

**DISEÑO DE LA SUBESTACION ELÉCTRICA DEL EDIFICIO DE
ADMINISTRACIÓN I BAJO LOS LINEAMIENTOS DEL REGLAMENTO
TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS – RETIE**

**ANYINSON NASID BLANCO
LUZ ANDREA RUEDA DIAZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2011**

**DISEÑO DE LA SUBESTACION ELÉCTRICA DEL EDIFICIO DE
ADMINISTRACIÓN I BAJO LOS LINEAMIENTOS DEL REGLAMENTO
TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS – RETIE**

**ANYINSON NASID BLANCO
LUZ ANDREA RUEDA DIAZ**

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
MPE Ing. JAIME GALINDO CARDENAS**

**Codirector
MIE Ing. JOSÉ ALEJANDRO AMAYA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2011

TABLA DE CONTENIDO

1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO	20
1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	20
1.2 JUSTIFICACION	20
1.3 OBJETIVOS	20
1.3.1 Objetivo General	20
1.3.2 Objetivos Específicos	21
2. DIMENSIONAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	21
2.1 DEFINICIONES	21
2.2 NIVELES DE TENSIÓN	25
2.3 CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS	26
2.3.1 Clasificación por su Operación	26
2.3.2 Clasificación por su Servicio	26
2.3.3 Clasificación por su Construcción	26
2.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN	27
2.4.1 Distancias de diseño	27
2.5 REQUISITOS DE DISEÑO	28
2.6 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR	29
2.6.1 Transformador	29
2.6.2 Interruptores	32
2.6.3 Dispositivo de Protección contra Sobretensiones Transitorias (DPS)	33
2.6.4 Transformadores de Instrumentación	34
2.6.5 Barras Colectoras	35
2.6.6 Bancos de Condensadores	35
2.6.7 Malla de Puesta a Tierra	36
2.6.8 Relevadores	37
2.6.9 Celdas	37
2.7 TERMOGRAFÍA INFRARROJA	37

2.8 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO	39
2.9 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	40
3. LEVANTAMIENTO INSTALACION ELECTRICA ACTUAL	41
3.1 ESTADO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ELECTRICA	41
3.2 VISTA DE PLANTA DE LA SUBESTACION ACTUAL	42
3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	43
3.4 CAJAS CORTACIRCUITOS	47
3.5 DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN ACTUAL	47
3.6 NO CONFORMIDADES CON EL REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS - RETIE	49
3.7 RESULTADOS DE TERMOGRAFIA INFRARROJA	53
3.8 MEDICIONES DE HUMEDAD RELATIVA Y TEMPERATURA	56
3.9 PERFIL DE COMPORTAMIENTO DE HUMEDAD RELATIVA Y TEMPERATURA DE LA SUBESTACIÓN	57
3.10 MEDICIÓN DE LA ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	58
3.11 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO	58
3.12 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	59
4. DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	60
4.1 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO DE ADMINISTRACIÓN	60
4.2 CARGA DE AIRE ACONDICIONADO	61
4.3 ANÁLISIS DE CARGA	62
4.3.1 Transformador 75 kVA	71
4.3.2 Transformador 200 kVA	72
4.4 PRIMERA PROPUESTA PARA EL DISEÑO	74
4.4.1 Transformadores	75
4.4.2 Celdas Modulares	76
4.4.3 Cálculo de las protecciones eléctricas	83
4.4.4 Cálculo de la Caja de Paso de Media Tensión	87

4.4.5 Selección de los Conductores	89
4.4.6 Cargabilidad de los Transformadores	96
4.5 SEGUNDA PROPUESTA	100
4.5.1 Transformador	100
4.5.2 Celdas Modulares	113
4.5.3 Selección y cálculo de las protecciones eléctricas	113
4.5.4 Cálculo de la Caja de Paso de Media Tensión	115
4.5.5 Selección de los Conductores	115
4.5.6 Cargabilidad del Transformador	120
4.6 DISEÑO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA	123
4.6.1 Resistividad del Terreno	123
4.6.3 Consideraciones Generales de Cálculo	124
4.7 DISTANCIAS DE SEGURIDAD	128
4.8 CARACTERÍSTICAS DE LA BÓVEDA	132
4.8.1 Iluminación	133
4.8.2 Acceso y Espacios de Trabajo	133
4.8.3 Paredes, Techos y Pisos	133
4.8.4 Puerta Cortafuego	134
4.8.5 Ventilación	137
4.8.6 Compuertas de Fuego	139
4.8.7 Pasamuros	139
4.9 TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA	141
4.9.1 Celda o Gabinete	143
4.9.2 Barraje	143
4.9.3 Señalización y Controles	144
4.9.4 Funcionamiento	145
4.9.5 Operación en Automático	147
4.9.6 Operación en Manual	148
4.9.7 Tiempos de Operación	149
4.10 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA	150
4.10.1 Transformador 200 kVA Primera Propuesta	150

4.10.2 Transformador 300kVA Segunda Propuesta	152
4.11 Integración del la Celda QM y elementos de medida con el Sistema SCADA de la Universidad Industrial de Santander	153
4.11.1 Funcionamiento del Sistema	154
5. PRESUPUESTO DE OBRA ELÉCTRICA Y CIVIL	156
6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS DE DISEÑO	181
6.1 VALORACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE Y EN EL HIERRO PARA LAS DOS PROPUESTAS	181
6.2 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR	188
OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES	194
BIBLIOGRAFIA	196

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características Transformador 75 kVA	45
Tabla 2. Características Transformador 200 KVA	46
Tabla 3. Resumen Cajas Cortacircuitos	47
Tabla 4. Relación de No Conformidades de la Subestación con el RETIE	49
Tabla 5. Resumen de los Valores de Temperatura y Humedad Relativa	56
Tabla 6. Resumen de los Valores de la Altura sobre el Nivel del Mar	58
Tabla 7. Datos Recolectados en la Medición de la Resistividad del Terreno	58
Tabla 8. Descripción del Edificio de Administración I.	60
Tabla 9. Carga de Aires Acondicionados del Edificio de Administración I	61
Tabla 10. Valores de Corriente en el Transformador de 75 kVA	62
Tabla 11. Valores de Corriente en el Transformador de 200kVA	63
Tabla 12. Resultados del Factor de Potencia Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA	70
Tabla 13. Resultados del Factor de Potencia Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA	70
Tabla 14. Tensiones Nominales de las Celdas de acuerdo con la Tensión de Servicio	77
Tabla 15. Tensiones de Aislamiento para la celda de 17,5 kV	77
Tabla 16. Características Mando CI1	80
Tabla 17. Motorización del Mando CI1 para la celda QM	81
Tabla 18. Parámetros de ajuste de las Protecciones Eléctricas	84
Tabla 19. Valores calculados y seleccionados para las protecciones de los transformadores	86
Tabla 20. Cálculos de Caída de tensión en conductores seleccionados Primera Propuesta.	95
Tabla 21. Resumen de conductores de Fase, Neutro y Tierra seleccionados Primera Propuesta.	95
Tabla 22. Resumen Tramos de Conductores de la Subestación Primera Propuesta.	96
Tabla 23. Demanda Máxima de los Transformadores	96
Tabla 24. Descripción del Tablero para el Transformador de 200 kVA	97
Tabla 25. Descripción del Tablero para las Cargas Esenciales	98
Tabla 26. Descripción del Tablero General Transformador 75 kVA	99
Tabla 27. Valores del Nivel de Aislamiento para los transformadores	103

Tabla 28. Elementos de Conexión de Media Tensión del Transformador	107
Tabla 29. Elementos de Conexión de Baja Tensión del Transformador	109
Tabla 30. Elementos de Protección del Transformador	110
Tabla 31. Valores calculados y seleccionados para las protecciones del transformador de 300 kVA	114
Tabla 32. Cálculos de Caída de tensión en conductores seleccionados Segunda Propuesta.	119
Tabla 33. Resumen de conductores seleccionados Segunda Propuesta.	119
Tabla 34. Descripción tramos de conductores de la subestación Primera Propuesta.	120
Tabla 35. Demanda Máxima de los Transformadores	120
Tabla 36. Descripción del Tablero para el Transformador de 300 kVA	121
Tabla 37. Descripción del Tablero General de las Cargas Esenciales	122
Tabla 38. Resistividad del Terreno del Edificio de Administración I	123
Tabla 39. Resultados del Diseño de la Malla de Puesta a Tierra	127
Tabla 40. Distancias mínimas entre partes energizadas	129
Tabla 41. Límites de aproximación a partes energizadas	130
Tabla 42. Distancias mínimas libres del espacio de trabajo	131
Tabla 43. Distancias mínimas de las partes vivas por encima del espacio de trabajo	132
Tabla 44. Valores mínimos del Factor de Potencia para el Transformador de 200 kVA	150
Tabla 45. Presupuesto Primera Propuesta	158
Tabla 46. Resumen Presupuesto Primera Propuesta	169
Tabla 47. Presupuesto Segunda Propuesta	171
Tabla 48. Resumen Presupuesto Segunda Propuesta	179
Tabla 49. Valores de la Curva de Demanda Transformadores 75 y 200 kVA	183
Tabla 50. Resumen de Pérdidas para los Transformadores de 75 y 200 kVA	184
Tabla 51. Valores de la Curva de Demanda Transformadores 75 y 200 kVA	186
Tabla 52. Resumen de Pérdidas para los Transformadores de 300 kVA	187
Tabla 53. Resumen de Pérdidas en el cobre y en el núcleo para los Transformadores	187
Tabla 54. Resumen del Costo de las Pérdidas en el cobre y en el núcleo en 20 años	188
Tabla 55. Valor Cotizado para los Transformadores de 75 y 200 kVA	189
Tabla 56. Costo Final de los Transformadores	190
Tabla 57. Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento	193

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Partes de un Transformador de Potencia	32
Figura 2. Medición de la resistividad aparente del suelo	39
Figura 3. Medición de la resistencia de puesta a tierra	40
Figura 4. Fachada Subestación Administración I	42
Figura 5. Vista de Planta Subestación Actual	43
Figura 6. Transformador 75 KVA	44
Figura 7. Transformador 200 KVA	44
Figura 8. Vista General de los Transformadores	44
Figura 9. Cajas Cortacircuitos	47
Figura 10. Diagrama Tablero General Existente	48
Figura 11. Tablero General Existente	48
Figura 12. Vista General Transformadores	49
Figura 13. Vista Tablero General de Baja Tensión Fuente: Autores	50
Figura 14. Vista Totalizadores Tablero General	50
Figura 15. Vista Barraje Tablero General	51
Figura 16. Vista Cárcamo hacia Planta de Transferencia	51
Figura 17. Vista Cárcamo Llegada Transferencia Automática	52
Figura 18. Vista Cajas Cortacircuitos Transformador	52
Figura 19. Vista Transformador 75 kVA	53
Figura 20. Termografía Transformador	53
Figura 21. Vista Borne con anomalías del Transformador 75 kVA	53
Figura 22. Vista del anillo de maniobra con anomalía del Transformador 75 kVA	54
Figura 23. Termografía Cajas Cortacircuitos Transformador 75 kVA	54
Figura 24. Vista Transformador 200 kVA	54
Figura 25. Termografía Transformador 200 kVA	54
Figura 26. Vista Cajas Cortacircuitos Transformador 200 kVA	55
Figura 27. Termografía Cajas Cortacircuitos Transformador 200 kVA	55
Figura 28. Vista Tablero General Baja Tensión	55
Figura 29. Termografía Tablero General Baja Tensión	55
Figura 30. Imagen del Registrador Exttech	56

Figura 31. Gráficas de Humedad Relativa y Temperatura de la Subestación	57
Figura 32. Diagramas de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA	64
Figura 33. Diagramas de Corriente Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA	65
Figura 34. Diagramas de la Frecuencia de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA	66
Figura 35. Diagramas de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA	67
Figura 36. Diagramas de Corriente Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA	68
Figura 37. Diagramas de la Frecuencia de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA	69
Figura 38. Configuración de las celdas de la primera propuesta de diseño	76
Figura 39. Mando CI1 para la Celda QM	80
Figura 40. Esquema Unifilar Celda QM	82
Figura 41. Partes constitutivas Celda QM	82
Figura 42. Caja de Paso de Media Tensión	88
Figura 44. Configuración de las celdas de la segunda propuesta de diseño	113
Figura 44. Esquemático Malla de Puesta a Tierra diseñada	128
Figura 46. Límites de aproximación a equipos energizados	130
Figura 47. Ejemplo espacio de trabajo en un subestación encapsulada de MT	131
Figura 48. Vista Frontal Puerta Cortafuego	136
Figura 49. Vista Superior Puerta Cortafuego	136
Figura 50. Vista Lateral Puerta Cortafuego	137
Figura 51. Celda de Transferencia Automática	142
Figura 52. Esquema Transferencia Automática	144
Figura 53. Plano de Control de la Transferencia Automática	146
Figura 54. Celda Banco de condensadores con módulo de control del factor de potencia	153
Figura 55. Esquema de comunicación con el sistema SCADA	155
Figura 55. Pérdidas en el Hierro Transformadores 75 y 200 kVA	181
Figura 56. Curvas de Demanda Transformadores 75 y 200 kVA	182
Figura 57. Pérdidas en el Hierro Transformador 300 kVA	184
Figura 58. Pérdidas en el Hierro Transformador 300 kVA	185

Figura 59. Diagrama de Flujo para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	192
Figura 55. Niveles de Exposición	205

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Programa Cálculo Malla Sistema de Puesta a Tierra.	202
Anexo 2. Hoja de Cálculo Microsoft office Excel. Regulación Conductores.	202
Anexo 3. Plano Diseño Eléctrico Actual SE-ADM I-01 DE 06.	202
Anexo 4. Plano Primera Propuesta-Diseño Eléctrico SE-ADM I-02 DE 06.	202
Anexo 5. Plano Primera Propuesta de Diseño – Obras Civiles SE-ADM I-03 DE 06.	202
Anexo 6. Plano Segunda Propuesta Diseño Eléctrico SE-ADM I-04 DE 06.	202
Anexo 7. Plano Segunda Propuesta de Diseño – Obras Civiles SE-ADM I-05 DE 06.	202
Anexo 8. Plano Tablero General Subestación Administración I – Proyecto SE-ADM I-06 DE 06.	202
Anexo 9. HIDROSOLTA	202
Anexo 10. Fabricantes Transferencia Automática	203
Anexo 11. Selección DPS según Std IEEE C62.41.2	204

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DEL EDIFICIO DE ADMINISTRACIÓN I BAJO LOS LINEAMIENTOS DEL REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS – RETIE¹

AUTORES: BLANCO, Anyinson Nasid, y RUEDA DIAZ, Luz Andrea^{**}

PALABRAS CLAVES: Instalaciones, subestaciones, inspección, rediseño, presupuestos, RETIE.

DESCRIPCIÓN:

La Universidad Industrial de Santander en los últimos años ha tenido un crecimiento significativo de la demanda de energía eléctrica, lo cual ha generado una adecuación no planificada de sus instalaciones eléctricas para abastecer el suministro de energía requerido por estas nuevas cargas sin contemplar un crecimiento futuro.

Adicionalmente, con la entrada en vigencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE, es necesario que todas las instalaciones eléctricas cumplan con los parámetros especificados en este reglamento, con el fin de prevenir, minimizar o eliminar los riesgos que puedan ser generados a causa de las instalaciones eléctricas inadecuadas. Para revisar el incumplimiento con el reglamento, se realizó un levantamiento en el cual se identificaron los principales aspectos a mejorar con el diseño.

De acuerdo con lo anterior, la Universidad Industrial de Santander bajo el liderazgo de la División de Planta Física en su plan de mejoramiento de las Instalaciones Eléctricas, ha decidido implementar el cumplimiento de este reglamento, por lo cual este Trabajo de Grado surge como una acción a esta necesidad mediante el diseño de la Subestación Eléctrica bajo los lineamientos del RETIE, de uno de los edificios más importantes de la Universidad, como lo es el Edificio de Administración I. Dentro del diseño, se plantean dos propuestas con su respectivo presupuesto de obra civil y eléctrica.

¹ Proyecto de Grado.

^{**} Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: MPE Ing. Jaime Galindo Cárdenas. Codirector: MIE Ing. José Alejandro Amaya.

ABSTRACT

TÍTULO: DESIGN OF ELECTRICAL SUBSTACION OF ADMINISTRATION I BUILDING UNDER GUIDELINES OF TECHNICAL REGULATION OF ELECTRIC INSTALLATIONS –RETIE ²

AUTHORS: BLANCO, Anyinson Nasid, and RUEDA DIAZ, Luz Andrea ^{**}

KEY WORDS: Electrical Supplies, substations, inspections, design, budget, RETIE.

DESCRIPCIÓN:

The Industrial of Santander University in the last years has had a significant growth of the demand of electric power, which has generated an adequacy not planned of his electrical supplies to obtain the electric power needed by these new loads without regard for future growth.

Additional, with the entry in force of the Technical Regulation of Electrical Supplies-RETIE, is necessary that all the electrical supplies satisfy the parameters specified in this regulation, in order to anticipate, to minimize or to eliminate the risks that could be generated because of inadequate electrical supplies. To check compliance with regulations, there was an uprising in which identified the main areas for improvement to the design.

In agreement with the previous thing, the Industrial of Santander University under the leadership of the Division of Physical Plant in his plan of improvement of the Electrical Supplies, has decided to implement the fulfillment of this regulation, for which this Grade Project emerges as an action to this need by means of the design of the Electrical Substation under the limits of the RETIE, one of the most important buildings of the University, as the Building of Administration I. In design, there were two proposals with its budget of civil and electrical work.

² Grade Project.

^{**} Physique Mechanics Engineering's Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications Engineering's School. Director: MPE(c) Engineer Jaime Galindo Cardenas. Codirector: MIE Engineer José Alejandro Amaya.

INTRODUCCIÓN

La Universidad Industrial de Santander, bajo el liderazgo y la supervisión de la División de Planta Física, ha visto la necesidad de Implementar en sus instalaciones eléctricas los lineamientos especificados en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, NTC 2050 y otras normas nacionales e internacionales aplicables. En esta oportunidad, específicamente se aplican en el presente proyecto de diseño de la Subestación Eléctrica del edificio de Administración I, con el fin de cumplir los requerimientos de seguridad y calidad en el manejo de la energía eléctrica.

En el presente documento se describe el estado actual de la subestación, se realiza un análisis de la cargabilidad, se dimensiona y presupuesta una nueva subestación en dos propuestas de diseño aplicando las normas reglamentarias y aplicables vigentes.

El documento consta de cuatro capítulos enfocados a los lineamientos de un proyecto de grado, en primera instancia se realiza un resumen teórico de las subestaciones eléctricas enfocadas al uso final de instalaciones eléctricas, seguido de una inspección detallada de la instalación actual la cual incluye toma de parámetros y mediciones de variables eléctricas necesarias en la realización del nuevo diseño, el cual consta de dos propuestas con su respectivo presupuesto de obra.

Las instalaciones eléctricas son la base para el uso adecuado y seguro de la electricidad, por tanto seguir los lineamientos estipulados por las normas y reglamentación vigente es parte fundamental del compromiso con la vida.

1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO

1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

De acuerdo a estudios realizados sobre el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE de las subestaciones de la Universidad Industrial de Santander, la subestación eléctrica del edificio de Administración I, necesita mejorar aspectos cuya aplicación son de obligatoriedad y en la actualidad no se están cumpliendo, razón por la cual se hace necesario realizar un diseño que contemple todos los parámetros a tener en cuenta para el cumplimiento del reglamento.

1.2 JUSTIFICACION

Con la entrada en vigencia del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, la Universidad Industrial de Santander, bajo el liderazgo y la supervisión de la División de Planta Física, ha visto la necesidad de aplicar los lineamientos descritos en el mencionado reglamento en el diseño de la subestación eléctrica del edificio de Administración I.

1.3 OBJETIVOS

El presente Trabajo de Grado, tiene dentro de sus Objetivos Generales y Específicos los enunciados a continuación.

1.3.1 Objetivo General

Diseñar la Subestación Eléctrica del Edificio de Administración I de la sede central de la Universidad Industrial de Santander, con base en Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE – Versión Agosto 2008.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para el cumplimiento del Objetivo General del proyecto se requiere lo siguiente:

- Realizar la evaluación de la cargabilidad de la subestación, contemplando la proyección del crecimiento de la demanda.
- Realizar pruebas de diagnóstico sobre el estado de las siguientes variables: aislamiento eléctrico, termografía para determinar puntos calientes, distancias de seguridad.
- Realizar el levantamiento físico de la subestación eléctrica actual, diagrama unifilar con las características.
- Diseñar la nueva Subestación Eléctrica, teniendo en cuenta el presupuesto

2. DIMENSIONAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Las subestaciones eléctricas constituyen uno de los eslabones más importantes en la cadena de transformación de la energía eléctrica. De acuerdo a lo anterior, la importancia de conocer los parámetros que la definen es vital en el momento de iniciar un diseño.

2.1 DEFINICIONES

De acuerdo con el RETIE³, se tendrán en cuenta un grupo de términos asociados con el diseño y levantamiento de la subestación y su contexto aplicativo.

Aviso de Seguridad

Advertencia de prevención o actuación, fácilmente visible, utilizada con el propósito de informar, exigir, restringir o prohibir.

³ Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. RETIE: Resolución 181294. Agosto 6 de 2008. Cuarta Edición. Bogotá DC. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia.

BIL

Nivel Básico de Aislamiento.

Carga

La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos.

Cargabilidad

Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

Capacidad de Corriente

Corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.

Capacidad o Potencia Instalada

Es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

Capacidad Nominal

El conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.

Circuito Eléctrico

Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados

internos de equipos como circuitos.

Contacto Directo

Es el contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación eléctrica.

Diseño

Reto creativo que se origina de la disposición de elementos, adecuación de espacios, optimización de recursos y viabilidad en la ejecución de una obra u objeto.

Distancia de Seguridad

Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico o de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos.

Bóveda

Encerramiento dentro de un edificio con acceso sólo para personas calificadas, reforzado para resistir el fuego, sobre o bajo el nivel del terreno, que aloja transformadores de potencia para uso interior aislados en aceite mineral, secos de mas de 112,5 kVA o de tensión nominal mayor a 35 kV. Posee aberturas controladas (para acceso y ventilación) y selladas (para entrada y salida de canalizaciones y conductores).

Instalación Eléctrica

Conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica.

Interruptor Automático

Dispositivo diseñado para que abra el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada.

Nominal

Término aplicado a una característica de operación, indica los límites de diseño de esa característica para los cuales presenta las mejores condiciones de operación. Los límites siempre están asociados a una norma técnica.

Persona Calificada

Persona natural que demuestre su formación profesional en el conocimiento de la electrotecnia y los riesgos asociados a la electricidad y además, cuente con matrícula profesional, certificado de inscripción profesional, o certificado de matricula profesional, que según la normatividad legal vigente, lo autorice o acredite para el ejercicio de la profesión.

Plano Eléctrico

Representación gráfica de las características de diseño y las especificaciones para construcción o montaje de equipos y obras eléctricas.

Puesta a Tierra

Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

Punto Caliente

Punto de conexión que esté trabajando a una temperatura por encima de la normal, generando pérdidas de energía y a veces, riesgo de incendio.

RETIE ó Retie

Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos utilizados para transferir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas durante contingencias

Tensión de Paso

Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (aproximadamente un metro).

Tensión de Contacto

Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo.

Tensión de Servicio

Valor de tensión, bajo condiciones normales, en un instante dado y en un nodo del sistema. Puede ser estimado, esperado o medido.

2.2 NIVELES DE TENSIÓN

El RETIE fija en el artículo 9 los siguientes valores de tensión establecidos en la norma NTC 1340:

Extra Alta Tensión (EAT): Tensión nominal entre fases superior a 230 kV.

Alta Tensión (AT): Tensión nominal entre fases mayor o igual a 57,5 kV y menor ó igual a 230 kV.

Media Tensión (MT): Tensión nominal superior a 1000 V y menor a 57,5 kV.

Baja Tensión (BT): Tensión nominal superior a 25 V y menor ó igual a 1000 V.

Muy Baja Tensión (BT): Tensión nominal menor a 25 V.

2.3 CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

Hacer una clasificación precisa es un poco complicado, pero para ello se pueden identificar tres grandes grupos: De acuerdo con su operación, servicio y construcción.

2.3.1 Clasificación por su Operación

De acuerdo con su operación se clasifica en subestaciones de corriente alterna y subestaciones de corriente continua

2.3.2 Clasificación por su Servicio

De acuerdo con su servicio, se clasifican en primarias y secundarias, dentro de las cuales se pueden encontrar las elevadoras, receptoras o reductoras, enlace o distribución, switcheo o de maniobra, convertidoras o rectificadoras.

2.3.3 Clasificación por su Construcción

De acuerdo con su construcción se clasifican en tipo intemperie, interior y blindado. Para efectos de este Trabajo de Grado, la subestación es de tipo interior.

2.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

Los niveles de tensión determinan el nivel de aislamiento que garantice la operación del sistema de manera confiable y segura, tanto para el personal como para los equipos instalados en la subestación. A su vez, el nivel de aislamiento determina las especificaciones de los materiales aislantes y las distancias mínimas requeridas entre los diferentes elementos para evitar romper la rigidez dieléctrica del material aislante.

El tamaño de los equipos depende de la potencia eléctrica requerida y de las distancias mínimas especificadas en la norma técnica.

En conclusión el dimensionamiento de la subestación se determina con las distancias críticas de aislamiento, el tamaño de los equipos y las distancias mínimas de acercamiento del personal operativo y de mantenimiento en el sitio de instalación de la subestación.

2.4.1 Distancias de diseño

Se refiere al cálculo de las distancias mínimas entre las partes vivas de las instalaciones de la subestación, estas distancias se efectúan de acuerdo al siguiente orden:

- Distancia entre fases.
- Distancia entre fase y tierra.
- Distancia de seguridad.
- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.

2.5 REQUISITOS DE DISEÑO

Se tomarán los requisitos de diseño descritos en el RETIE, artículo 8, y que apliquen a la instalación eléctrica en construcción. Con la entrada en vigencia del RETIE, toda instalación eléctrica deberá contar con un diseño realizado por un profesional competente para realizar dicha actividad. El RETIE, en el artículo 8 especifica los requisitos de diseño que deben ser cumplidos. A continuación se describen los requisitos que aplican a la instalación eléctrica en estudio.

- a) Análisis de carga
- b) Cálculo de transformadores.
- c) Distancias de seguridad.
- d) Cálculos de regulación.
- e) Cálculos de pérdidas de energía.
- f) Análisis de cortocircuito y falla a tierra.
- g) Cálculo y coordinación de protecciones.
- h) Cálculo económico de conductores
- i) Cálculos de ductos, (tuberías, canalizaciones, canaletas, blindobarras).
- j) Cálculo del sistema de puestas a tierra.
- k) Análisis de protección contra rayos.
- l) Cálculo mecánico de estructuras.
- m) Análisis de coordinación de aislamiento.
- n) Análisis de riesgos eléctricos y medidas para mitigarlos.
- o) Cálculo de iluminación.
- p) Especificaciones de construcción complementarias a los planos incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales.
- q) Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.
- r) Diagramas unifilares.
- s) Planos eléctricos de construcción.

t) Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación.

2.6 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR

Los componentes necesarios para el funcionamiento de una subestación eléctrica se pueden clasificar en elementos principales o primarios y elementos secundarios. Dentro de los elementos primarios se encuentran el transformador, celdas de media tensión que incluyen el interruptor de potencia, fusibles, DPS, tableros dúplex de control, condensadores y transformadores de instrumento. Dentro de los elementos secundarios se encuentran los cables de potencia, los cables de control, alumbrado, estructuras, herrajes, equipo contra incendio, equipo de filtrado de aceite, sistemas de tierras, intercomunicaciones y cercas

2.6.1 Transformador

Es el corazón de la subestación debido a sus funciones de transferencia de energía de un circuito a otro de diferente tensión con gran eficiencia, gracias al principio del acoplamiento magnético. En la Figura 2, se ilustran en detalle algunas partes del transformador.

Los transformadores se pueden clasificar de acuerdo con el sistema de refrigeración utilizado. La NTC 317 en el Numeral 6 Construcción e inciso 6.1 Métodos de enfriamiento normaliza la designación de los transformadores de acuerdo a la anterior clasificación. Dicha representación se explica a continuación:

Para los Transformadores de Tipo Seco, se encuentran:

- Transformador seco autorrefrigerado (Clase AA)

- Transformador seco autorrefrigerado y refrigerado con aire forzado (Clase AA/FA)
- Transformador seco refrigerado con aire forzado (Clase AFA)
- Transformador seco autorrefrigerado y no ventilado (Clase ANV)
- Transformador seco sellado y autorefrigerado (Clase GA)

Para los Transformadores Sumergidos en líquido y refrigeración con aire, se encuentran:

- Transformador autorrefrigerado (Clase OA)
- Transformador autorrefrigerado y doblemente refrigerado con aire forzado (Clase OA/FA/FA)
- Transformador autorrefrigerado, refrigerado con aire forzado y refrigerado con líquido forzado (Clase OA/FA/FOA)
- Transformador autorrefrigerado y doblemente refrigerado con aire y líquidos forzados (Clase OA/FOA/FOA)
- Transformador refrigerado con líquido forzado y aire forzado (Clase FOA)

Entonces, una refrigeración indicada como ONAN significa Refrigeración Interna con Aceite por circulación natural y Refrigeración Externa con Aire por Convección Natural.

En algunos casos, un mismo transformador puede soportar métodos de refrigeración distintos, debiendo especificar, en cada caso, los niveles de potencia tolerados por cada uno de los métodos.

Los transformadores de potencia aislados en aceite están formados básicamente por tres partes:

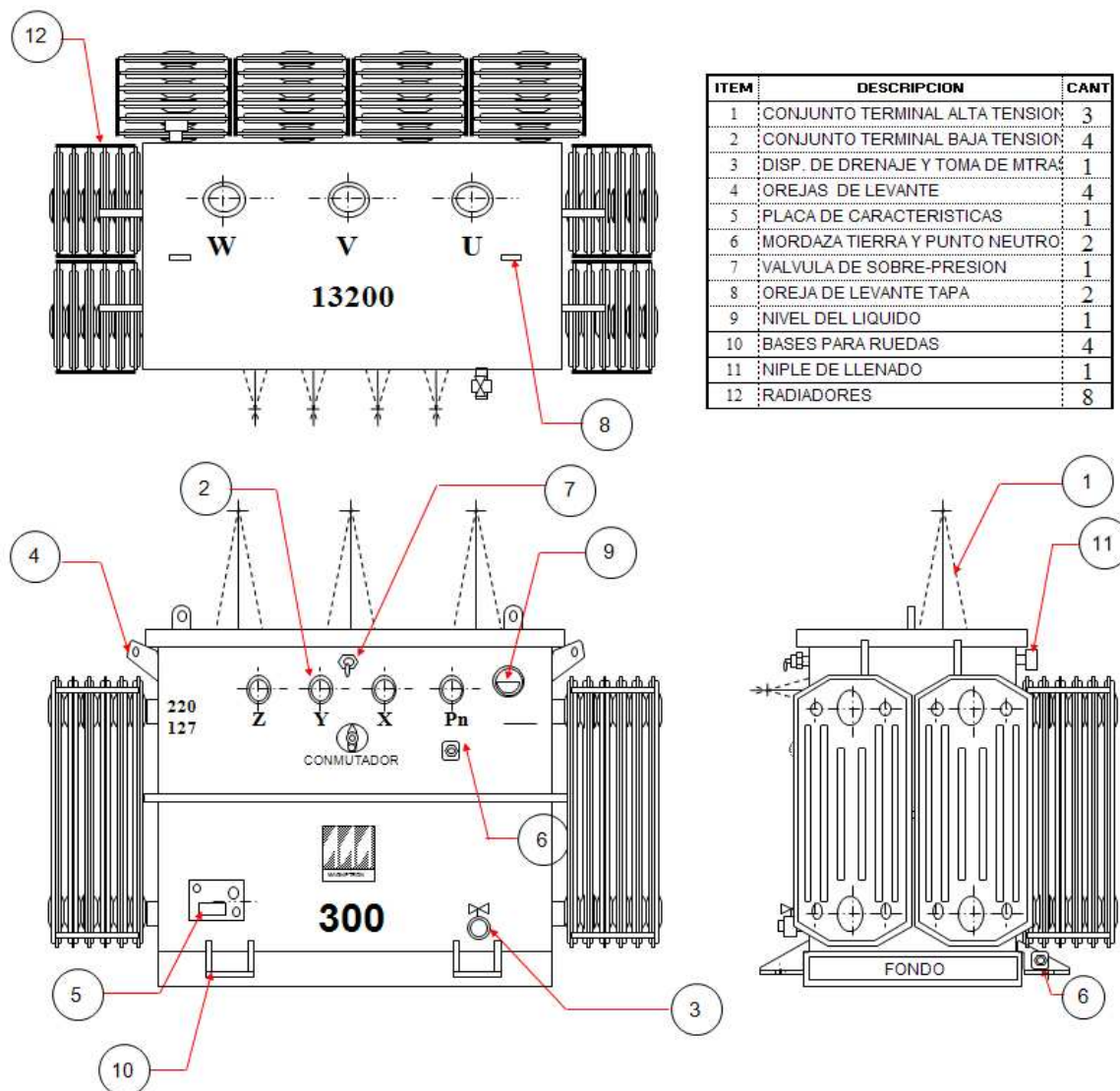
Parte Activa: Está formada por el núcleo, las bobinas, el cambiador de derivaciones (taps) y el bastidor. El bastidor es el conjunto de elementos

estructurales que rodean al núcleo y las bobinas, teniendo como función soportar los esfuerzos electrodinámicos que se desarrollan durante la operación del transformador.

Parte Pasiva: Se denomina parte pasiva al tanque que protege la parte activa o puntos energizados.

Accesorios: Constituyen el conjunto de partes y dispositivos que contribuyen en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Dentro de los accesorios se encuentran el tanque conservador, las boquillas o bushing, el tablero de controles, válvulas, y conectores de puesta a tierra.

Figura 1. Partes de un Transformador de Potencia



Fuente: Magnetrón

2.6.2 Interruptores

Es uno de los equipos más robustos, y permite abrir o cerrar los circuitos eléctricos bajo carga, en operación normal o en estado de falla. Pueden operar bajo carga debido a que tienen sistema de extinción de arco eléctrico. Si la operación se

efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora.

Esta cuchilla tiene dos funciones: Como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta y como elemento de protección. El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, el cual se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (casos especiales), cobre electrolítico con aleación de plata o cobre aleado con estaño.

Las cuchillas desconectadoras pueden tener formas y características constructivas variantes con base en la tensión de aislamiento y a la corriente que deben conducir en condiciones normales, algunos de estos tipos de cuchillas son la unipolar, tripolar, unipolar de rotación, tripolar giratoria, de apertura vertical.

Si la operación de apertura o cierre se efectúa con carga (corriente nominal) o con corriente de cortocircuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de Disyuntor o interruptor de potencia. Los interruptores de potencia, se clasifican de acuerdo al tipo de construcción en Interruptores de aceite, neumáticos y en hexafluoruro de azufre SF₆.

2.6.3 Dispositivo de Protección contra Sobretensiones Transitorias (DPS)

Los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) son aparatos cuyos componentes esenciales son resistencias dependientes de la tensión (varistores, diodos, supresores) y/o vías de chispas (vías de descarga). Los aparatos de protección contra sobretensiones tienen como cometido proteger otros aparatos, equipos e instalaciones eléctricas contra sobretensiones excesivamente elevadas y establecer la compensación de potencial.

El RETIE en su numeral 17.6 establece los requisitos de instalación del DPS, dentro de los cuales establece que toda subestación eléctrica debe disponer de DPS.

2.6.4 Transformadores de Instrumentación

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente, que se utilizan para la protección, control y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general. A continuación se mencionan los empleados en la subestación.

Transformador de Potencial: Sus principales funciones son transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de A.T. Su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición que se van a alimentar y varían de los 15 a los 60 VA. El primario se conecta en paralelo con el circuito que se desea medir y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión en los diferentes aparatos de medición y protección que se requieren energizar.

Transformador de Corriente: Su función principal es transformar o cambiar un valor de corriente de un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos de medición, protección o ambos. Su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición que se van a alimentar y puede ser 15, 30, 50, 60 y 70 VA. El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

2.6.5 Barras Colectoras

Las barras son los elementos encargados de la transferencia de los flujos de potencia a través de la subestación, desde los cuales se realizan diferentes derivaciones a otros circuitos alimentadores.

El esquema de barras a utilizar en una subestación está directamente relacionado con factores de importancia como la confiabilidad, economía, seguridad y facilidad de operaciones, mantenimiento, etc. Para una subestación de tipo interior, el esquema más adecuado es el de Barra Principal. Al utilizar este esquema se tiene el inconveniente de que al realizar trabajos de operación o mantenimiento en un interruptor o en las cuchillas que seccionan ese interruptor, se tendrá que desenergizar por un periodo prolongado el sector alimentado por ese circuito.

2.6.6 Bancos de Condensadores

La energía reactiva, a su paso por las instalaciones eléctricas, puede producir el recalentamiento de los cables o desmejorar la calidad de la energía. De acuerdo a lo anterior, la corrección del factor de potencia mediante la compensación de energía reactiva con Bancos de condensadores, da mayor eficiencia eléctrica del sistema y el costo de la energía disminuye sustancialmente.

Entre otras ventajas de la compensación de energía reactiva se encuentra la disminución de las caídas de tensión, minimizar pérdidas de energía, ampliar la capacidad de transmisión de potencia activa.

Dentro de los tipos de compensación se encuentran la manual, automática y la mixta.

2.6.7 Malla de Puesta a Tierra

De acuerdo con el RETIE en el artículo 15, toda instalación eléctrica debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra. La malla de puesta a tierra es la encargada de transportar las corrientes producto de sobretensiones o cortocircuitos hacia tierra, de tal forma que se asegure que se brinda un camino de baja impedancia para eliminar las sobrecorrientes lo más rápido posible del sistema para evitar que se dañen los equipos de la subestación y a esta se deben conectar los neutros de los equipos eléctricos. La malla de puesta a tierra se encuentra íntimamente ligada con aspectos de seguridad puesto que todas las carcasas de máquinas eléctricas o aparatos eléctricos que se encuentran accesibles al contacto de las personas deben estar a potencial cero tanto en condiciones normales como anormales de operación.

Debe asegurarse que no se darán diferencias de potencial significativas que puedan hacer que circulen corrientes a través de la malla y que puedan causar daños o muerte a los operarios al realizar maniobras en la subestación, para esto se define la tensión de paso (V_p), se le denomina a la diferencia de voltaje dada entre dos puntos del terreno al tomar como distancia de separación “un paso” o sea la distancia entre los pies de una persona, generalmente se toma de 1m; además se define la tensión de contacto (V_c) a la diferencia de potencial que se puede ver sometido el cuerpo humano por contacto con una carcasa o estructura metálica conectada a la malla a tierra.

En resumen, un sistema de puesta a tierra tiene como objetivos la seguridad de las personas y proteger las instalaciones eléctricas.

2.6.8 Relevadores

El relevador o relé es un dispositivo electromagnético o electrónico que protege los equipos de una subestación, son los principales responsables del monitoreo, protección, control de funcionamiento de otros componentes, etc., de los sistemas de potencia. Son los encargados de la coordinación de protecciones de una subestación, generalmente se incorporan a las protecciones de los interruptores.

2.6.9 Celdas

Para las dos propuestas de diseño, se contempla el uso de Celdas Modulares de Media Tensión, SM6 del fabricante SCHNEIDER ELECTRIC. Estas Celdas aportan una respuesta a las exigencias en materia de seguridad de las personas, facilidad de instalación y operación, diseño compacto y bajo mantenimiento.

El diseño de estas celdas está adaptado al crecimiento de las instalaciones con la opción de realizar telecontrol sobre ellas. Cuenta con unas dimensiones reducidas: anchos entre 375 mm a 750 mm, altura de 1.600 mm y profundidad a cota cero de 840 mm, permitiendo la optimización de los espacios para su instalación y reducir los costos de obra civil.

2.7 TERMOGRAFÍA INFRARROJA

La inspección de los Sistemas de Distribución mediante la Termografía Infrarroja permite detectar de forma anticipada posibles problemas que se puedan presentar. Con los resultados de la Termografía Infrarroja y realizando mantenimientos preventivos, se disminuye la probabilidad de fallo de la Instalación Eléctrica.

A nivel técnico, la aplicación de la Termografía va a permitir visualizar los patrones

de temperatura de los sistemas e instalaciones eléctricas. En este sentido, hay que tener en cuenta que una causa de falla es un exceso de temperatura provocado por diferentes motivos:

INCREMENTO DE RESISTENCIA EN PUNTOS DE CONEXIÓN: De acuerdo con la Ley de Joule: $P = I^2 \times R$, un incremento de la resistencia de contacto da lugar a un incremento de la potencia disipada en dicho contacto, lo cual se traduce, en condiciones normales, en un incremento de su temperatura dando lugar a un “punto caliente”. Este incremento de la resistencia de contacto puede deberse a un fenómeno de oxidación o corrosión, tornillos que se aflojan o una presión insuficiente en los contactos móviles.

FALLOS EN LOS SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN: El calor que se genera debe ser evacuado al exterior a través de los sistemas de refrigeración en los intercambiadores de calor. Si esta extracción de calor se reduce o falla, debido por ejemplo a una obstrucción en los tubos del intercambiador o un fallo en los ventiladores en caso de tratarse de una ventilación forzada, el transformador se va a calentar en exceso lo cual puede dar lugar en última instancia al fallo del mismo.

CORRIENTES DE FUGA EN SISTEMAS AISLADORES: La reducción de la resistencia de aislamiento debido a suciedad o contaminantes puede dar lugar a la aparición de corrientes de fuga y arcos que dan lugar al calentamiento de los equipos y por lo tanto a su deterioro.

En este sentido se puede hablar de dos tipos de inspecciones bien diferenciadas: por un lado las inspecciones cualitativas y por otro las inspecciones cuantitativas. En las inspecciones cualitativas no se busca en primera instancia el medir con gran precisión la temperatura, sino realizar una comparación de los patrones de temperatura de los elementos que estén trabajando en las mismas condiciones. Una vez detectada una diferencia apreciable de temperatura en un elemento, se

procede a pasar a la inspección cuantitativa midiendo de forma precisa la temperatura de los elementos.

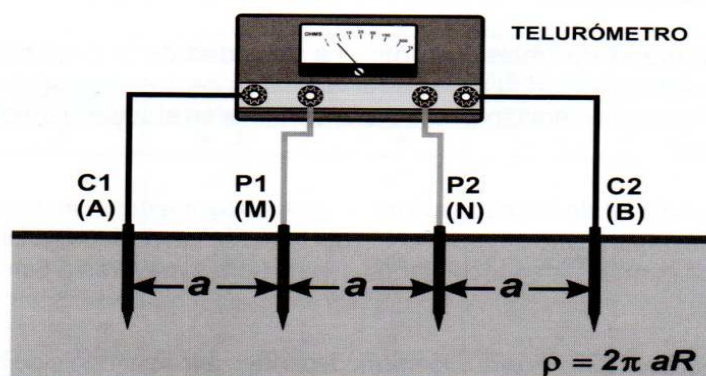
2.8 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

La medición de la resistividad del terreno es de vital importancia en el diseño de una subestación eléctrica, puesto que el suelo es otro de los componentes involucrados en el diseño del sistema de puesta a tierra. Existen varios métodos de medición de la resistividad del terreno, pero en este caso, estará centrada la atención en el método de Wenner.

En este método se disponen cuatro (4) electrodos en línea recta y equidistantes una distancia "a", simétricamente respecto al punto en el que se desea medir la resistividad del suelo, donde la profundidad de los electrodos auxiliares no supere el 75% del valor de "a".

El elemento de medida es un telurómetro clásico con 4 terminales, donde los dos electrodos externos son los de inyección de la corriente de medida y los dos electrodos centrales, los de la medida del potencial.

Figura 2. Medición de la resistividad aparente del suelo



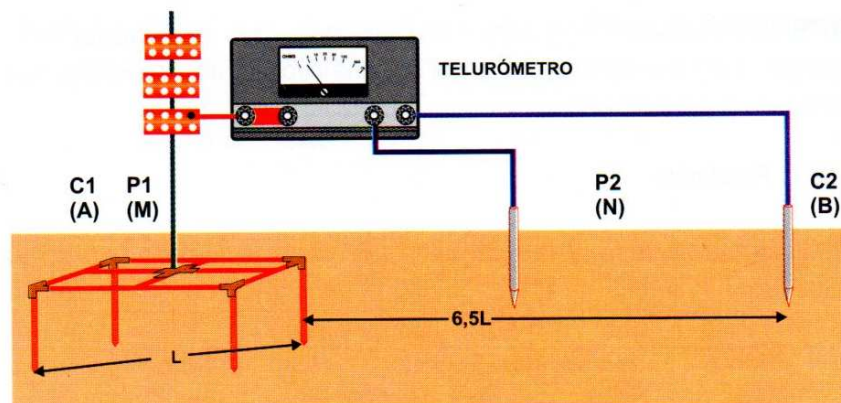
Fuente: Tomada de [3]

2.9 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Para la medición de la resistencia de Puesta a Tierra de la subestación, se emplea el método de la regla del 62%. En este método, se clava el electrodo de corriente a una cierta distancia, de forma que esté fuera de la zona de influencia de la puesta a tierra a medir. Para determinar esta distancia, es necesario deducir la mayor dimensión de la puesta a tierra. Hallada esta distancia, un valor lo suficientemente lejano para ubicar el electrodo de corriente es de 3 a 5 veces la dimensión encontrada. Posteriormente, el punto donde se debe tomar el valor verdadero de la resistencia de tierra es con el electrodo de tensión a 0,618 del electrodo de corriente.

El método, como se aplica actualmente, recomienda hacer tres mediciones, siendo la primera con el electrodo de tensión al 62% de la distancia del electrodo de corriente y las otras dos a +/- 10% de ese punto. El valor verdadero de las resistencias es el obtenido en el punto del 62% y no el obtenido como promedio.

Figura 3. Medición de la resistencia de puesta a tierra



Fuente: Tomada de [3]

3. LEVANTAMIENTO INSTALACION ELECTRICA ACTUAL

El levantamiento se inició con la inspección visual de la subestación, donde fueron ubicados el tablero general con sus respectivas protecciones, barrajes, transformadores, cajas cortacircuitos y tableros de transferencia a la planta de emergencia. Luego se tomaron las distancias de separación de los transformadores, las dimensiones de los tableros, cárcamo, puertas y persianas para ventilación.

Teniendo en cuenta que la subestación contiene dos transformadores, se procedió a identificar visualmente que circuitos del tablero general pertenecían a cada transformador y su respectiva identificación.

Posteriormente, se procedió a la identificación de los calibres de los conductores y una inspección al interior de los dos tableros de la transferencia automática. Luego se identificaron visualmente los datos de placa de los transformadores.

También se realizaron las correspondientes mediciones de Temperatura y humedad relativa, altura sobre el nivel del mar, comportamiento de la carga del edificio mediante el analizador de red y valores de corriente con la pinza voltiamperimétrica.

Para finalizar, se realizaron las mediciones de la Resistividad del Terreno y de la Resistencia de Puesta a Tierra de la subestación.

3.1 ESTADO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ELECTRICA

La Subestación de Administración I es de tipo interior a la vista y se encuentra ubicada en la parte posterior del edificio, tiene unas dimensiones 4,81 m de frente por 3,07 metros de fondo. La entrada es por una puerta de dos hojas en malla con

dimensiones de 62 cm y 98 cm de ancho y 2 m de alto que abren hacia adentro, cerradas por un candado. Sus paredes divisorias son en bloque de cemento con empañetado del mismo material, el piso es en cemento con cárcamo abierto con dimensiones de 20 cm de ancho por 20 cm de profundidad. En la Figura 5 se encuentra la fachada de la subestación eléctrica.

3.2 VISTA DE PLANTA DE LA SUBESTACION ACTUAL

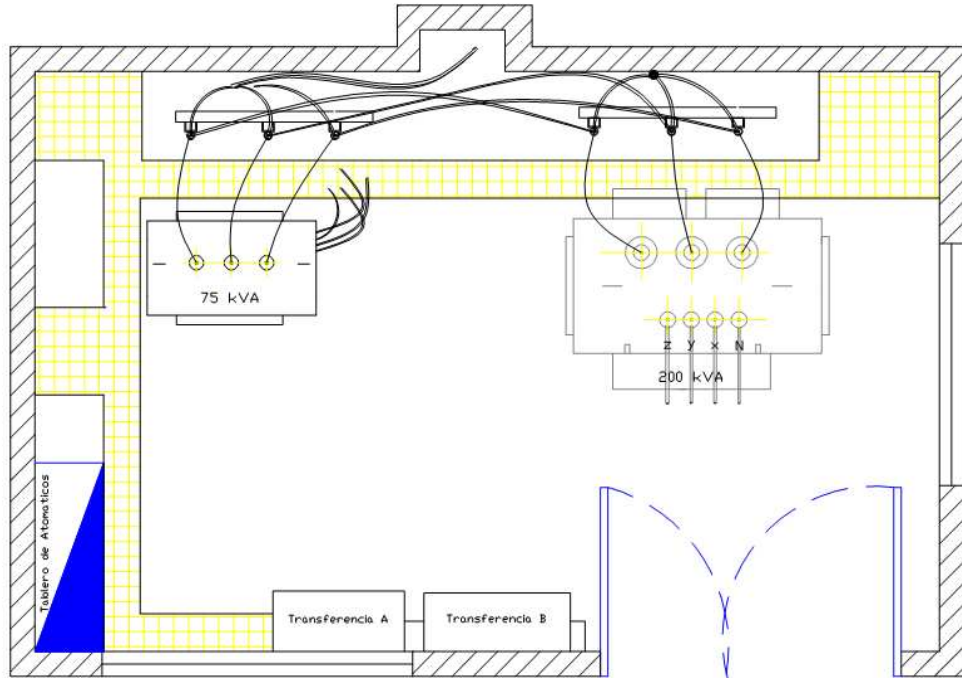
En la Figura 6 se tiene la vista de planta de la subestación eléctrica con la disposición de todos sus componentes: Transformadores de 75 y 200 kVA, Cajas Cortacircuitos respectivas, Tablero General de Baja Tensión, Tableros de Transferencias y Cárcamo (señalizado con amarillo).

Figura 4. Fachada Subestación Administración I



Fuente: Autores

Figura 5. Vista de Planta Subestación Actual



Fuente: Autores

3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

La subestación cuenta con dos transformadores, con capacidades de 75 kVA y 200 kVA. Estos transformadores no se encuentran en una celda o cualquier otra barrera que impida el contacto con partes vivas, lo cual constituye un gran peligro para los operarios y/o personal no calificado que ingrese a la subestación.

De acuerdo con la información del levantamiento realizado y el protocolo de pruebas del mantenimiento Preventivo realizado por la empresa MANTENIMIENTOS LTDA, en las Tablas 1 y 2 se resumen las características de los transformadores.

Figura 6. Transformador 75 KVA



Fuente: Autores

Figura 7. Transformador 200 KVA



Fuente: Autores

Figura 8. Vista General de los Transformadores



Fuente: Autores

Tabla 1. Características Transformador 75 kVA

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y MECÁNICAS TRANSFORMADOR 75 kVA						
FABRICANTE: OASA TRANSFORMADORES						
Potencia Nominal: 75 kVA	Frecuencia: 60 Hz	Tensión Serie (kV): 15,0 / 1,2	Altura de diseño (msnm): 1000			
Fases: 3	Refrigeración: ONAN	NBA AT/BT: 95/30 kV	Clase de Aislamiento: AO			
Líquido Aislante: Aceite Mineral	Tensión Ruptura 27 kV	Masa Total (kg): 413	Volumen de líquido aislante: 92 (L)			
VALORES NOMINALES						
ALTA TENSIÓN BAJA TENSIÓN	Devanados	Tensión (V)	Despacho (V)	Derivaciones	Corriente (A)	
	Primario	13200	13200	1/-3x2,5%	3,8	
	Secundario	220	220	-----	196,82	
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO						
Tiempo de Lectura: 60 s	Tensión de Prueba: 5 kV	AT contra Tierra: 20000 (MΩ)	BT contra Tierra: 13000 (MΩ)	AT, BT y Tierra: 20000 (MΩ)		
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN						
Polaridad: Sustractiva			Grupo de Conexión: DYn5			
Posición	Fase U		Fase V		Fase W	
1	106,71		106,72		106,75	
2	103,92		103,93		103,91	
3	101,82		101,84		101,84	
4	98,90		98,90		98,91	
5	96,22		96,23		96,24	
RESISTENCIA ENTRE MATERIALES						
Devanado	U-V	V-W	W-V	Promedio		
Primario (Ω)	49,20	49,20	49,20	49,20		
ENSAYO SIN CARGA						
Tensión (V)	I _x (A)	I _y (A)	I _z (A)	Promedio %	Po medido (w)	Po Garantizado (W)
220	5,0	4,7	5,1	4,933	440	355
ENSAYO DE CORTOCIRCUITO						
					Medidas a 26 °C	Garantizadas a 85 °C
I _{cc} (A)	3,28	Pérdidas Cobre (W)		1800	1330	
U _{cc} (V)	669,0	I ² R (W)		440	355	
P _{cc} (W)	1800	Impedancia U _z (%)		5,07	3,8	
Regulación a plena carga y F.P (0,8%) = 0,0 %				Eficiencia a plena carga y F.P (0,8%) = 100 %		

Fuente: Protocolo de Pruebas para Transformadores. MANTENIMIENTOS LTDA. Universidad Industrial de Santander. División de Planta Física

Tabla 2. Características Transformador 200 KVA

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y MECÁNICAS TRANSFORMADOR 200 kVA						
FABRICANTE: INDUSTRIA ANDINA DE TRANSFORMADORES						
Potencia Nominal: 200 kVA	Frecuencia: 60 Hz	Tensión Serie (kV): 15,0 / 1,2	Altura de diseño (msnm): 1000			
Fases: 3	Refrigeración: ONAN	NBA AT/BT: 95/30 kV	Clase de Aislamiento: AO			
Líquido Aislante: Aceite Mineral	Tensión Ruptura 27 kV	Masa Total (kg): 980	Volumen de líquido aislante: 234 (L)			
VALORES NOMINALES						
ALTA TENSIÓN BAJA TENSIÓN	Devanados	Tensión (V)	Despacho (V)	Derivaciones	Corriente (A)	
	Primario	13200	13200	1/-3x2,5%	8,75	
	Secundario	220	220	-----	524,86	
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO						
Tiempo de Lectura: 60 s	Tensión de Prueba: 5 kV	AT contra Tierra: 12000 (MΩ)	BT contra Tierra: 8000 (MΩ)	AT, BT y Tierra: 7000 (MΩ)		
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN						
Polaridad: Sustractiva			Grupo de Conexión: DYn5			
Posición	Fase U	Fase V	Fase W			
1	106,30	106,31	106,30			
2	103,95	103,94	103,95			
3	101,62	101,60	101,61			
4	98,90	98,93	98,92			
5	96,94	96,96	96,95			
RESISTENCIA ENTRE MATERIALES						
Devanado	U-V	V-W	W-V	Promedio		
Primario (Ω)	10,90	10,80	10,90	10,867		
ENSAYO SIN CARGA						
Tensión (V)	I _x (A)	I _y (A)	I _z (A)	Promedio %	Po medido (w)	Po Garantizado (W)
220	10,2	5,8	8,8	8,267	766	744
ENSAYO DE CORTOCIRCUITO						
				Medidas a 26 °C	Garantizadas a 85 °C	
I _{cc} (A)	8,70	Pérdidas Cobre (W)		2890	3280	
U _{cc} (V)	464,0	I ² R (W)		766	744	
P _{cc} (W)	2890	Impedancia U _z (%)		3,52	4,4	
Regulación a plena carga y F.P (0,8%) = 0,0 %			Eficiencia a plena carga y F.P (0,8%) = 100 %			

Fuente: Protocolo de Pruebas para Transformadores. MANTENIMIENTOS LTDA.
Universidad Industrial de Santander. División de Planta Física

3.4 CAJAS CORTACIRCUITOS

Las cajas cortacircuitos son del mismo tipo para los transformadores de 75 y 200 KVA y sus características se encuentran en la Tabla 1. De acuerdo con las especificaciones técnicas encontradas, estos fusibles son de empleo general en los cuales su curva de fusión “intensidad-tiempo” está diseñada para una respuesta lenta en las sobrecargas y rápida frente a los cortacircuitos.

Tabla 3. Resumen Cajas Cortacircuitos

ESPECIFICACIONES TECNICAS CAJAS CORTACIRCUITOS				
Tipo G-2LES	Corriente Nominal (A) 100	Voltaje Nominal (V) 15 kV	Capacidad de Interrupción A_{sim} 20 000 A	BIL (kV) 110

Fuente: Autores

Figura 9. Cajas Cortacircuitos

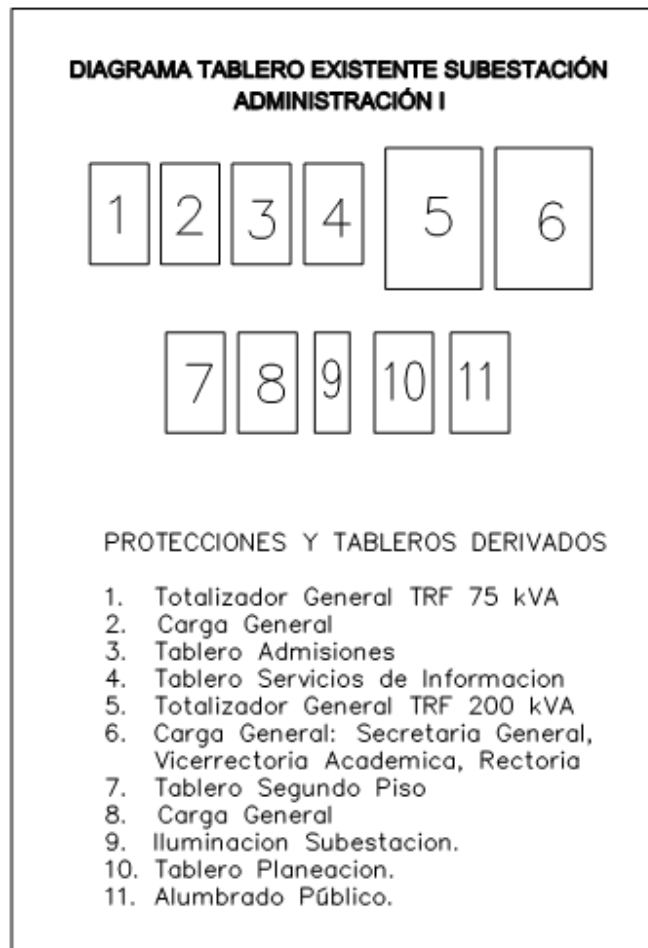


Fuente: Autores

3.5 DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN ACTUAL

El diagrama unifilar se puede encontrar en el plano SE-ADM I-01 DE 06. En la Figura 11 y 12 se encuentra un diagrama esquemático de la ubicación de los totalizadores en el Tablero General de Baja Tensión y su correspondiente circuito.

Figura 10. Diagrama Tablero General Existente



Fuente: Autores

Figura 11. Tablero General Existente




Fuente: Autores

3.6 NO CONFORMIDADES CON EL REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS - RETIE

Actualmente, la subestación no cumple con los lineamientos establecidos en el RETIE para Instalaciones Eléctricas de Transformación (Subestaciones). A continuación se detallan no conformidades encontradas en la inspección.

Tabla 4. Relación de No Conformidades de la Subestación con el RETIE

No Conformidad	Registro Fotográfico
<p>“Las subestaciones de distribución secundaria deben asegurar que una persona no pueda acceder a las partes vivas del sistema evitando que sobrepasen las distancias de seguridad propias de los niveles de tensión de cada aplicación en particular. La persona no puede acceder al contacto de la zona energizada ni tocándola de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan colocar en contacto con la línea” (Página 186 – Numeral 30.2 – Literal c)</p>	<p data-bbox="842 824 1394 857">Figura 12. Vista General Transformadores</p>  <p data-bbox="842 1541 1059 1574">Fuente: Autores</p>

“Todo tablero debe tener su respectivo diagrama unifilar actualizado”.
(Página 136 - Numeral 17.9.1 - Literal h).

Figura 13. Vista Tablero General de Baja Tensión Fuente:



Autores

“La disposición de las fases de los barrajes en los tableros trifásicos debe ser A, B, C, tomada desde el frente hasta la parte posterior; de la parte superior a la inferior, o de izquierda a derecha, vista desde el frente del tablero”.

(Página 137 - Numeral 17.9.1.1- Literal d).


Figura 14. Vista Totalizadores Tablero General




Fuente: Autores

	<p>Figura 15. Vista Barraje Tablero General</p>  <p>Fuente: Autores</p>
--	---

No Conformidad	Registro Fotográfico
<p>En lo referente a canalizaciones, el RETIE en el numeral 17.11.2 especifica que se debe cumplir los requisitos especificados en el capítulo 3 de la NTC 2050. Para canalizaciones bajo piso, se deben cumplir los requisitos de la sección 354.</p> <p>En el numeral 354-3 se establecen las especificaciones que deben cumplir las Tapas en las canalizaciones, y como se puede observar en el registro fotográfico, las canalizaciones no tienen las respectivas tapas</p>	<p>Figura 16. Vista Cárcamo hacia Planta de Transferencia</p>  <p>Fuente: Autores</p>

<p>En el numeral 354-5 de la NTC 2050, se establecen las especificaciones para el número máximo de conductores en una canalización y como se puede observar en el registro fotográfico, este aspecto no se cumple.</p>	<p>Figura 17. Vista Cárcamo llegada Transferencia Automática</p>  <p>Fuente: Autores</p>
--	--

No Conformidad	Registro Fotográfico
<p>En el caso de una explosión debida a una falla, estos elementos no tienen una celda que detenga los elementos que pueden salir disparados con motivo de una explosión.</p>	<p>Figura 18. Vista Cajas Cortacircuitos Transformador 75 kVA</p>  <p>Fuente: Autores</p>

3.7 RESULTADOS DE TERMOGRAFIA INFRARROJA

De acuerdo con los resultados de este análisis, se encontraron tres anomalías en la subestación: en uno de los bornes del transformador de 75 KVA, en una caja cortacircuitos de este transformador y en un interruptor del tablero general.

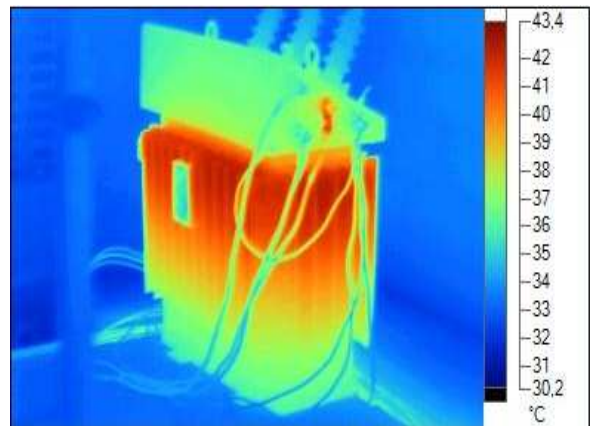
TRANSFORMADOR 75 KVA: Durante esta inspección se detectó una anomalía, revelando un perfil térmico elevado en la boquilla de baja tensión de la fase Z, 13°C más elevado que las boquillas X e Y.

Figura 19. Vista Transformador 75 kVA



Fuente: Autores

Figura 20. Termografía Transformador 75 kVA



Fuente: Autores

Figura 21. Vista Borne con anomalías del Transformador 75 kVA



Fuente: Autores

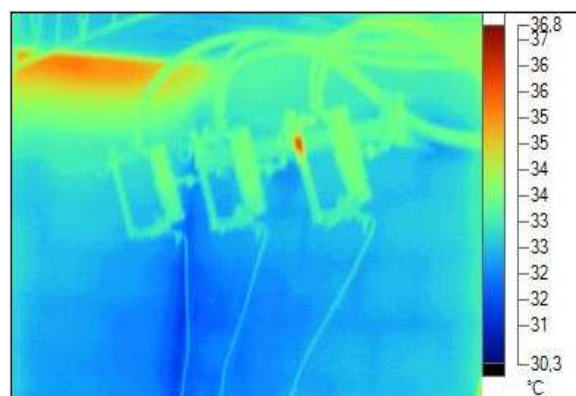
CAJAS CORTACIRCUITOS TRANSFORMADOR 75 KVA: Durante esta inspección se detectó una anomalía, revelando un perfil térmico levemente elevado en el anillo de maniobra de la caja cortacircuitos correspondientes a la fase Z, 4°C más elevado que en los anillos de las cajas cortacircuitos de las fases X e Y.

Figura 22. Vista del anillo de maniobra con anomalía del Transformador 75 kVA



Fuente: Autores

Figura 23. Termografía Cajas Cortacircuitos Transformador 75 kVA



Fuente: Autores

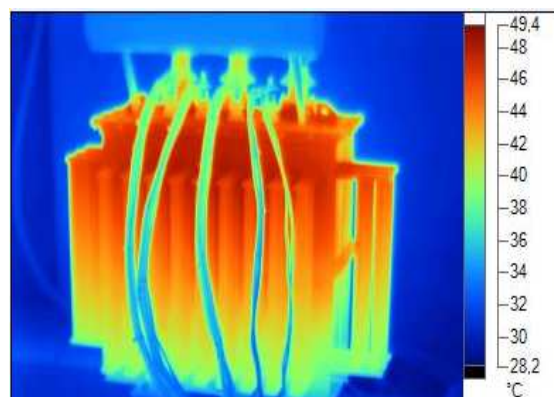
TRANSFORMADOR 200 KVA: Durante esta inspección se encontró un perfil térmico sin anomalías

Figura 24. Vista Transformador 200 kVA



Fuente: Autores

Figura 25. Termografía Transformador 200 kVA



Fuente: Autores

CAJAS CORTACIRCUITOS TRANSFORMADOR 200 KVA: Durante esta inspección se encontró un perfil térmico sin anomalías

Figura 26. Vista Cajas Cortacircuitos Transformador 200 kVA



Fuente: Autores

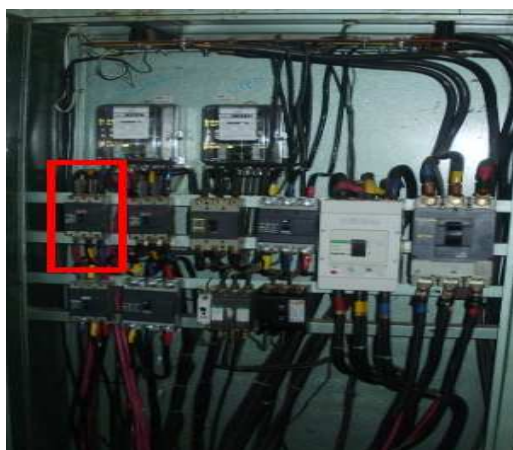
Figura 27. Termografía Cajas Cortacircuitos Transformador 200 kVA



Fuente: Autores

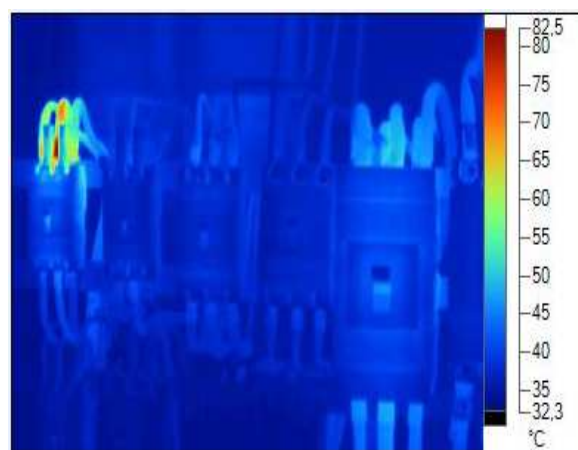
TABLERO GENERAL DE BAJA TENSIÓN: Durante esta inspección se detectó una anomalía, revelando un perfil térmico elevado en la entrada del interruptor correspondiente al totalizador del transformador de 75 kVA, 30°C más elevado que la temperatura del tablero.

Figura 28. Vista Tablero General Baja Tensión



Fuente: Autores

Figura 29. Termografía Tablero General Baja Tensión



Fuente: Autores

3.8 MEDICIONES DE HUMEDAD RELATIVA Y TEMPERATURA

Estas mediciones se realizaron con el REGISTRADOR GRÁFICO DE HUMEDAD Y TEMPERATURA EXTECH Modelo RH520. La toma de muestras se inició el jueves 29 de abril a las 4:11 Pm y finalizó el viernes 30 de abril a las 4:10 Pm con una tasa de muestreo de 5 minutos. En la Figura 31 se tiene el registro fotográfico del registrador.

En la Tabla 6 se encuentran los resultados mínimo, máximo y promedio de la humedad y temperaturas registradas en la subestación y en la figura 32 se encuentran las curvas del comportamiento de los anteriores parámetros.

Tabla 5. Resumen de los Valores de Temperatura y Humedad Relativa

	Temperatura [°C]	Humedad Relativa [%]
Máxima	37,5	69
Mínima	25,7	40
Promedio	30,1	56,6

Fuente: Autores

De acuerdo con los anteriores resultados, la subestación diseñada se encontrará a una temperatura ambiente de 30,1 °C con una humedad relativa de aproximadamente 57% lo cual indica que NO es un ambiente seco.

Figura 30. Imagen del Registrador Extech

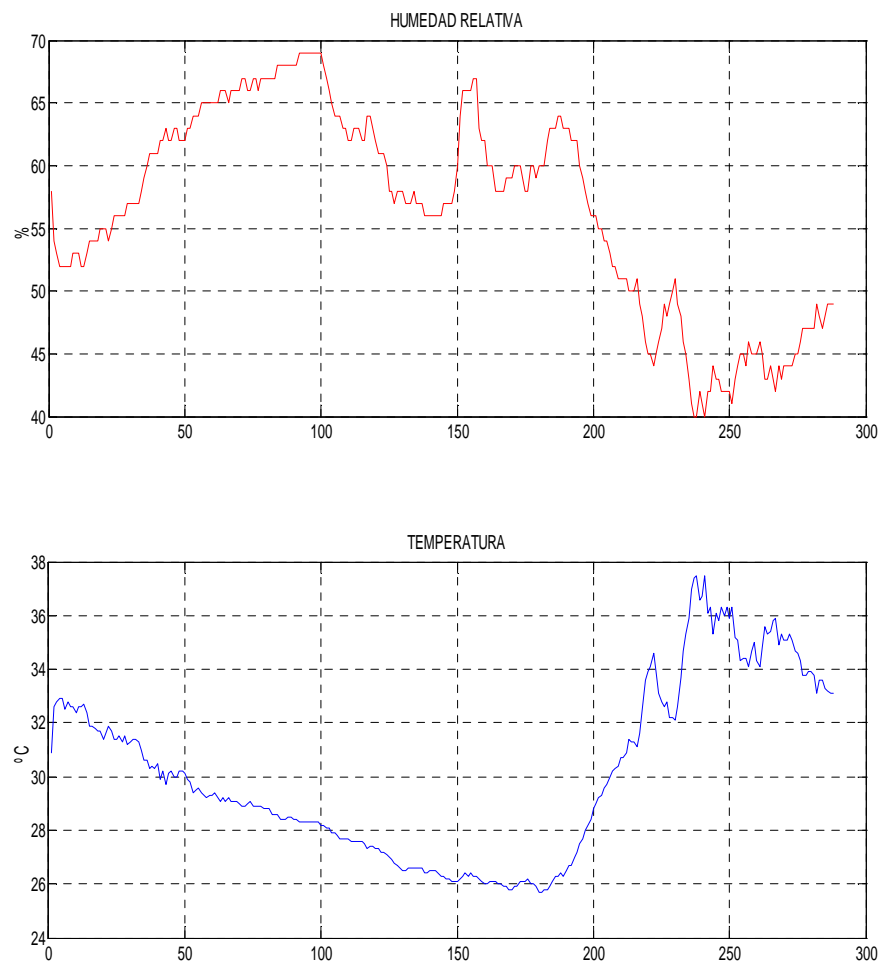


Fuente: Autores

3.9 PERFIL DE COMPORTAMIENTO DE HUMEDAD RELATIVA Y TEMPERATURA DE LA SUBESTACIÓN

Con el análisis de la información suministrada por el Registrador Gráfico Extech, se encuentran los perfiles de comportamiento de Humedad Relativa y Temperatura en la Figura 32 de la Subestación del edificio de Administración I.

Figura 31. Gráficas de Humedad Relativa y Temperatura de la Subestación



Fuente: Autores.

3.10 MEDICIÓN DE LA ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

Para determinar el valor de la altura sobre el nivel del mar sobre la cual se encuentra ubicado edificio de Administración I se empleó el GPS MAP 60 CSx GARMIN, con el cual se hallaron los puntos resumidos en la Tabla 7.

Tabla 6. Resumen de los Valores de la Altura sobre el Nivel del Mar

	hsnm [m]
Cuarto de aseo ubicado al lado de la subestación	1021
Subestación	1020
Frente a la planta de emergencia	1021

Fuente: Autores

De acuerdo con los anteriores resultados, para la selección de los equipos se tendrá en cuenta una altura sobre el nivel del mar de 1020 msnm.

3.11 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

De acuerdo con el RETIE, en el numeral 15.5.1, para la medición de la resistividad aparente del terreno, puede ser aplicado el método de Wenner. De acuerdo con el anterior método, se consideran dos valores de separación. En la Tabla 7, se registraron los resultados.

Tabla 7. Datos Recolectados en la Medición de la Resistividad del Terreno

SEPARACION [m]	RESISTIVIDAD [Ohmios-m]		PROMEDIO [Ohmios-m]
	Norte-Sur	Este-Oeste	
2	373	368	370,5
3	422	418	420

Fuente: Autores

3.12 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

De acuerdo con el RETIE, en el numeral 15.5.2, para la medición de la resistencia de Puesta a Tierra, puede ser aplicado el método de la Caída de Potencial, al igual que otros métodos debidamente documentados en normas y prácticas de Ingeniería.

Para efectos del proyecto, esta medición se realizó con la metodología del 62% y se procedió a estudiar la configuración de la malla de puesta a tierra existente, de acuerdo con las cajas de inspección ubicadas en la parte exterior. La mayor distancia entre dos cajas fue de 5 m, por lo cual el electrodo de corriente se ubicó a 40 metros de distancia y el electrodo de tensión se ubicó a 24,8 metros (es decir al 62% de la distancia del electrodo de corriente). Se tomó la medida en este punto y arrojó un valor de 14,6 [Ohmios]. Se realizaron las dos medidas adicionales, arrojando valores de 14,5 y 14,7 [Ohmios], por lo cual el valor de la resistencia de puesta a tierra es de 14,6 [Ohmios].

Este valor encontrado para la resistencia de puesta a tierra se encuentra elevado, ya que el máximo valor admisible para la resistencia de puesta a tierra es de 10 [Ohmios] para una subestación de media tensión de uso interior, de acuerdo con el RETIE, numeral 15.4 que contempla los Valores de resistencia de Puesta a Tierra.

4. DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica en diseño actualmente se encuentra ubicada en la parte lateral derecha del edificio de administración I de la Universidad Industrial de Santander, y cuyas especificaciones técnicas, constructivas y de funcionamiento se evidencian en el capítulo 3.

Se plantean dos propuestas de diseño enfocadas a mejorar la confiabilidad, la seguridad y la calidad del servicio, partiendo del análisis de carga realizado mediante el equipo analizador de redes. Dentro del marco normativo se busca dar cumplimiento a las especificaciones descritas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE versión 2008, al igual que las especificaciones dadas en la Norma Técnica Colombiana NTC 2050.

4.1 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO DE ADMINISTRACIÓN

El edificio de Administración I está formado por 4 pisos, como a continuación se describe. Dentro de la Oficina se encuentran las correspondientes dependencias, las cuales no se mencionan en la descripción.

Tabla 8. Descripción del Edificio de Administración I.

	NUMERO OFICINA	NOMBRE DE LA OFICINA
PISO 1	101	Caja
	102	Certificación y Carnetización
	109	División Financiera
	110	Contabilidad
	111	Tesorería
PISO 2	202	División de Servicios de Información
	204	Admisiones y Registro Académico
	205	División de Recursos Humanos
	208	Vicerrectoría Académica
	210	Dirección de Admisiones y Registro Académico

PISO 3	301	Secretaría Vicerrectoría Administrativa
	302	Rectoría y Vicerrectoría Administrativa
	303	Secretaría General
PISO 4	402	Comunicaciones
	403	Planeación
	404	Dirección de Contratación y Proyectos de Inversión

Fuente: Autores

4.2 CARGA DE AIRE ACONDICIONADO

La carga en aires acondicionados que posee el edificio de administración se enuncia a continuación.

Tabla 9. Carga de Aires Acondicionados del Edificio de Administración I

Nombre del Salón	Tipo Aire	Potencia Placa [KW]	Potencia Medida [KW]
Admisiones	Paquete-Central	20	19,55
Secretaría Rectoría	Mini-Split	1,95	1,75
Sala de Rectoría	Paquete-Central	6,2	6,13
	Mini-Split	1,95	1,85
División de Servicios I	Paquete-Central	25	23,4
Sala de Consejo	Paquete-Central	3,7	3,64
Equipo Gerencial	Mini-Split	1,1	0,86
	Mini-Split	1,1	0,86
	Mini-Split	0,86	0,65
Planeación	Paquete-Central	6,4	6,15
	Paquete-Central	6,4	6,14
División Financiera	Paquete-Central	12,6	12,37
Vicerrectoría Académica	Paquete-Central	12,6	12,4
	Mini-Split	2,2	1,95
	Mini-Split	2,2	2,03
Contabilidad-Tesorería	Paquete-Central	12,7	12,52
Secretaría General	Paquete-Central	6,4	5,95
Vicerrectoría Admón. Caja	Mini-Split	1,6	1,55
	Ventana	1,3	1,16
	Mini-Split	2,3	2,18
Carnetización	Mini-Split	2,3	2,15
Comunicaciones	Ventana	1,1	0,85

TOTAL POTENCIA DE PLACA [KW]	131,96
TOTAL POTENCIA MEDIDA [KW]	126,09

Fuente: Tomada de [4]

4.3 ANÁLISIS DE CARGA

Para realizar el análisis de la carga en los transformadores de la subestación, se realizaron dos mediciones: la primera fue realizada con el analizador de red, el cual fue conectado en el lado de baja de cada uno de los dos transformadores existentes con el objetivo de conocer el comportamiento diario de la carga y determinar la cargabilidad de los equipos. La segunda medición consistió en tomar valores con la pinza voltiamperimétrica en cada una de las fases en el lado de baja de cada uno de los transformadores, con el propósito de realizar una comparación estimativa con los resultados encontrados por el analizador de red.

Resultados Pinza Voltiamperimétrica Transformador 75 kVA: Se tomaron medidas directas de corriente por fase el día viernes 16 de Julio de 2010 a las 15:25 horas. En la Tabla 8, se resumen los valores encontrados. De estas medidas, se encontró un desbalance promedio entre fases de 5 [A] y una corriente de desbalance por el conductor neutro de 13,6 [A].

Tabla 10. Valores de Corriente en el Transformador de 75 kVA

Fase	Corriente [A]
X	37,4
Y	42,6
Z	34,5
N	13,6

Fuente: Autores

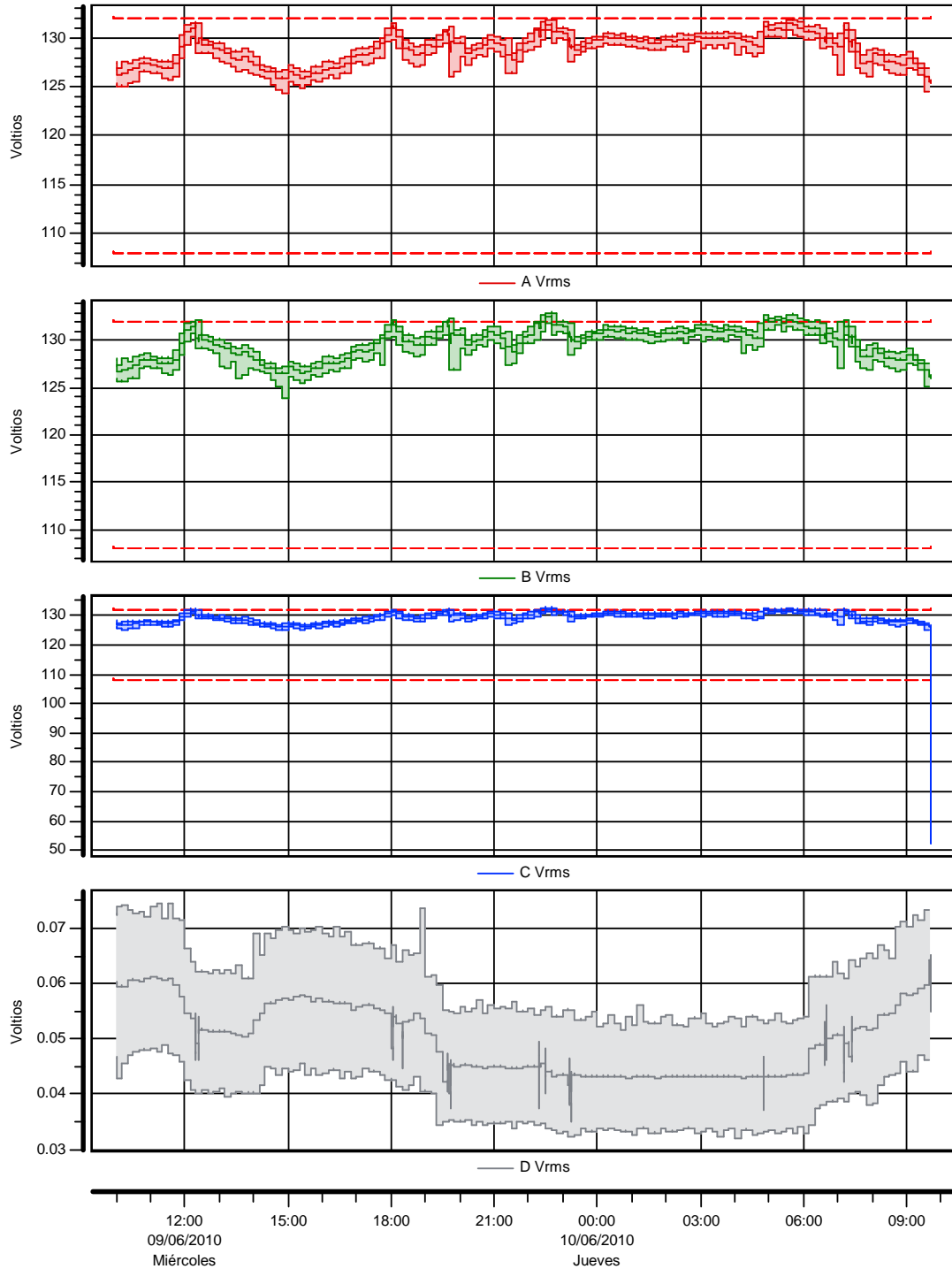
Resultados Pinza Voltiamperimétrica Transformador 200 kVA: Se tomaron medidas directas de corriente por fase el día viernes 16 de Julio de 2010 a las 15:10 horas. En la Tabla 9, se resumen los valores encontrados. De estas medidas, se encontró un desbalance promedio entre fases de 15 [A] y una corriente de desbalance por el conductor neutro de 36 [A].

Tabla 11. Valores de Corriente en el Transformador de 200kVA

Fase	Corriente [A]
X	244
Y	227
Z	240
N	36

Fuente: Autores

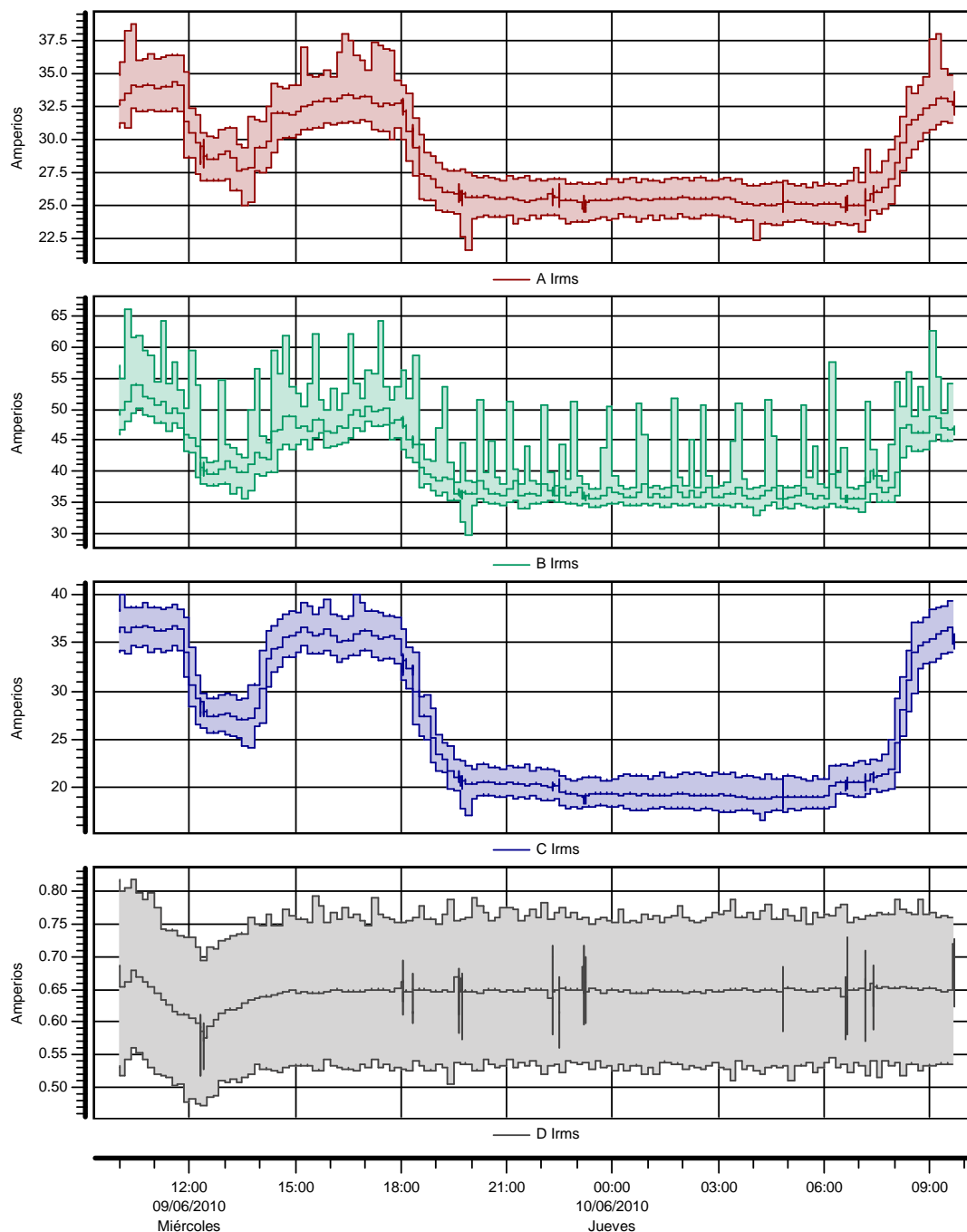
Figura 32. Diagramas de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA



Created with DataView 6.7.1

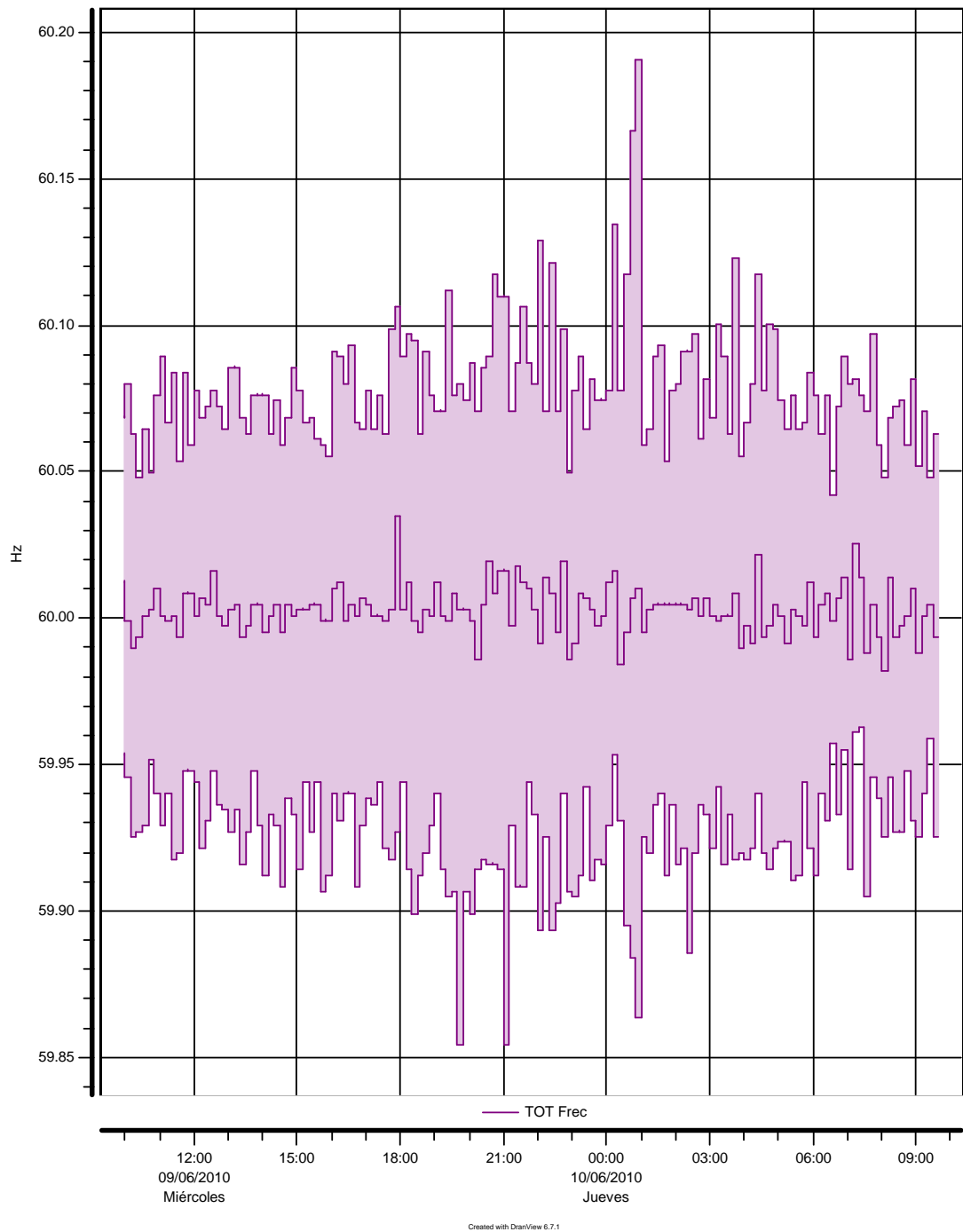
Fuente: Autores

Figura 33. Diagramas de Corriente Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA



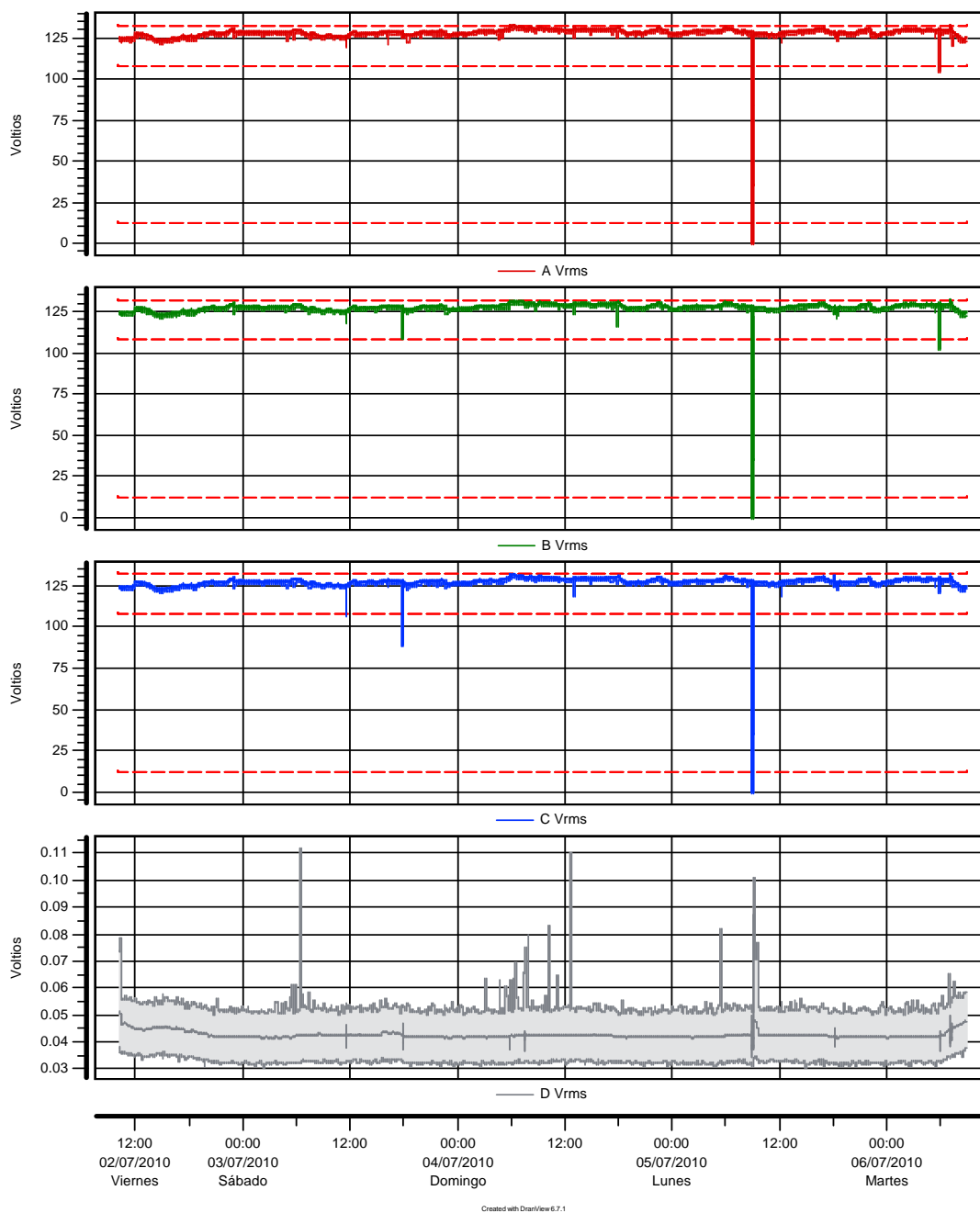
Fuente: Autores

Figura 34. Diagramas de la Frecuencia de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA



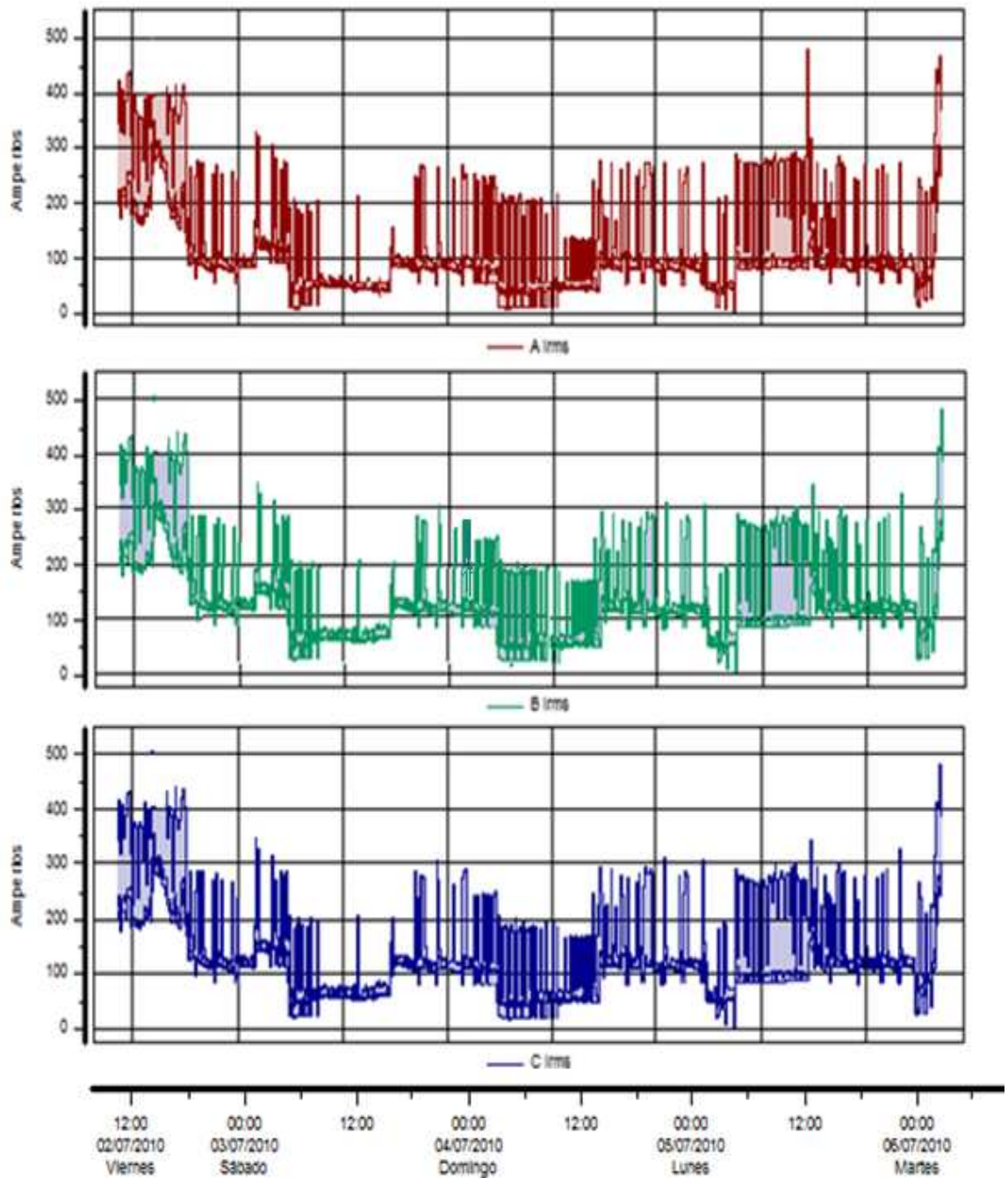
Fuente: Autores

Figura 35. Diagramas de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA



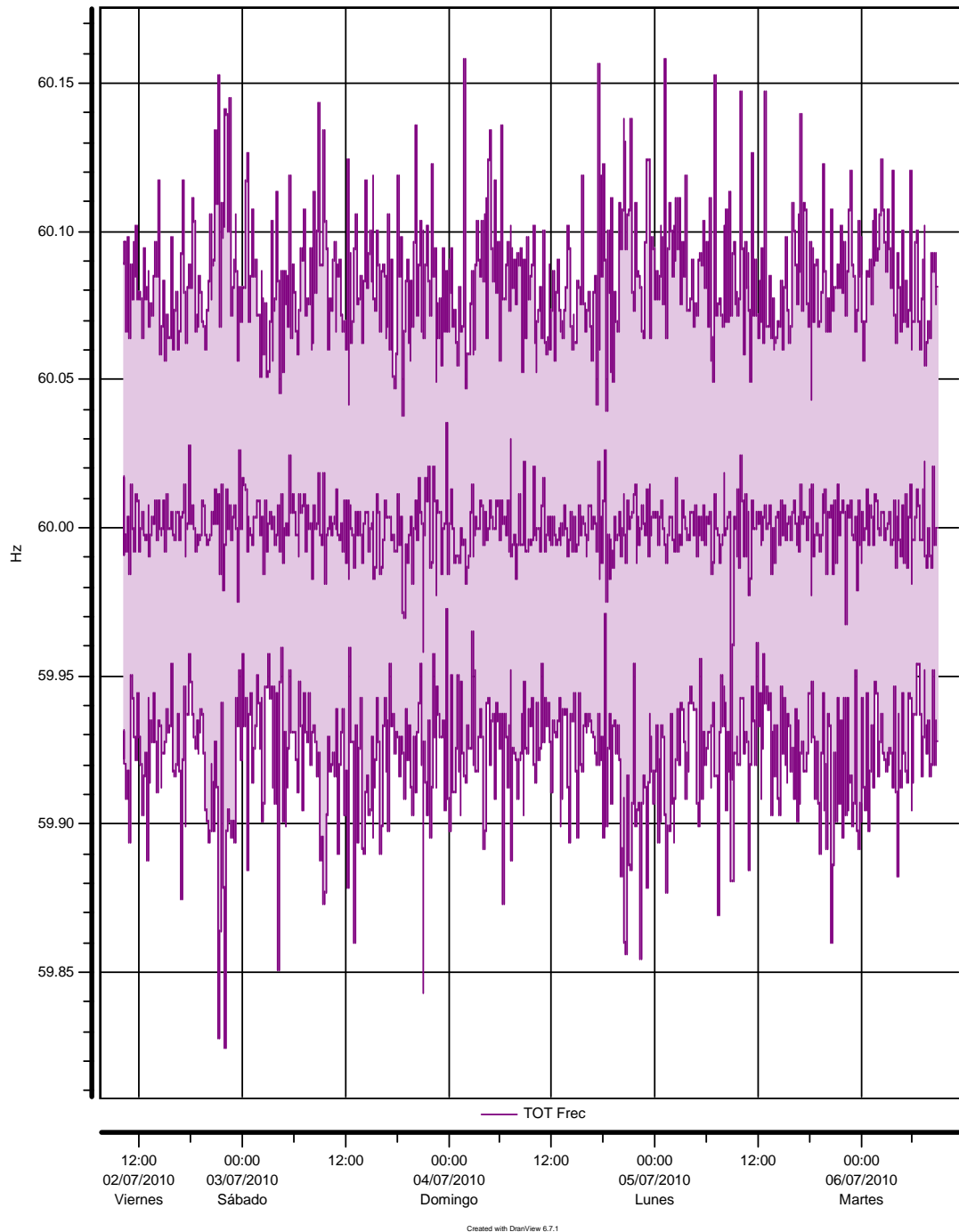
Fuente: Autores

Figura 36. Diagramas de Corriente Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA



Fuente: Autores

Figura 37. Diagramas de la Frecuencia de Tensión Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA



Fuente: Autores

En las Tablas 12 y 13 se resumen los valores del Factor de Potencia suministrados por el analizador de red para los dos transformadores. Como se puede observar, los valores mínimos alcanzados se encuentran dentro de un rango penalizable, por lo cual es necesario realizar compensación de energía reactiva mediante banco de capacitores.

Tabla 12. Resultados del Factor de Potencia Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 75 kVA

FACTOR DE POTENCIA			
	A	B	C
Min	0,856	0,863	0,876
Máx	0,931	0,928	0,953
Mediana	0,925	0,917	0,911
Promedio	0,927	0,919	0,913

Fuente: Autores

Tabla 13. Resultados del Factor de Potencia Suministrados por el Analizador de Red para el Transformador de 200 kVA

FACTOR DE POTENCIA			
	A	B	C
Min	0,868	0,853	0,846
Máx	0,947	0,982	0,979
Mediana	0,915	0,925	0,914
Promedio	0,910	0,923	0,917

Fuente: Autores

4.3.1 Transformador 75 kVA

La medición se realizó desde el día Miércoles 9 de junio hasta el día Jueves 10 de Junio de 2010, obteniéndose como resultados del análisis del comportamiento de la tensión y la corriente las siguientes conclusiones:

De acuerdo con las gráficas de Tensión de Fase, se detalla una conducta normal correspondiente al sector de oficinas, donde se destaca el valor mínimo de 124 V (3:00 pm) y máximo de 133 V (11:00 pm), los cuales representan un desbalance aproximado de 2,37% y 4,72% por debajo y por encima respectivamente de la tensión nominal de fase, 127 V. De acuerdo con lo anterior, la tensión se encuentra oscilando alrededor de los 127 +/- 5% V, lo cual está de acuerdo con las normas vigentes.

Hacia las 11:00 horas del día miércoles, la corriente aumenta alcanzando un valor máximo de 66 amperios aproximadamente, posteriormente decae hasta los 28 amperios a las 18:00 horas. En conclusión el transformador se encuentra con una cargabilidad de:

$$I_{max} = 66 A$$

$$V_s = 220 V$$

$$S = \sqrt{3} \times V_s \times I_{max}$$

$S = \sqrt{3} \times 220 \times 66 = 25,149 kVA$, potencia aparente en el caso de máxima corriente registrada por el analizador de redes. Bajo estas condiciones, el transformador se encuentra con una cargabilidad del 33,6% de su capacidad nominal en el punto de carga máxima.

Actualmente, se encuentra instalada una protección automática de 80 [A] lo cual limita la capacidad en potencia instalada del transformador a:

$S = \sqrt{3} \times 220 \times 80 = 30,5 \text{ kVA}$, esta condición se presentó como un pico de corriente el viernes en horas de la mañana, se requiere verificar la corriente de ajuste de la protección y el tiempo de disparo con el fin de evitar salidas de servicio por sobrecarga.

En cuanto al factor de potencia, su valor mínimo es 0,853 valor que se encuentra por debajo de los límites aceptables, lo anterior teniendo en cuenta que la normatividad técnica colombiana penaliza económicamente por factores de potencia inferiores a 0,9.

Para la frecuencia, se observa un comportamiento constante y oscilando en un rango de 59,86 – 60,19 Hz, es decir cercano al nominal (60 Hz).

4.3.2 Transformador 200 kVA

La medición se realizó desde el día viernes 2 de Julio hasta el día lunes 6 de Julio de 2010, obteniéndose como resultados del análisis del comportamiento de la corriente las siguientes conclusiones:

De acuerdo con las gráficas de Tensión de Fase, la tensión se encuentra oscilando alrededor de los 127 +/- 5% V, lo cual está de acuerdo a las normas vigentes. También se observan algunas fluctuaciones de tensión de menor importancia debido a las cargas de aire acondicionado; y una de caída en el suministro por un instante de tiempo en el período de medida del equipo.

Hacia las 12:00 horas del día viernes, la corriente aumenta debido al incremento de la temperatura en el ambiente lo cual incrementa la carga por aires acondicionados, alcanzando un valor máximo de 400 amperios aproximadamente, posteriormente decae hasta los 280 amperios a las 18:00 horas.

Durante el fin de semana se alcanza un valor de corriente máximo de 150 amperios y un valor mínimo de 80 amperios.

El día lunes se mantiene valores picos de corriente cercanos a los 250 amperios y no se evidencia incremento de corriente como si ocurrió el día viernes. Se evidencia un comportamiento similar en las tres fases.

En conclusión el transformador se encuentra con una cargabilidad de:

$$I_{max} = 400 A$$

$$V_s = 220 V$$

$$S = \sqrt{3} \times V_s \times I_{max}$$

$S = \sqrt{3} \times 220 \times 400 = 152,4 kVA$, potencia aparente en el caso de máxima corriente registrada por el analizador de redes.

Bajo estas condiciones, el transformador se encuentra con una cargabilidad del 76,2% de su capacidad nominal en el punto de carga máxima.

En operación normal como evidencia el comportamiento de la carga del día lunes se obtienen valores picos cercanos a los 250 amperios, lo cual determina una cargabilidad del transformador de:

$$I = 250 A$$

$$V_s = 220 V$$

$$S = \sqrt{3} \times V_s \times I_{max}$$

$S = \sqrt{3} \times 220 \times 250 = 95,264 kVA$, bajo estas condiciones la cargabilidad del transformador es del 47,63% de la capacidad nominal.

Actualmente, se encuentra instalada una protección automática de 400 [A] lo cual limita la capacidad en potencia instalada del transformador a:

$S = \sqrt{3} \times 220 \times 400 = 152,4 \text{ kVA}$, esta condición se presentó como un pico de corriente el viernes en horas de la mañana, se requiere verificar la corriente de ajuste de la protección y el tiempo de disparó con el fin de evitar salidas de servicio por sobrecarga.

En cuanto al factor de potencia, su valor mínimo es 0,846 valor que se encuentra por debajo de los límites aceptables, lo anterior teniendo en cuenta que la normatividad técnica colombiana penaliza económicamente por factores de potencia inferiores a 0,9.

Para la frecuencia, se observa un comportamiento constante y oscilando en un rango de 59,83 – 60,16 Hz, es decir cercano al nominal (60 Hz).

4.4 PRIMERA PROPUESTA PARA EL DISEÑO

De acuerdo al análisis de cargabilidad de los transformadores, la capacidad actual es suficiente para atender la demanda del edificio, ya que el consumo máximo que se ha presentado corresponde a 178 kVA (lo cual corresponde a la suma de 152 kVA valor pico para el Transformador de 200 kVA y 26 kVA valor pico para el transformador de 300 kVA) y la capacidad total instalada es de 275 kVA sumando los dos transformadores existentes en la subestación.

Proyectando el crecimiento de la demanda a futuro, se espera un crecimiento del 30% según datos suministrados por la División de Planta Física por concepto de incremento en cargas de aire acondicionado, equipos de oficina y posibles ampliaciones.

La carga total instalada referente a los aires acondicionados se encuentra actualmente en 130 kW, según lo indicado en la Tabla 9. De los datos obtenidos en el análisis de cargabilidad de los transformadores de la subestación eléctrica se

observa una cargabilidad pico de 152 kVA para el transformador de 200 kVA y 25,15 kVA para el transformador 75 kVA. Considerando el incremento a futuro del 30% se tendría una demanda máxima proyectada de:

$$\text{Demanda máxima proyectada} = (152 + 26) \times (1 + 0,3) \text{ kVA} = 231,4 \text{ kVA}$$

La capacidad total instalada actualmente es de 275 kVA es mayor que la demanda máxima requerida proyectada 231,4 kVA, por lo cual se realiza una primera propuesta de diseño sin cambiar los transformadores existentes.

4.4.1 Transformadores

Los transformadores existentes fueron revisados previamente por la empresa MANTENIMIENTOS LTDA, encargada del mantenimiento de dichos equipos, la cual emite concepto positivo en la ficha de técnica presentada a la universidad, en cuanto al estado de los equipos de transformación se refiere. Ver ficha Técnica en el anexo.

Se plantea reutilizar los transformadores, reubicándolos y acondicionando las instalaciones de la subestación, de acuerdo con lo establecido en el RETIE, NTC 2050 y demás normas vigentes. Además, se plantea en el diseño, reubicar las cargas de tal manera que uno de los barrajes contenga la cargas esenciales, con el fin de realizar la transferencia sin sobrecargar la planta de emergencia. Además, brinda mayor confiabilidad del servicio al tener un transformador como respaldo del otro en caso de falla.

La subestación se encuentra ubicada al nivel del terreno lo que permite el uso de transformadores aislados en aceite. La instalación de los transformadores debe cumplir los requerimientos de la NTC 2050 sección 450.

Los transformadores que actualmente existen, y que se utilizarán en desarrollo del presente diseño presentan las siguientes especificaciones técnicas.

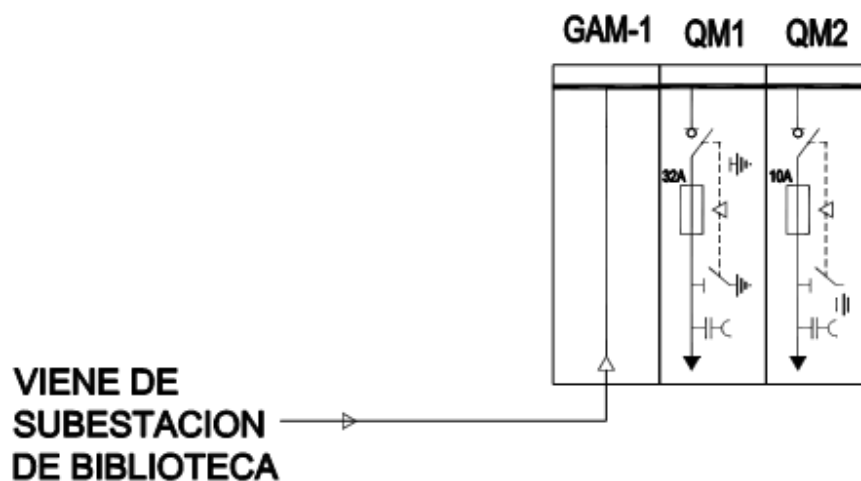
Transformadores trifásicos de distribución 200 kVA y 75 kVA, 13 200/220/127 V, 60 Hz, aislados en aceite; los cuales alimentarán diferentes cargas.

Se debe marcar el cambiador de tomas con señal de advertencia “operar sin tensión”.

4.4.2 Celdas Modulares

En esta propuesta, la subestación contará con tres celdas modulares: una celda GAM-1 y una Celda QM. La celda GAM-1 corresponde a una celda de remonte y la celda QM corresponde a una celda de protección con seccionador de operación Bajo Carga y bases porta fusibles. En la Figura 39 se puede apreciar la configuración de estas celdas.

Figura 38. Configuración de las celdas de la primera propuesta de diseño



Fuente: Autores

Para seleccionar la tensión de operación de las celdas es necesario considerar la tensión de servicio de la subestación. De acuerdo con la tabla 15, para una tensión de servicio de 13,2 kV corresponde una tensión de 17,5 kV para las celdas.

Tabla 14. Tensiones Nominales de las Celdas de acuerdo con la Tensión de Servicio

Tensión servicio kV	U_m (material) kV
3	3,6
6	7,2
10-11	12
13,2-15	17,5
20	24
25	36
30	36
40	52

Fuente: Schneider Electric

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS CELDAS SM6

Los valores que se den a continuación son para temperaturas de trabajo desde -5°C hasta 40°C y para ser instaladas a una altitud hasta de 1000 msnm. De acuerdo con la temperatura y altitud a la cual se encuentra la subestación (30,1°C y 1020 msnm respectivamente).

Tabla 15. Tensiones de Aislamiento para la celda de 17,5 kV

Tensión Asignada (kV)		17,5
60 Hz/ 1 min (kV eficaz)	Aislamiento	38
	Seccionamiento	45
1,2/50 us (kV cresta)	Aislamiento	95
	Seccionamiento	110

Fuente: Schneider Electric

CELDA GAM-1

Según el catálogo del fabricante la celda GAM-1 está formada por los siguientes accesorios:

- Juego de aisladores soportes (Horizontal)
- Juego de barras tripolar 630 Amperios para conexión superior con celda contigua SM6

CELDA QM

La celda QM corresponde a una celda de Protección con seccionador de Operación Bajo Carga, la cual tiene los siguientes accesorios base y en opción:

Accesorios Base

- Interruptor-Seccionador de operación bajo carga 630 Amperios (SF₆) de tres posiciones (Conectado-Desconectado-Tierra)
- Seccionador de Puesta a Tierra inferior (aire)
- Juego de Barras Tripolar para conexión superior a 630 Amperios
- Mando manual CI1
- Dispositivo de bloque con tres lámparas de presencia de tensión
- Dispositivo de Disparo tripolar por fusión fusibles
- Bases portafusible para 3 fusibles normas DIN (FUSARC-CF)
- Señalización mecánica fusión fusible
- Bornes para conexión inferior de cable seco unipolar
- Resistencia de Calefacción

Accesorios en Opción

- Motorización CI1+4 Contactos auxiliares
- Cuatro (4) contactos auxiliares
- Caja de Baja Tensión
- Una (1) Bobina de Cierre y Una (1) Bobina de Cierre + contactos
- Contacto eléctrico de señalización fusión fusible
- Enclavamiento por llave
- Zócalo de Elevación
- Tres Fusibles normas DIN
- Termóstato
- Contador de operaciones sin señalización

De los accesorios base de la celda, el mando CI1 tiene doble función, las cuales se explican como sigue:

Función interruptor: cierre por palanca (o motorización) con actuación independiente del operador. La energía necesaria para la maniobra se obtiene comprimiendo un resorte que, cuando se libera, provoca el cierre. La apertura con actuación independiente por botón pulsador (O), bobina de apertura o fusión fusibles.

Función seccionador de puesta a tierra: Cierre y apertura por palanca con actuación independiente del operador.

Además, tiene los siguientes contactos auxiliares opcionales:

- Interruptor (2A + 2C) incluido con la motorización)
- Interruptor (2A + 3C) y seccionador (1A + 1C).
- Interruptor (1C) y seccionador (1A + 1C) (disponible con motorización).

- Fusión fusibles (1C) para QM.

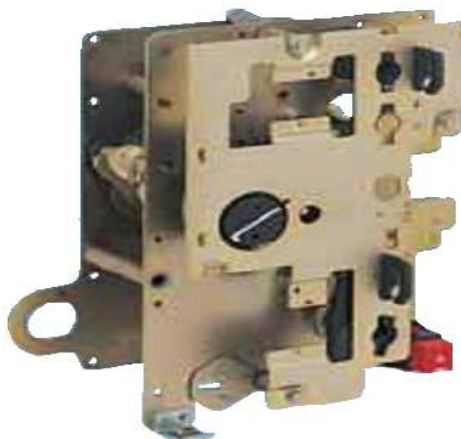
Las bobinas de apertura son a emisión de tensión y tiene motorización opcional, que se realiza con bobina de apertura y con contactos libres 2A + 2C (en el Interruptor). En la tabla 16 se muestran las características para el mando manual del tipo CI1. En la Figura 40, se muestra una imagen de este mando motorizado.

Tabla 16. Características Mando CI1

Tipos de Sistemas de Maniobra	CI1	
Aplicaciones de la unidad	Interruptor – Seccionador Interruptor con fusibles	
Interruptor automático principal	Cierre	Apertura
Modo de maniobra manual	Palanca	Pulsador
Modo de maniobra eléctrico (opcional)	Motor	Bobina
Velocidad de maniobra	4 a 7 s	35 ms
Aplicaciones de red	Control remoto protección del transformador	
Interruptor de toma de tierra	Cierre	Apertura
Modo de maniobra manual	Palanca	Palanca

Fuente: Schneider Electric

Figura 39. Mando CI1 para la Celda QM



Fuente: Schneider Electric

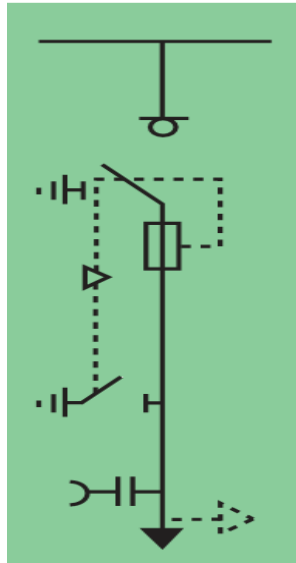
De acuerdo con las características de los accesorios opcionales, el mando CI1 también puede ser motorizado. En la tabla 17, se indican las características de la motorización del mando. La instalación de la motorización se efectúa con “interruptor abierto” y sin sustituir el mando. En la Figura 41 se encuentra el esquema unifilar de la Celda QM y en la Figura 42 se encuentran las Partes Constitutivas de la Celda QM.

Tabla 17. Motorización del Mando CI1 para la celda QM

U _n	CC					CA	
Fuente de alimentación (V)	24	48	110	125	220	120	230
Opción de Motor							
(W)	200						
(VA)						200	
Tiempo de Carga para CI1, CI2	4 a 7 (s)					4 a 7 (s)	
Bobina de Apertura							
Emisión de Tensión (W)	200	250	300	300	300		
(VA)						400	750
Tiempo de Respuesta (ms)	35					35	
De mínima Tensión							
Captación (W)	160						
(VA)						280	550
Mantenimiento (W)	4						
(VA)						50	40
Tiempo de Respuesta (ms)	45					45	
Bobina de Cierre							
Emisión de Tensión (W)	200	250	300	300	300		
(VA)						400	750
Tiempo de Respuesta (ms)	55					55	

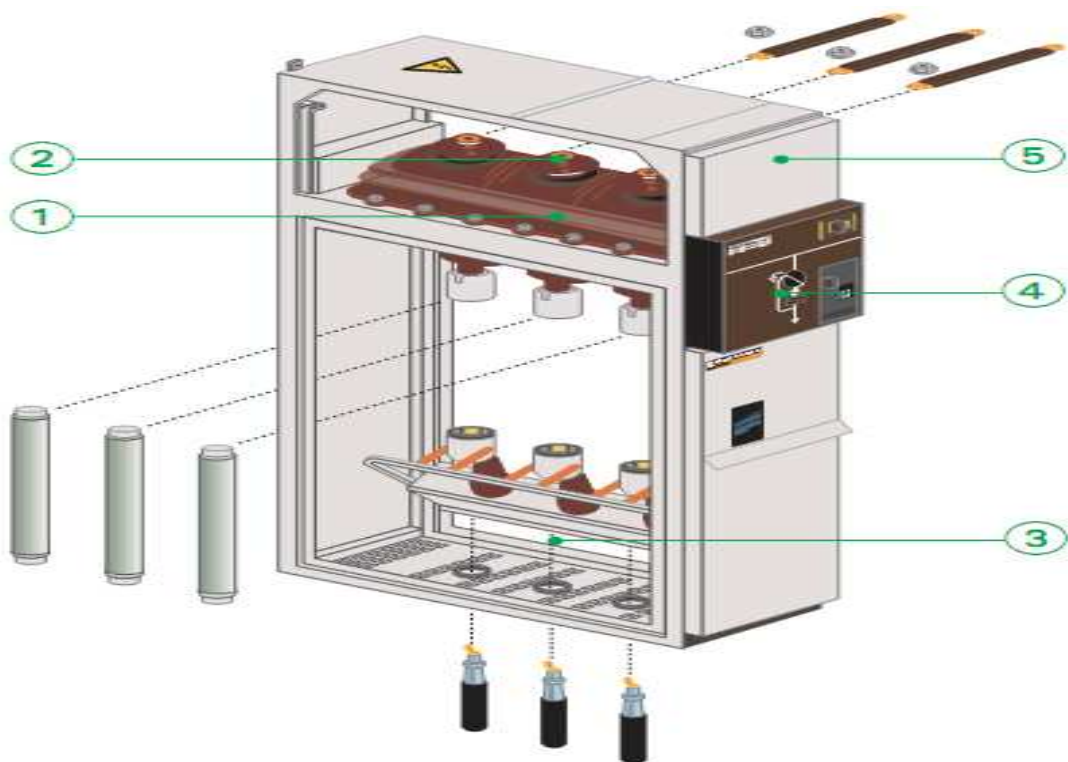
Fuente: Schneider Electric

Figura 40. Esquema Unifilar Celda QM



Fuente: Schneider Electric

Figura 41. Partes constitutivas Celda QM



Celda con interruptor-seccionador (IM, PM, QM) (750 mm)

- **5 compartimentos:**

- ① **Aparamenta:** interruptor-seccionador y seccionador de puesta a tierra en el interior de un cárter lleno de SF₆ con “sistema de presión sellado”.
- ② **Juego de barras:** barras en un mismo plano horizontal, permitiendo futuras extensiones de centros y uniones con celdas existentes.
- ③ **Conexión:** accesibilidad por la parte frontal sobre los bornes inferiores de conexión del interruptor y seccionador de puesta a tierra (celda IM) o en los bornes de conexión de las bases portafusibles inferiores (celdas PM, QM). Este compartimento está igualmente equipado de un seccionador de puesta a tierra que pone a tierra la parte inferior de los fusibles en las celdas de protección con fusibles (PM y QM).
- ④ **Mandos:** contiene los mecanismos que permiten maniobrar el interruptor y el seccionador de puesta a tierra, el indicador de posición mecánica (corte plenamente aparente) y el bloque de lámparas de presencia de tensión. En opción, el mando puede ser motorizado y equipado con distintos accesorios (bobinas, contactos auxiliares).
- ⑤ **Baja Tensión:** permite la instalación de un regletero de bornas (opción motorización), de fusibles BT y de relés de poco volumen.
En opción, si se necesita más espacio, se puede añadir un cajón BT superior.

Fuente: Schneider Electric

4.4.3 Cálculo de las protecciones eléctricas

Las protecciones se seleccionaran de acuerdo a lo estipulado en la NTC 2050 sección 450, el RETIE y otras normas reglamentadas vigentes que se mencionan durante la selección.

Actualmente, los transformadores instalados en la subestación tienen como protección del lado de media tensión (13,2 kV) cajas cortacircuitos instaladas en cámara apaga chispas tipo exterior lo cual genera riesgo eléctrico para el personal que ingrese al interior de la subestación, tanto en el evento de falla como en maniobras de mantenimiento y operación. Se reemplazaran las cajas cortacircuitos por la celda QM descrita anteriormente.

Los fusibles limitadores deben ajustarse de acuerdo a la capacidad del transformador y el interruptor termomagnético del lado de baja tensión.

Según lo establecido por la NTC 2050, en el artículo 450-3, para una impedancia nominal del transformador de hasta el 6%, el ajuste de las protecciones se debe realizar de la siguiente manera:

Tabla 18. Parámetros de ajuste de las Protecciones Eléctricas

Protección	Primario > 600 V	Secundario hasta 600 V
Ajuste interruptor automático	600%	125%
Corriente Nominal fusible	300%	125%

Fuente: NTC 2050

PROTECCIONES TRANSFORMADOR 200 kVA

Para el transformador de 200 kVA, se tiene como corriente nominal primaria y secundaria:

$$I_{\text{PrimarioNominal}} = \frac{S_{\text{Nominal}}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{200 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV}} = 8,75 \text{ A}$$

$$I_{\text{SecundarioNominal}} = \frac{S_{\text{Nominal}}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{200 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0,208 \text{ kV}} = 555,14 \text{ A}$$

Protección Primaria Transformador 200 kVA: Siguiendo los valores dados en la Tabla 18, de acuerdo con lo estipulado en la NTC 2050, se calculan los fusibles a utilizar en la celda QM1 como protección primaria

$$I_{\text{Fusible}} = 3 \cdot I_{\text{Primario Nominal}} = 3 \times 8,75 = 26,25 \text{ A}$$

Según lo establecido por la NTC 2050, en el numeral 450-3, cuando la corriente nominal de un fusible o interruptor automático no corresponda con los valores estándares, se permite aplicar el valor inmediatamente superior.

De acuerdo a lo anterior, se seleccionan fusibles de 30 A, Tipo HH, 17 kV para la protección primaria de la Celda QM1.

Protección Secundaria Transformador 200 kVA: Siguiendo los valores dados en la Tabla 18, de acuerdo con lo estipulado en la NTC 2050, se calcula el interruptor principal de protección del secundario

$$I_{\text{Interruptor Automatico Secundario}} = 1,25 \cdot I_{\text{Secundario Nominal}} = 1,25 \times 555,14 = 693,9 \text{ A}$$

Para la protección secundaria se selecciona un interruptor automático regulable de 640 a 800 A, ajustado en 690 amperios.

PROTECCIONES TRANSFORMADOR 75 kVA

Para el transformador de 75 kVA, se tiene como corriente nominal primaria y secundaria:

$$I_{\text{PrimarioNominal}} = \frac{S_{\text{Nominal}}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{75 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV}} = 3,28 \text{ A}$$

$$I_{\text{SecundarioNominal}} = \frac{S_{\text{Nominal}}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{75 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0,208 \text{ kV}} = 208,18 \text{ A}$$

Protección Primaria Transformador 75 kVA: Siguiendo los valores dados en la Tabla 18, de acuerdo a lo estipulado en la NTC 2050, se calculan los fusibles a utilizar en la celda QM2 como protección primaria

$$I_{Fusible} = 3 \cdot I_{Nominal\ Primario} = 3 \times 3,28 = 9,84\ A$$

Se seleccionan fusibles de 10 A, Tipo HH, 17 kV para la protección primaria de la Celda QM2.

Protección Secundaria Transformador 75 kVA: Siguiendo los valores dados en la Tabla 18, de acuerdo con lo estipulado en la NTC 2050, se calcula el interruptor principal de protección del secundario

$$I_{Interruptor\ Automatico\ Secundario} = 1,25 \cdot I_{Secundario\ Nominal} = 1,25 \times 208,18 = 260,23\ A$$

Para la Protección secundaria se selecciona un interruptor automático regulable de 256 a 320 A, ajustado en 260 A

Tabla 19. Valores calculados y seleccionados para las protecciones de los transformadores

PROTECCIÓN PRIMARIA	TRANSFORMADOR 200 kVA		TRANSFORMADOR 75 kVA	
	Calculado	Seleccionado	Calculado	Seleccionado
Corriente Nominal Fusible	26,25 A	30 A	9,84 A	10 A
PROTECCIÓN SECUNDARIA	TRANSFORMADOR 200 kVA		TRANSFORMADOR 75 kVA	
	Calculado	Seleccionado	Calculado	Seleccionado
Ajuste interruptor automático	693,9 A	Regulable (640-800) A ajustado en 690 A	260,23 A	Regulable (256-320) A ajustado en 260 A

Fuente: Autores

4.4.4 Cálculo de la Caja de Paso de Media Tensión

La caja de paso de Media Tensión (MT) se encuentra ubicada frente al cuarto de control de la subestación tal como se indica en planos SE-ADM I- 05 DE 06 y SE-ADM I- 06 DE 06 .

Se calculan sus dimensiones teniendo en cuenta el paso de la acometida subterránea en MT, la cual consta de un (1) conductor por fase XLPE MV - 90 15 kV No. 2 AWG en Cu en ducto de PVC Φ 4". En total tres (3) conductores distribuidos en tres (3) ductos de 4" cada uno, más un (1) ducto de reserva.

La caja debe cumplir los requisitos específicos de la sección 370-71 de la NTC 2050 página 304 y se calcula con base en esta.

Consideraciones de diseño

- El diámetro exterior sobre la chaqueta del conductor XLPE MV - 90 15 kV No. 2 AWG en Cu con aislamiento al 100 % tomado del catalogo de la empresa Centelsa es 23,4 mm.

Por tanto el diámetro del ducto de PVC rígido tipo A se obtiene mediante la expresión:

$$dt \geq 1,58 \times dc \times \sqrt{n}$$

Donde,

dt = diámetro del ducto

dc = diámetro del conductor

n = número de conductores en el ducto

$$dt \geq 1,58 \times 23,4 \times \sqrt{3} = 64,037 \text{ mm} = 2,5212 \text{ ''}$$

Por tanto, se escoge un ducto de 4" en PVC rígido tipo A debido a que el ducto de 3" sería muy ajustado al valor calculado.

- La distancia entre la entrada de cada cable o conductor a la caja y la pared opuesta de la misma, no debe ser inferior a 36 veces el diámetro exterior sobre el recubrimiento del mayor de los cables o conductores.

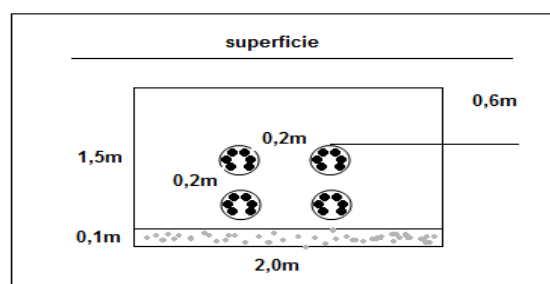
$$L_L = 36 \times d_{cmayor} + 12 \times d_{cmayor} = 36 \times 2,34 + 12 \times 2,34 + 20$$

$$L_L = 132,32 \text{ [cm]}$$

Por tanto se toman como medidas constructivas una caja de paso en MT de 2,0 m x 2,0 m x 1,5 m.

De profundidad se deben dejar 0,1 m de gravilla en el fondo de la caja y los conductores deben estar enterrados a una profundidad de 0,6 m dando cumplimiento a la sección 710 de la NTC 2050 página 829, más 20 cm de separación de los dos ductos de reserva.

Figura 42. Caja de Paso de Media Tensión



Fuente: Autores

4.4.5 Selección de los Conductores

El cálculo y selección de los conductores se realiza teniendo en cuenta la capacidad amperimétrica del conductor y evitando que la caída tensión supere el 3% en la acometida y el 2% en los circuitos ramales, ó el 5% entre el alimentador y los circuitos ramales, tal como se indica en la NTC 2050, SECCIÓN 215 página 50. “Los conductores de alimentadores tal como están definidos en la Sección 100, con un calibre que evite una caída de tensión superior al 3 % en la salida más lejana para potencia, calefacción, alumbrado o cualquier combinación de ellas y en los que la caída máxima de tensión de los circuitos alimentador y ramales hasta la salida más lejana no supere el 5 %, ofrecen una eficiencia de funcionamiento razonable”.

Para la selección de los conductores, se procedió de la siguiente manera: tomando los valores de la corriente de plena carga de cada tramo de la subestación se realiza un primer estimativo del calibre del conductor requerido con base en su capacidad amperimétrica y se selecciona verificando el cumplimiento del porcentaje de regulación permitido por norma.

Para la primera propuesta de Diseño, se tuvo en cuenta, la capacidad amperimétrica requerida para cada uno de los tramos de conductor presentes en la subestación y la caída de tensión obtenida en la hoja de cálculo de Excel cuyos resultados se encuentran descritos en la Tabla 20; se seleccionan los conductores descritos a continuación:

Tramo 1: Acometida Media Tensión (13,2 kV) desde la subestación Biblioteca hasta bornes de la celda GAM en la subestación del edificio de administración I. Ver plano SE-ADM I-02 DE 06.

El dimensionamiento del conductor se realiza en base a la suma de las corrientes nominales de plena carga de cada uno de los transformadores (75 kVA y 200 kVA). Este tramo comprende desde la subestación eléctrica de biblioteca hasta bornes de la celda GAM ubicada en la subestación eléctrica del edificio de administración I.

$$I_{P75kVA} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{75 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV}} = 3,28 \text{ A}$$

$$I_{P200kVA} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{200 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV}} = 8,75 \text{ A}$$

$$I_{Total} = I_{P75kVA} + I_{P200kVA} = 3,28 + 8,75 \text{ A} = 12,03 \text{ A}$$

El mínimo calibre de conductor en cobre permitido para este nivel de tensión según Norma Técnica Colombiana NTC 2050 Tabla 310-5 página 169 es el No. 2 AWG con capacidad amperimétrica de 155 Amperios según Tabla 310-77 NTC 2050 página 197.

Se selecciona el conductor calibre No.2 AWG XLPE MV 90°C 15kV 100% de aislamiento con capacidad de corriente a 75 °C de 155 A, según tabla 310-77 de la NTC 2050 página 197, el cual cumple con capacidad amperimétrica y caída de tensión con un (1) conductor por fase.

La acometida se cableara a través de tres ductos de 4" PVC rígido tipo A reforzado en concreto.

Tramo 2: Acometida Media Tensión desde las celda QM1 de la subestación del edificio de administración I hasta bornes del transformador de 200 kVA. Ver plano SE-ADM I-02 DE 06.

Se toma como valor de referencia para el cálculo del conductor por capacidad amperimétrica la corriente nominal del transformador de 200 kVA por el lado de MT la cuál presenta un valor de 8,75 A. Por tanto el calibre mínimo es el No. 2 AWG en Cu, cumpliendo las especificaciones establecidas por la norma.

Se selecciona el conductor calibre No. 2 AWG XLPE MV 90°C 15kV 100% de aislamiento con capacidad de corriente a 90 °C de 1 55 A, según tabla 310-77 de la NTC 2050 página 197, el cual cumple con capacidad amperimétrica y caída de tensión con uno (1) conductor por fase.

Tramo 3: Acometida Media Tensión desde las celda QM2 de la subestación del edificio de administración I hasta bornes del transformador de 75 kVA. Ver plano SE-ADM I-02 DE 06.

Se toma como valor de referencia para el cálculo del conductor por capacidad amperimétrica la corriente nominal del transformador de 75 kVA por el lado de MT la cuál presenta un valor de 3,28 A. Por tanto el calibre mínimo es el No. 2 AWG en Cu, cumpliendo las especificaciones establecidas por la norma.

Se selecciona el conductor calibre No. 2 AWG XLPE MV 90°C 15kV 100% de aislamiento con capacidad de corriente a 90 °C de 1 55 A, según tabla 310-77 de la NTC 2050 página 197, el cual cumple con capacidad amperimétrica y caída de tensión con uno (1) conductor por fase.

Tramo 4: Acometida desde bornes de BT del transformador de 200 kVA de la subestación del edificio de administración I hasta el barraje del tablero general de baja tensión TR 200 kVA. Ver plano SE-ADM I-02 DE 06.

Se toma como valor de referencia para el cálculo del conductor por capacidad amperimétrica la corriente nominal del transformador de 200 kVA por el lado de BT la cuál presenta un valor de 555,14 A.

Se realiza el cálculo con tres (3) conductores por fase de la capacidad de corriente por conductor:

$$I_{tconductor} = \frac{I_{total}}{n \times f_{\theta} \times f_m} = \frac{555,14 A}{3 \times 1,0 \times 0,7} = 264,35 A$$

n: Número de conductores por fase

f_θ: Factor de corrección por temperatura

f_m: Factor de corrección por número de conductores en la canalización

Los conductores se cablean a través del cárcamo según lo indicado en el plano SE-ADM I-03 DE 06 y se toma un factor de corrección por número de conductores dentro del cárcamo del 70% de la capacidad nominal del conductor a 75 °C estipulada en la tabla 310-16 de la NTC 2050.

Se selecciona el conductor calibre 350 MCM THWN/THHN en Cu con capacidad de corriente a 75 °C de 310 A, según tabla 310-16 de la NTC 2050 página 182, el cual cumple con capacidad amperimétrica y caída de tensión utilizando tres (3) conductores por fase.

Tramo 5: Acometida desde bornes de BT del transformador de 75 kVA de la subestación del edificio de administración I hasta el barraje del tablero general de baja tensión TRF 75 kVA. Ver plano SE-ADM I-02 DE 06.

Se toma como valor de referencia para el cálculo del conductor por capacidad amperimétrica la corriente nominal del transformador de 75 kVA por el lado de BT la cuál presenta un valor de 208,18 A.

Se realiza el cálculo con tres (3) conductores por fase de la capacidad de corriente por conductor:

$$I_{tconductor} = \frac{I_{total}}{n \times f_{\theta} \times f_m} = \frac{208,18 A}{3 \times 1,0 \times 0,7} = 99,133 A$$

n: Número de conductores por fase

f_θ: Factor de corrección por temperatura

f_m: Factor de corrección por número de conductores en ducto

Los conductores se cablean a través del cárcamo según lo indicado en el plano SE-ADM I-03 DE 06 y se toma un factor de corrección por número de conductores dentro del cárcamo del 70% de la capacidad nominal del conductor a 75 °C estipulada en la tabla 310-16 de la NTC 2050.

Se selecciona el conductor calibre 1/0 AWG THWN/THHN en Cu con capacidad de corriente a 75 °C de 150 A, según tabla 310-16 de la NTC 2050 página 182, el cual cumple la capacidad amperimétrica y la caída de tensión utilizando un (3) conductores por fase.

Tramo 6: Barra de cargas esenciales ubicada en el TGBT de cargas esenciales del transformador de 200 kVA hasta la planta eléctrica de emergencia.

$$I_{Planta} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} \times V_L} = \frac{\frac{125 \text{ kW}}{0,8}}{\sqrt{3} \times 0,208 \text{ kV}} = 433,71 \text{ A}$$

Se realiza el cálculo con tres (3) conductores por fase de la capacidad de corriente por conductor:

$$I_{tconductor} = \frac{I_{total}}{n \times f_{\theta} \times f_m} = \frac{433,71 \text{ A}}{3 \times 1,0 \times 0,7} = 206,53 \text{ A}$$

Los conductores se cablean a través del cárcamo según lo indicado en planos.

Se selecciona el conductor calibre 4/0 AWG THWN/THHN en Cu con capacidad de corriente a 75 °C de 230 A, según tabla 310-16 d e la NTC 2050 página 182, el cual cumple capacidad de corriente y caída de tensión con tres (3) conductores por fase.

Tabla 20. Cálculos de Caída de tensión en conductores seleccionados Primera Propuesta.

TRAMO	LONGITUD [m]	# CONDUCTORES POR FASE	CONDUCTOR AWG o MCM Cu	fp	Fcs	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	S [kVA]	KG	Ms	REGULACIÓN	
										S X LONGITUD [kVA.m]	%	Voltios
1	250	1	2	0,9	1	13200	12,03	275,04274	60,8784	68760,68501	0,02402457	3,1712428
2	10	1	2	0,9	1	13200	8,75	200,051868	60,8784	2000,518683	0,00069897	0,0922639
3	12	1	2	0,9	1	13200	3,28	74,9908718	60,8784	899,8904612	0,00031442	0,0415029
4	9	3	350	0,9	1	208	555,14	66,6661275	13,5115	599,9951476	0,1873806	0,3897517
5	12	3	1/0	0,9	1	208	208,18	25,000098	38,592	300,0011765	0,2676046	0,5566176
6	12	3	4/0	0,9	1	208	433,71	52,0837377	20,7374	625,0048528	0,29957876	0,6231238

Fuente: Autores, Hoja de cálculo Archivo anexo Excel REGULACIÓN_CONDUCTORES.

Tabla 21. Resumen de conductores de Fase, Neutro y Tierra seleccionados Primera Propuesta.

TRAMO	LONGITUD [m]	# CONDUCTORES POR FASE	CONDUCTOR AWG o MCM Cu	Aislamiento	Nivel de Tensión	NEUTRO 70% del conductor de fase AWG/MCM Cu	Conductor de puesta a tierra. TABLA 250-95 NTC 2050/AWG Cu
1	250	1	2	XLPE 100%	15 kV	N/A	6
2	10	1	2	XLPE 100%	15 kV	N/A	6
3	12	1	2	XLPE 100%	15 kV	N/A	6
4	9	3	350	THWN/THHN	> 600	3X4/0	1/0
5	12	3	1/0	THWN/THHN	> 600	2X2/0	2
6	12	3	4/0	THWN/THHN	> 600	3X2/0	2

Fuente: Autores.

Tabla 22. Resumen Tramos de Conductores de la Subestación Primera Propuesta.

TRAMO	DESCRIPCIÓN
1	BIBLIOTECA-S/E ADMON I celda GAM
2	Celda QM1-bornes transformador 200 kVA
3	Celda QM2-bornes transformador 75 kVA
4	Borne BT TR 200 kVA - TGBT TR 200 kVA
5	Borne BT TR 75 kVA - TGBT TR 75 kVA
6	Barraje esenciales a planta emergencia

Fuente: Autores

4.4.6 Cargabilidad de los Transformadores

De acuerdo con los resultados del analizador de red y la proyección de demanda futura, se procede a evaluar la cargabilidad a la cual estarán sometidos los transformadores.

Tabla 23. Demanda Máxima de los Transformadores

TABLERO	DEMANDA MÁX kVA
TGBT Transformador 200kVA	152
TGBT Transformador 75kVA	26
Crecimiento de la Demanda Futura 30%	54
TOTAL	232

Fuente: Autores

$$Factor\ de\ Cargabilidad = \frac{D_{max}}{Capacidad\ instalada} = \frac{232\ kVA}{275\ kVA} = 0,84 = 84\ %$$

Por lo cual con el crecimiento de la demanda futura, los transformadores en conjunto se encontrarán con una cargabilidad del 84%

En las siguientes tablas, se muestran los cuadros de distribución de los diferentes circuitos en cada Transformador.

Tabla 24. Descripción del Tablero para el Transformador de 200 kVA

TABLERO ELECTRICO															
Tipo de Tablero:	Instalación:	C. Interrupción [kA]:	Fases:	Proyecto:											
	Autosoportado	20	3	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ADMON I - UIS											
Polos:	Cerramiento NEMA:	Color:	Alimentador Principal:			Instalación:									
18	4	GRIS INDUSTRIAL	Calibre	Aislante	Cnd X fase	Ducto	Entrada	TR_200 kVA							
Voltaje del Tablero [V]:	Corriente de Barras:	Interruptor principal 3P [A]:	350 MCM	THWN/THHN	3	4"	Inferior	Nombre del Tablero:							
220	800	3X250	TGBT_TR200KVA												

Carga Conectada	VA	Conductor			Protecciones			Nº	Nº	Interruptor		Conductor			VA	Carga Conectada
		Cond. por fase	Aislante	Calibre	Tipo	In [A]	In [A]			Tipo	Calibre	Aislante	Cond. por fase			
Carga N° 1: Tablero Planeación	7600	1	THW	4 AWG	Tripolar	3X75	1	2	2X30	TRIPOLAR	10 AWG	THW	1	2700	Carga N° 2: Alumbrado Público	
	3						4							2700		
	5						6							0		
Carga N° 3: Tablero Cargas Esenciales	50800	3	THWN	350 MCM	Tripolar	3X500	7	8	3X100	TRIPOLAR	2 AWG	THW	1	10200	Carga N° 4: Carga General	
	9						10							10200		
	11						12							10200		
RESERVA	0	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	13	14	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	0	RESERVA	
	15						16							0		
	17						18							0		

	VA	A	% POT.
A	71300	554,26	0,34
B	71300	554,26	0,34
C	68600	554,26	0,32
TOTAL	211200	CARGA INSTALADA	

BARRA DE TIERRA
 BARRA DE NEUTRO

Fuente: Autores

Tabla 26. Descripción del Tablero General Transformador 75 kVA

TABLERO ELECTRICO																
Tipo de Tablero:		Instalación:		C. Interrupción [kA]:		Fases:		Proyecto:								
		Autosoportado		20		3		SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ADMON I - UIS								
Polos:		Cerramiento NEMA:		Color:		Alimentador Principal:					Instalación:					
18		4		GRIS INDUSTRIAL		Calibre		Aislante		Cnd X fase	Ducto	Entrada		TR_75 kVA		
Voltaje del Tablero [V]:		Corriente de Barras:		Interrupción principal 3P [A]:		1/0		THWN/THHN		3	4"	Inferior		Nombre del Tablero:		
220		600		3X250										TGBT_TR 75kVA		

Carga Conectada	VA	Conductor			Protecciones		Nº	Nº	Interrupción		Conductor			VA	Carga Conectada
		Cond. por fase	Aislante	Calibre	Tipo	In [A]			In [A]	Tipo	Calibre	Aislante	Cond. por fase		
Carga Nº 1: Carga General	8200	1	THW	4 AWG	Tripolar	3X80	1	2						0	
	8200						3	4	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	0	RESERVA
	8200						5	6						0	
RESERVA	0	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	7	8						0	
	0						9	10	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	0	RESERVA
	0						11	12						0	
RESERVA	0	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	13	14						0	
	0						15	16	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	0	RESERVA
	0						17	18						0	

	VA	A	% POT.
A	8200	64,56	0,33
B	8200	64,56	0,33
C	8200	64,56	0,33
TOTAL	24600	CARGA INSTALADA	

BARRA DE TIERRA
 BARRA DE NEUTRO

Fuente: Autores

4.5 SEGUNDA PROPUESTA

La segunda propuesta, dispone la adquisición de un nuevo transformador trifásico de distribución 13200/220/127 V de 300 kVA aislado en aceite, con cambia tap sin carga.

La presente propuesta se realiza con el objetivo de dejar solo un transformador dentro de la subestación, además de contar con un equipo nuevo, con una mayor vida útil, proyectando la inversión y ampliaciones futuras a largo plazo.

4.5.1 Transformador

Dando cumplimiento a las normas y reglamentos vigentes las características técnicas del transformador deben ser las citadas en el RETIE Artículo 17 numeral 17.10 TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS, 17.10.2 Requisitos de Producto.

Debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Debe tener un dispositivo de puesta tierra para conectar sólidamente el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo.
- b. Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante que tengan cambiador o conmutador de derivación de operación exterior sin tensión, deben tener un aviso: “manióbrese sin tensión” según criterio adoptado de la NTC 1490.
- c. Debe tener un dispositivo de alivio de sobrepresión del líquido refrigerante que actúe automáticamente y se pueda reemplazar con facilidad, el cual debe operar a una presión inferior a la soportada por el tanque.

- d. El transformador debe tener un dispositivo que permita levantarlo o izarlo, el cual debe ser diseñado con un factor de seguridad mínimo de cinco (5). El esfuerzo de trabajo es el máximo desarrollado en los dispositivos del levantamiento por la carga estática del transformador completamente ensamblado, según criterio tomado de la NTC 3609.
- e. El fabricante debe entregar las condiciones mínimas de montaje y de mantenimiento del transformador.
- f. El rotulado debe cumplir con las siguientes características especificadas en RETIE sección 17.10.2 literal (g).
- Marca o razón social del fabricante.
 - Número de serie dado por el fabricante.
 - Año de fabricación.
 - Clase de transformador.
 - Número de fases.
 - Diagrama fasorial.
 - Frecuencia nominal.
 - Potencias nominales, de acuerdo al tipo de refrigeración
 - Tensiones nominales, número de derivaciones.
 - Corrientes nominales.
 - Impedancia de cortocircuito
 - Peso total en kilogramos
 - Grupo de conexión
 - Diagrama de conexiones.

g. La información adicional deberá ser suministrada al usuario en catalogo.

- Pérdidas del transformador a condiciones nominales, valor certificado.
- Corriente de cortocircuito simétrica.
- Duración del cortocircuito simétrico máximo permisible.
- Métodos de refrigeración.
- Clase de aislamiento.
- Líquido aislante.
- Volumen del líquido aislante.
- Nivel básico de aislamiento de cada devanado, BIL.

NÚCLEO: El núcleo del transformador deberá ser de acero al silicio orientado libre de fatiga por envejecimiento, baja pérdida por histéresis y alta permeabilidad magnética invariable con el tiempo. El acero será laminado en frío, en hojas delgadas, debidamente cortadas y pulidas para asegurarse que las laminaciones queden libres de rebanadas y puntas agudas. Cada hoja tendrá un revestimiento aislante resistente a la acción del aceite caliente. No se deben utilizar materiales orgánicos para unir las laminaciones.

DEVANADOS: Las bobinas de los devanados serán construidas en cobre electrolítico, compactas, formadas y aseguradas, teniendo en cuenta las expansiones y contracciones debidas a los cambios de temperatura, con el propósito de evitar raspaduras del aislamiento y suministrar resistencia al movimiento y a las fuerzas magnéticas producidas en condiciones de operación normal. Los terminales deberán estar firmemente sujetos para evitar daños debido a la vibración. El aislamiento de las bobinas deberá ser de clase "A", el barniz sólo será aplicado para protección mecánica y no para mejorar las propiedades dieléctricas.

Se deben instalar las barreras adecuadas entre el devanado de alta y baja tensión, a su vez el transformador debe garantizar los kVA nominales en cualquiera de las posiciones del cambia tap's o derivador de posiciones. Los devanados deberán ser de cobre de alta conductividad eléctrica de secciones de conductor apropiadas para resistir las corrientes nominales y las de corto circuito durante fallas. El neutro del lado de baja tensión de los transformadores debe ser capaz de soportar el 100% de la corriente de carga.

NIVEL DE AISLAMIENTO: Los devanados deberán tener los siguientes niveles de aislamiento a nivel del mar:

Tabla 27. Valores del Nivel de Aislamiento para los transformadores

	MEDIA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
Clase de aislamiento kV	15	0,6
Nivel de aislamiento kV BIL	95	10
Prueba frecuencia industrial kV	36	2,5

Fuente: Tomado de [5]

Las distancias mínimas, en aire o encapsulado, a tierra y en partes vivas, deben estar de acuerdo con lo indicado en la Norma NEMA TR-1.

CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO: Los devanados del transformador en condiciones normales de servicio deberán estar en capacidad de soportar tanto mecánica como térmicamente, una corriente de cortocircuito mínima de 20 kA rms para una tensión de impedancia mínima de 5.75% de acuerdo con la Norma ANSI C 57. 12.10. Para el Transformador de 300 kVA, la Impedancia del Transformador tiene un valor de $U_z\% = 4\%$

Los devanados deberán soportar, dentro de las limitaciones térmicas, la corriente de cortocircuito por lo menos durante cuatro segundos y la temperatura media resultante en éstos no deberá ser mayor de 250°C, Norma ICONTEC 532.

CAMBIADOR DE TOMAS: El transformador deberá ser equipado con un cambiador manual de derivaciones sobre el devanado de media tensión para operación sin carga. El cambiador deberá tener cinco posiciones con dos de éstas por debajo y dos por encima de la tensión nominal. Los pasos de tensión deberán tener un rango de variaciones de 2.5%.

La operación para cambio de posición del cambiador de derivaciones se deberá efectuar por medio de un dispositivo colocado en la parte externa del transformador que a la vez indique la posición. Por lo tanto, para efectuar la operación de conmutación, el transformador no deberá destaparse ni perder su hermeticidad. El dispositivo indicará claramente cada una de las posiciones y la tensión correspondiente.

El conmutador deberá ser construido para operación manual y en vacío. El mecanismo propio de conmutación deberá colocarse internamente dentro del tanque del transformador y sumergido en el aceite.

BUJES TERMINALES: El transformador de distribución deberá tener tres bujes idénticos entre sí en el lado de media tensión, calculados con base en la corriente nominal para 13.2 kV y cuatro bujes en el lado de baja tensión, también calculados con base en la corriente nominal para 208 V.

$$I_{PrimarioNominal} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV}} = 13,122 \text{ A} ,$$

$$I_{\text{SecundarioNominal}} = \frac{S_{\text{Nominal}}}{\sqrt{3} \times V_{SO} \times (1 - U_Z)} = \frac{300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0,223 \times (1 - 0,04) \text{ kV}} = 809,07 \text{ A}$$

S_{Nominal} = Potencia Aparente Nominal del Transformador

V_{LP} = Tensión Nominal del Lado Primario

V_{SO} = Tensión de Servicio en Vacío

$U_{Z\%}$ = Impedancia de equivalente del Transformador = 4%

Todos los bujes deben cumplir con las normas y recomendaciones de IEEE 24.

Los bujes de media tensión deben estar fijos a la tapa y diseñados de tal manera que un aislador roto pueda ser reemplazado con facilidad. Los de baja tensión deben ir fijos al tanque del transformador.

Todos los bujes de media tensión deben ser equipados con terminales tipo pala, estañados, adecuados para hacer conexiones con terminales tipo pala de terminales premoldeados para conductores de cobre o aluminio, cuyos calibres varíen hasta 2/0 AWG.

Los conectores del lado de baja tensión deberán ser tipo pala de acuerdo con la norma NEMA CC-1, 1975.

ACEITE: El transformador debe ser suministrado lleno de aceite. El aceite deberá ser mineral puro, de baja viscosidad, preparado y refinado especialmente para uso en transformadores, libre de humedad, ácidos, álcalis y compuestos sulfurados y de rigidez dieléctrica mínima de 150 kV/cm. No deberá formar depósitos en operación normal y debe cumplir con las normas de ASTM y en especial con las D 117 y D 1040.

El aceite debe cumplir con las normas ASTM D 117 y D 1040 y especialmente con la D 3487 Tipo II de mayor resistencia a la oxidación. El aceite debe ser libre de PCB'S.

Deberá tener un medidor de nivel de aceite instalado en el transformador, además de ser diseñado para trabajar a una temperatura ambiente máxima de 40°C.


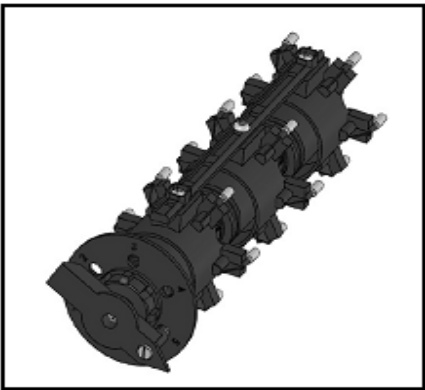
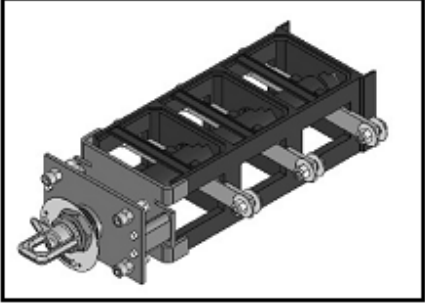
PRUEBAS: Las siguientes pruebas se realizarán en sitio para garantizar el correcto funcionamiento y estado del transformador:

- Medición en relación de transformación.
- Comprobación de la polaridad, grupo de conexión y relación de fase.
- Medida de resistencia de los devanados a temperatura ambiente y a 75°C. Medida de impedancia. Tensión de cortocircuito a corriente nominal en la derivación principal.
- Medida de pérdidas de carga por cortocircuito a temperatura ambiente y a 75°C.
- Medida de corriente y pérdidas en vacío.
- Pruebas de tensión aplicada en los lados de alta y baja tensión.
- Prueba de tensión inducida.

De acuerdo con el catálogo del fabricante, en la Tabla 22 se encuentran los elementos de conexión de media tensión, en la Tabla 23 se encuentran los elementos de conexión de baja tensión y en la Tabla 24 se encuentran los elementos de protección.


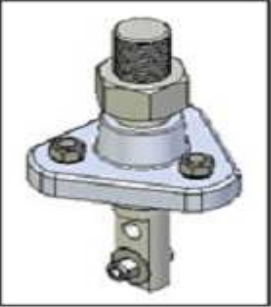
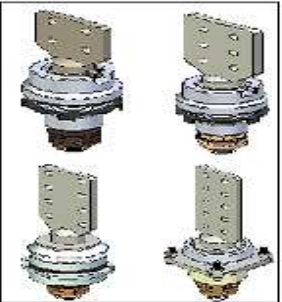
Tabla 28. Elementos de Conexión de Media Tensión del Transformador

ACCESORIOS	NOMBRE	FUNCIÓN	MANIPULACIÓN
	Codo	Es permitir hacer una conexión y al mismo tiempo cumple una función de aislador	No es operado Manualmente
	Buje Inserto sencillo y doble	Es permitir hacer una conexión y al mismo tiempo cumple una función de aislador	No es operado Manualmente
	Buje Pozo	Es permitir hacer una conexión y al mismo tiempo cumple una función de aislador	No es operado Manualmente

	<p>Adaptador de Pantalla</p>	<p>Aterriza el Conductor el cual va conectado a la varilla del adaptador</p>	<p>No es operado Manualmente</p>
	<p>Cambiador de derivaciones (conmutador)</p>	<p>Permite variar la relación de transformación para garantizar que en baja tensión se entregue lo necesitado</p>	<p>Se debe operar únicamente con el transformador desenergizado. Opera cuando no sea entregado en el B.T el voltaje deseado. Cada vez que sea modificada la posición, mida en B.T. que se esté suministrando lo deseado</p>
	<p>Seccionador ON-OFF</p>	<p>Es utilizado para energizar o desenergizar el transformador</p>	<p>Se manipula cuando se necesita desenergizar o energizar el transformador.</p>





Fuente: Magnetrón

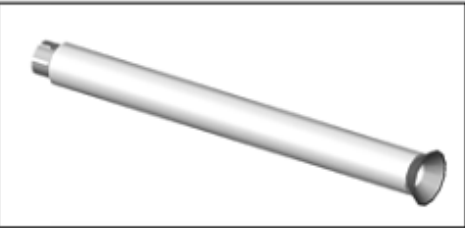



Tabla 29. Elementos de Conexión de Baja Tensión del Transformador





ACCESORIOS	NOMBRE	FUNCIÓN	MANIPULACIÓN
	<p>Aislador de baja tensión tipo ojo</p>	<p>Es utilizado para la conexión en baja tensión de un conductor por fase</p>	<p>No es manipulado manualmente</p>
	<p>Aislador de baja tensión tipo stud</p>	<p>Es utilizado para la conexión en baja tensión de un conductor por fase</p>	<p>No es manipulado manualmente</p>
	<p>Aisladores de baja tensión tipo pala de 4H, 6H, 8H y 10H</p>	<p>Es utilizado para la conexión en baja tensión de varios conductores por fase</p>	<p>No es manipulado manualmente</p>

Fuente: Magnetrón

Tabla 30. Elementos de Protección del Transformador

ACCESORIOS	NOMBRE	FUNCIÓN	MANIPULACIÓN
	Válvula de sobrepresión	Alivia la presión interna del tanque cuando esta rebasa los límites seguros de operación	No se debe operar manualmente
	Bayoneta	Carcasa de la protección en alta tensión del conjunto bayoneta	Es extraído del transformador cuando el fusible interno ha actuado en alguna falla. Se manipula cuando el transformador esté desenergizado.
	Fusible Bay-o-net current sensing	Proteger el equipo de corrientes dañinas y el sistema de distribución de fallas del equipo	Es del tipo reemplazable manualmente
	Fusible Bay-o-net dual sensing	Censa la corriente pero adicionalmente monitorea la temperatura del punto caliente del equipo y limita el calentamiento de este por sobrecargas prolongadas o condiciones ambientales	No es operado manualmente

ACCESORIOS	NOMBRE	FUNCIÓN	MANIPULACIÓN
	Fusible de expulsión	Su función específica es respaldar la operación del interruptor. Actuando como una protección de sobrecorriente aislando el transformador fallado de la red interno en el conjunto bayoneta	No es operado manualmente
	Fusible insolation link	Proteger el equipo contra corrientes que excedan la capacidad del fusible tipo bayoneta. Brinda protección adicional en caso de reemplazar el fusible bayoneta cuando el transformador ha fallado	Es del tipo reemplazable manualmente
	Fusible limitador de corriente	Operan en caso de una falla interna del transformador o altas corrientes en el primario para proteger al sistema de distribución o de alimentación	No es operado manualmente
	Válvula de drenaje	Para obtener muestras de aceite para practicarle pruebas	Se gira la perilla para obtener aceite del transformador

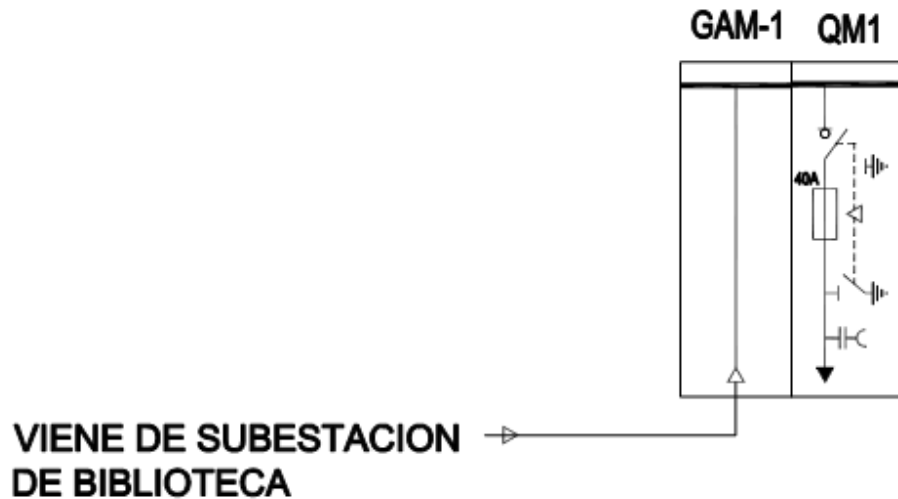
ACCESORIOS	NOMBRE	FUNCIÓN	MANIPULACIÓN
	Pararrayos interno	Estos pararrayos se utilizan sumergidos principalmente para protegerlos contra contaminación atmosférica, daños de animales, vandalismo o ingreso de humedad	No es operado manualmente
	Interruptor Magnex	Es un interruptor de protección de sobre intensidad de dispositivo que protege a los transformadores de distribución de sobrecarga y fallas secundarias	Se manipula cuando el interruptor se dispara y se desea regresar a la posición inicial
	Breaker	Detecta anomalías mediante la interrupción inmediata de la continuidad del flujo eléctrico protege al transformador de sobrecargas o cortocircuitos	De la manija se puede restablecer la operación. También puede ser operada para abrir el circuito en caso de emergencia
	DPS (pararrayos) tipo codo	Se utilizan para proteger los transformadores contra el aumento repentino de la tensión provocada por descargas atmosféricas o swicheos	No es operado manualmente

Fuente: Magnetrón

4.5.2 Celdas Modulares

En esta propuesta, la subestación contará con dos celdas modulares: una celda GAM-1 y una celda QM. La celda GAM-1 corresponde a una celda de remonte y la celda QM corresponde a una celda de protección con seccionador de operación Bajo Carga y bases porta fusibles. En la Figura 44 se puede ver la configuración de las dos celdas.

Figura 43. Configuración de las celdas de la segunda propuesta de diseño



Fuente: Autores

Las características de estas celdas modulares, son las mismas que las expuestas en el apartado 4.4.2 para la primera propuesta de diseño.

4.5.3 Selección y cálculo de las protecciones eléctricas

Para el transformador de 300 kVA, se tiene como corriente nominal primaria y secundaria:

$$I_{\text{PrimarioNominal}} = \frac{S_{\text{Nominal}}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV}} = 13,122 \text{ A} ,$$

$$I_{\text{SecundarioNominal}} = \frac{S_{\text{Nominal}}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0,208 \text{ kV}} = 809,07 \text{ A}$$

Protección Primaria Transformador 300 kVA: Siguiendo los valores dados en la Tabla 19, de acuerdo con lo estipulado en la NTC 2050, se calculan los fusibles a utilizar en la celda QM2 como protección primaria

$$I_{\text{Fusible}} = 3 \cdot I_{\text{Nominal Primario}} = 3 \times 13,122 = 39,37 \text{ A}$$

Se seleccionan fusibles de 40 A, Tipo HH, 17 kV para la protección primaria de la Celda QM.

Protección Secundaria Transformador 300 kVA: Siguiendo los valores dados en la Tabla 19, con acuerdo a lo estipulado en la NTC 2050, se calcula el interruptor principal de protección del secundario

$$I_{\text{Interruptor Automatico Secundario}} = 1,25 \cdot I_{\text{Secundario Nominal}} = 1,25 \times 809,07 = 1011,34 \text{ A}$$

Se selecciona un interruptor automático regulable de 800 a 1000 A, ajustado en 1000 A

Tabla 31. Valores calculados y seleccionados para las protecciones del transformador de 300 kVA

Protección Primaria	Calculado	Seleccionado
Corriente Nominal Fusible	39,37 A	40 A
Protección Secundaria	Calculado	Seleccionado
Ajuste interruptor automático	1011,34 A	Regulable (800-1000) A ajustado en 1000 A

Fuente: Autores

4.5.4 Cálculo de la Caja de Paso de Media Tensión

Para la segunda propuesta de diseño, el cálculo de la Caja de Paso de M.T cumple con lo establecido para la primera propuesta de diseño en el numeral 4.4.4.

4.5.5 Selección de los Conductores

Teniendo en cuenta, la capacidad amperimétrica requerida para cada uno de los tramos de conductor presentes en la subestación y la caída de tensión obtenida en la hoja de cálculo de Excel cuyos resultados se encuentran descritos en la Tabla 32; se seleccionan los conductores descritos a continuación:

Tramo 1: Acometida Media Tensión (13,2 kV) desde la subestación Biblioteca hasta bornes de la celda GAM en la subestación del edificio de administración I. Ver plano SE-ADM I 04 DE 06.

El dimensionamiento del conductor se realiza en base a la corriente nominal de plena carga del transformador de 300 kVA. Este tramo comprende desde la subestación eléctrica de biblioteca hasta bornes de la celda GAM ubicada en la subestación eléctrica del edificio de administración I.

$$I_{PrimarioNominal} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} \times V_{LP}} = \frac{300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV}} = 13,122 \text{ A}$$

El mínimo calibre de conductor en cobre permitido para este nivel de tensión según Norma Técnica Colombiana NTC 2050 Tabla 310-5 página 169 es el No. 2

AWG con capacidad amperimétrica de 155 [A] según Tabla 310-77 NTC 2050 página 197.

Se selecciona el conductor calibre No. 2 AWG XLPE MV 90°C 15kV 100% de aislamiento con capacidad de corriente a 90 °C de 1 55 A, según tabla 310-77 de la NTC 2050 página 197, el cual cumple con capacidad amperimétrica y caída de tensión con un (1) conductor por fase.

La acometida se cableara a través de dos ductos de 4" PVC rígido tipo A reforzado en concreto.

Tramo 2: Acometida Media Tensión desde las celda QM de la subestación del edificio de administración I hasta bornes del transformador de 300 kVA. Ver plano SE-ADM I 04 DE 06.

Se toma como referencia para el cálculo la corriente primaria del transformador calculado en el tramo 1 de 13,122 A.

Se selecciona el conductor calibre No. 2 AWG XLPE MV 90°C 15kV 100% de aislamiento con capacidad de corriente a 90 °C de 1 55 A, según tabla 310-77 de la NTC 2050 página 197, el cual cumple con capacidad amperimétrica y caída de tensión con uno (1) conductores por fase.

Tramo 3: Acometida desde bornes de BT del transformador de 300 kVA de la subestación del edificio de administración I hasta el barraje del tablero general de baja tensión. Ver plano SE-ADM I 04 DE 06.

Se toma como valor de referencia para el cálculo del conductor por capacidad amperimétrica la corriente nominal del transformador de 300 kVA por el lado de BT la cuál presenta un valor de 809,07 A.

Se realiza el cálculo con tres (3) conductores por fase de la capacidad de corriente por conductor:

$$I_{tconductor} = \frac{I_{total}}{n \times f_{\theta} \times f_m} = \frac{809,07A}{3 \times 1,0 \times 0,8} = 337,11A$$

n: Número de conductores por fase

f_θ: Factor de corrección por temperatura

f_m: Factor de corrección por número de conductores en ducto

Los conductores se cablean a través del cárcamo según lo indicado en el plano SE-ADM I-05 DE 06 y se toma un factor de corrección por número de conductores dentro del cárcamo del 80% de la capacidad nominal del conductor a 75 °C estipulada en la tabla 310-16 de la NTC 2050. Este factor se toma un 10% por encima del valor tomado para la primera propuesta debido a que el número de conductores portadores de corriente en el cárcamo por diseño es menor.

Se selecciona el conductor calibre 500 MCM THWN/THHN en Cu con capacidad de corriente a 75 °C de 380 A, según tabla 310-16 de la NTC 2050 página 182, el cual cumple con capacidad amperimétrica y caída de tensión utilizando tres (3) conductores por fase.

Tramo 4: Barra de cargas esenciales ubicada en el TGBT de cargas esenciales hasta la planta eléctrica de emergencia. Ver plano SE-ADM I 04 DE 06.

$$I_{Planta} = \frac{S_{Nominal}}{\sqrt{3} \times V_L} = \frac{\frac{125 \text{ kW}}{0,8}}{\sqrt{3} \times 0,208 \text{ kV}} = 433,71 \text{ A}$$

Se realiza el cálculo con tres (3) conductores por fase de la capacidad de corriente por conductor:

$$I_{tconductor} = \frac{I_{total}}{n \times f_{\theta} \times f_m} = \frac{433,71A}{3 \times 1,0 \times 0,8} = 180,71 A$$

Los conductores se cablean a través del cárcamo según lo indicado en planos. Se selecciona el conductor calibre 4/0 AWG THWN/THHN en Cu con capacidad de corriente a 75 °C de 230 A, según tabla 310-16 de la NTC 2050 página 182, el cual cumple capacidad de corriente y caída de tensión con tres (3) conductores por fase.

Tabla 32. Cálculos de Caída de tensión en conductores seleccionados Segunda Propuesta.

CÁLCULOS DE REGULACIÓN DE LOS CONDUCTORES_2da propuesta												
TRAMO	LONGITUD [m]	# CONDUCTORES POR FASE	CONDUCTOR AWG Cu	fp	Fcs	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	S [kVA]	KG	Ms	REGULACIÓN	
										S X LONGITUD [kVA.m]	%	Voltios
1	250	1	2	0,95	1	13200	13,122	300,0092	60,8784	75002,3033	0,02620535	3,45910623
2	9	1	2	0,95	1	13200	13,122	300,0092	60,8784	2700,082919	0,00094339	0,12452782
3	10	3	500	0,95	1	208	809,7	97,23595	10,3527	972,359467	0,23267719	0,48396855
4	13	3	4/0	0,95	1	208	433,71	52,08374	20,7374	677,0885905	0,32454366	0,67505081

Fuente: Autores, Hoja de cálculo Archivo anexo Excel REGULACIÓN_CONDUCTORES

Tabla 33. Resumen de conductores seleccionados Segunda Propuesta.

TRAMO	LONGITUD [m]	# CONDUCTORES POR FASE	CONDUCTOR AWG o MCM Cu	Aislamiento	Nivel de Tensión	NEUTRO 70% del conductor de fase AWG/MCM Cu	Conductor de puesta a tierra. TABLA 250-95 NTC 2050/AWG Cu
1	250	1	2	XLPE 100%	15 kV	N/A	6
2	9	1	2	XLPE 100%	15 kV	N/A	6
3	10	3	500	THWN/THHN	> 600	3X300	1/0
4	13	3	4/0	THWN/THHN	> 600	3X2/0	1/0

Fuente: Autores.

Tabla 34. Descripción tramos de conductores de la subestación Primera Propuesta.

TRAMO	DESCRIPCIÓN
1	BIBLIOTECA-S/E ADMON I celda GAM
2	Celda QM-bornes Transformador 300 kVA
3	Borne BT TR 300 kVA - TGBT
4	Barraje Esenciales a Planta Emergencia

Fuente: Autores.

4.5.6 Cargabilidad del Transformador

De acuerdo con los resultados del analizador de red y la proyección de demanda futura, se procede a evaluar la cargabilidad a la cual estará sometido el transformador.

Tabla 35. Demanda Máxima de los Transformadores

TRANSFORMADOR	DEMANDA MÁX kVA
Demanda Máxima Actual	178
Crecimiento de la Demanda Futura 30%	54
TOTAL	232

Fuente: Autores

$$Factor\ de\ Cargabilidad = \frac{Dmax}{Capacidad\ instalada} = \frac{232\ kVA}{300\ kVA} = 0,77 = 77\ %$$

Por lo cual contemplando el crecimiento de la demanda futura, el transformador se encontrará con una cargabilidad del 77%

En las siguientes tablas, se muestran los cuadros de distribución de los diferentes circuitos en cada Transformador.

Tabla 36. Descripción del Tablero para el Transformador de 300 kVA

TABLERO ELECTRICO															
Tipo de Tablero:		Instalación:		C. Interrupción [kA]:		Fases:		Proyecto:							
CWC_XXMV		Autosoportado		25		3		SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ADMON I - UIS							
Polos:		Cerramiento NEMA:		Color:		Alimentador Principal:					Instalación:				
30		4		GRIS INDUSTRIAL		Calibre		Aislante		Cnd X fase	Ducto	Entrada		TR_300 kVA	
Voltaje del Tablero [V]:		Corriente de Barras:		Interrupción principal 3P [A]:		500 MCM		THWN/THHN		3	4"	Inferior		Nombre del Tablero:	
220		1500		3X1000										TGBT_TR300kVA	

Carga Conectada	VA	Conductor			Protecciones		Nº	Nº	Interrupción		Conductor			VA	Carga Conectada
		Cond. por fase	Aislante	Calibre	Tipo	In [A]			In [A]	Tipo	Calibre	Aislante	Cond. por fase		
Carga Nº 1: Tablero Planeación	7600	1	THW	4 AWG	Tripolar	3X75	1	2	2X30	TRIPOLAR	10 AWG	THW	1	2700	Carga Nº 2: Alumbrado Público
	3						4	2700							
	5						6	0							
Carga Nº 3: Tablero Cargas Esenciales	50800	3	THWN	350 MCM	Tripolar	3X500	7	8	3X100	TRIPOLAR	2 AWG	THW	1	10200	Carga Nº 4: Carga General
	9						10	10200							
	11						12	10200							
Carga Nº 5: Carga General	8200	1	THW	4 AWG	Tripolar	3X80	13	14	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	0	RESERVA
	15						16	0							
	17						18	0							
RESERVA	0	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	19	20	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	0	RESERVA
	21						22	0							
	23						24	0							
RESERVA	0	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	25	26	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	RESERVA	0	RESERVA
	27						28	0							
	29						30	0							

	VA	A	% POT.
A	79500	618,81	0,34
B	79500	618,81	0,34
C	76800	618,81	0,33
TOTAL	235800	CARGA INSTALADA	

BARRA DE TIERRA
 BARRA DE NEUTRO

Fuente: Autores

4.6 DISEÑO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, en su revisión más reciente a la norma 2050 establece en el artículo 15 del capítulo de Puestas a tierra que toda instalación eléctrica cubierta en dicho reglamento debe disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT), en tal forma que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales máximos permitidos.

En el presente numeral se desarrolla la memoria de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra de la subestación eléctrica del edificio de administración I de la Universidad Industrial de Santander. Se toman en cuenta los valores obtenidos de resistividad del terreno para desarrollar la metodología de cálculo según lo establecido por la norma IEEE 80 2000 y los aspectos normativos citados en el RETIE.

4.6.1 Resistividad del Terreno

En la siguiente tabla, se registraron las medidas de resistividad obtenidas:

Tabla 38. Resistividad del Terreno del Edificio de Administración I

SEPARACION ELECTRODOS (a) [m]	ρ [Ohmios- m]	ρ PROMEDIO [Ohmios-m]	PROFUNDIDAD [m]
2	370,5	395,3	0,3
3	420		0,3

Fuente: Autores

Para modelar la resistividad del terreno existen varias alternativas. El método más sencillo consiste en definir una resistividad uniforme para todo el terreno; sin embargo, existen esquemas que mejoran la precisión del análisis. Para este caso se define una resistividad uniforme promedio del terreno basada en las medidas realizadas de 395,3 [Ohmios-metro].

4.6.2 Corriente Máxima de Falla a Tierra

El valor de la corriente máxima de cortocircuito se obtiene basado en la capacidad del transformador instalado en la subestación y su respectiva impedancia μ_z mediante la siguiente fórmula de cálculo:

$$I_{cc} = 100 \times \frac{I_N}{\mu_{z\%}}$$

Donde,

I_{cc} = Corriente máxima de falla a tierra referida al lado secundario [A]

I_N = Corriente nominal primaria del transformador [A]

$\mu_{z\%}$ = Impedancia característica del transformador [%]

Dadas las dos propuestas planteadas en el diseño de la subestación, ninguna de ellas supera la capacidad instalada de 300 kVA. Por tanto, el presente diseño de la malla de puesta a tierra se realiza para una capacidad instalada de 300 kVA, siendo válida para las dos propuestas planteadas en el diseño.

Referente al lado de MT:

$$I_{cc} = 100 \times \frac{I_{NS}}{\mu_{z\%}} = 100 \times \frac{300}{\frac{\sqrt{3} \times 13,2}{4}} = 328,04 [A]$$

Referente al lado de BT:

$$I_{cc} = 100 \times \frac{I_{NP}}{\mu_{z\%}} = 100 \times \frac{300}{\frac{\sqrt{3} \times 0,208}{4}} = 20,82 [kA]$$

4.6.3 Consideraciones Generales de Cálculo

A continuación se describen los parámetros considerados en el cálculo de la malla de puesta a tierra:

Tensión de Paso: El peso considerado para la persona a proteger es de 70 kg, por tanto según lo establecido por la norma se tiene la siguiente ecuación de cálculo para la tensión de paso permitida:

$$E_{paso70kg} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} [V]$$

$$E_{paso70kg} = (1000 + 6 \times 0,921 \times 10000) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,15}} = 22806,2 [V]$$

Donde,

$E_{paso70kg}$ = Tensión de paso permitida para una persona de 70 kg [V]

C_s = Factor de corrección superficial

ρ_s = resistividad del material utilizado en la superficie del terreno [ohmios x metro]

t_s = Tiempo de duración de la falla [s]

El material del cual será construida la capa en la superficie del terreno es concreto con una resistividad de $\rho_s = 10\ 000$ [ohmios-metro] y un espesor aproximado $h_s = 50$ [cm].

La siguiente ecuación empírica es tomada de la norma IEEE 80 2000 para calcular la constante C_s :

$$C_s = 1 - \frac{0,09(1 - \frac{\rho_s}{\rho_s})}{2h_s + 0,09} = 0,921$$

Tensión de Contacto: La tensión de contacto permitida se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E_{contacto70kg} = (1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} [V]$$

$$E_{\text{contacto}70kg} = (1000 + 1,5 \times 0,921 \times 10000) \times 0,157 / \sqrt{0,15} = 6005,59 [V]$$

Corriente de falla simétrica de la malla:

$$I_g = I_{cc} \times C_p \times S_f \times D_f = 328,04 \times 1 \times 1 \times 1,09 = 357,6 [A]$$

C_p = Factor de proyección

S_f = Factor de dispersión

D_f = Factor de decremento (valor tomado de la tabla 10 página 85 de la IEEE 80 2000)

Cálculo del conductor requerido:

$$A_{mm^2} = \frac{I_g}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{k_o + T_m}{k_o + T_a}\right)}}$$

Donde,

I_g = Corriente de falla simétrica en la malla

TCAP = Factor de capacidad térmica $\left[\frac{J}{cm^3 \cdot ^\circ C}\right]$

t_c = Tiempo de despeje de la falla

α_r = Coeficiente térmico de resistividad a temperatura ambiente

ρ_r = Resistividad del conductor a T_r $\left[\frac{m\Omega}{cm^3}\right]$

k_o = Coeficiente térmico de resistividad a $0^\circ C$

T_m = Aumento máximo de temperatura

T_a = Temperatura ambiente

$$A_{mm^2} = \frac{0,3576}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \times 0,0001}{0,15 \times 0,00381 \times 1,78}\right) \ln\left(\frac{242 + 450}{242 + 25}\right)}} = 0,632 mm^2$$

Dado el valor calculado de $0,632 \text{ mm}^2$ se selecciona un conductor en cobre semiduro desnudo calibre 2/0 AWG con sección transversal de $67,4 \text{ mm}^2$ el mínimo calibre de conductor a tierra por norma. Se adicionan seis (6) varillas copperweld de $\frac{3}{4}$ " x 3 metros distribuidas uniformemente en la malla de puesta a tierra.

Se debe tratar el terreno para disminuir su resistividad a un valor cercano a los 200 [ohmios-metro].

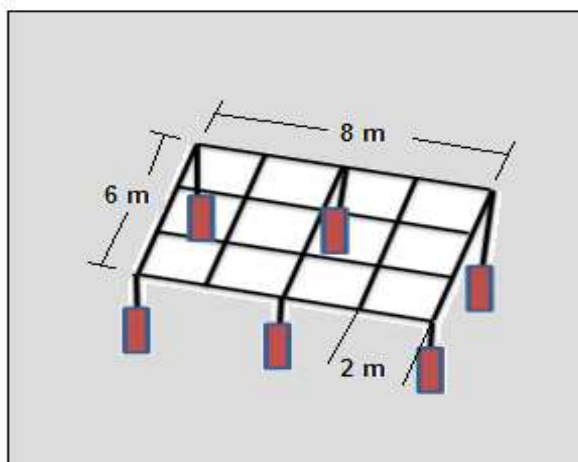
El cálculo de la malla se realiza mediante el uso de la herramienta Matlab. El archivo del programa ejecutado, se adjunta como anexo a las memorias de cálculo.

Tabla 39. Resultados del Diseño de la Malla de Puesta a Tierra

Número de conductores largos	4
Número de conductores cortos	5
Longitud total del conductor requerido para la malla [m]	62
Espaciamiento entre conductores, D [m]	2
Resistencia de la malla R_g [Ohmios]	10,0303
Potencial de malla calculado E_m [V]	1721
Potencial de paso calculado E_s [V]	3315

Fuente: Autores

Figura 44. Esquemático Malla de Puesta a Tierra diseñada



Fuente: Autores

4.7 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Con la finalidad de minimizar el riesgo eléctrico causado por contactos accidentales y arcos eléctricos, las normas y reglamentos vigentes establecen las distancias de seguridad para evitar el contacto con partes energizadas de los sistemas eléctricos.

Para el montaje de los equipos dentro de la subestación, y en casos especiales como el montaje de más de un transformador dentro del mismo sitio se deben tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad y los espacios de trabajo de acuerdo a lo expresado en la NTC 2050 Artículo 710-33 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE Artículo 13° Distancias de Seguridad.

“Todas las distancias de seguridad deberán ser medidas de centro a centro y todos los espacios deberán ser medidos de superficie a superficie. Para la medición de distancias de seguridad, los accesorios metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea. Las bases metálicas de los terminales del cable y los dispositivos similares deberán

ser tomados como parte de la estructura de soporte. La precisión en los elementos de medida no podrá tener error de más o menos 0,5%”⁴ [1]

Las distancias mínimas entre partes energizadas se presentan en la siguiente tabla tomada de la tabla 710-33 de la NTC 2050:

Tabla 40. Distancias mínimas entre partes energizadas

Tensión nominal [kV]	Nivel de impulso básico [kV]		Distancia mínima [cm]			
			Fase - Fase		Fase - Tierra	
	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior
2,4 - 4,16	60	95	11	18	8	15
7,2	75	95	14	18	10	15
13,8	95	110	19	30	13	18
14,4	110	110	23	30	17	18
23	125	150	27	38	19	25
34,5	150	150	32	38	24	25

Fuente: NTC 2050

Las distancias permitidas de aproximación a equipos y dispositivos energizados se deben respetar, y se debe hacer uso adecuado de los elementos de protección personal en cualquier caso que se pueda tener contacto directo con las partes energizadas. La tabla 16 muestra las distancias permitidas según el nivel de tensión en el espacio de trabajo:

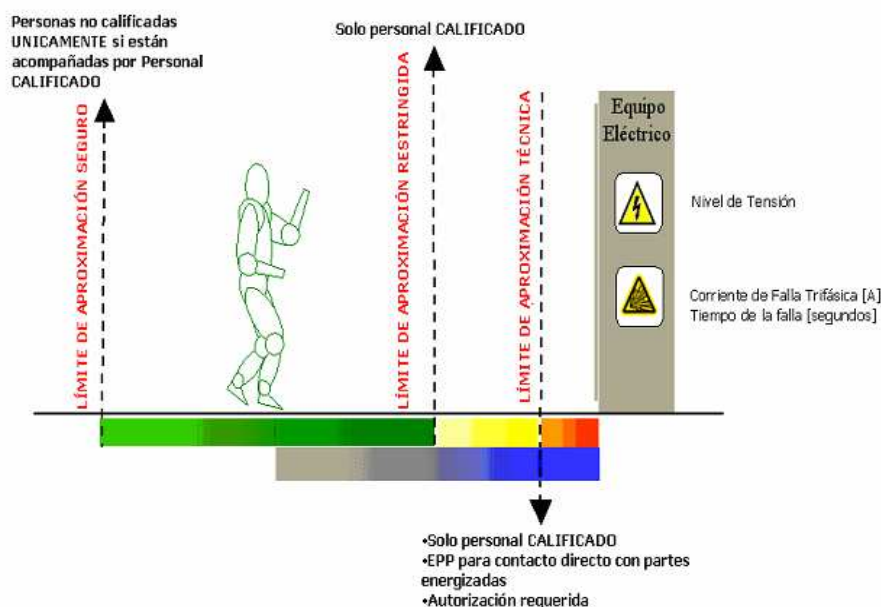
⁴ RETIE. Op. Cit.

Tabla 41. Límites de aproximación a partes energizadas

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
51 V – 300 V	3,00	1,10	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,00	1,10	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,00	1,50	0,66	0,18
15,1 kV – 36 kV	3,00	1,80	0,78	0,25

Fuente: RETIE

Figura 45. Límites de aproximación a equipos energizados



Fuente: RETIE

El sitio de ubicación de la subestación debe mantener y proveer un área suficiente para la colocación de equipos, acceso y área de trabajo, garantizando el desarrollo normal de actividades tales como mantenimiento, ajuste, supervisión y operación dentro del centro de transformación. Para las distancias de espacio libre en el área de trabajo, se deben tener en cuenta las distancias de la tabla 35.

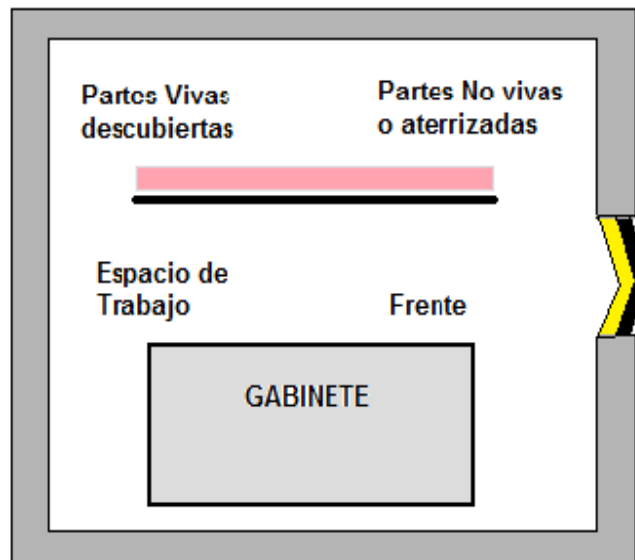
Tabla 42. Distancias mínimas libres del espacio de trabajo

DISTANCIAS MÍNIMAS LIBRES DEL ESPACIO DE TRABAJO	
Tensión Nominal respecto a tierra [kV]	Distancia mínima libre [m]
0 – 0,15	0,90
0,15 – 2,5	1,05 – 1,20
2,5 - 9	1,20 – 1,80
9 - 25	1,80 – 2,75
Superior a 25	2,80 – 3

Fuente: Tomado de [5]

Dentro de los espacios demarcados como áreas de trabajo se pueden presentar dos situaciones características, como por ejemplo la situación con un espacio de trabajo con partes vivas descubiertas y partes no vivas o aterrizadas por un lado y por el otro, partes vivas cubiertas como se observa en la Figura 46.

Figura 46. Ejemplo espacio de trabajo en un subestación encapsulada de MT



Fuente: Autores

Las barras o conductores aislados que trabajen a menos de 300 V se consideran partes no vivas. En los espacios de trabajo frente a los equipos se debe cumplir además de las distancias mínimas establecidas en la tabla 17, para trabajar en partes desenergizadas de equipos encerrados se debe dejar un espacio horizontal como mínimo de 15 cm.

La altura mínima del lugar de ubicación de la subestación será de 2,10 m, sin embargo se debe tener en cuenta el más grande de los equipos a instalar para no tener dificultades en la entrada o salida del mismo en caso de una eventualidad.

Las partes vivas que no protegidas que se encuentren por encima del espacio de trabajo deberán cumplir con las alturas mínimas estipuladas en la siguiente tabla:

Tabla 43. Distancias mínimas de las partes vivas por encima del espacio de trabajo

Tensión nominal entre fases [V]	Altura [m]
601 – 7 500	2,60
7 505 – 35 000	2,75
Mayor de 35 000	2,75+0,01 m por cada kV por encima de los 35 kV

Fuente: Tomado de [5]

4.8 CARACTERÍSTICAS DE LA BÓVEDA

La bóveda en lo posible, se debe ubicar en un lugar de fácil acceso desde el exterior con el fin de facilitar el mantenimiento, revisión e inspección así como la movilización de los diferentes equipos. Otra de las razones que quede lo más cerca posible al exterior de la edificación, es la de minimizar la construcción de canalizaciones de redes de media tensión dentro de la edificación. El recorrido de esta canalización debe ser lo más recta posible.

4.8.1 Iluminación

El cuarto deberá disponer de alumbrado eléctrico con el nivel de iluminancia de 300 luxes sobre el piso (se recomienda utilizar bombillas fluorescentes). El control del alumbrado se debe localizar exterior al local cerca a la puerta de acceso, o interior en un sitio cercano a la puerta cuando el local da a la calle.

4.8.2 Acceso y Espacios de Trabajo

El acceso a la bóveda debe tener un ancho mínimo de 2 000 mm para permitir la entrada o salida de equipos o celdas. Se instalarán puertas de mayor tamaño cuando los equipos superen ésta medida.

En lo posible se debe dejar la puerta de la subestación enfrentada a la celda del transformador, dejando una distancia libre mínima de 1 500 mm desde el frente de la celda del transformador al primer obstáculo. Si lo anterior no es posible, se debe dejar una distancia libre mínima de 1,90 m al frente de la celda del transformador.

4.8.3 Paredes, Techos y Pisos

Las paredes y techos de las bóvedas deben ser construidos en materiales que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de uso y que tengan una resistencia mínima al fuego de tres (3) horas.

Una construcción típica de resistencia al fuego durante 3 horas es una pared o placa de concreto reforzada de 6 pulgadas (15,2 cm) de espesor o un muro construido en ladrillo recocido instalado en tabique de 20 cm de ancho. El piso debe ser de hormigón, con un espesor mínimo de 10 cm cuando la bóveda se construya directamente en contacto con el terreno.

Los transformadores aislados en aceite deben tener foso y brocal en el umbral de la puerta del local para confinar el líquido dieléctrico y evitar que se transmita a otras áreas. En ningún caso la altura del umbral debe ser menor a 0,10 m.

4.8.4 Puerta Cortafuego

La puerta deberá ser de tipo oscilante de dos hojas, con un grado mínimo de resistencia al fuego de tres horas, con las características indicadas en la norma NFPA-80 y con las pruebas especificadas en las normas UL 10 B y ASTM E 152. Los materiales que la componen se enuncian a continuación

LÁMINA: Se utiliza acero de calidad comercial, recubierto con una aleación de zinc-hierro mediante el proceso de baño en caliente, conforme a las normas ASTM A653/A653M-95 ZF100 (A40), ASTM A755/A755M-95, ASTM A924/A924M-95, conocido comercialmente como acero galvanizado satinado o pulido.

La puerta debe estar fabricada en lámina galvanizada calibre 14 BWG de espesor 2 mm, al igual que la puerta el marco debe ser resistente al fuego por tres horas y fabricada en laminada galvanizada calibre 14 BWG (2 mm). Es de indicar que otros espesores pueden ser utilizados siempre y cuando se garantice el diseño y comportamiento ante el fuego, de la puerta y sus componentes.

AISLANTE TÉRMICO: No son indicados ni se aceptan aislamientos tales como fibras de asbesto y otros, que presenten un efecto nocivo al organismo y al medio ambiente.

PANEL DE VISIÓN: El panel de visión debe tener dimensiones iguales o superiores a 20 x 20 cm, con resistencia al fuego mínimo de tres (3) horas y con

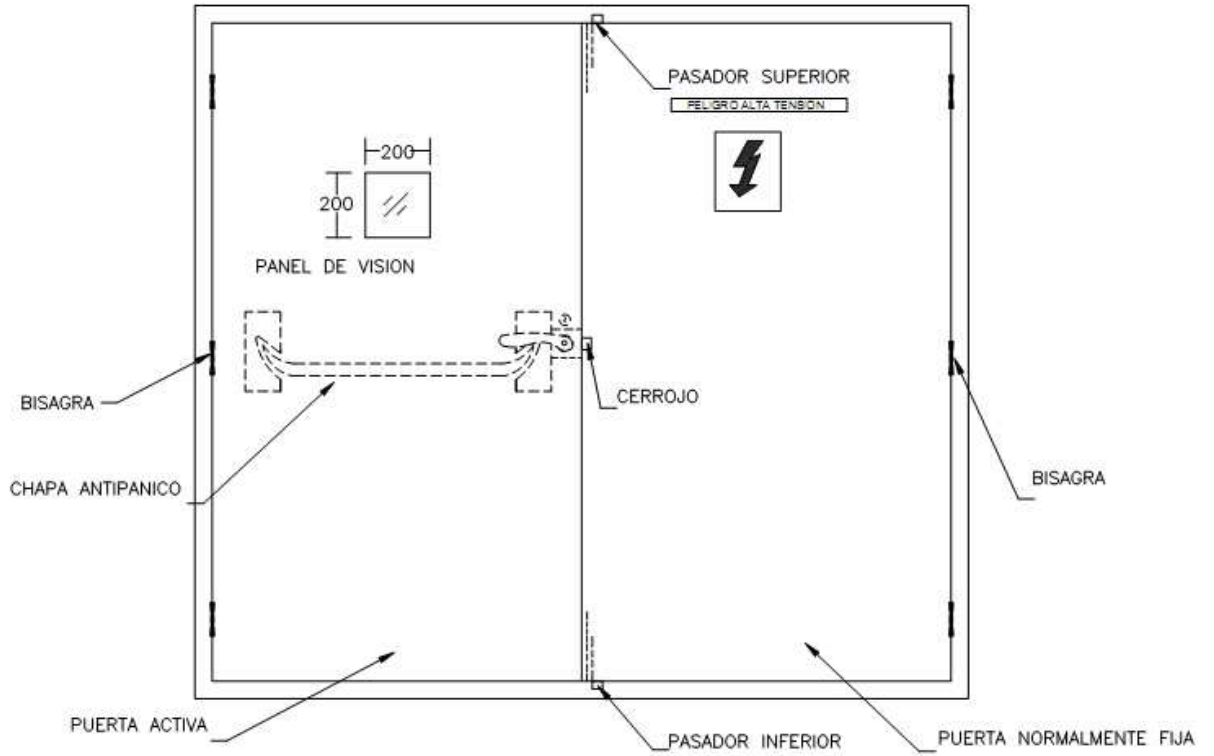
aislamiento térmico que garantice las características dadas en la Norma NFPA – 80.

CERRADURA ANTIPÁNICO: Se debe garantizar que la chapa de la puerta no afecte las características y el buen funcionamiento de la misma. La chapa será de fácil y rápida apertura y sólo se permitirá el acceso a personal autorizado. La chapa abrirá desde dentro tan sólo con la aplicación de presión, aún cuando se encuentre asegurada con llave desde fuera. El mecanismo consta de una barra horizontal situada sobre la hoja normalmente activa de la puerta, que abarca al menos, la mitad de la anchura de la hoja. La barra debe estar situada a una altura comprendida entre 0,75 y 1,15 m. Esta barra, al ser empujada, abre un pestillo o hace girar una falleba, abriendo la puerta. La fuerza necesaria para abrir la puerta no debe ser superior a 67 N (15 lbf).

Se exige la utilización de las chapas de seguridad antipánico por que puede darse el caso de ocurrir un accidente donde el trabajador que se encuentre en el interior del local pierda el uso de las manos para girar una perilla normal.

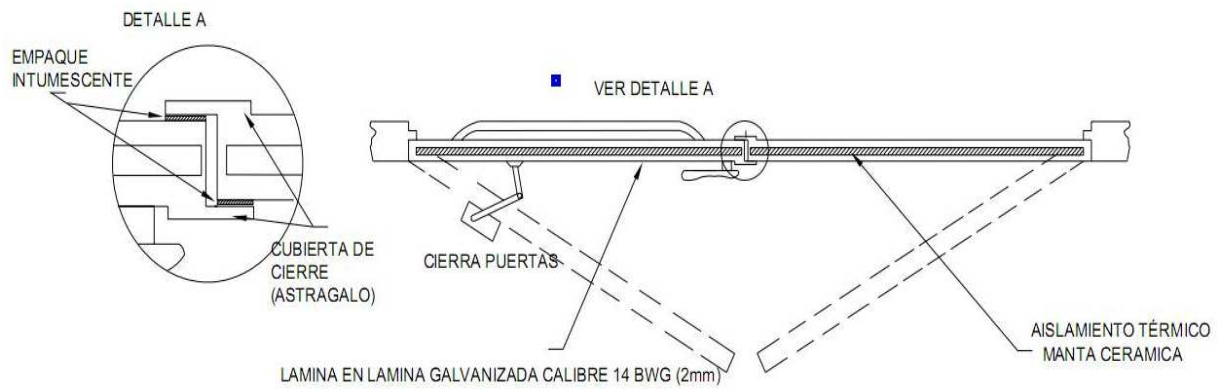
La cerradura debe cumplir norma ANSI/BHMA A156.3-2001, grado 3, o su equivalente y ser resistente al fuego garantizando el cierre del conjunto (puerta activa y puerta pasiva), durante el periodo de exposición.

Figura 47. Vista Frontal Puerta Cortafuego



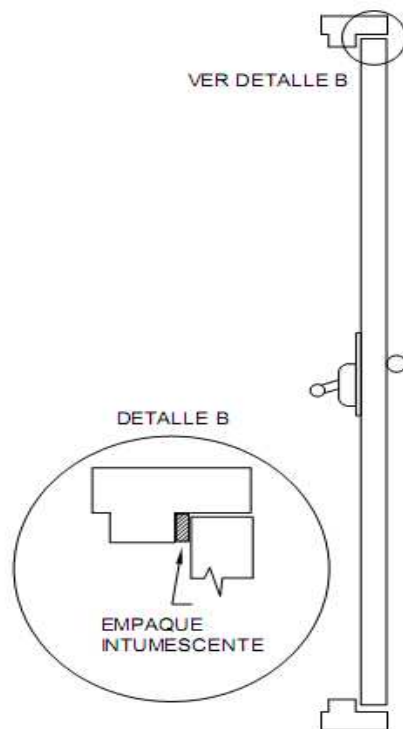
Fuente: Codensa

Figura 48. Vista Superior Puerta Cortafuego



Fuente: Codensa

Figura 49. Vista Lateral Puerta Cortafuego



Fuente: Codensa

4.8.5 Ventilación

En lo posible, la ubicación de las aberturas de ventilación estarán ubicadas lo más lejos posible de puertas, salidas de incendio o escape y de material combustible.

Para el tamaño, cuando la ventilación es por circulación natural de aire precedente del exterior, el área neta total de todas las aberturas de ventilación, restando el área ocupada por persianas, rejillas o pantallas, no debe ser menor a 1936 mm^2 por kVA de los transformadores en servicio, de acuerdo con el numeral 450-45 de la NTC 2050. Para el cálculo del área total a ocupar por la ventilación se procedió de la siguiente forma:

- Propuesta Transformadores de 200 y 75 kVA

$$\text{Area de Ventilación} = 1936 \frac{\text{mm}^2}{\text{kVA}} \times 275 \text{ kVA} = 532\,400 \text{ mm}^2 = 0,5324 \text{ m}^2$$

Se necesita que el área destinada para la ventilación en esta propuesta sea superior a 0,5324 m²

- Propuesta Transformador de 300 kVA

$$\text{Area de Ventilación} = 1936 \frac{\text{mm}^2}{\text{kVA}} \times 300 \text{ kVA} = 580\,800 \text{ mm}^2 = 0,5808 \text{ m}^2$$

Se necesita que el área destinada para la ventilación en esta propuesta sea superior a 0,5808 m²

De acuerdo con los resultados obtenidos anteriormente, para la ventilación de la subestación se eligen dos dampers ubicados en la parte superior a cada lado de la puerta cortafuegos con dimensiones de 0,55 m x 0,55 m, de forma que:

$$\text{Area de Ventilación diseñada} = 2 \times 0,55^2 = 2 \times 0,3025 = 0,625 \text{ m}^2$$

De acuerdo a lo anterior, el área contemplada cumple los requerimientos de la Norma.

En la ventilación se debe prever el ingreso de aire limpio y seco, libres de vapor químico, polvos y humos, por lo que se debe considerar la utilización de filtros para casos de contaminación.

Si las aberturas de ventilación dan al interior de la edificación, adicional a la ventilación del transformador, deberá diseñarse un ducto o chimenea de dimensiones apropiadas, que permita una adecuada evacuación de humo y gases

en caso de un incendio. Los ductos de ventilación estarán contruidos de material resistente al fuego.

4.8.6 Compuertas de Fuego

Todas las aberturas de ventilación que den al interior deben estar dotadas de compuertas de cierre automático "Dampers", que operen en respuesta a la detección de calor que pueda generar un incendio al interior de la bóveda del transformador, bloqueando las aberturas y previniendo así la dispersión del fuego a una zona de incendio. Dichas compuertas deben tener una resistencia al fuego no menor a 1,5 horas.

Las compuertas de fuego están destinadas para cerrar automáticamente con la detección de calor por medio del uso de un fusible u otro dispositivo de respuesta al calor, por lo que se deberá prestar especial atención al mecanismo de cierre de la compuerta, de tal forma que se minimice el riesgo de que actúe por sí sola en un caso en el cual no exista fuego en la bóveda, ya que una actuación incorrecta impediría la adecuada ventilación al transformador y podría incluso aumentar los riesgos de incendio en la bóveda.

El accionamiento de la compuerta no dependerá de un actuador neumático o eléctrico. La compuerta deberá cerrar por sí sola sin la intervención de ningún mecanismo externo, en respuesta a un fuego en el interior de la bóveda que sobrepase la temperatura nominal del fusible

4.8.7 Pasamuros

Para las entradas y salidas de cables a la bóveda de transformador o en otros sitios donde se necesite impedir el paso del fuego a otras áreas, se utilizarán Barreras Contra Fuego en los muros, pisos y techos.

Las Barreras contra fuego son sistemas mecánicos de sellos, resistentes al fuego durante 3 horas y además son herméticos al humo y a los gases tóxicos.

Existen Barreras contra fuego fijas o desmontables, estas últimas son reutilizables cuando se cambian los cables de la instalación. Los sellos podrán ser del tipo intumesciente que se expanda con la aplicación del calor, pero no deben contener ingredientes tóxicos conocidos, halógeno, asbestos ni formaldehidos.

Las barreras contra fuego se componen de: un aislamiento térmico, un sello y un espacio donde se instalan los elementos anteriores. Los aislamientos térmicos pueden ser de mantas cerámicas y lana mineral Los sellos pueden ser de masillas o cementos maleables

En el caso de las Barreras contra fuego desmontables se pueden utilizar sistemas que involucren lana mineral y masilla moldeable y para el caso rígido, se puede utilizar lana mineral y una silicona intumesciente o combinación de mantas cerámicas y sellos en cemento indelebles que soporten altas temperaturas. También se aceptan materiales con similares características.

La masilla moldeable se fabrica de un elastómero sintético con la propiedad de la intumescencia y es fácilmente moldeable a mano, no tiene ningún secado y se mantiene en una textura moldeable permitiendo que en un futuro se pueda remover y volverse a aplicar en la instalación.

La silicona es un látex elastomérico sintético de alta calidad a base de agua con una excelente adhesión a todos los substratos utilizados en la construcción. Posee un secado rápido y tiene propiedades intumescentes. Todos estos productos deben estar instalados según sistemas UL.

Para las aplicaciones en pared (pases en pared) la lana mineral y la silicona o masilla intumescente se deben instalar en ambos lados de la pared. Para el caso de las aplicaciones en piso (pases en piso) sólo se instala desde la parte superior.

Los materiales utilizados como barreras contra fuego se instalan en los ductos de paso o en marcos metálicos soldados o pernados instalados en muros de concreto o ladrillo. El marco puede ser de acero inoxidable, galvanizado y su forma puede ser cuadrada, rectangular o redonda. Las barreras contra fuego deben soportar el fuego durante 3 horas.

En la sección 300-21 “Propagación de fuego o de productos de combustión”, de la NTC 2050, establece que las aberturas alrededor de las perforaciones eléctricas a través de techos, pisos y paredes resistentes al fuego serán del tipo que elimine o detenga el fuego, usando métodos aprobados para mantener la clasificación de capacidad de resistencia al fuego, además que impida la propagación del fuego, los productos originados por la combustión y del calor a través de los conductores.

Las disposiciones típicas de los pasamuros son: un ducto, dos ductos, cuatro y más ductos dependiendo del número y calibres de los cables. Normalmente se usan ductos de 3”, 4” y 6”.

4.9 TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

La transferencia automática se realiza mediante el uso de contactores ubicados dentro de un lazo de control, los cuales en su conjunto conforman la celda de transferencia automática. Se utilizará una celda de transferencia de 500 A.

La celda de transferencia permite:

- Sensar el voltaje o tensión de suministro para que dado un caso de falla por alto o bajo voltaje desconecte el sistema de la red eléctrica.
- Enviar la señal al arrancador de la planta de emergencia para encenderla.
- Conectar la red eléctrica suministrada por la planta de emergencia una vez el generador se encuentre funcionando correctamente.
- Retornar de nuevo al suministro normal de la red eléctrica una vez se restablezca el servicio.
- Permite el enfriamiento de la planta mediante un tiempo de trabajo en vacío para su posterior apagado.

Figura 50. Celda de Transferencia Automática



Fuente: Autores

La transferencia está diseñada para poder ser operada tanto automáticamente como en forma manual. Esto con el fin de mantener el suministro de energía a la carga en caso de mantenimiento o falla del circuito de control.

4.9.1 Celda o Gabinete

La Transferencia se encuentra en un gabinete NEMA 1 de uso general, fabricado en lámina de acero estirado en frío y pintado con pintura anticorrosiva y esmalte al horno de color gris claro.

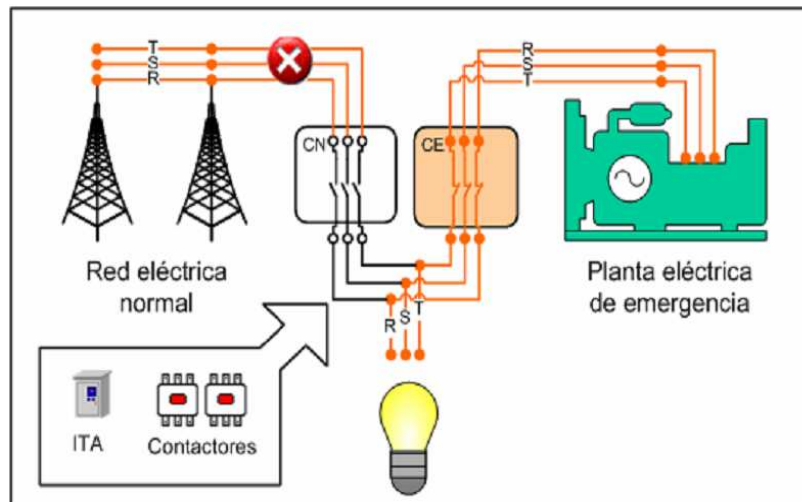
Dentro del gabinete se encuentran los componentes eléctricos de fuerza y en la tapa los componentes electrónicos de control.

4.9.2 Barraje

El equipo se construye utilizando en su barraje cobre electrolítico de alta pureza y conductividad. Se usan densidades de 1200 amperios por pulgada cuadrada (1.8 amperios por mm²).

Las barras van montadas sobre aisladores de resina epóxica y su configuración garantiza resistencia mecánica para soportar esfuerzos de corto circuito mínimo de 30 KA. El barraje tiene aislamiento de 600 V dado que la transferencia se realiza por el lado de baja tensión 220/127 V.

Figura 51. Esquema Transferencia Automática



Fuente: Fabricante

4.9.3 Señalización y Controles

La transferencia se tiene su respectiva que indica:

- CN cerrado y CE cerrado
- Opera la planta
- Voltaje alto emergencia
- Voltaje bajo emergencia
- Voltaje alto normal
- Falta o inversión de fase
- Voltaje bajo normal
- Prueba

Temporizaciones con ajuste continuo:

- 0-30 segundos normal a emergencia
- 0-30 segundos emergencia a normal

Controles

- Interruptor de modo de control: Manual y automático.
- Interruptor de selección de suministro: Normal, Apagado, emergencia.

Control electrónico ITAC

- Modo de operación: Automático - prueba
- Modo de funcionamiento: Trifásico - monofásico

El circuito de control está protegido contra cortocircuito por medio de interruptores termo magnéticos (monopolares).

4.9.4 Funcionamiento

Dado el evento, que el suministro normal de energía eléctrica proveniente de la red se vea interrumpido, o en su defecto exista un nivel alto de tensión o bajo de tensión (Rango de ajuste de tensión $\pm 30\%$), actuara la transferencia automática, la cual alimentara únicamente la barra de cargas esenciales especificada en el diagrama unifilar de la subestación.

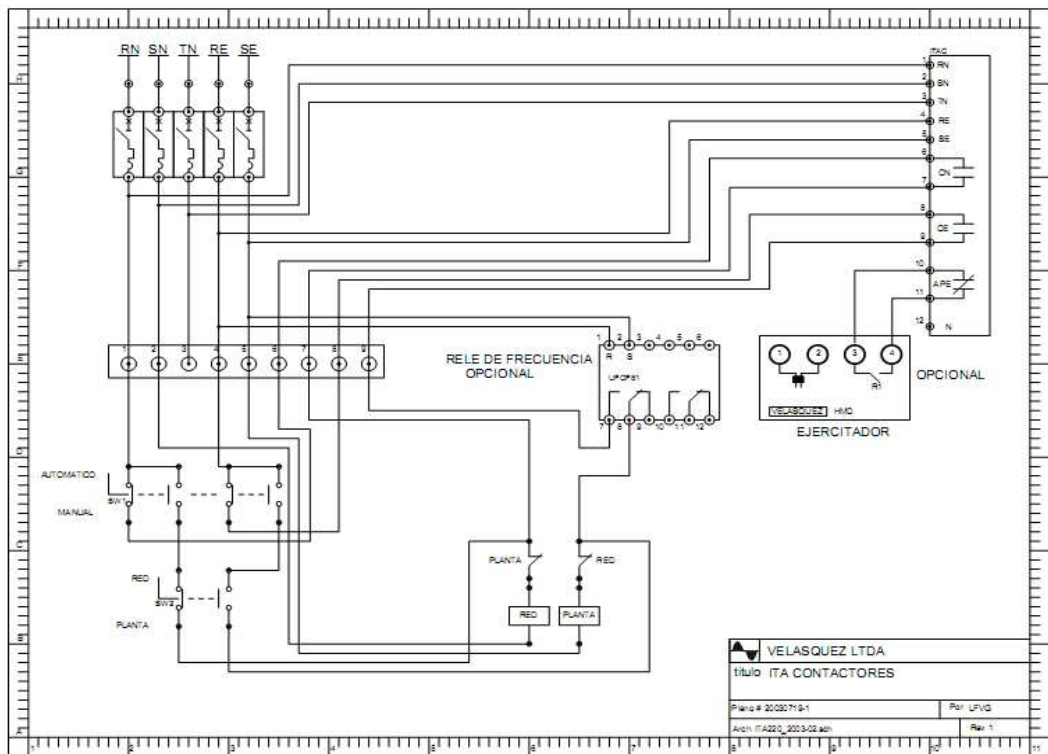
Por consiguiente, se debe tener en cuenta la capacidad del generador de emergencia en el momento de anexar cargas a la barra de esenciales.

La celda de transferencia cuenta con enclavamientos de tipo eléctrico y mecánico que evitan que la red de suministro normal y el generador alimenten la carga al mismo tiempo (Paralelo) ya que dicha celda no cuenta con relé de sincronización.

Una vez el sistema de control ITAC reciba las señales de suministro en estado normal intentara restablecer el servicio, esperando un tiempo prudencial para el enfriamiento del generador.

En la siguiente Figura se observa el plano de control de la transferencia automática.

Figura 52. Plano de Control de la Transferencia Automática



Fuente: Fabricante

Alimentación

Se toman cinco (5) señales, tres (3) de cada una de las fases del suministro normal RN, SN, TN y dos (2) de las fases del suministro de emergencia RE y SE;

las cuales van cada una a un elemento de protección termomagnético (minibreaker).

De las salidas de los elementos de protección van a los puntos 1, 2, 3, 4, y 5 de la regleta de conexión. Del barraje de normal salen los cables RN, SN y TN. Del barraje de emergencia salen los cables RE y SE. El neutro, el cual debe ser común, también se lleva a la regleta si se desea y si se va a utilizar en la alimentación de las bobinas de los contactores o de otro dispositivo que se utilice.

De la regleta salen a alimentar el control de transferencia ITAC. De la alimentación de la fase R de normal se llega al interruptor SW1, este interruptor tiene dos posiciones que permiten seleccionar el modo de operación entre Automático o Manual.

4.9.5 Operación en Automático

Para esta operación se debe llevar el selector de la celda a la posición automático. En este modo de operación el camino de la señal es: de la regleta punto 1 al conmutador SW1 que se debe encontrar normalmente cerrado en esta posición del selector (Automático), a la regleta punto 6 al control ITAC, contacto CN, (si CN está cerrado el suministro de normal esta bien) del control ITAC punto 7 a la regleta punto 7, de punto 7 de la regleta al punto 21 de contactor de emergencia, contacto de enclavamiento eléctrico (normal cerrado) y finalmente a la bobina del contactor de red NORMAL, entrando por el punto A1 y saliendo por el punto A2 a cerrar circuito con el punto 2. En paralelo con la bobina opcionalmente se puede colocar una luz piloto para señalización.

Cuando el suministro normal de energía presenta falla se envía la señal de arranque al generador, una vez el generador se encuentre listo para recibir la carga de la barra de esenciales la señal obtenida de las fases RE y SE envía la

señal al control ITAC de la transferencia para proceder a cerrar el contactor de la planta de emergencia sufriendo de esta forma la carga en la barra.

En este caso la señal se direcciona de la siguiente manera: De la regleta punto 4 al conmutador SW1 normal cerrado (Automático), a la regleta punto 8 al control ITAC punto 8, contacto CE, del control ITAC punto 9 a la regleta punto 9, de punto 7 de la regleta al punto 21 de contactor de normal, contacto de enclavamiento eléctrico (normal cerrado) y finalmente a la bobina del contactor de PLANTA, entrando por el punto A1 y saliendo por el punto A2 a cerrar circuito con el punto 2. En paralelo con la bobina opcionalmente se puede colocar una luz piloto para señalización. En la figura 53, se puede observar el relé de frecuencia opcional. Si existe la alimentación del contactor de emergencia sólo podría cerrar si la frecuencia está dentro de los límites adecuados.

Así mismo, una vez retorna la red de suministro a su estado normal la señal de tensión se presenta en RN, SN y TN en los terminales 1,2 y 3 del control ITAC respectivamente, permitiendo retornar el suministro normal a la carga a través del contactor RED. El generador se apagará unos segundos después permitiendo el enfriamiento de la máquina y activando el enclavamiento eléctrico (contrato normalmente cerrado del contactor RED en serie con la bobina del contactor PLANTA) que evita la presencia del suministro de emergencia al mismo tiempo.

4.9.6 Operación en Manual

Para seleccionar la opción manual dado el caso de falla del sistema de control se debe cambiar el estado del conmutador SW1 a la posición MANUAL, que pasando el contacto normal abierto a cerrado y el contacto normal cerrado a abierto.

La señal se dispone desde el punto 1 de la regleta al conmutador SW1 normal abierto

(Manual), al conmutador SW2 normal cerrado (Normal), punto 7 de la regleta al punto 21 de contactor de emergencia (sin pasar por el control), contacto de enclavamiento eléctrico (normal cerrado) y finalmente a la bobina del contactor de NORMAL, entrando por el punto A1 y saliendo por el punto A2 a cerrar circuito con el punto 4. En forma similar operaría en emergencia. Cuando se tiene la selección manual, el circuito que se energiza es el que se selecciona con el selector de suministro - NORMAL - APAGADO - EMERGENCIA, este interruptor SW2 hace que se energice la bobina de NORMAL o de EMERGENCIA, pasando por los contactos auxiliares.

4.9.7 Tiempos de Operación

El control de transferencia da la orden de arranque a la planta ante un evento de falla en un tiempo aproximado de 3 segundos, en este mismo tiempo se mantiene cerrado el contactor de suministro normal por si retorna la red.

Una vez la planta se encuentre generando en condiciones normales y hallan transcurrido los 3 segundos, la carga es transferida a la planta de emergencia en un tiempo ajustable entre 0 y 30 segundos.

Una vez se restablezca la red eléctrica normal y pase un tiempo ajustable de 0 a 30 segundos. Este tiempo es utilizado con el propósito de eliminar el problema de entradas y salidas del sistema, pues muchas veces entra y sale varias veces. En este tiempo de 0 a 30 segundos el sistema se estabiliza y permite que el regreso a Normal no tenga dificultades. Una vez pasado este tiempo, cae planta (CE) e inmediatamente en inmediatamente entra Normal (CN).

Una vez cae contacto de planta (CE), se debe permitir que la planta de emergencia trabaje un tiempo en vacío con el fin de que se enfríe evitando que las

partes en rodamiento se deterioren rápidamente. Este tiempo es ajustable entre 0 y 300 segundos.

4.10 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

De acuerdo con lo analizado para el factor de potencia, se determinó que era necesario realizar una compensación de la energía reactiva por medio de la corrección del Factor de Potencia con Bancos de Capacitores. A continuación se realiza el cálculo para de la capacidad de los éstos en cada propuesta.

Para la corrección del Factor de Potencia presentada a continuación, es necesario tener en cuenta que la corriente en el neutro, no debe tener componentes armónicas. Para lo anterior, es necesario realizar un estudio de Calidad de la energía en el cual se estudie la presencia de componentes armónicas en la corriente del neutro.

4.10.1 Transformador 200 kVA Primera Propuesta

Tabla 44. Valores mínimos del Factor de Potencia para el Transformador de 200 kVA

FACTOR DE POTENCIA			
FASES	A	B	C
Min	0.868	0.853	0.846

Fuente: Autores

Asumiendo un factor de potencia corregido de 0,95 en atraso y tomando como referencia a corregir el valor mínimo promedio obtenido mediante el analizador de red se calcula el banco de condensadores:

$$fp_{\text{mín}} = \frac{0,868 + 0,853 + 0,846}{3} = 0,86$$

$$\phi_1 = \cos^{-1}(fp) = \cos^{-1}(0,95) = 18,1949^\circ$$

$$\phi_2 = \cos^{-1}(fp_{\min}) = \cos^{-1}(0,86) = 30,6834^\circ$$

La potencia activa requerida al factor de potencia ideal es:

$$P_1 = S \times \cos \phi_1 = 200 \times 0,95 = 190 \text{ kW}$$

La potencia reactiva con el factor de potencia corregido de 0,95 es:

$$Q_1 = S \times \sin \phi_1 = 200 \times \sin 18,1949^\circ = 62,45 \text{ kVAr}$$

La potencia reactiva con el factor de potencia sin corregir de 0,86 es:

$$Q_2 = S \times \sin \phi_2 = 200 \times \sin 30,6834^\circ = 102,06 \text{ kVAr}$$

La Capacidad requerida por el banco de condensadores para corregir el factor de potencia a 0,95 en atraso a plena carga del transformador es de:

$$Q_2 - Q_1 = 102,06 - 62,45 = 39,61 \text{ kVAr} \approx 40 \text{ kVAr}$$

Se selecciona un banco de condensadores de 40 kVAr ajustable en pasos de 10 kVAr a 220 V AC, debe tener controlador automático del factor de potencia incorporado que adicione ó deslastre los condensadores según sea el comportamiento de la carga en la subestación. Se debe parametrizar de tal forma que el tiempo en el que se realicen los cambios automáticos en el banco de condensadores sea el adecuado para evitar un gran número de conmutaciones en un pequeño intervalo de tiempo causando de esta manera daños en los equipos.

4.10.2 Transformador 300kVA Segunda Propuesta

Asumiendo un factor de potencia corregido de 0,95 en atraso y tomando como referencia a corregir el valor mínimo promedio obtenido mediante el analizador de red se calcula el banco de condensadores:

$$fp_{\min} = \frac{0,868 + 0,853 + 0,846}{3} = 0,86$$

$$\phi_1 = \cos^{-1}(fp) = \cos^{-1}(0,95) = 18,1949^\circ$$

$$\phi_2 = \cos^{-1}(fp_{\min}) = \cos^{-1}(0,86) = 30,6834^\circ$$

La potencia activa requerida al factor de potencia ideal es:

$$P_1 = S \times \cos \phi_1 = 300 \times 0,95 = 285 \text{ kW}$$

La potencia reactiva con el factor de potencia corregido de 0,95 es:

$$Q_1 = S \times \sin \phi_1 = 300 \times \sin 18,1949^\circ = 93,68 \text{ kVAr}$$

La potencia reactiva con el factor de potencia sin corregir de 0,86 es:

$$Q_2 = S \times \sin \phi_2 = 200 \times \sin 30,6834^\circ = 152,89 \text{ kVAr}$$

La Capacidad requerida por el banco de condensadores para corregir el factor de potencia a 0,95 en atraso a plena carga del transformador es de:

$$Q_2 - Q_1 = 152,89 - 93,68 = 59,21 \text{ kVAr} \approx 50 \text{ kVAr}$$

Se selecciona un banco de condensadores de 50 kVAr ajustable en pasos de 10 kVAr a 220 V AC, debe tener controlador automático del factor de potencia incorporado.

Figura 53. Celda Banco de condensadores con módulo de control del factor de potencia



Fuente: Velásquez Ingenieros Asociados LTDA.

4.11 Integración de la Celda QM y elementos de medida con el Sistema SCADA de la Universidad Industrial de Santander

Dentro del diseño planteado para la subestación se contempla la integración de la celda QM a un sistema SCADA implementado dentro de la universidad. Esta celda cumple su respectiva función como medio de interrupción, seccionamiento y protección de la subestación por el lado de MT. Así mismo, se plantea visualizar las medidas de tensión, corriente y potencia eléctrica en el sistema SCADA como parte de gestión del sistema.

4.11.1 Funcionamiento del Sistema

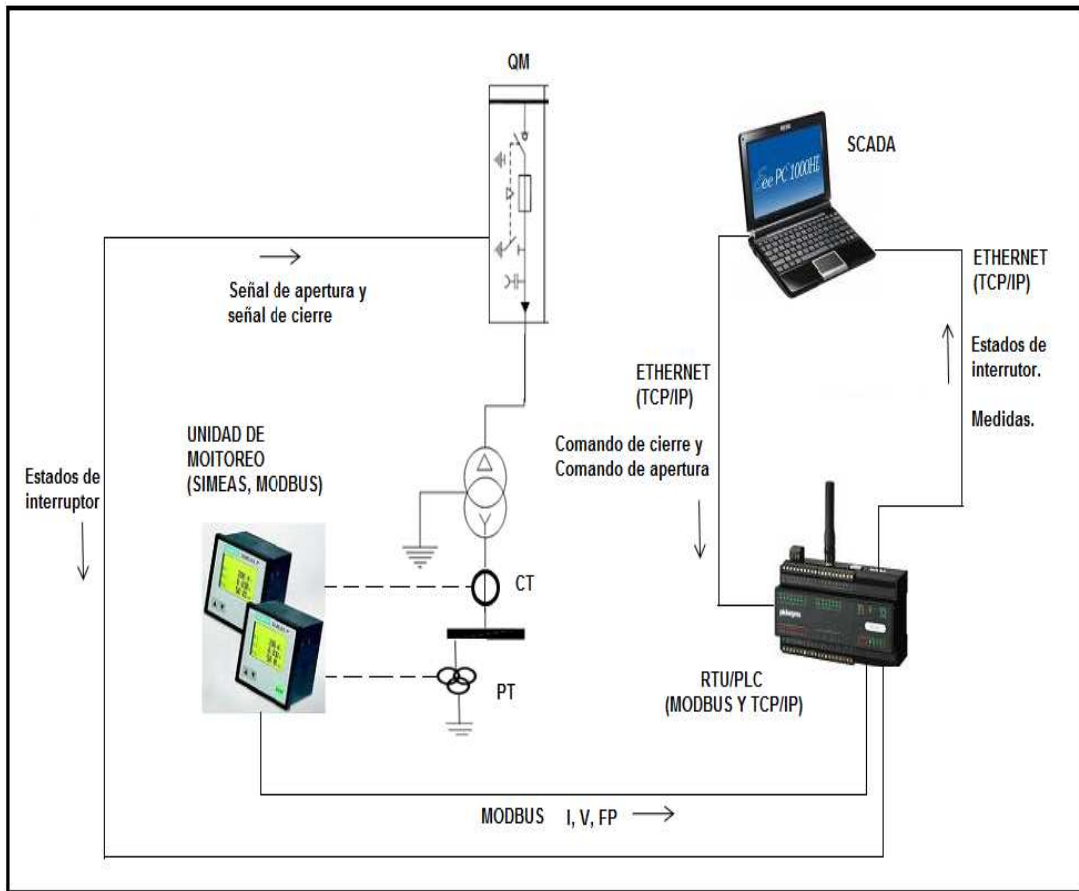
El sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) es una aplicación de software, diseñada con la finalidad de controlar y supervisar procesos desde un lugar remoto. Se basan en la adquisición de datos de los procesos remotos a través de protocolos de comunicación.

La celda QM contempla dentro de sus componentes un mando motorizado para el cierre del interruptor y la carga del resorte, y a su vez una bobina de apertura que libera el resorte para abrir el interruptor.

Por medio del sistema SCADA se debe controlar el cierre y apertura del interruptor de la celda, maniobrando de esta manera la subestación remotamente desde el PC. Además, se debe transmitir la información de los estados del interruptor (abierto ó cerrado).

Por otra parte, se toman las medidas de tensión y corriente del lado de BT de la subestación, y se calcula por fórmula en el sistema SCADA la potencia eléctrica entregada por la subestación. Estas medidas se toman por medio de CT's y PT's que se deben instalar como elementos de medida; estas señales se llevan a un equipo medidor de potencia como el Simeas de la marca Siemens ó similar, el cual se debe comunicar con la RTU (Unidad Terminal Remota) la cual se comunica vía TCP/IP con el sistema SCADA entregando los datos de medida de la subestación.

Figura 54. Esquema de comunicación con el sistema SCADA



Fuente: Autores

5. PRESUPUESTO DE OBRA ELÉCTRICA Y CIVIL

Se realiza el listado de actividades con sus respectivos costos directos de ejecución y se asume una AIU del 21% sobre el valor total de la obra, la cual se distribuye de la siguiente forma: 7% Administración, 10% Imprevistos y 4% Utilidades.

El valor total de costos descrito en las Tablas 46 y 48 no incluye IVA. Para obras el IVA se calcula sobre el valor de la utilidad.

Todos los impuestos que se causen por razón de la celebración y ejecución del contrato, son de cargo exclusivo de la empresa contratista, a excepción de aquellos que la ley tributaria asigne específicamente a la UIS.

Los pagos que efectúe la UIS a favor del contratista quedarán sujetos al descuento del 2% del valor del contrato antes de IVA por concepto de Estampilla Pro-UIS, Ordenanza 014 de 2008.

Por otra parte, al contratista se le descontará el valor por retención en la fuente, la cual para el año gravable 2011 se cobra a partir de \$679 000 (Seis cientos setenta y nueve mil pesos mcte) el 1% por contratos de construcción, urbanización ó confección de obra material de bien inmueble. Además, se descontará la retención ICA con un valor del 5x1000 sobre el valor del contrato antes de IVA.

La publicación de los contratos superiores a los trescientos (300) SMLMV se realizarán a cargo de la UIS, acorde a la resolución N° 1064 de Agosto 16 de 2006, en la página Web institucional.

El contratista debe adquirir una póliza que ampare el 100% del valor del anticipo y el 20% del valor contratado por concepto de cumplimiento y calidad.

El valor económico del presupuesto de obra eléctrica y civil para cada uno de las dos (2) propuestas planteadas es de: Doscientos treinta y seis millones quinientos setenta y seis mil trescientos setenta y un pesos mcte (\$ 236.576.371) para la primera propuesta y de doscientos treinta y cuatro millones trescientos setenta y siete mil quinientos noventa y nueve pesos mcte (\$ 234.377.599) para la segunda propuesta. La diferencia económica entre las dos propuestas es de dos millones ciento noventa y ocho mil setecientos setenta y dos pesos mcte (\$ 2.198.772).

Dentro de la primera propuesta no se incluye dentro de los costos directos los valores de los transformadores debido a la utilización de los existentes actualmente cada uno con capacidad de 200 kVA y 75 kVA respectivamente.

Tabla 45. Presupuesto Primera Propuesta

SUBESTACIÓN EDIFICIO ADMINISTRACIÓN I - UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER					
CANTIDADES DE OBRA - PROYECTO ELÉCTRICO Y CIVIL					
	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR PARCIAL
1	DEMOLICIÓN Y DESMONTE SUBESTACIÓN EXISTENTE (Actividades Preliminares)				
1.1	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para el desmonte de rejas de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	M2	8	7.940,24	63.521,92
1.2	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para la demolición de muros de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	M2	100	39.307,53	3.930.753,00
1.3	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para el desmonte del techo de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos.	M2	50	11.146,97	557.348,50
1.4	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para el levantamiento del piso existente de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos.	M2	60	39.307,53	2.358.451,80

1.5	Mano de obra, equipo y herramienta para el desmonte del Tablero General de Baja Tensión de la subestación actual, junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	UND	1	8.900,20	8.900,20
1.6	Mano de obra, equipo y herramienta para el desmonte de la Celda de Transferencia automática de la subestación actual, junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	UND	2	23.400,00	46.800,00
1.7	Mano de obra, equipo y herramienta para el desmonte de los soportes de las cajas cortacircuitos de la subestación actual, junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	UND	2	8.900,20	17.800,40
1.8	Mano de obra, equipo y herramienta para el retiro del Transformador de 200 kVA y disposición al lugar determinado para su almacenamiento provisional	GBL	1	205.670,00	205.670,00
1.9	Mano de obra, equipo y herramienta para el retiro del Transformador de 75 kVA y disposición al lugar determinado para su almacenamiento provisional	GBL	1	104.000,00	104.000,00
1.10	Mano de obra, equipo y herramienta para el retiro de la planta de emergencia y disposición al lugar determinado para su almacenamiento provisional	GBL	1	205.670,00	205.670,00
1.11	Mano de obra, equipo y herramienta para la excavación y retiro de la malla del sistema de puesta a tierra existente. Excavación mecánica en material común 0 - 2 MTS (SIN RESTRICCIÓN)	M3	100	2.914,25	291.425,00

1.12	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para la demolición de columnas y vigas de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos.	M3	4	293.269,94	1.173.079,76
2	RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA				
2.1	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para los trabajos en el punto de arranque para la derivación de la red de media tensión existente para alimentar la subestación.	GBL	1	114.350,35	114.350,35
2.2	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de ductería en cuatro (4) ductos PVC de 4" de diámetro reforzados en concreto. Incluye: relleno de zanja, compactación, recebo, retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos sobrantes.	ML	30	117.002,61	3.510.078,30
2.3	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción de caja de inspección sencilla, según norma de la Electrificadora de Santander y especificaciones de planos. Incluye: marco y tapa, excavación, traslado de sobrantes al lugar señalado.	UND	1	602.457,04	602.457,04
2.4	Cable # 2 XLPE - MV 90 - 15 kV a 90°C. Marca Centel sa para la Red Trifásica en Media Tensión	ML	750	30.000,00	27.750.000,00
2.5	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de la red de M.T desde subestación de biblioteca hasta Subestación de Administración I. 2X2/0+1X2T	ML	250	9.357,39	2.339.347,50

3	OBRAS CIVILES EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA				
3.1	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción de muro cortafuego (concreto reforzado e = 0.15 m) para el cuarto de transformación y planta de emergencia. Para el refuerzo del muro se utilizará doble retícula así: transversalmente hierro de ½" cada 20 cm y longitudinalmente hierro de 3/8" cada 30 cm. A estos muros se les dará acabado con friso, estuco y pintura tipo 1 Viniltex de pintuco o equivalente (mínimo dos manos).	M2	70	262.305,34	18.361.373,80
3.2	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción de muros en ladrillo H=10 para el cuarto de Control. A estos muros se les dará acabado con friso, estuco y pintura tipo 1 Viniltex de pintuco o equivalente (mínimo dos manos).	M2	25	203.500,00	5.087.500,00
3.3	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción del piso en concreto reforzado de 10 cm de espesor. Para el refuerzo del piso se utilizará una retícula en hierro de ½" cada 20 cm.	M2	60	172.345,54	10.340.732,40
3.4	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de puerta metálica tipo persiana en lámina calibre 18 BWG de 1x2 metros de apertura sencilla, según detalles, para el área de las celdas de MT y Planta de Emergencia (Incluye puerta).	UND	2	930.000,00	1.860.000,00
3.5	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de puerta metálica cortafuego en lámina calibre 18 BWG de 2.0x2.0 metros de doble apertura, según detalles, para el área del transformador (Incluye puerta).	UND	1	4.345.600,00	4.345.600,00

3.6	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción del foso de aceite con su respectivo ducto galvanizado, según detalles indicados en los planos.	UND	1	1.357.000,00	1.357.000,00
3.7	Construcción cárcamo para canalización de conductores 0.35 m ancho x 0.4 m de profundidad según lo especificado en planos con su respectiva tapa en lámina con pintura anticorrosiva.	ML	20	95.600,00	1.912.000,00
3.8	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de base para transformador con cárcamo para cables de alta y baja tensión de acuerdo con el diseño indicado ajustado de acuerdo con las dimensiones finales de transformador contratado.	M2	5	105.840,00	529.200,00
3.9	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de rejillas de trampa de aceite, según detalles indicados en los planos.	UND	2	513.000,00	1.026.000,00
3.10	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación pasamuros de MT.	GBL	1	215.789,00	215.789,00
3.11	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación pasamuros de BT.	GBL	2	185.900,00	371.800,00
3.12	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de damper de ventilación. Deberán ser tipo cortina ó estáticas, con clasificación de resistencia al fuego no menor de 1.5 horas, espesor máximo de 10 cm, montaje vertical, con fusible de 165 °F (74 °C). La compuerta deberá cerrar por sí sola sin la intervención de ningún mecanismo externo, en respuesta a un fuego en el interior de la bóveda que sobrepase la temperatura nominal del fusible.	UND	2	1.035.000,00	2.070.000,00

4	TRANSFORMADORES DE POTENCIA				
4.1	Mano de obra, equipo y herramienta para el montaje de transformador trifásico de 75 kVA, circuito primario 13.2 kV, circuito secundario 220/127+-2X2.5% voltios, conexión DY5, 60 HZ, refrigerado en aceite (Sin incluir transformador: utilizando transformador existente).	GBL	1	567.000,00	567.000,00
4.2	Mano de obra, equipo y herramienta para el montaje de transformador trifásico de 200 kVA, circuito primario 13.2 kV, circuito secundario 220/127+-2X2.5% voltios, conexión DY5, 60 HZ, refrigerado en aceite (Sin incluir transformador: utilizando transformador existente).	GBL	1	634.000,00	634.000,00
5	CELDAS DE MEDIA TENSION				
5.1	Celda de Remonte de cables con Barraje horizontal Referencia GAM-1 de Schneider Electric	UND	1	1.886.100,00	1.886.100,00
5.2	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de Celda de Remonte de cables con Barraje horizontal Referencia GAM-1 de Schneider Electric	GBL	1	345.000,00	345.000,00
5.3	Celda de Protección con seccionador de Operación Bajo Carga y Base Portafusibles Referencia QM de Schneider Electric con Equipo Base	UND	2	10.767.525,00	21.535.050,00
5.4	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de Celda de Protección con seccionador de Operación Bajo Carga y Base Portafusibles Referencia QM de Schneider Electric con Equipo Base	GBL	2	345.000,00	690.000,00

5.5	Accesorios en Opción para la Celda QM. Estos Accesorios son motorización más cuatro contactos auxiliares, una bobina de cierre más contactos, contacto eléctrico de señalización fusión fusible, tres fusibles normas DIN, Caja de Baja Tensión, Enclavamiento por llave	UND	2	1.200.000,00	2.400.000,00
5.6	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de los Accesorios en Opción para la Celda QM.	GBL	2	225.000,00	450.000,00
6	TABLEROS E INTERRUPTORES EN CUARTO DE CONTROLES				
6.1	Tablero Eléctrico Trifásico con espacio para totalizador de 24 circuitos marca Luminex-Legrand, referencia TWC-24MB	UND	1	512.000,00	512.000,00
6.2	Tablero Eléctrico Trifásico con espacio para totalizador de 18 circuitos marca Luminex-Legrand, referencia TWC-18MB	UND	1	440.500,00	440.500,00
6.3	Tablero Eléctrico Trifásico con puerta de 24 circuitos marca Luminex-Legrand referencia TWP-18B	UND	1	314.500,00	314.500,00
6.4	Interruptor Monopolar 25 kA, 120/240 V, I nominal 16 A Marca Legrand	UND	1	39.100,00	39.100,00
6.5	Interruptor Tripolar 25 kA, 240 V, I nominal 30 A Tipo EZC100N Marca Schneider Electric	UND	1	241.500,00	241.500,00
6.6	Interruptor Tripolar 25 kA, 240 V, I nominal 80 A Tipo EZC100N Marca Schneider Electric	UND	3	310.800,00	932.400,00
6.7	Interruptor Tripolar 25 kA, 240 V, I nominal 100 A Tipo EZC100N Marca Schneider Electric	UND	2	310.800,00	621.600,00
6.8	Interruptor Tripolar 85 kA, 240 V, I nominal 350 A Tipo EZC400N Marca Schneider Electric	UND	1	1.102.500,00	1.102.500,00

6.9	Interruptor Tripolar 30 kA, 240 V, I nominal 500 A Tipo NB600N Marca Schneider Electric	UND	1	3.623.600,00	3.623.600,00
6.10	Interruptor Tripolar 35 kA, 240 V, I nominal 320A, regulable de 256 a 320 A, Referencia DPX-U 630 Marca Legrand	UND	1	2.884.300,00	2.884.300,00
6.11	Interruptor Tripolar 35 kA, 240 V, I nominal 800 A, regulable de 640 a 800 A, Referencia DPXH 1250 Marca Legrand	UND	1	13.744.900,00	13.744.900,00
6.12	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de tablero general de baja tensión TWC-24MB junto con interruptor general 3x(500-630) A, un interruptor de 3x30A-25kA, un interruptor de 3x80A-25kA, un interruptor de 3x100A-25kA y un interruptor de 3x500A-30kA.	GBL	1	195.600,00	195.600,00
6.13	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de tablero general de baja tensión TWC-18MB junto con interruptor general 3x(160-250) A y un interruptor de 3x80A-25kA.	GBL	1	195.600,00	195.600,00
6.14	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de tablero TWP-18B junto con interruptor de 1x15A, un interruptor de 3x80A-25kA, un interruptor de 3x100A-25kA y un interruptor de 3x350A-30kA.	GBL	1	195.600,00	195.600,00
6.15	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de Tablero de Transferencia. Incluye: armario metálico, dos contactores enclavados mecánicamente, circuito de control con transferencia manual o automática, protección con fusibles (se utilizara la transferencia existente).	GBL	1	195.600,00	195.600,00

7	INTERCONEXIONES Y CONDUCTORES EN MEDIA Y BAJA TENSION				
7.1	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor XLPE 100% 15 kV, 3x2+1x6T, desde la celda QM1 hasta bujes de transformador de 200 kVA, por cárcamo.	ML	10	11.000,00	110.000,00
7.2	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor XLPE 100% 15 kV, 3x2+1x6T, desde la celda QM2 hasta bujes de transformador de 75 kVA, por cárcamo.	ML	12	5.550,00	66.600,00
7.3	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor THWN/THHN 600 voltios, (3x350)+3x4/0+1x1/0T, desde bujes de transformador de 200 kVA hasta el tablero general de baja tensión, por cárcamo.	ML	9	21.000,00	189.000,00
7.4	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor THWN/THHN 600 voltios, 3(3x1/0)+2x2/0+1x2T desde bujes de transformador de 75 kVA hasta el tablero general de baja tensión, por cárcamo.	ML	13	7.000,00	91.000,00
7.5	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor THWN/THHN 600 voltios, 3(3x350)+3x4/0+1x1/0T, desde bujes de transformador de 200 kVA hasta el tablero general de baja tensión de esenciales, por cárcamo.	ML	13	21.000,00	273.000,00
7.6	Cable # 2 XLPE MV-90 15 kV a 90°C. Marca Centel sa	ML	30	37.383,00	1.121.490,00

7.7	Cable # 6 THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	30	6.653,00	199.590,00
7.8	Cable # 1/0 THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	24	25.996,00	623.904,00
7.9	Cable # 2/0 THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	15	32.530,00	487.950,00
7.10	Cable # 4/0 THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	72	50.930,00	3.666.960,00
7.11	Cable # 250 MCM THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	88	63.431,00	5.581.928,00
7.12	Cable # 350 MCM THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	200	88.375,00	17.675.000,00
8	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				
8.1	Cable de cobre desnudo # 2/0 AWG. Marca Centelsa	ML	62	29.754,00	1.844.748,00
8.2	Mano de obra, equipo y herramienta para la instalación del cable de cobre desnudo # 2/0 AWG	ML	62	11.000,00	682.000,00
8.3	Suministro e instalación de hidrosolta x 15 Kg	UND	15	35.000,00	525.000,00
8.4	Suministro e instalación de soldadura CADWELD	UND	10	55.000,00	550.000,00
8.5	Suministro e instalación de tapa metálica para caja de inspección	UND	4	60.000,00	240.000,00
8.6	Suministro e instalación de varilla coperweld de 2.4 mt	UND	4	124.000,00	496.000,00
9	SALIDAS ELECTRICAS SUBESTACIÓN, CUARTO DE CONTROLES Y PLANTA DE EMERGENCIA				
9.1	Tomacorriente monofásico (2P+T)	UND	3	5.200,00	15.600,00

9.2	Interruptor Sencillo	UND	3	4.000,00	12.000,00
9.3	Lámpara Fluorescente 2x32 W	UND	3	95.600,00	286.800,00
9.4	Cable #14 Cu THHN (Fase-Neutro)	ML	72	996,00	71.712,00
9.5	Cable #14 Cu Desnudo (Tierra)	ML	29	917,00	26.593,00
9.6	Tubo Conduit PVC, diámetro 1/2"	ML	28	1.085,00	30.380,00
9.7	Mano de obra, equipo y herramienta para instalación salida de toma monofásica doble con polo a tierra.	UND	3	8.125,00	24.375,00
9.8	Mano de obra, equipo y herramienta para instalación de interruptor sencillo.	UND	3	8.125,00	24.375,00
9.9	Mano de obra, equipo y herramienta para instalación de lámpara fluorescente 2x32 W.	UND	3	13.125,00	39.375,00
9.10	Banco de condensadores 40 kVAr, pasos de 10 kVAr con controlador automático del factor de potencia.	UND	1	3.987.000,00	3.987.000,00
9.11	Celda de Transferencia 500 A	UND	1	4.500.000,00	4.500.000,00

Tabla 46. Resumen Presupuesto Primera Propuesta

SUBESTACIÓN EDIFICIO ADMINISTRACIÓN I - UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		
RESUMEN PRESUPUESTO - PROYECTO ELÉCTRICO Y CIVIL		
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR PARCIAL
COSTOS DIRECTOS		
1	DEMOLICIÓN Y DESMONTE SUBESTACIÓN EXISTENTE	8.963.420,58
2	RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	34.316.233,19
3	OBRAS CIVILES EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	47.476.995,20
4	TRANSFORMADORES DE POTENCIA (Utilizando transformadores existentes)	1.201.000,00
5	CELDAS DE MEDIA TENSION	27.306.150,00
6	TABLEROS E INTERRUPTORES EN CUARTO DE CONTROLES	25.239.300,00
7	INTERCONEXIONES Y CONDUCTORES EN MEDIA Y BAJA TENSION	30.086.422,00
8	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	4.337.748,00
9	SALIDAS ELECTRICAS SUBESTACIÓN, CUARTO DE CONTROLES, PLANTA DE EMERGENCIA Y BANCO DE CONDENSADORES.	9.018.210,00
TOTAL COSTOS DIRECTOS		\$ 187.945.478,97

COSTOS INDIRECTOS (AIU)		
Administración	7%	13.156.183,53
Imprevistos	10%	18.794.547,90
Utilidades	4%	7.517.819,16
TOTAL COSTOS INDIRECTOS		\$ 39.468.550,58

TOTAL COSTOS (SIN IVA)	\$ 227.414.029,55
IVA (16% SOBRE UTILIDAD)	1.202.851,07
ESTAMPILLA PRO UIS 2%	4.548.280,59
RETENCIÓN EN LA FUENTE 1%	2.274.140,30
RETENCIÓN ICA 5X1000	1.137.070,15
PÓLIZA DE SEGURO DE ANTICIPO Y CUMPLIMIENTO	
TÍTULO DE RENTA	
TOTAL	\$ 236.576.371,65

Tabla 47. Presupuesto Segunda Propuesta

SUBESTACIÓN EDIFICIO ADMINISTRACIÓN I - UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER					
CANTIDADES DE OBRA - PROYECTO ELÉCTRICO Y CIVIL					
	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR PARCIAL
1	DEMOLICIÓN Y DESMONTE SUBESTACIÓN EXISTENTE (Actividades Preliminares)				
1.1	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para el desmonte de rejas de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	M2	8	7.940,24	63.521,92
1.2	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para la demolición de muros de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	M2	100	39.307,53	3.930.753,00
1.3	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para el desmonte del techo de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	M2	50	11.146,97	557.348,50
1.4	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para el levantamiento del piso existente de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	M2	60	39.307,53	2.358.451,80
1.5	Mano de obra, equipo y herramienta para el desmonte del Tablero General de Baja Tensión de la subestación actual, junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	UND	1	8.900,20	8.900,20

1.6	Mano de obra, equipo y herramienta para el desmonte de la Celda de Transferencia automática de la subestación actual, junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	UND	2	23.400,00	46.800,00
1.7	Mano de obra, equipo y herramienta para el desmonte de los soportes de las cajas cortacircuitos de la subestación actual, junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	UND	2	8.900,20	17.800,40
1.8	Mano de obra, equipo y herramienta para el retiro del Transformador de 200 kVA y disposición al lugar determinado para su almacenamiento provisional	GBL	1	205.670,00	205.670,00
1.9	Mano de obra, equipo y herramienta para el retiro del Transformador de 75 kVA y disposición al lugar determinado para su almacenamiento provisional	GBL	1	104.000,00	104.000,00
1.10	Mano de obra, equipo y herramienta para el retiro de la planta de emergencia y disposición al lugar determinado para su almacenamiento provisional	GBL	1	205.670,00	205.670,00
1.11	Mano de obra, equipo y herramienta para la excavación y retiro de la malla del sistema de puesta a tierra existente. Excavación mecánica en material común 0 - 2 MTS (SIN RESTRICCIÓN)	M3	100	2.914,25	291.425,00
1.12	Mano de obra, maquinaria, equipo y herramienta para la demolición de columnas y vigas de la subestación actual, cuarto planta de emergencia y cuarto de basuras junto con el transporte y retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos	M3	4	293.269,94	1.173.079,76
2	RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA				
2.1	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para los trabajos en el punto de arranque para la derivación de la red de media tensión existente para alimentar la subestación.	GBL	1	114.350,35	114.350,35
2.2	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de cuatro (4) ductos PVC de 4" de diámetro reforzados en concreto. Incluye: relleno de zanja, compactación, recebo, retiro de escombros y sobrantes al lugar señalado para disposición de estos sobrantes.	ML	30	117.002,61	3.510.078,30

2.3	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción de caja de inspección sencilla, según norma de la Electrificadora de Santander y especificaciones de planos. Incluye: marco y tapa, excavación, traslado de sobrantes al lugar señalado.	UND	1	602.457,04	602.457,04
2.4	Cable # 2 XLPE - MV 90 - 15 kV a 90°C. Marca Centel sa para la Red Trifásica en Media Tensión	ML	750	30.000,00	46.500.000,00
2.5	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de la red de M.T desde subestación de biblioteca hasta Subestación de Administración I. 2X2/0+1X2T	ML	250	9.357,39	2.339.347,50
3	OBRAS CIVILES EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA				
3.1	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción de muro cortafuego (concreto reforzado e = 0.15 m) para el cuarto de transformación y planta de emergencia. Para el refuerzo del muro se utilizará doble retícula así: transversalmente hierro de ½" cada 20 cm y longitudinalmente hierro de 3/8" cada 30 cm. A estos muros se les dará acabado con friso, estuco y pintura tipo 1 Viniltex de pintuco o equivalente (mínimo dos manos).	M2	55	262.305,34	14.426.793,70
3.2	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción de muros en ladrillo H=10 para el cuarto de Control. A estos muros se les dará acabado con friso, estuco y pintura tipo 1 Viniltex de pintuco o equivalente (mínimo dos manos).	M2	30	49.358,01	1.480.740,30
3.3	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción del piso en concreto reforzado de 10 cm de espesor. Para el refuerzo del piso se utilizará una retícula en hierro de ½" cada 20 cm.	M2	60	172.345,54	10.340.732,40
3.4	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de puerta metálica tipo persiana en lámina calibre 18 BWG de 1x2 metros de apertura sencilla, según detalles, para el área de las celdas de MT y Planta de Emergencia (Incluye puerta).	UND	2	930.000,00	1.860.000,00
3.5	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de puerta metálica cortafuego en lámina calibre 18 BWG de 2.0x2.0 metros de doble apertura, según detalles, para el área del transformador (Incluye puerta).	UND	1	4.345.600,00	4.345.600,00

3.6	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la construcción del foso de aceite con su respectivo ducto galvanizado, según detalles indicados en los planos.	UND	1	1.357.000,00	1.357.000,00
3.7	Construcción cárcamo para canalización de conductores 0.35 m ancho x 0.4 m de profundidad según lo especificado en planos con su respectiva tapa en lámina con pintura anticorrosiva.	ML	20	95.600,00	1.912.000,00
3.8	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de base para transformador con cárcamo para cables de alta y baja tensión de acuerdo con el diseño indicado ajustado de acuerdo con las dimensiones finales de transformador contratado.	M2	3	105.840,00	317.520,00
3.9	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de rejillas de trampa de aceite, según detalles indicados en los planos.	UND	1	513.000,00	513.000,00
3.10	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación pasamuros de MT.	GBL	1	215.789,00	215.789,00
3.11	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación pasamuros de BT.	GBL	2	185.900,00	371.800,00
3.12	Suministro de materiales, mano de obra, equipo y herramienta para la instalación de damper de ventilación. Deberán ser tipo cortina ó estáticas, con clasificación de resistencia al fuego no menor de 1.5 horas, espesor máximo de 10 cm, montaje vertical, con fusible de 165 °F (74 °C). La compuerta deberá cerrar por sí sola sin la intervención de ningún mecanismo externo, en respuesta a un fuego en el interior de la bóveda que sobrepase la temperatura nominal del fusible.	UND	2	1.035.000,00	2.070.000,00
4	TRANSFORMADORES DE POTENCIA				
4.1	Mano de obra, equipo y herramienta para el montaje de transformador trifásico de 300 kVA, circuito primario 13.2 kV, circuito secundario 220/127+-2X2.5% voltios, conexión DY5, 60 HZ, refrigerado en aceite.	GBL	1	37.073.600,00	37.073.600,00

5	CELDA DE MEDIA TENSION				
5.1	Celda de Remonte de cables con Barraje horizontal Referencia GAM-1 de Schneider Electric	UND	1	1.886.100,00	1.886.100,00
5.2	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de Celda de Remonte de cables con Barraje horizontal Referencia GAM-1 de Schneider Electric	GBL	1	345.000,00	345.000,00
5.3	Celda de Protección con seccionador de Operación Bajo Carga y Base Porta fusibles Referencia QM de Schneider Electric con Equipo Base	UND	1	10.767.525,00	10.767.525,00
5.4	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de Celda de Protección con seccionador de Operación Bajo Carga y Base Portafusibles Referencia QM de Schneider Electric con Equipo Base	GBL	1	345.000,00	345.000,00
5.5	Accesorios en Opción para la Celda QM. Estos Accesorios son motorización más cuatro contactos auxiliares, una bobina de cierre más contactos, contacto eléctrico de señalización fusión fusible, tres fusibles normas DIN, Caja de Baja Tensión, Enclavamiento por llave	UND	1	1.200.000,00	1.200.000,00
5.6	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de los Accesorios en Opción para la Celda QM.	GBL	1	225.000,00	225.000,00
6	TABLEROS E INTERRUPTORES EN CUARTO DE CONTROLES				
6.1	Tablero Eléctrico Trifásico con espacio para totalizador de 30 polos marca Luminex-Legrand, referencia TWC-30MB	UND	1	512.000,00	512.000,00
6.2	Tablero Eléctrico Trifásico con espacio para totalizador de 18 polos marca Luminex-Legrand, referencia TWC-18MB	UND	1	440.500,00	440.500,00
6.3	Interruptor Monopolar 25 kA, 120/240 V, I nominal 16 A Marca Legrand	UND	1	39.100,00	39.100,00
6.4	Interruptor Tripolar 25 kA, 240 V, I nominal 30 A Tipo EZC100N Marca Schneider Electric	UND	1	241.500,00	241.500,00
6.5	Interruptor Tripolar 25 kA, 240 V, I nominal 80 A Tipo EZC100N Marca Schneider Electric	UND	3	310.800,00	932.400,00
6.6	Interruptor Tripolar 25 kA, 240 V, I nominal 100 A Tipo EZC100N Marca Schneider Electric	UND	2	310.800,00	621.600,00

6.7	Interruptor Tripolar 85 kA, 240 V, I nominal 350 A Tipo EZC400N Marca Schneider Electric	UND	1	1.102.500,00	1.102.500,00
6.8	Interruptor Tripolar 30 kA, 240 V, I nominal 500 A Tipo NB600N Marca Schneider Electric	UND	1	3.623.600,00	3.623.600,00
6.9	Interruptor Tripolar 35 kA, 240 V, I nominal 250 A, regulable de 160 a 250 A, Referencia DPX-U 250 Marca Legrand	UND	1	1.528.400,00	1.528.400,00
6.10	Interruptor Tripolar 35 kA, 240 V, I nominal 630 A, regulable de 500 a 630 A, Referencia DPX-U 630 Marca Legrand	UND	1	4.992.400,00	4.992.400,00
6.11	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de tablero general de baja tensión TWC-30MB junto con interruptor general 3x(500-630) A, un interruptor de 3x30A-25kA, un interruptor de 3x80A-25kA, un interruptor de 3x100A-25kA y un interruptor de 3x500A-30kA.	GBL	1	195.600,00	195.600,00
6.12	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de tablero general de baja tensión TWC-18MB junto con interruptor general 3x(160-250) A y un interruptor de 3x80A-25kA.	GBL	1	195.600,00	195.600,00
6.13	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de tablero TWP-18B junto con interruptor de 1x15A, un interruptor de 3x80A-25kA, un interruptor de 3x100A-25kA y un interruptor de 3x350A-30kA.	GBL	1	195.600,00	195.600,00
6.14	Mano de obra, equipo y herramienta, para la instalación de Tablero de Transferencia. Incluye: armario metálico, dos contactores enclavados mecánicamente, circuito de control con transferencia manual o automática, protección con fusibles (se utilizara la transferencia existente).	GBL	1	195.600,00	195.600,00
7	INTERCONEXIONES Y CONDUCTORES EN MEDIA Y BAJA TENSION				
7.1	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor XLPE 100% 15 kV, 3x2+1x6T, desde la celda QM1 hasta bujes de transformador de 300 kVA, por cárcamo.	ML	9	11.000,00	99.000,00
7.3	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor THWN/THHN 600 voltios, 3(3x500)+3x300+1x1/0T, desde bujes de transformador de 300 kVA hasta el tablero general de baja tensión, por cárcamo.	ML	10	21.000,00	210.000,00

7.4	Mano de obra, equipo y herramienta para el tendido de conductor THWN/THHN 600 voltios, 3(3x350)+3x4/0+1x2/0T desde bujes de transformador de 75 kVA hasta el tablero general de baja tensión, por cárcamo.	ML	13	21.000,00	273.000,00
7.6	Cable # 2 XLPE MV-90 15 kV a 90°C. Marca Centel sa	ML	15	37.383,00	560.745,00
7.7	Cable # 6 THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	16	6.653,00	106.448,00
7.8	Cable # 1/0 THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	36	25.996,00	935.856,00
7.9	Cable # 4/0 THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	45	50.930,00	2.291.850,00
7.10	Cable # 350 MCM THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	150	88.375,00	13.256.250,00
7.11	Cable # 500 MCM THWN/THHN 90°C 600 V. Marca Centelsa	ML	96	131.618,00	12.635.328,00
8	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				
8.1	Cable de cobre desnudo # 2/0 AWG. Marca Centelsa	ML	62	29.754,00	1.844.748,00
8.2	Mano de obra, equipo y herramienta para la instalación del cable de cobre desnudo # 2/0 AWG	ML	62	11.000,00	682.000,00
8.3	Suministro e instalación de hidrosolta x 15 Kg	UND	15	35.000,00	525.000,00
8.4	Suministro e instalación de soldadura CADWELD	UND	10	55.000,00	550.000,00
8.5	Suministro e instalación de tapa metálica para caja de inspección	UND	4	60.000,00	240.000,00
8.6	Suministro e instalación de varilla coperweld de 2.4 mt	UND	4	124.000,00	496.000,00
9	SALIDAS ELECTRICAS SUBESTACIÓN, CUARTO DE CONTROLES Y PLANTA DE EMERGENCIA				
9.1	Tomacorriente monofásico (2P+T)	UND	3	5.200,00	15.600,00
9.2	Interruptor Sencillo	UND	3	4.000,00	12.000,00
9.3	Lámpara Fluorescente 2x32 W	UND	3	95.600,00	286.800,00
9.4	Cable #14 Cu THHN (Fase-Neutro)	ML	72	996,00	71.712,00
9.5	Cable #14 Cu Desnudo (Tierra)	ML	29	917,00	26.593,00
9.6	Tubo Conduit PVC, diámetro 1/2"	ML	28	1.085,00	30.380,00

9.7	Mano de obra, equipo y herramienta para instalación salida de toma monofásica doble con polo a tierra.	UND	3	8.125,00	24.375,00
9.8	Mano de obra, equipo y herramienta para instalación de interruptor sencillo.	UND	3	8.125,00	24.375,00
9.9	Mano de obra, equipo y herramienta para instalación de lámpara fluorescente 2x32 W.	UND	3	13.125,00	39.375,00
9.10	Banco de condensadores 40 kVAr, pasos de 10 kVAr con controlador automático del factor de potencia.	UND	1	3.987.000,00	3.987.000,00
9.11	Celda de Transferencia 500 A	UND	1	4.500.000,00	4.500.000,00

Tabla 48. Resumen Presupuesto Segunda Propuesta

SUBESTACIÓN EDIFICIO ADMINISTRACIÓN I - UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER		
RESUMEN PRESUPUESTO - PROYECTO ELÉCTRICO Y CIVIL		
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR PARCIAL
COSTOS DIRECTOS		
1	DEMOLICIÓN Y DESMONTE SUBESTACIÓN EXISTENTE	8.963.420,58
2	RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA	29.066.233,19
3	OBRAS CIVILES EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	39.210.975,40
4	TRANSFORMADORES DE POTENCIA	37.073.600,00
5	CELDAS DE MEDIA TENSION	13.343.625,00
6	TABLEROS E INTERRUPTORES EN CUARTO DE CONTROLES	14.816.400,00
7	INTERCONEXIONES Y CONDUCTORES EN MEDIA Y BAJA TENSION	30.368.477,00
8	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	4.337.748,00
9	SALIDAS ELECTRICAS SUBESTACIÓN, CUARTO DE CONTROLES Y PLANTA DE EMERGENCIA, BANCO CONDENSADORES Y CELDA TRANSFERENCIA.	9.018.210,00
TOTAL COSTOS DIRECTOS		\$ 186.198.689,17

COSTOS INDIRECTOS		
Administración	7%	13.033.908,24
Imprevistos	10%	18.619.868,92
Utilidades	4%	7.447.947,57
TOTAL COSTOS INDIRECTOS		\$ 39.101.724,73

TOTAL COSTOS (SIN IVA)	\$ 225.300.413,90
IVA (16% SOBRE UTILIDAD)	1.191.671,61
ESTAMPILLA PRO UIS 2%	4.506.008,28
RETENCIÓN EN LA FUENTE 1%	2.253.004,14
RETENCIÓN ICA 5X1000	1.126.502,07
PÓLIZA DE SEGURO DE ANTICIPO Y CUMPLIMIENTO	
TÍTULO DE RENTA	
TOTAL	\$ 234.377.599,99

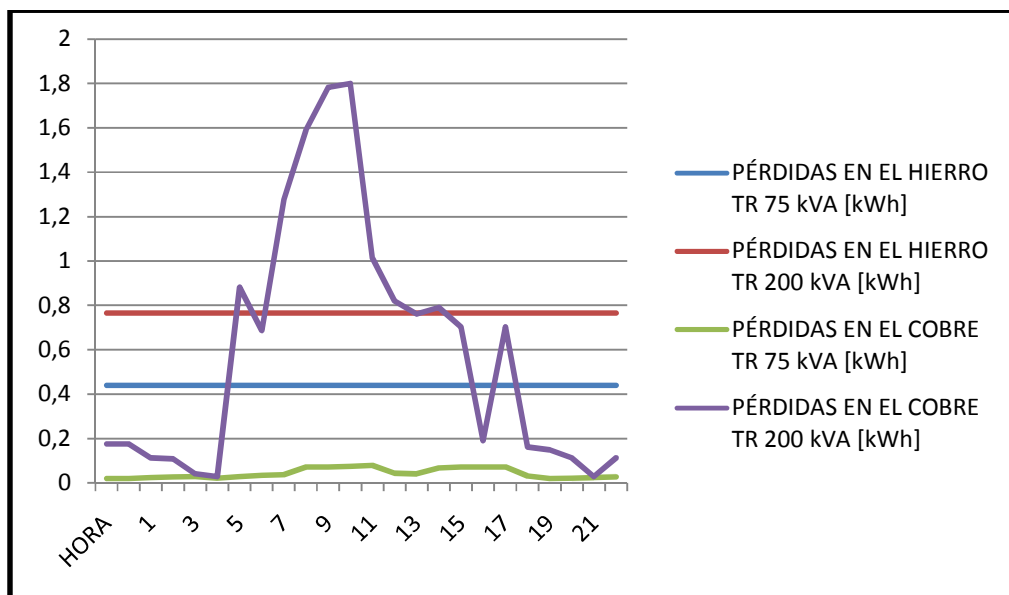
6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS PROPUESTAS DE DISEÑO

6.1 VALORACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE Y EN EL HIERRO PARA LAS DOS PROPUESTAS

Se desea realizar una comparación de las pérdidas asociadas al cobre y al núcleo del transformador de cada una de las propuestas, con el propósito de analizar el diseño más viable económicamente en cuanto a pérdidas de potencia.

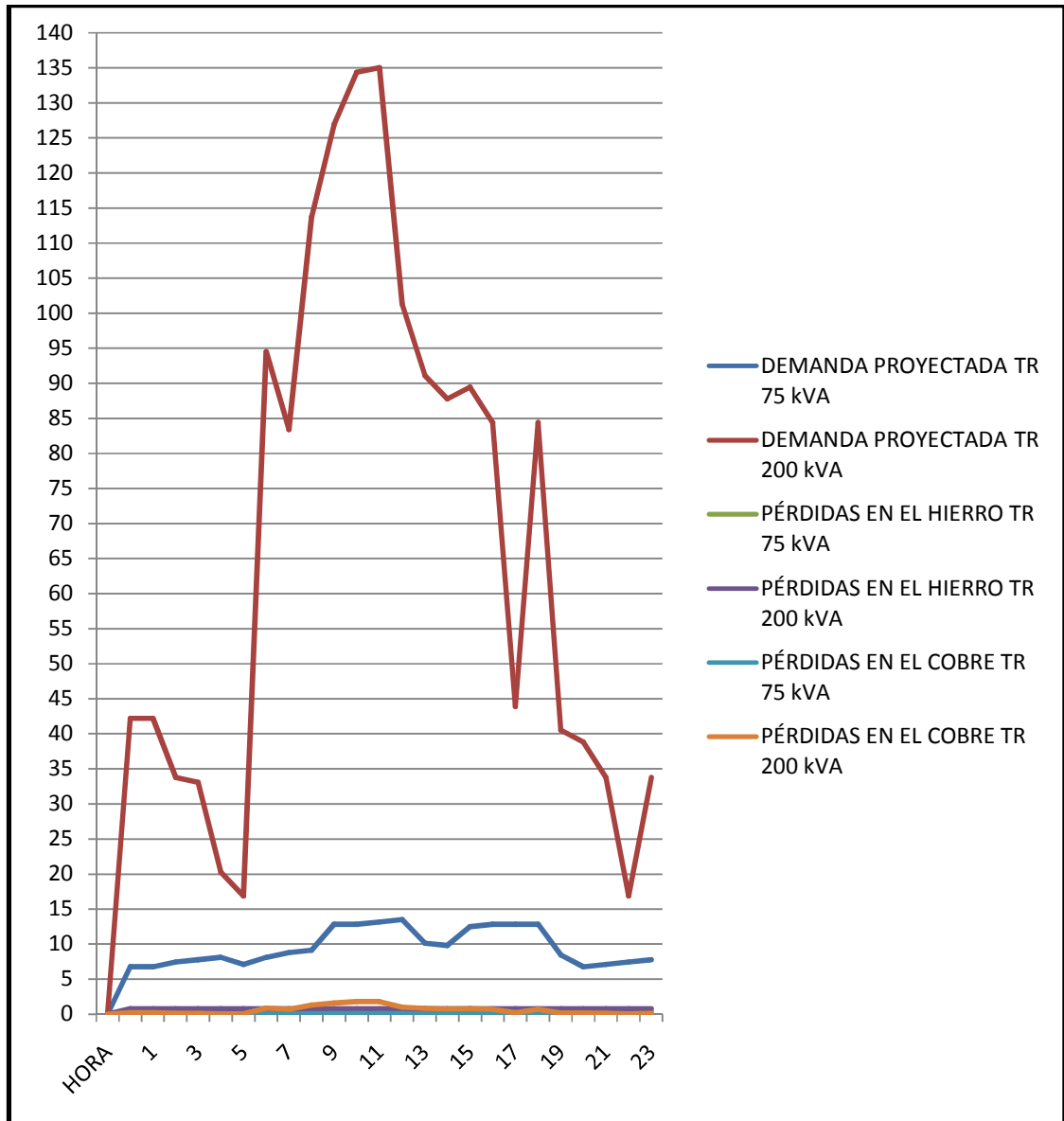
En la Figura 55, se observa el comportamiento de las pérdidas en el hierro y en el cobre para los transformadores de 75 kVA y 200 kVA y en la Figura 56 se observa la curva de demanda diaria contemplando el crecimiento de la demanda (Demanda Proyectada) para el conjunto de los dos transformadores

Figura 55. Pérdidas en el Hierro Transformadores 75 y 200 kVA



Fuente: Autores

Figura 56. Curvas de Demanda Transformadores 75 y 200 kVA



Fuente: Autores

Tabla 49. Valores de la Curva de Demanda Transformadores 75 y 200 kVA

	DEMANDA PROYECTADA		PÉRDIDAS EN EL HIERRO		PÉRDIDAS EN EL COBRE	
	TR 75 kVA	TR 200 kVA	TR 75 kVA	TR 200 kVA	TR 75 kVA	TR 200 kVA
HORA	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
0	6,750702664	42,19189165	0,44	0,766	0,01972256	0,17580822
1	6,750702664	42,19189165	0,44	0,766	0,01972256	0,17580822
2	7,42577293	33,75351332	0,44	0,766	0,02386429	0,11251726
3	7,763308063	33,07844305	0,44	0,766	0,02608308	0,10806158
4	8,100843196	20,25210799	0,44	0,766	0,02840048	0,04050621
5	7,088237797	16,87675666	0,44	0,766	0,02174412	0,02812932
6	8,100843196	94,50983729	0,44	0,766	0,02840048	0,88213533
7	8,775913463	83,37117789	0,44	0,766	0,03333112	0,68645656
8	9,113448596	113,7493399	0,44	0,766	0,03594436	1,27784728
9	12,82633506	126,9132101	0,44	0,766	0,07119842	1,59072403
10	12,82633506	134,338983	0,44	0,766	0,07119842	1,78231842
11	13,16387019	135,0140533	0,44	0,766	0,07499502	1,80027618
12	13,50140533	101,26054	0,44	0,766	0,07889022	1,01265535
13	10,126054	91,13448596	0,44	0,766	0,04437575	0,82025083
14	9,788518862	87,75913463	0,44	0,766	0,04146667	0,76061668
15	12,48879993	89,44681029	0,44	0,766	0,06750045	0,79015247
16	12,82633506	84,38378329	0,44	0,766	0,07119842	0,70323288
17	12,82633506	43,87956731	0,44	0,766	0,07119842	0,19015417
18	12,82633506	84,38378329	0,44	0,766	0,07119842	0,70323288
19	8,438378329	40,50421598	0,44	0,766	0,03081649	0,16202486
20	6,750702664	38,81654032	0,44	0,766	0,01972256	0,14880408
21	7,088237797	33,75351332	0,44	0,766	0,02174412	0,11251726
22	7,42577293	16,87675666	0,44	0,766	0,02386429	0,02812932
23	7,763308063	33,75351332	0,44	0,766	0,02608308	0,11251726
		TOTAL PERDIDAS	10,56	18,384	1,0226638	14,2048766

Fuente: Autores

De acuerdo con los valores de la Tabla 50, se obtienen los siguientes resultados de los valores de pérdidas asociadas al conjunto de transformadores

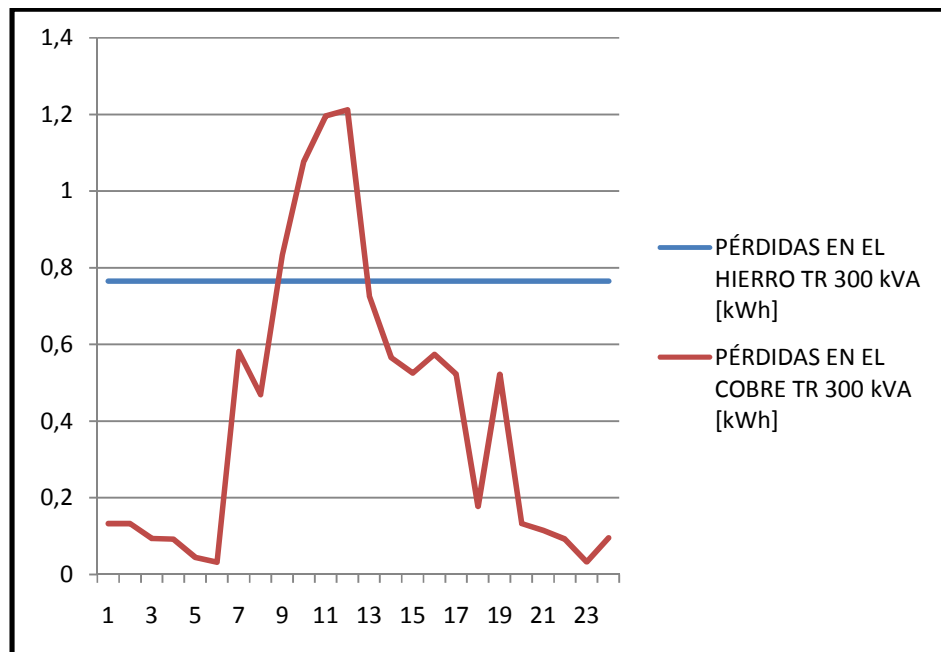
Tabla 50. Resumen de Pérdidas para los Transformadores de 75 y 200 kVA

Pérdidas Transformadores 75 y 200 kVA		
TOTAL PERDIDAS DIARIAS	44,1715404	KWh/día
TOTAL PERDIDAS MES	1325,14621	KWh/MES
TOTAL PERDIDAS ANUALES	15901,7546	KWh/AÑO

Fuente: Autores

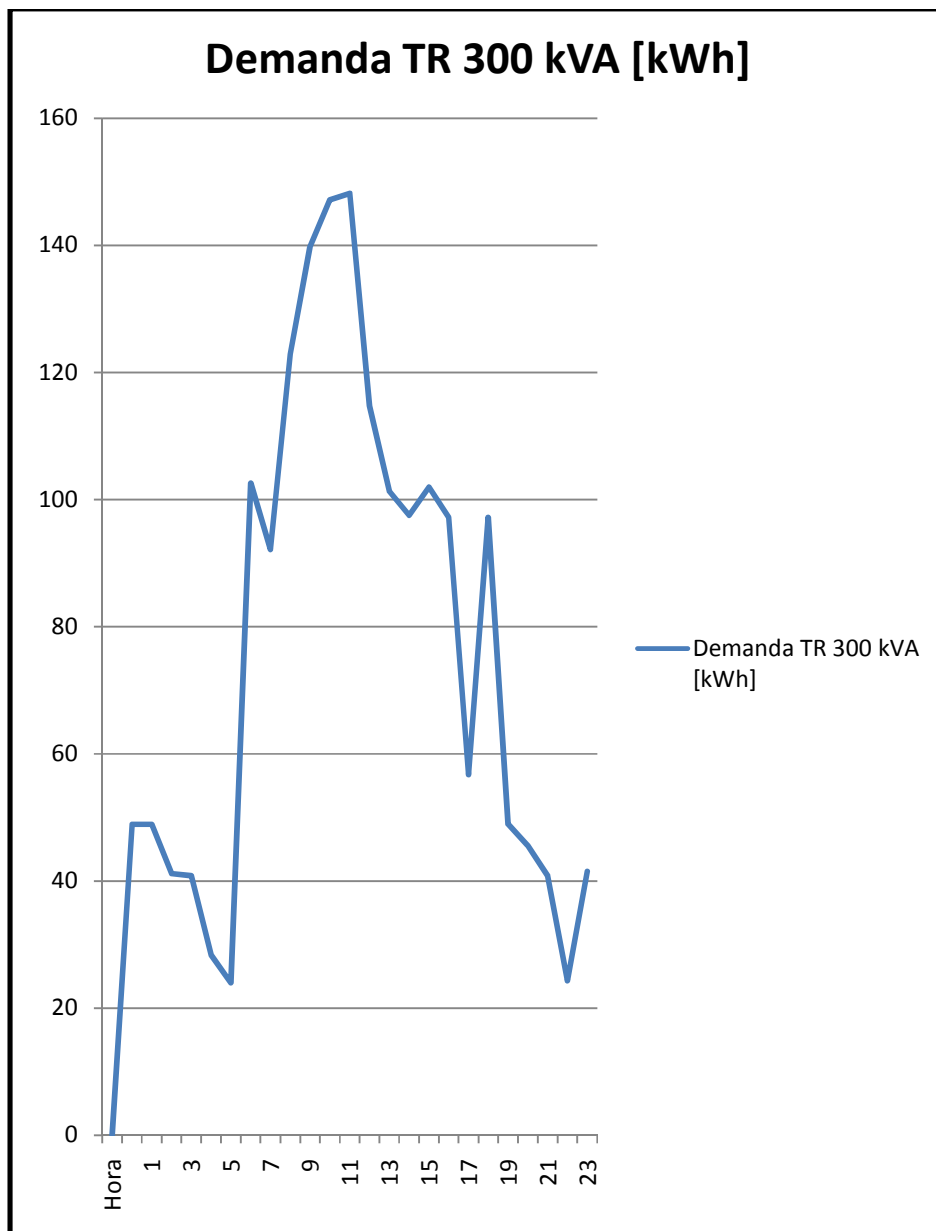
Para el transformador de 300 kVA, en la Figura 57 se tiene el comportamiento de las pérdidas en el hierro y en el cobre y en la figura z se tiene la curva de demanda diaria para el transformador de 300 kVA

Figura 57. Pérdidas en el Hierro Transformador 300 kVA



Fuente: Autores

Figura 58. Pérdidas en el Hierro Transformador 300 kVA



Fuente: Autores

Tabla 51. Valores de la Curva de Demanda Transformadores 75 y 200 kVA

Hora	Demanda TR 300 kVA [kWh]	PÉRDIDAS EN EL HIERRO TR 300 kVA	PÉRDIDAS EN EL COBRE TR 300 kVA
0	48,94259431	[kWh]	[kWh]
1	48,94259431	0,765	0,132226545
2	41,17928625	0,765	0,132226545
3	40,84175111	0,765	0,093605702
4	28,35295119	0,765	0,092077472
5	23,96499446	0,765	0,044375291
6	102,6106805	0,765	0,031702926
7	92,14709136	0,765	0,581205629
8	122,8627885	0,765	0,468714014
9	139,7395451	0,765	0,833269358
10	147,1653181	0,765	1,077912049
11	148,1779235	0,765	1,195516633
12	114,7619453	0,765	1,212025298
13	101,26054	0,765	0,727010157
14	97,54765349	0,765	0,566011368
15	101,9356102	0,765	0,525264839
16	97,21011835	0,765	0,573583342
17	56,70590237	0,765	0,521636077
18	97,21011835	0,765	0,177501165
19	48,94259431	0,765	0,521636077
20	45,56724298	0,765	0,132226545
21	40,84175111	0,765	0,114617302
22	24,30252959	0,765	0,092077472
23	41,51682138	0,765	0,032602255
		0,765	0,095146511
	TOTALES	18,36	9,97417057

Fuente: Autores

De acuerdo con los valores de la Tabla 52, se obtienen los siguientes resultados de los valores de pérdidas asociadas al transformador de 300 kVA

Tabla 52. Resumen de Pérdidas para los Transformadores de 300 kVA

Pérdidas Transformador 300 kVA		
TOTAL PERDIDAS DIARIAS	28,33417057	KWh/día
TOTAL PERDIDAS MES	850,0251171	KWh/MES
TOTAL PERDIDAS ANUALES	10200,30141	KWh/AÑO

Fuente: Autores

Para realizar el análisis económico se tomarán las tarifas de la ESSA para el mes de enero. La Universidad se encuentra ubicada en el nivel 2 y es un usuario de tipo oficial. Para estas características, el valor del KWh corresponde a COP 310,13.

Para el valor de la proyección, se contempla un escenario de condiciones normales durante los 20 años, realizando los mantenimientos que garanticen que las pérdidas del transformador no se incrementen en el tiempo debido a fallas en la operación.

Tabla 53. Resumen de Pérdidas en el cobre y en el núcleo para los Transformadores

Total Pérdidas	Pérdidas Anuales KWh	Costo Pérdidas Anuales COP
Transformador 75 y 200 kVA	15901,7546	4 931 625
Transformador 300 kVA	10200,30	3 163 419

Fuente: Autores

Para realizar la proyección de estos valores a futuro, se tiene en cuenta la tasa de inflación anual correspondiente al año 2010, la cual según el Banco de la República correspondió 3,4%.

$$V_{\text{valor Futuro}} = V_{\text{Presente}} (1 + i)^n$$

Donde el valor de i corresponde a la inflación y n corresponde al número de períodos, el cual corresponde a 20 años, valor que corresponde a la vida útil del transformador.

Tabla 54. Resumen del Costo de las Pérdidas en el cobre y en el núcleo en 20 años

Total Pérdidas	Costo Pérdidas Anuales COP	Costo Pérdidas en 20 años COP
Transformador 75 y 200 kVA	4 931 625	$V_{\text{valor Futuro}} = 4\,931\,625(1 + 0,034)^{20}$ = 9 625 001,8
Transformador 300 kVA	3 163 419	$V_{\text{valor Futuro}} = 3\,163\,419(1 + 0,034)^{20}$ = 6 174 012,4

Fuente: Autores

De acuerdo al análisis de pérdidas, la segunda propuesta con el transformador de 300 kVA, corresponde a la mejor propuesta.

6.2 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR

De acuerdo con lo establecido por la norma NTC 2135, la fórmula para la evaluación de pérdidas en transformadores de distribución está dada por:

$$C_{tt} = CT + K_1 P_o + K_2 P_{cu}$$

En donde:

Ctt: Costo final evaluado del transformador.

CT: Valor cotizado del transformador.

K1: Coeficiente de las pérdidas en vacío (\$/kW).

K2: Coeficiente de las pérdidas en el cobre (\$/kW).

Po: Pérdidas en vacío declaradas en la oferta (kW).

Pcu: Pérdidas en el cobre declaradas en la oferta (kW).

Criterios para el cálculo del Costo Final del Transformador

Los valores de Po y Pc para cada una de los transformadores, fueron hallados según la NTC 1954. Para la primera propuesta, como los transformadores son existentes, se procede a estimar el valor cotizado por medio de la depreciación.

Según el decreto 3019 de 1989, los inmuebles tienen una vida útil de 20 años, los bienes muebles, maquinaria y equipo, trenes aviones y barcos, tienen una vida útil de 10 años, y los vehículos y computadores tienen una vida útil de 5 años. De acuerdo a lo anterior, se emplea el método de la suma de los dígitos para el cálculo de la depreciación, considerando los transformadores como un equipo.

Tabla 55. Valor Cotizado para los Transformadores de 75 y 200 kVA

	Valor Inicial	Valor al final del período
Transformador 75 kVA	16 000 000	2 090 909
Transformador 200 kVA	30 000 000	5 454 545

Fuente: Autores

Tabla 56. Costo Final de los Transformadores

	Primera Propuesta		Segunda Propuesta
	Trf 75 kVA	Trf 200 kVA	Trf 300
Po	440	766	765
Pcu	1800	2890	3674
\$/KW	310,13	310,13	310,13
Valor Cotizado	2 090 909	5 454 545	37 073 600
Costo Final del Transformador	2 785 309	6 588 380	38 450 267

INVERSION INICIAL

Dentro del valor de inversión inicial se tienen los costos directos especificados para cada una de las propuestas, tales como demolición y desmonte subestación existente, transformadores de potencia, celdas de media tensión, tableros e interruptores, interconexiones y conductores en media y BT.

OPERACIÓN

Dentro de la operación, se tiene en cuenta las pérdidas en el núcleo y en el hierro a las cuales están sometidos los transformadores, junto con el personal necesario para garantizar su correcta operación, con el cual cuenta la División de Planta Física.

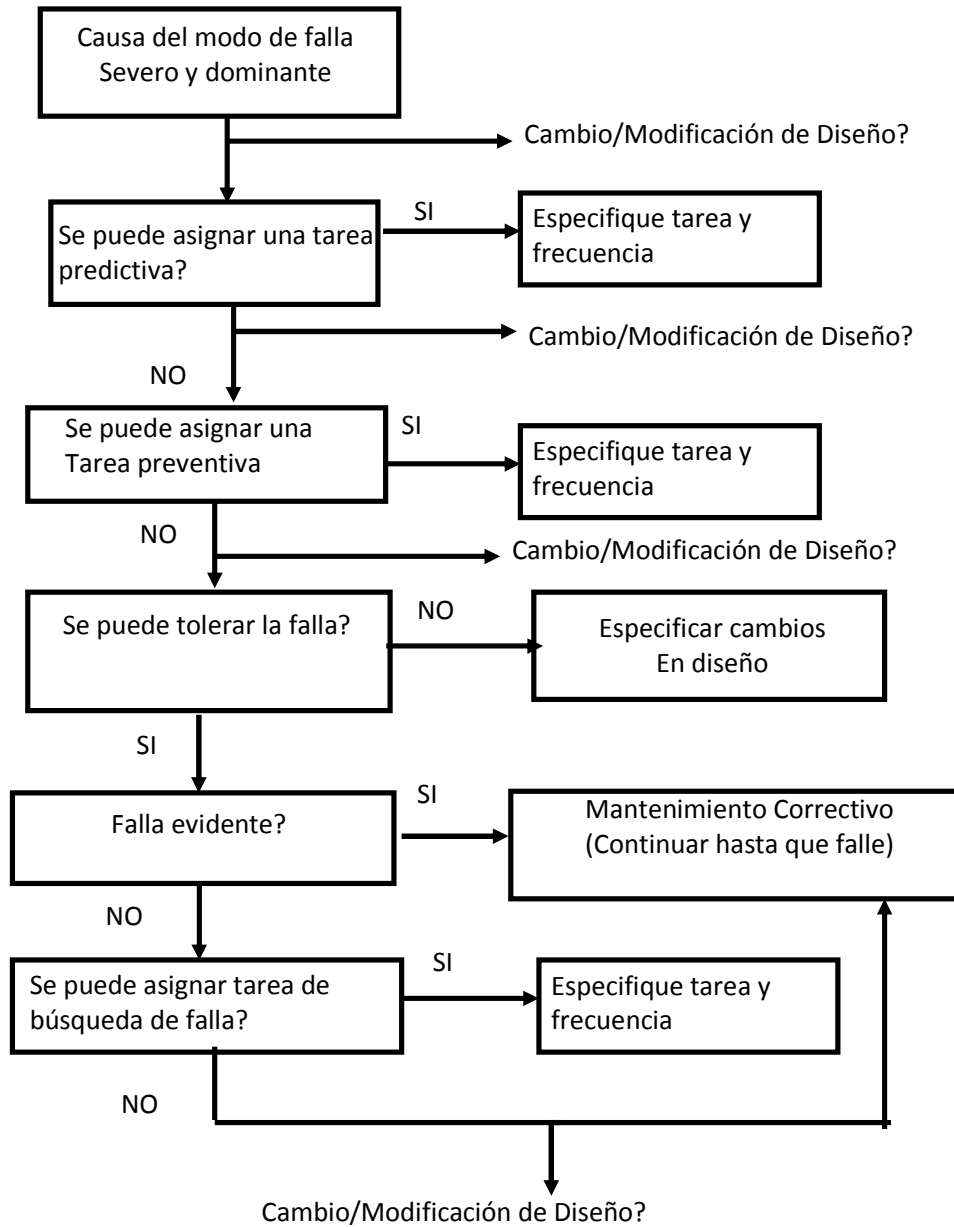
MANTENIMIENTO

Para esta subestación, se deben realizar mantenimientos preventivos cada 3 años dentro de los cuales se contemplan técnicas predictivas para monitorear la condición y detectar fallas potenciales como lo es cambios en vibración, temperatura, contenido de gases partículas en lubricantes y otros). Las tareas típicas en este sentido son el análisis de gases disueltos, la termografía y pruebas eléctricas.

Para la primera propuesta, existen un mayor número de elementos a los cuales se les debe realizar el mantenimiento: tres celdas, dos transformadores y el área de la subestación es mayor. En la segunda propuesta existen dos celdas y un solo transformador, de forma que el costo relacionado con el mantenimiento se incrementa para la primera propuesta.

Teniendo en cuenta lo establecido en las directrices de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, es necesario tener en cuenta la siguiente estructura para realizar los mantenimientos.

Figura 59. Diagrama de Flujo para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A

Tabla 57. Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento

	Primera Propuesta	Segunda Propuesta
Inversión Inicial	196 118 167	187 575 356
Operación	4 931 625	3 163 419
Mantenimiento	4 920 000	1 430 000
Total	205 969 792	192 168 775

Por lo cual desde este punto de vista, la segunda propuesta es más viable con respecto a la primera, por lo cual se recomienda a la División de Planta Física la construcción de la Subestación con un solo transformador, lo cual reduce costos de mantenimiento porque al existir un menor número de equipos, las probabilidades de falla de éstos se reducen, incrementa la vida útil del transformador debido a que este transformador es nuevo y los otros dos transformadores quedan de respaldo para mantenimientos en otras subestaciones de la Universidad

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

1. El cumplimiento de la reglamentación y normatividad vigente mejoran la calidad en el servicio y la seguridad de las personas en la manipulación de las instalaciones eléctricas.
2. De acuerdo con el análisis de pérdidas en el Cobre y en el Núcleo, se encontró que la propuesta más viable es la de tener un solo transformador en la subestación y los otros dos transformadores se tienen como respaldo para los mantenimientos.
3. La implementación de las celdas SM6 es una excelente alternativa para la construcción de Subestaciones de Tipo Interior. Aunque es una excelente solución, hay que tener en cuenta, que en las celdas del Fabricante Schneider Electric, existe la desventaja que no se tiene un corte visible, para cumplir con las reglas de oro de la seguridad, de acuerdo con el análisis de pérdidas en el Cobre y en el Núcleo, se encontró que la propuesta más viable es la de tener un solo transformador en la subestación y los otros dos transformadores se tienen como respaldo para los mantenimientos.
4. Para el cálculo de la corriente de cortocircuito requerida en el cálculo del Sistema de Puesta a Tierra, se debe realizar un estudio para referir la corriente desde la subestación principal ubicado en el edificio de Eléctrica Antigua hasta bornes del transformador de la subestación en diseño, con el propósito de optimizar el cálculo de la Malla de Puesta a Tierra.
5. Para la corrección del Factor de Potencia, es necesario conocer la forma de onda de la corriente de neutro, puesto que si tiene componentes armónicas, es necesario realizar un estudio de Calidad de la Energía para realizar el diseño del

Filtro y evitar que el sistema entre en resonancia provocando sobretensiones en el sistema eléctrico de la Universidad y de la Subestación.

BIBLIOGRAFIA

Apuntes de Clase de Ciro Jurado Jerez, Profesor del Curso de Instalaciones Eléctricas de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Abril 2010.

Apuntes de Clase de Ciro Jurado Jerez, Profesor del Curso de Redes de Distribución de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Agosto 2009.

Apuntes de Clase de Gilberto Carrillo Caicedo, Profesor del Curso de Protecciones Eléctricas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Agosto 2009

Apuntes de Clase de Hermann Raúl Vargas Torres, Profesor del Curso de Subestaciones Eléctricas de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Abril 2010.

CASAS OSPINA, Favio. TIERRAS, Soporte de la Seguridad Eléctrica. 2 ed. Colombia, 2003.

CODENSA E.S.P. Normas de Diseño y Construcción de Redes Eléctricas.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER. Normas Para el Cálculo y Diseño de sistemas de Distribución”. 2005

Enríquez Harper, Gilberto “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”, Ed. Limusa, México, 1994.

FUERZAS MILITARES DE COLOMBIA. EJERCITO NACIONAL. DIRECCIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y EDIFICACIONES. Especificaciones Técnicas de Construcción. Versión 01. Diciembre 7 de 2009.

Hidrocol & CIA Ltda. <<http://www.hidrosolta.com/>>. [10 de Diciembre 2011]

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACION. Código Eléctrico Colombiano. Bogotá: ICONTEC, 2003. (NTC 2050)

Luminex-Legrand. Productos de Uso Industrial. Catálogo 2010.

Norma Técnica Colombiana NTC 317. Transformadores de Potencia

Norma Técnica Colombiana NTC 5019. Selección de Equipos de medición de Energía Eléctrica.

RAMÍREZ APONTE, Sergio Andrey. Levantamiento de las redes eléctricas externas de media tensión del campus central de la Universidad Industrial de Santander. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2007.

REPUBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Bogotá: 2008. (RETIE)

RIVERA, Jhon y RODRIGUEZ, Hugo. Evaluación Técnico Financiera de los Sistemas de Aire Acondicionado de los Edificios Jorge Bautista Vesga y Administración I de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2009.

Ruelas Gomez Roberto. “Sistemas de Puesta a Tierra – Teoría, Diseño, Medición y Mantenimiento”. <<http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>>. [15 de Noviembre 2010]

Schneider Electric. Centros de Transformación 24 kV MT/BT. Distribución Eléctrica en Media Tensión.

Schneider Electric. Fusibles de 3,6 a 36 kV. Catálogo 2010. Distribución Eléctrica en Media Tensión.

Schneider Electric. Soluciones Integrales. Catálogo 2010. Selección DPS.

Universidad de Castilla – La Mancha (UCLM). Protecciones Eléctricas. <http://www.uclm.es/area/ing_rural/Instalaciones/Protecciones.pdf>. [28 de Noviembre 2010]

Velázquez Ingenieros Asociados Limitada. Banco de Condensadores. <http://www.velasquez.com.co/paginas/banco_de_condensadores.htm>. [10 de Diciembre de 2010].

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] REPUBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Bogotá: 2008. (RETIE)
- [2] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACION. Código Eléctrico Colombiano. Bogotá: ICONTEC, 2003. (NTC 2050)
- [3] CASAS OSPINA, Favio. TIERRAS, Soporte de la Seguridad Eléctrica. 2 ed. Colombia, 2003.
- [4] RIVERA, Jhon y RODRIGUEZ, Hugo. Evaluación Técnico Financiera de los Sistemas de Aire Acondicionado de los Edificios Jorge Bautista Vesga y Administración I de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2009.
- [5] FUERZAS MILITARES DE COLOMBIA. EJERCITO NACIONAL. DIRECCIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y EDIFICACIONES. Especificaciones Técnicas de Construcción. Versión 01. Diciembre 7 de 2009.
- [6] Norma Técnica Colombiana NTC 317. Transformadores de Potencia
- [7] ELECTRIFICADORA DE SANTANDER. Normas Para el Cálculo y Diseño de sistemas de Distribución". 2005
- [8] CODENSA E.S.P. Normas de Diseño y Construcción de Redes Eléctricas.
- [9] RAMÍREZ APONTE, Sergio Andrey. Levantamiento de las redes eléctricas externas de media tensión del campus central de la Universidad Industrial de

Santander. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2007.

[10] Norma Técnica Colombiana NTC 5019. Selección de Equipos de medición de Energía Eléctrica.

[11] Enríquez Harper, Gilberto “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”, Ed. Limusa, México, 1994.

[12] Ruelas Gomez Roberto. “Sistemas de Puesta a Tierra – Teoría, Diseño, Medición y Mantenimiento”. <<http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>>. [15 de Noviembre 2010]

[13] Universidad de Castilla – La Mancha (UCLM). Protecciones Eléctricas. <http://www.uclm.es/area/ing_rural/Instalaciones/Protecciones.pdf>. [28 de Noviembre 2010]

[14] Hidrocol & CIA Ltda. <<http://www.hidrosolta.com/>>. [10 de Diciembre 2011]

[15] Apuntes de Clase de Ciro Jurado Jerez, Profesor del Curso de Instalaciones Eléctricas de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Abril 2010.

[16] Apuntes de Clase de Hermann Raúl Vargas Torres, Profesor del Curso de Subestaciones Eléctricas de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Abril 2010.

[17] Apuntes de Clase de Ciro Jurado Jerez, Profesor del Curso de Redes de Distribución de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Agosto 2009.

[18] Apuntes de Clase de Gilberto Carrillo Caicedo, Profesor del Curso de Protecciones Eléctricas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Agosto 2009

[19] Schneider Electric. Centros de Transformación 24 kV MT/BT. Distribución Eléctrica en Media Tensión.

[20] Schneider Electric. Fusibles de 3,6 a 36 kV. Catálogo 2010. Distribución Eléctrica en Media Tensión.

[21] Schneider Electric. Soluciones Integrales. Catálogo 2010. Selección DPS.

[22] Luminex-Legrand. Productos de Uso Industrial. Catálogo 2010.

[23] Velázquez Ingenieros Asociados Limitada. Banco de Condensadores. <http://www.velasquez.com.co/paginas/banco_de_condensadores.htm>. [10 de Diciembre de 2010].

ANEXOS

Anexo 1. Programa Cálculo Malla Sistema de Puesta a Tierra.
(Archivo adjunto malla_tierra.m)

Anexo 2. Hoja de Cálculo Microsoft office Excel. Regulación Conductores.

Anexo 3. Plano Diseño Eléctrico Actual SE-ADM I-01 DE 06.

Anexo 4. Plano Primera Propuesta-Diseño Eléctrico SE-ADM I-02 DE 06.

Anexo 5. Plano Primera Propuesta de Diseño – Obras Civiles SE-ADM I-03 DE 06.

Anexo 6. Plano Segunda Propuesta Diseño Eléctrico SE-ADM I-04 DE 06.

Anexo 7. Plano Segunda Propuesta de Diseño – Obras Civiles SE-ADM I-05 DE 06.

Anexo 8. Plano Tablero General Subestación Administración I – Proyectado SE-ADM I-06 DE 06.

Anexo 9. HIDROSOLTA

Hidrosolta es un suelo artificial de baja impedancia y alta capacitancia que se usa para conformar un circuito RC en sintonía con la energía de fallas a tierra provenientes de una descarga eléctrica o estática.

La energía proveniente de una descarga eléctrica o estática es recibida por la Hidrosolta a través de un sistema de puesta a tierra. Una vez recibida esta energía, este "suelo artificial" almacena, retiene y domina las energías para luego

entregarlas paulatinamente al suelo natural en la forma de descarga del circuito RC, de acuerdo a las condiciones específicas de cada superficie.

Hidrosolta crea una interface entre el conductor y el suelo natural en base a óxido de metales tensoactivos para dominar las energías de fallas a tierra de modo de proteger a las personas y las instalaciones. Cabe destacar que en 1993 este producto recibió el Premio Nacional de Ingeniería otorgado por la ACIEM (Colombia), por su innovación en este campo, ya que es el único sistema patentado en el mundo que opera en forma activa ante fallas a tierra.



Dominio por Almacenamiento de Energía.
Es una técnica novedosa cuyo objetivo fundamental es almacenar la energía en desbalance incorporando un circuito RC.
Dicha técnica, fue diseñada para ser efectiva independientemente del suelo natural, ya que este, sólo sirve de referencia para el condensador. Debido a la base de la Hidrosolta® y a su característica compensadora, se puede asegurar una confiabilidad a largo plazo, libre de mantenimiento, pues evita la corrosión del cobre y retiene la humedad evitando la irrigación de sus componentes en el suelo natural

Patentes



Hidrosolta®
www.hidrosolta.com



Drenador por dispersión®
PARA RAYOS CON EXCITACIÓN Y FILTRO DE ONDA

Anexo 10. Fabricantes Transferencia Automática

VELASQUEZ LTDA.
CALLE 4 C N° 38-D-45
Teléfonos: (572) 558 1405 / 06 / 07, (572) 556 9403 / 04
(572) 681 1942 Fax: (572) 557 2898
E mail: velasquez@uniweb.net.co
ventas@velasquez.com.co
CALI, COLOMBIA

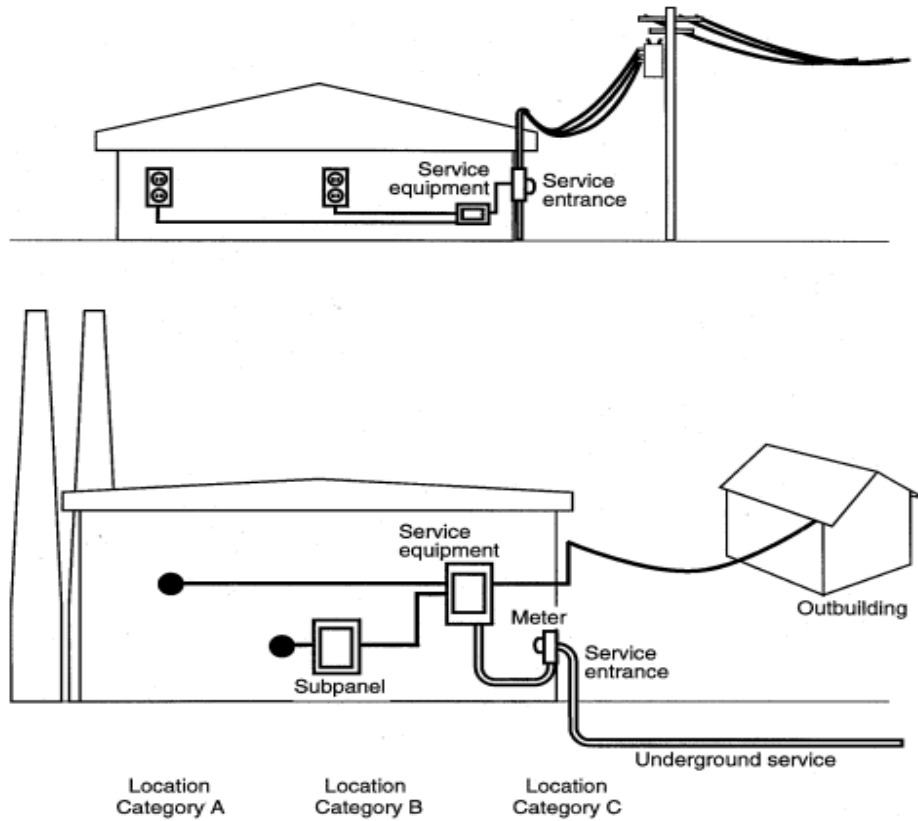
Anexo 11. Selección DPS según Std IEEE C62.41.2

De acuerdo a la norma IEEE Std C62.41.2 Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos en la selección del dispositivo de protección contra sobretensiones. A continuación, se tiene la guía de selección de acuerdo con el fabricante Schneider Electric con la ponderación de cada pregunta de acuerdo a la situación.

Pregunta	Respuesta	Puntos Asignados
1. Ubicación Geográfica de la aplicación	Días de tormenta al año: 30 (histórico del año 2009)	10
2. Ubicación respecto a otras actividades	Urbano	1
3. Ubicación respecto a otras construcciones	El más pequeño	1
4. Tipo de acometida	Clientes múltiples	6
5. Histórico de disturbios	Ocasionales	1
6. Importancia del equipo que va a ser protegido	Indispensable	19
7. Costo de la reparación del equipo que se daña	Costosa	19
TOTAL PUNTOS		57

La octava pregunta hace referencia al nivel de exposición, que para este caso corresponde al Nivel B, es decir una acometida interior.

Figura 60. Niveles de Exposición



Fuente: IEEE Std C62.41.2

En resumen, para 57 puntos y un nivel B, se elige un DPS de 160 kA según especificación de la guía de selección de DPS, tomada de la IEEE Std C62.41.2 descrito en la lista de precios 2009 de Schneider Electric.