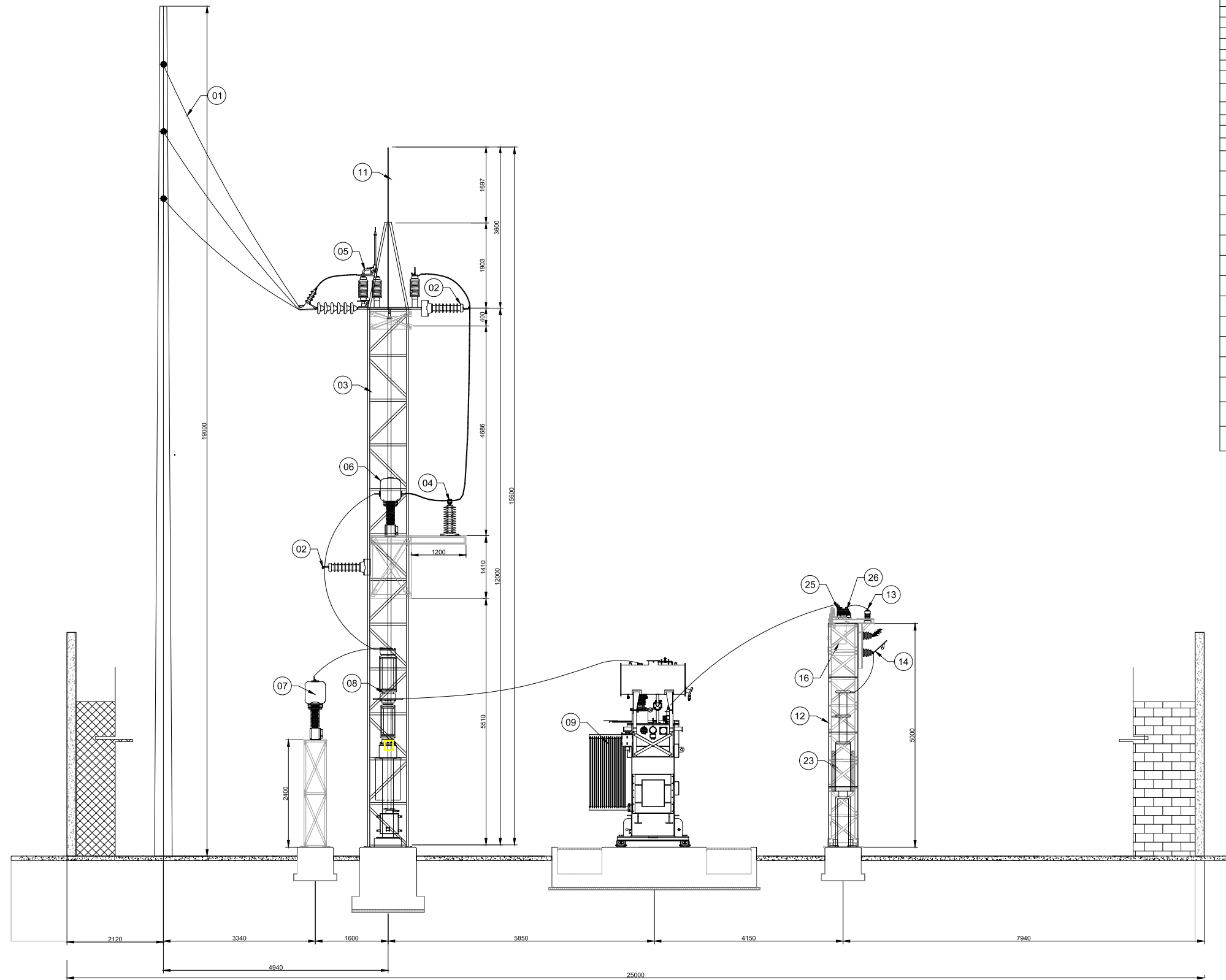
ANEXO 1.3. DISPOSICIÓN DE EQUIPOS



ITEM	TAG	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
1	-	PÓRTICO 69KV	NUEVO
2	-	BREAKER 69KV	NUEVO
3	-	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 69KV	CNEL E.P.
4	-	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 69KV	CNEL E.P.
5	-	PARARRAYO 69KV	NUEVO
6	-	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	NUEVO
7	-	SECCIONADOR 69KV	NUEVO
8	-	AISLADOR TIPO CADENA 69KV	NUEVO
9	-	PÓRTICO 13.8KV	NUEVO
10	-	BREAKER 13.8KV	NUEVO
11	-	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, 13.8KV, 300/150 :5A	NUEVO
12	-	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	NUEVO
13	-	CUCHILLAS MONOPOLARES EN PÓRTICO, 15.5KV, 1200A	NUEVO
14	-	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	NUEVO
15	-	TP-02 TABLERO DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR	NUEVO
16	-	LUMINARIA	NUEVO
17	-	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AC	NUEVO
18	-	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DC	NUEVO
19	-	CARGADOR DE BATERÍAS	NUEVO
20	-	BATERÍAS	NUEVO
21	-	EXTRACTOR	NUEVO
22	-	CISTERNA DE ACEITE	NUEVO
23	-	CAJA DE VÁLCULAS	NUEVO
24	-	TRAMPA DE ACEITE	NUEVO
25	-	TABLEROS DE MEDICIÓN 69KV	SUMINISTRADO POR CNEL Y EL CONTRATISTA
26	-	TABLERO DE MEDICIÓN 13.8KV	NUEVO
27	-	CAJA DE PASO	NUEVO
28	-	RACK DE COMUNICACIONES	NUEVO

NOTAS GENERALES: TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN DADAS EN (mm)	PROYECTO:	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 69KV/13.8KV 5MVA - INTERHOSPITAL	
	DIBUJADO POR:	CINTHYA LEMA GALARZA	
	PLANO:	DISPOSICIÓN DE EQUIPOS	
	TAMAÑO: A3 ESCALA: 20:1	PLANO N°:	HÓJA:

ANEXO 1.4. VISTA LATERAL DE LA SUBESTACIÓN



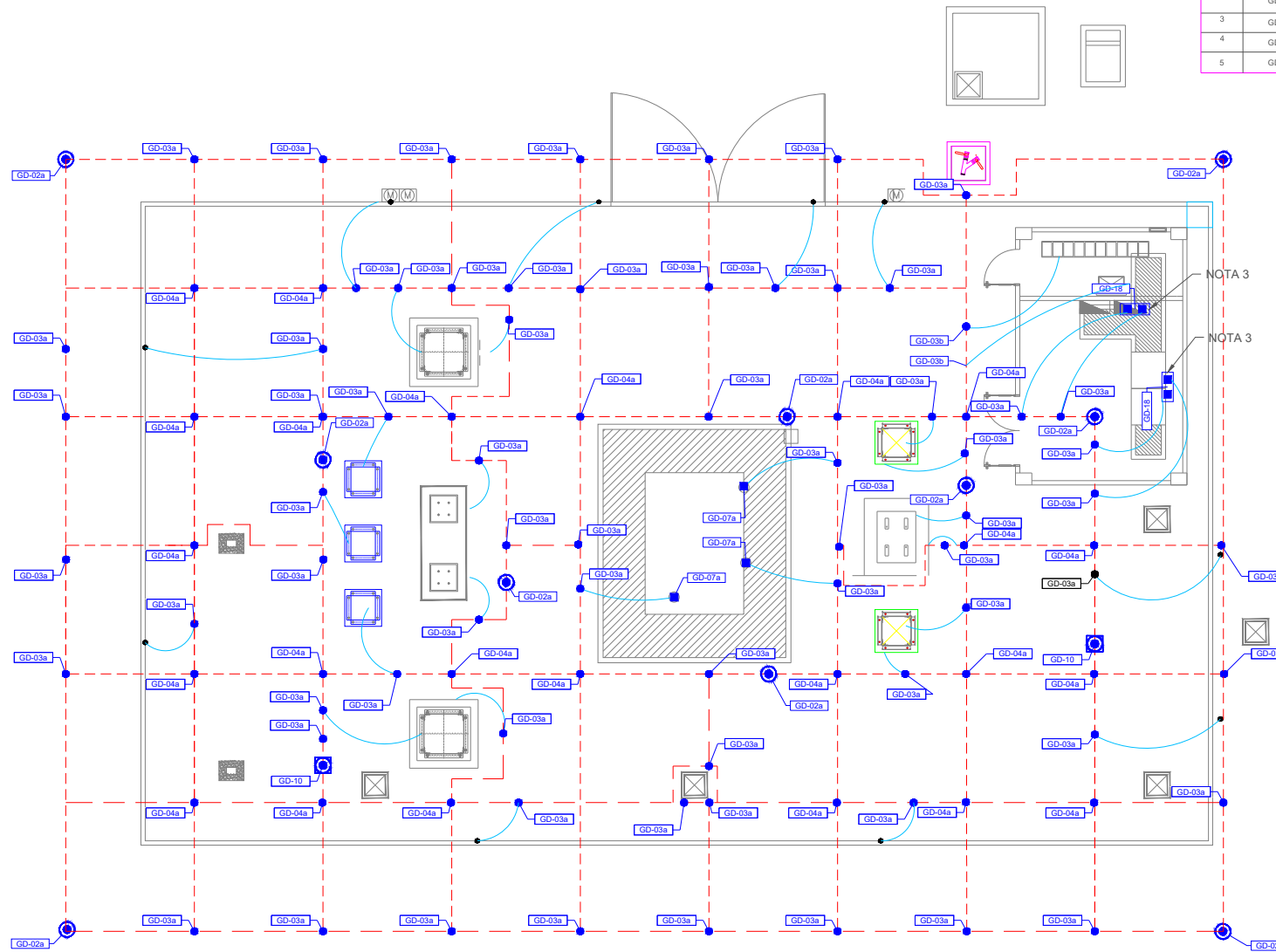
LISTA DE EQUIPOS			
ITEM	TAG / ETIQUETA	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIÓN
1	-	ACOMETIDA PRINCIPAL 69KV, 4/0 AWG ACSR	NUEVO
2	-	AISLADORES TIPO ESTACION	NUEVO
3	-	PÓRTICO DE 69KV	NUEVO
4	-	PARARRAYO, 60KV, MCOV: 48KV	NUEVO
5	-	SECCIONADOR EN PÓRTICO, 72.5KV, 1200A	NUEVO
6	-	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, 75.5KV, 1200/5A	NUEVO
7	-	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL, 42 / 0.12KV	NUEVO
8	-	INTERRUPTOR (SF6) TANQUE VIVO, 72.5KV, 1250A	NUEVO
9	TR-1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA, 69/13.8KV, 5/6.25MVA, (ONAN/ONAF)	NUEVO
10	-	CAJA DE PASO	NUEVO
11	-	PUNTA FRANKLIN	NUEVO
12	-	PÓRTICO DE 13.8KV	NUEVO
13	-	PARARRAYO, 12KV, MCOV: 10.2KV	NUEVO
14	-	CUCHILLAS MONOPOLARES EN PÓRTICO, 15.5KV, 1200A	NUEVO
15	MC-1	MEDIDOR COMERCIAL, 69KV, REDUNDANTE 25KVA	SUMINISTRADO POR CNEI Y LA CONTRATISTA
16	TR-2	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	NUEVO
17	TP-01	TABLERO DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE PODER	NUEVO
18	BCK	RACK DE BATERÍAS 125VDC	NUEVO
19	BCH	CARGADOR DE BATERÍAS 125VDC	NUEVO
20	PD-DC	PANEL DE DISTRIBUCIÓN 125VDC	NUEVO
21	PD-1	PANEL DE DISTRIBUCIÓN SERVICIOS AUXILIARES	NUEVO
22	-	CISTERNA CONTRA DERRAME DE ACEITE	NUEVO
23	-	INTERRUPTOR (SF6) TANQUE VIVO, 15.5KV, 1600A	NUEVO
24	-	LUMINARIA	NUEVO
25	-	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL, 8.4 / 0.12KV	NUEVO
26	-	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, 13.8KV, 300/150.5A	NUEVO
27	-	RACK DE COMUNICACIONES SCADA	NUEVO

NOTAS GENERALES: TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN DADAS EN (mm)	PROYECTO:	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 69KV/13.8KV 5MVA - INTERHOSPITAL	
	DIBUJADO POR:	CINTHYA LEMA GALARZA	
	PLANO:	VISTA LATERAL	
	TAMAÑO: A3 ESCALA: 1:50	PLANO N°:	HOJA: 4 DE 6

ANEXO 1.5 MALLA A TIERRA



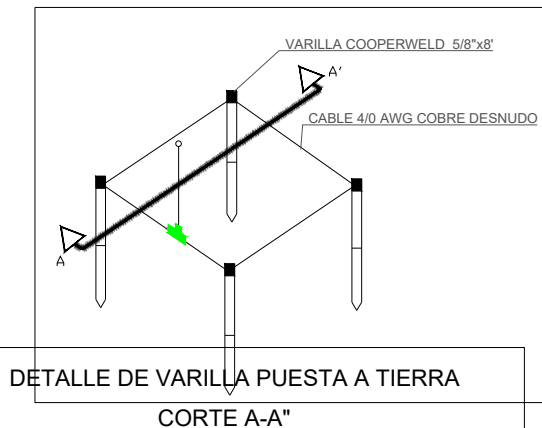
VISTA SUPERIOR



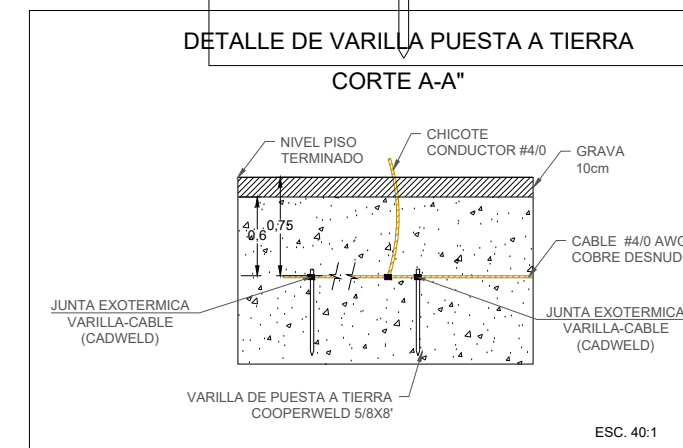
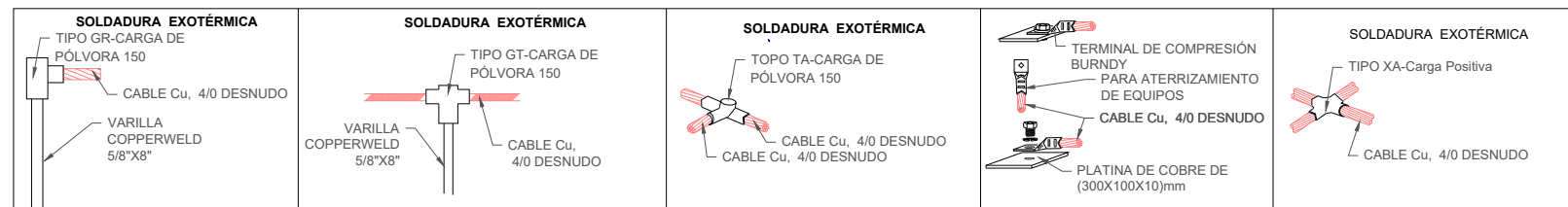
LISTA DE DETALLES		
ÍTEM	DETALLE	DESCRIPCIÓN
1	GD-02a	CONEXIÓN EXOTÉRMICA DE CABLE A VARILLA
2	GD-03a	CONEXIÓN EXOTÉRMICA EN T HORIZONTAL - DE CABLE 4/0 A CABLE 4/0
3	GD-04a	CONEXIÓN EXOTÉRMICA EN X HORIZONTAL DE CABLE 4/0 A 4/0
4	GD-10a	ESTACIÓN DE INSPECCIÓN
5	GD-18a	BARRA DE CONEXIÓN DE EQUIPOS A TIERRA

ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN	
CABLE CONDUCTOR CU, DESNUDO #4/0	
MALLA DE PUESTA TIERRA DE LA SUBESTACIÓN ENTERRADA A 75CM	
TERMINAL PARA ATERRIZAMIENTO DE EQUIPOS Y ESTRUCTURA	
CAJA DE REVISIÓN 60X60X60CM EXTERIOR DE MALLA DE PUESTA A TIERRA(SIN PISO)	
VARILLAS COPPERWELD 5/8"x8"	
UNIÓN ENTRE CABLES Y VARILLA A TRAVÉS DE SOLDADURA EXOTÉRMICA	

SIMBOLOGÍA	
	CONEXIÓN POR COMPRESIÓN
	CONEXIÓN EXOTÉRMICA
	VARILLA DE TIERRA
	ESTACIÓN DE PRUEBA DE TIERRA
	CARRETE DE DESCARGA
	BARRA PARA CONEXIÓN DE EQUIPOS A TIERRA
	4/0 AWG CABLE DESNUDO ENTERRADO
	4/0 AWG CABLE COBRE AISLAMIENTO VERDE
	2/0 AWG CABLE DESNUDO ENTERRADO
	2/0 AWG CABLE COBRE AISLAMIENTO VERDE
	4 AWG CABLE COBRE AISLAMIENTO VERDE



DETALLE DE TIPO DE SOLDADURA EXOTÉRMICA



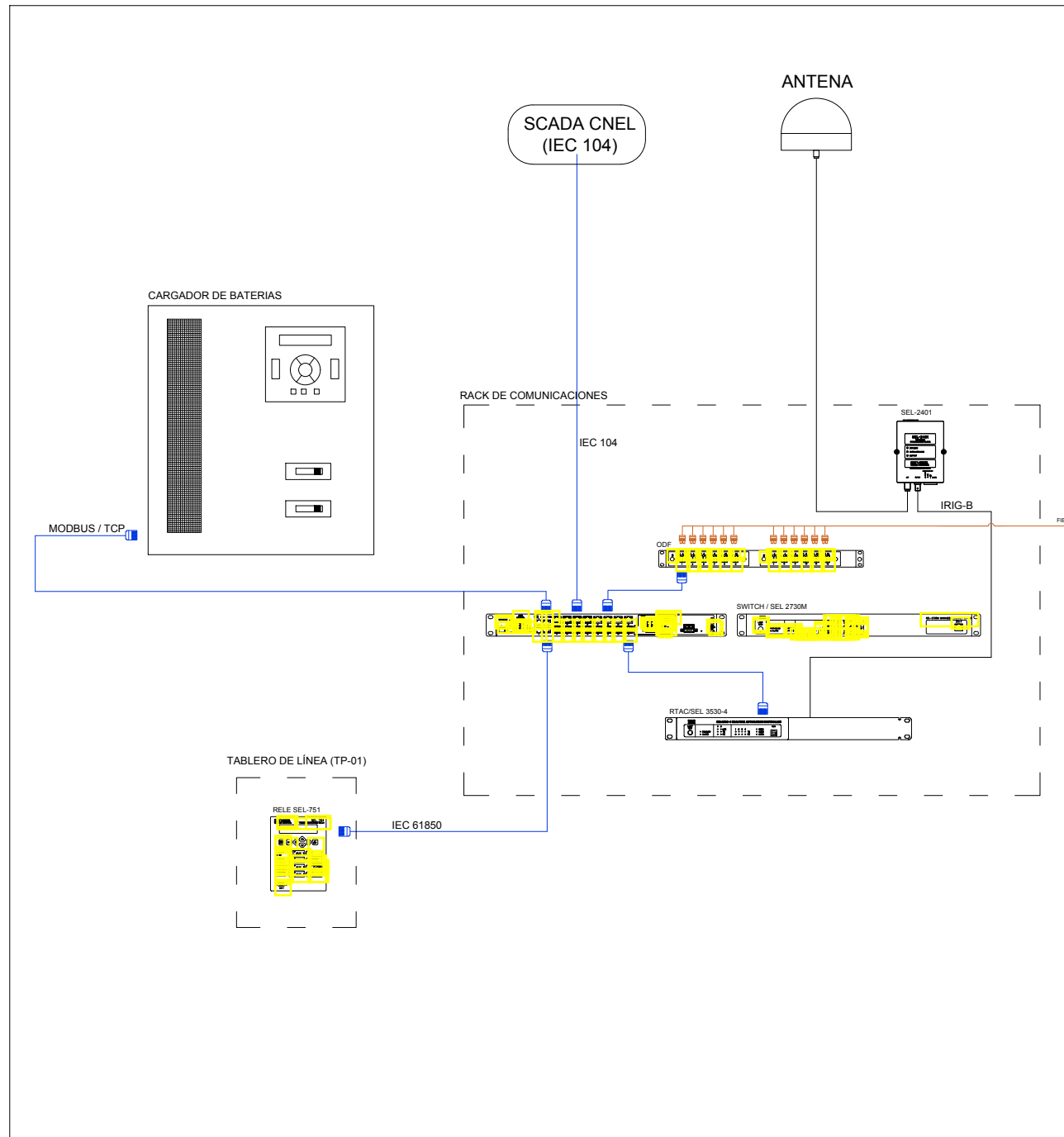
ESC. 15:1

NOTAS EN GENERALES:	
1.	NTODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN DADAS EN METROS.
2.	EL CONTRATISTA CIVIL DEBERÁ CUBRIR EL CABLE DE MALLA DE TIERRA CON UNA CAPA DE 20 cm DE ARCILLA TAMIZADA.
3.	LA BARRA DE TIERRA SERÁ INSTALADA AL INTERIOR DE LA TRINCHERA

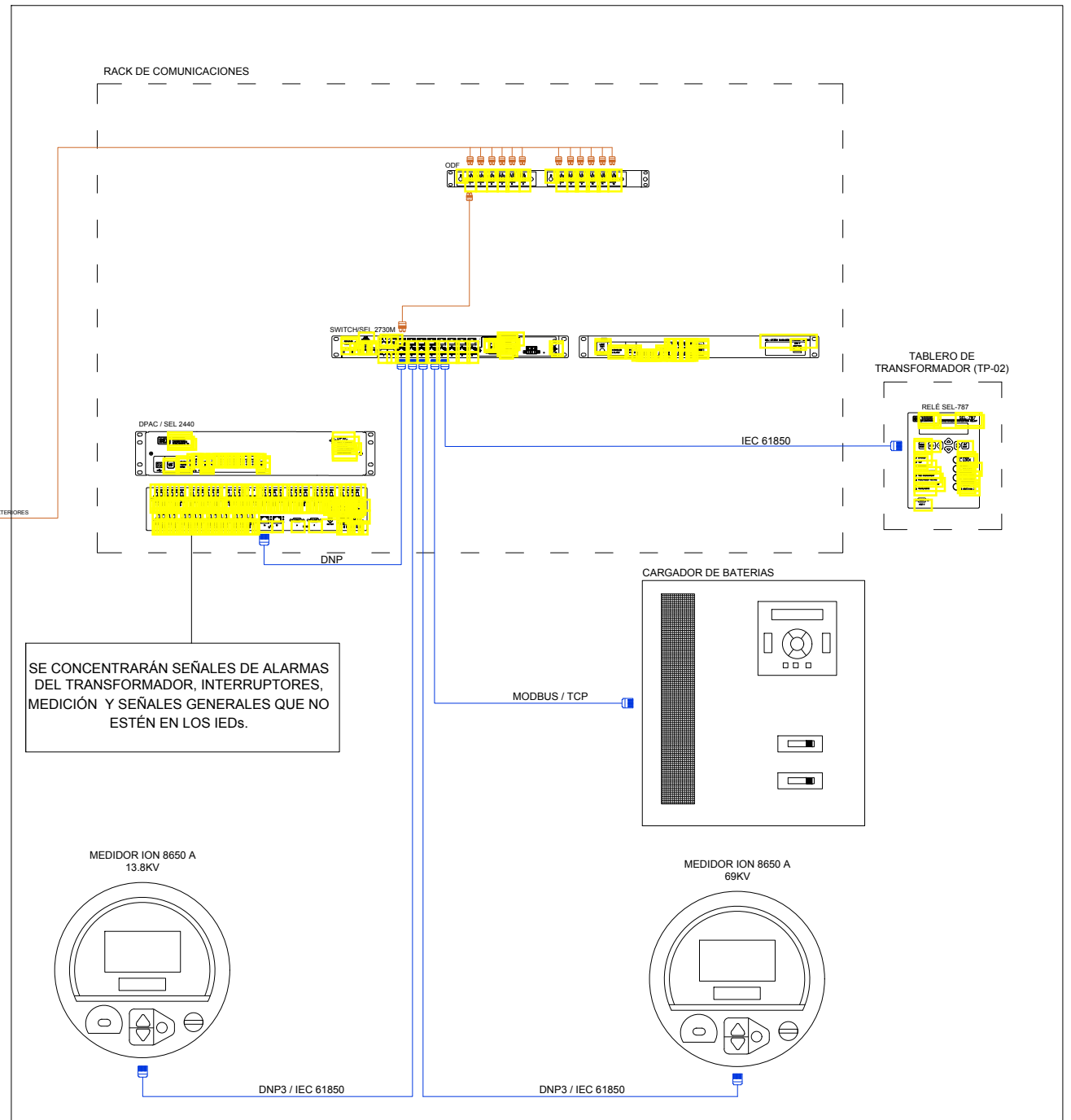
PROYECTO:	SUBESTACION ELECTRICA 69KV/13.8KV 5MVA - INTERHOSPITAL	
DIBUJADO POR:	CINTHYA MARIELA LEMA GALARZA	
PLANO:	MALLA A TIERRA	
TAMAÑO: A3		HOJA:
ESCALA: INDICADAS		5 DE 6

ANEXO 1.6. ARQUITECTURA SCADA

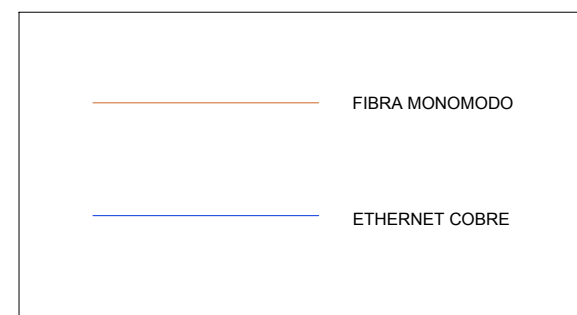
TAP DE ENTRADA



SUBESTACIÓN



SIMBOLOGÍA



NOTAS GENERALES:	PROYECTO:	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 69KV/13.8KV 5MVA - INTERHOSPITAL	
	DIBUJADO POR:	CINTHYA LEMA GALARZA	
	PLANO:	ARQUITECTURA SCADA	
	TAMAÑO: A3 ESCALA: N/A	PLANO N°:	HOJA: 6 DE 6

BIBLIOGRAFÍA

- Altamirano, J., & Di Mattia, E. (2016). *Diseño de Subestación eléctrica para planta de tratamiento de agua 69kV de 5MVA*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil-Ecuador. Recuperado a partir de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/97449/D-103537.pdf>
- Barrantes, L. (2011). Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. Recuperado a partir de <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/11767>
- CELEC E.P., e. (2018). Estudio de impacto ambiental definitivo de la línea de transmisión eléctrica Santo Domingo – Esmeraldas de 230 kv y de la ampliación de la subestación eléctrica esmeraldas de 230/138/69 kv. Recuperado a partir de https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/EIA/cap2_It_santo_domingo_esmeraldas.pdf
- Cleaveland/Price Inc. (s. f.) Datos nominales. Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de <https://www.cleavelandprice.com/>
- CNEL EP implementa sistema SCADA en subestaciones – Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (s. f.). Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de <http://www.energia.gob.ec/cnel-ep-implementa-sistema-scada-en-subestaciones/>
- Energy Siemens. (2013). Interruptor SF6 *Copyright*, (E50001'G630'A211-X-7800), 28.
- Estaciones y Subestaciones Transformadoras. (2018). Recuperado 26 de febrero de 2018, a partir de <http://blog.espol.edu.ec/crielectric/tag/seccionadores/>

Estudio de Impacto ambiental de la subestación transformadora 220/20kV Playa Tavernes (Provincia de Valencia). (2010, diciembre). Recuperado a partir de https://www.iberdrola.com/webibd/gc/prod/es/doc/redes_Tavernes.pdf

General Electric. (2018). Recuperado a partir de http://www.gegridsolutions.com/products/brochures/XDGE/Spanish/DTCB7_2.5-800kVA4_ESweb.pdf

Harper, G. E. (2006a). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. Editorial Limusa.

Harper, G. E. (2006b). *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. Editorial Limusa.

Hidalgo, J. (2008). *Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio* (p. 90). Universidad de Costa Rica. Recuperado a partir de http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb_08_II/pb0816t.pdf

IEC 60038: 2009. (s. f.). Recuperado 20 de febrero de 2018, a partir de <https://webstore.iec.ch/publication/153>

IEEE 80-2000 - Guía IEEE para la seguridad en la conexión a tierra de la subestación de CA. (s. f.). Recuperado 22 de febrero de 2018, a partir de <https://standards.ieee.org/findstds/standard/80-2000.html>

IEEE 1427: Guía para distancias eléctricas recomendadas y niveles de aislamiento en subestaciones de potencia eléctrica con aislamiento de aire. (s. f.). Recuperado 6 de febrero de 2018, a partir de https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?rid=Z56&mid=IEEE&document_name=IEEE%201427&item_s_key=00290099&utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=ieee&utm_content=IEEE_1427&gclid=CjwKCAiAk

svTBRBFEiwADSBZfHkpjyNYYsqgSUV_OwM4GjVabvjmBkOkszwINm
BoXGGOAoBVnpW5FRoCSi0QAvD_BwE#abstract-section

IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air-Insulated Electrical Power Substations. (2007). *IEEE Std 1427-2006*, c1-40.
<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2007.359971>

MacLean Power Systems - Leading manufacturer of products for electric utility and telecommunications markets. (2018). Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de <https://www.maclepower.com/>

Martínez, J., Beato, D., Castro, F., Fernández, F., Gamacho, F., García, M., ...
Montañés, L. (s. f.). *Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta tensión*. Recuperado a partir de
file:///C:/Users/Cinthy/Downloads/Presentacion_autores_9788448166977.pdf
f

Molina, F. (2017, marzo). *Selección de un Equipo de Protección y Seccionamiento en SF6 (GIS) para un Transformador de Potencia de 2.5MVA-69/13.8KV*.
Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, Guayaquil-Ecuador.
Recuperado a partir de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/7741>

Norma IEC 61850, Schneider Electric. (2018). Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de </es/product-range-presentation/60793-norma-iec-61850/>

Norma-Tecnica-Peruana-NTP-IEC-60038-2009-. (2017). Recuperado 20 de febrero de 2018, a partir de <https://es.scribd.com/document/350777303/Norma-Tecnica-Peruana-NTP-IEC-60038-2009-pdf-pdf>

Ramírez, C. (1991). *Subestaciones Alta y Extra Alta Tension* (Segunda Edición).
Mejía Vilegas S.A. Recuperado a partir de

file:///C:/Users/Cinthya/Downloads/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tensi.pdf

Ramírez, J., & Cano, E. (2010, marzo). Sistemas puesta a tierra : Diseñado con IEEE 80 y Evaluado con MEF. Editorial Blanecolor Ltda.

RITZ Instrument Transformers, Transformadores de Media Tensión. 2017.

Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de <http://ritz-international.com/language/es/productos/1365-2/#product-category-servicio-exterior>

Rojas, G. (2010). Manual de Sistemas de Puesta a Tierra. Recuperado a partir de <https://hugarcapella.files.wordpress.com/2010/03/manual-de-puesta-a-tierra.pdf>

SCHWEITZER, I. (s. f.). SEL-587-0 Relé de corriente diferencial. Recuperado a partir de [file:///C:/Users/Cinthya/Downloads/587-SPN_IM_20040129%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/Cinthya/Downloads/587-SPN_IM_20040129%20(2).pdf)

Seccionador. (2013). Selección de seccionador. Recuperado 26 de febrero de 2018, a partir de <https://automatismoindustrial.com/a-instalaciones-de-enlace/3-1-elementos-de-proteccion/seccionador/>

SEL-411L Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado. (2014). Recuperado 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/411l/?term=sel%202414>

SEL-751 Relé de protección de alimentador. (2014). Recuperado 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/751/>

SEL-787 Relé de protección de transformador | Schweitzer Engineering Laboratories. (2018). Recuperado 20 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/787/>

- SEL-2414 Supervisor de transformador. (2014). Recuperado 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2414/>
- SEL-2414 Supervisor de transformador. (2018). Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2414/>
- SEL-2440 Controlador discreto de automatización programable. (2014). Recuperado 1 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2440/>
- SEL-2488 Reloj de red sincronizado por satélite. (2014). Recuperado 8 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2488/>
- SEL-2730M Switch Ethernet administrable de 24 puertos. (2014). Recuperado 8 de febrero de 2018, a partir de <https://selinc.com/es/products/2730M/>
- SIEYUAN Co., Ltd. (s. f.). Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de <http://www.syec.com.cn/en/>
- Tensiones de toque y paso alrededor de una subestación. (s. f.). Recuperado 22 de febrero de 2018, a partir de <http://www.sectorelectricidad.com/11085/tensiones-de-toque-y-paso-alrededor-de-una-subestacion/>
- Teoriaelectro (2018). *Interruptores De Potencia*. Viajes. Recuperado a partir de <https://es.slideshare.net/teoriaelectro/interruptores-de-potencia>
- Thanasaksiri, T. (2016). Comparison of IEEE and IEC standards for calculations of insulation levels and electrical clearances for 230 kV air insulated substation. En *2016 13th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)* (pp. 1-6). <https://doi.org/10.1109/ECTICon.2016.7561423>

TIPO ESTACIÓN TR 286 550KV BIL. (s. f.). Recuperado 20 de febrero de 2018, a partir de <http://www.gamma.com.co/productos/tipo-estacion-tr-286-7-5kn/>

Tuta, Ó. F., & Hincapié, R. (2011). Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. *Scientia et technica*, 3(49), 14-19.

<https://doi.org/10.22517/23447214.1457>

WEG Transformadores. (s. f.). Recuperado 28 de febrero de 2018, a partir de <http://old.weg.net/mx/Productos-y-Servicios/Generacion-Transmision-y-Distribucion-de-Energia/Transformadores>



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Lema Galarza, Cinthya Mariela** con C.C: # 0931539564 autor del trabajo de titulación: "Diseño de Subestación eléctrica 69/13.8kv para InterHospital con Transformador de Potencia 5 MVA" previo a la obtención del título de **Ingeniera Eléctrico-mecánico**, 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, 06 marzo de 2018

f. _____
Lema Galarza, Cinthya Mariela
C.C: 0931539654



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Diseño de subestación eléctrica de 69/13.8KV para InterHospital con Transformador de Potencia 5MVA		
AUTOR(ES)	Lema Galarza Cinthya Mariela		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. José Martillo Aseffe Mgs.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico-Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniera Eléctrico-Mecánica		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	06 de marzo de 2018	No. DE PÁGINAS:	108
ÁREAS TEMÁTICAS:	Distribución Eléctrica, Instalaciones eléctricas, Telecomunicaciones		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, POTENCIA, 69/13.8KV, 5MVA, MALLA A TIERRA, AISLAMIENTO		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):			
<p>El presente trabajo trata del diseño de una subestación eléctrica para un Hospital, el cual se encuentra en etapa de construcción en el Norte de Guayaquil, contará con una capacidad de 5/6.25MVA. A través de estudios eléctricos y cálculos aplicados a normas internacionales se determinará los valores adecuados para el óptimo diseño propuesto y así mantener protegido tanto al personal que trabaje en ella, como a los equipos que formen el sistema y que se encuentren dentro de la subestación. En el siguiente trabajo, la demanda calculada se basa en información entregada por la empresa, puesto que al estar en etapa de construcción los datos de la carga son los previstos a utilizarse cuando el Hospital entre en funcionamiento. Siguiendo el reglamento de la Eléctrica de Guayaquil y el ARCONEL mediante la regulación No. 001/14, la cual indica que cuando se supere 1 MVA de capacidad, esta carga deberá de poseer su propia subestación de distribución; evitando así caídas de tensión de línea y generando beneficio tanto a la misma empresa eléctrica como al Hospital.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI		<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-939928151 / 2987408	E-mail: cinthya.lg95@gmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::	Nombre: Philco Asqui, Luis Orlando		
	Teléfono: (04) 2 202935 ext.2007		
	E-mail:luis.philco@cu.ucsg.edu.ec ute@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			