



**INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA
PASCUAL BRAVO**

**DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA Y
SUBESTACIÓN PARA LA INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL
BRAVO**

**EIDER DAVID CARDONA GONZÁLEZ
CRISTIAN ANDRÉS GÓMEZ HERNÁNDEZ
ANDRÉS MAURICIO SÁNCHEZ ÁLZATE**

**INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2018**

**DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA Y
SUBESTACIÓN PARA LA INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL
BRAVO**

**EIDER DAVID CARDONA GONZÁLEZ
CRISTIAN ANDRÉS GÓMEZ HERNÁNDEZ
ANDRÉS MAURICIO SÁNCHEZ ÁLZATE**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Asesor:

**Luis Giovanni Berrio Zabala
Especialista en Automática**

INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

MEDELLÍN

2018

Notas de los autores

Andrés Sánchez, Cristian Gómez, Eider Cardona,
Facultad de Ingeniería, Institución Universitaria Pascual Bravo

El diseño realizado en el presente trabajo de grado se presenta con fines académicos como requisito para optar al título de Ingeniero Electricista. No se autoriza la copia parcial o ejecución sin contar con autorización escrita de todos los autores.

Este proyecto ha sido financiado por los autores
La correspondencia relacionada con este proyecto debe ser dirigida a Andrés Sánchez, Cristian Gómez, Eider Cardona, a la Facultad de Ingeniería de la Institución Universitaria Pascual Bravo, CL 73 N° 73A - 226 Campus Robledo, Medellín – Antioquia

Contactos: andr.sanchez@pascualbravo.edu.co, cri.gomez@pascualbravo.edu.co,
eid.cardona@pascualbravo.edu.co

Dedicatoria

Este trabajo de grado está dedicado, en primer lugar, a mis abuelos, especialmente a mi abuela por su constante apoyo y su enorme esfuerzo, a Yuly Mejía por su amor y paciencia incondicionales y a Jhon Paulo Rosso por sus oportunos consejos e invaluable aporte en mi formación personal y laboral.

Andrés M Sánchez.

Dedico este trabajo de grado a mi esposa Alejandra Olarte, por su amor, paciencia y apoyo incondicional; y a mis hijos, Isabela y Miguel Ángel, constante fuente de motivación.

Cristian A Gómez.

Dedico este trabajo de grado a mi esposa Natalia Martínez, a mis hijos, por su comprensión durante estos largos años de formación; a toda mi familia, especialmente a mi madre y mi hermana por su ayuda incondicional. Por último, a mi padre por toda la fuerza que me regala día a día para cumplir este sueño que es de todos.

Eider D Cardona.

Agradecimientos

Los autores expresan su más sincero agradecimiento a:

Luis Giovanni Berrio Zabala, Jefe del Departamento de Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Istitución Universitaria Pascual Bravo. Ingeniero Electricista, Especialista en Gestión Energética, Asesor del Trabajo de Grado. Por su valiosa orientación, colaboración y retroalimentación durante el desarrollo de este trabajo.

Margarita Enid Ramírez Carmona, Docente de pregrado, Istitución Universitaria Pascual Bravo. Ingeniera Química, Ph. D. en Tecnología de Processos Químicos y Bioquímicos. Por transmitirnos su conocimiento con paciencia y dedicación, y por su invaluable orientación en la elaboración final de este trabajo.

José Ricardo Velasco Méndez, Docente y coordinador de Ingenierías, Istitución Universitaria Pascual Bravo. Ingeniero Electricista, Magister en Educación. Por el seguimiento, apoyo y constante motivación.

Luis Eduardo Correa Cañas, Técnico de Mantenimiento, Istitución Universitaria Pascual Bravo. Por su disposición, paciencia y colaboración durante el proceso de levantamiento de información.

Cesar Augusto Rodriguez Ledesma, Docente de Pregrado, Istitución Universitaria Pascual Bravo. Ingeniero, MSc en Instrumentación y Control. Por el acompañamiento, la confianza y los conocimientos transmitidos durante este largo proceso.

Julio Ulises Palomeque Martinez, Docente de pregrado, Istitución Universitaria Pascual Bravo. Ingeniero Químico, MSc en Nanotecnología. Por su apoyo y orientación en la elaboración final de este trabajo.

Contenido

Lista de Figuras	xii
Lista de Tablas	xvi
Lista de abreviaturas	xviii
Resumen.....	xix
Abstract	xx
Glosario	xxi
Introducción	1
1. Planteamiento del problema.....	2
2. Justificación.....	7
3. Objetivos	9
3.1. Objetivo General	9
3.2. Objetivos Específicos.....	9
4. Marco de Referencia	10
4.1. Marco Teórico.....	10
4.1.1. Diseño eléctrico.....	10
4.2. Marco Conceptual	11
4.2.1. Red de energía.....	11
4.2.2. Conductores.....	15
4.2.3. Subestaciones.	18
4.2.4. Subestaciones Media Tensión / Baja Tensión.....	20
4.2.5. Transformador de potencia	22
4.2.6. Institución Universitaria Pascual Bravo	27
5. Metodología	29
5.1. Elaboración del diseño	29
5.1.1. Escalas.....	29
5.1.2. Distribución de la información.....	29
5.1.3. Vistas en planta	31
5.1.4. Memorias de cálculo	33
5.2. Diseño de redes eléctricas subterráneas	33

5.2.1. Canalizaciones.....	33
5.2.3. Conductores Subterráneos.....	33
5.2.4. Material de los ductos	33
5.2.5. Dimensiones del ducto	34
5.2.6. Características de las zanjas y canalizaciones.....	34
5.2.7. Cantidad de ductos	34
5.2.8. Cámaras.....	35
5.3. Diseño de subestaciones.....	39
5.3.1. Espacio de trabajo alrededor de los equipos	39
5.3.2. Profundidad del espacio de trabajo	41
5.3.3. Ancho del espacio de trabajo	41
5.3.4. Espacio dedicado para equipos	42
5.3.5. Accesos para subestación.....	42
5.3.6. Marcación y señalización.....	43
5.3.7. Cálculo de la ventilación.....	43
5.3.8. Materiales de construcción para subestaciones.....	43
5.4. Celda de transformador	43
5.4.1. Ventilación de la celda de transformador.....	44
5.4.2. Selección del transformador.....	45
5.4.3. Barraje principal transformador.	45
5.5. Celda de medida.....	45
5.5.1 Transformadores de corriente	46
5.5.2. Transformador de tensión	47
5.6. Cálculo de la corriente de cortocircuito	48
5.7. Capacidad nominal de circuitos	48
5.7.1. Capacidad de corriente y sección transversal mínima	48
5.7.2. Caída de tensión	49
5.7.3. Regulación.....	51
5.8. Conductores en ducto.....	52
5.8.1. Factor de ajuste	52

5.9. Canaletas metálicas para cables	53
5.10. Protección de los conductores.....	53
5.10.1. Corrientes nominales normalizadas.	54
5.11. Carga instalada – CI.....	54
5.12. Carga máxima (kW ó kVA) - DM	54
5.12. Capacidad instalada – PI.....	55
5.13. Curvas de consumo	55
5.14. Factor de carga - FC.....	55
5.14.1. Perfil de cargas para redes proyectadas.	56
5.15. Factor de potencia	56
6. Análisis y resultados.	57
6.1. Análisis general en la universidad.....	57
6.2. Histórico de consumos.....	58
6.3. Análisis de la red actual	65
6.3.1. Inspección técnica subestación 800 kVA- Bloque N°6	66
6.3.2. Instalación analizador Fluke en barraje secundario del transformador de 800 kVA	68
6.3.3. Instalación, Analizador Fluke en totalizador de 800A.....	72
6.3.4. Factor de Potencia.....	75
6.3.5. Factor de carga zona de influencia del proyecto.....	76
6.3.6. Cuadro de cargas existente.....	77
6.3.7. Cálculo de caída de tensión alimentadores existentes y protección.....	79
6.3.8. Levantamiento de redes existentes.....	87
6.4. Impacto ambiental.....	89
6.5. Impacto visual	91
6.6. Perfil de cargas para redes proyectadas.	92
6.7. Trayectoria de las redes subterráneas.....	94
6.8. Capacidad instalada por bloque.	95
6.9. Cálculo de corriente, conductor y protección.	95
6.10. Cálculo de caída de tensión alimentadores proyectados.	97

6.11. Selección de ductos y canaletas	97
6.12. Cuadro de cargas final.....	100
6.13. Selección potencia del transformador subestación proyectada.	101
6.13.1. Selección potencia transformador en reemplazo del de 800kVA.	101
6.14. Selección protección principal.	102
6.14.1. Barraje principal transformador.	102
6.15. Cálculo de cortocircuito	102
6.16. Cálculo ventilación de la subestación proyectada.....	108
6.17. Selección equipos de medida transformador.....	108
6.17.1. Transformador de corriente.....	109
6.17.2. Transformador de tensión.	109
6.17.3. Medidor de energía.	110
6.18. Fusibles limitadores seccionadores.	111
6.19. Diseño definitivo redes proyectadas.	112
6.19.1. Rótulo.....	112
6.19.2. Localización de la institución.....	113
6.19.3. Notas.	114
6.19.4. Convenciones	114
6.19.5. Cuadro de cargas.	115
6.19.6. Diagrama unifilar	115
6.19.7. Trayectoria redes	119
6.19.8. Diseño subestación.....	123
7. Conclusiones.	130
8. Recomendaciones.....	132
9. Referencias bibliográficas	134
10. Anexos.....	140
10.1. Anexos digitales	140
10.2. Anexos físicos	140

Lista de Figuras

Figura	Página
Figura 4-1. Esquema unifilar red de baja tensión	12
Figura 4-2. Esquemático de una red de distribución.....	13
Figura 4-3. Esquemático de una red de distribución.....	14
Figura 4-4. Modelo del cable de media tensión	17
Figura 4-5. Modelo del cable de media tensión	18
Figura 4-6. Visión general de normas de referencia subestaciones MT/BT.....	21
Figura 5-1. Distribución general de la información en el plano	30
Figura 5-2. Distribución de conductores en ductor.....	31
Figura 5-3. Ejemplo de vista en planta – Cuarto eléctrico.....	32
Figura 5-4. Caja de Distribución en andén	35
Figura 5-5. Caja para salida de circuitos a 13.2 kV	36
Figura 5-6. Detalle de la canalización de baja tensión cruce calzada.....	36
Figura 5-7. Detalle de la canalización de baja tensión zona verde	37
Figura 5-8. Detalle de la canalización de baja tensión anden	37
Figura 5-9. Detalle canalización media tensión	38
Figura 5-10. Detalle de la canalización media tensión cruce calzada.....	38
Figura 5-11. Caja de derivación de acometida.....	39
Figura 5-12. Límites de aproximación.....	40
Figura 5-13. Ancho del espacio de trabajo b	41
Figura 5-14. Espacio dedicado para equipos	42
Figura 5-15. Caso donde se hace necesario otra puerta de acceso o evacuación.....	42
Figura 5-16. Distancia mínima de separación entre el transformador y la celda.....	43
Figura 5-17. Vista frontal y posterior, rejillas de ventilación en celda.....	44
Figura 5-18. Elementos celdas de media tensión.....	46
Figura 5-19. Circuito equivalente caída de tensión	50
Figura 6-1. Consumo histórico energía activa I.U. Pascual Bravo.	59
Figura 6-2. Consumo histórico energía reactiva I.U. Pascual Bravo.....	60

Figura 6-3. Consumo histórico energía reactiva I.U. Pascual Bravo.....	61
Figura 6-4. Históricos anuales de consumos y promedios de energía	63
Figura 6-5. Consumo acumulado anual de energía I.U. Pascual Bravo.	63
Figura 6-6. Consumo acumulado anual de energía I.U. Pascual Bravo.	64
Figura 6-7. Inspección técnica subestación 800 kVA- Bloque N°6	67
Figura 6-8. Características analizador Fluke 434-II	68
Figura 6-9. Placa de características y transformador 800 kVA	68
Figura 6-10. Registro de corrientes, valores máximos.	70
Figura 6-11. Potencia activa y aparente, valores máximos.....	71
Figura 6-12. Instalación del analizador Fluke en totalizador de 800A	72
Figura 6-13. Registro de corrientes, valores máximos	74
Figura 6-14. Potencia activa y aparente, valores máximos.....	75
Figura 6-15. Mapa señalética bloques	78
Figura 6-16. Levantamiento de redes primarias existente.	88
Figura 6-17. Levantamiento de redes secundarias existentes	88
Figura 6-18. Levantamiento de redes secundarias alimentador protección 800 A.	89
Figura 6-19. Cruce de redes aéreas	90
Figura 6-20. Redes aéreas y su impacto visual	91
Figura 6-21. Proyección boulevard e impacto visual redes aéreas	92
Figura 6-25. Trayectoria definida para la red secundaria	94
Figura 6-24. Trayectoria definida para la red primaria.....	95
Figura 6-24. Simulación cálculos de corto circuito	106
Figura 6-25. Diagrama unifilar equipos de medida	110
Figura 6-26. Rótulo proyecto definitivo	112
Figura 6-27. Localización de la I.U. Pascual Bravo	113
Figura 6-28. Notas del diseño	114
Figura 6-29. Convenciones utilizadas.....	114
Figura 6-30. Cuadro de cargas proyectado	117
Figura 6-31. Diagrama unifilar proyectado	118
Figura 6-32. Redes primarias proyectadas.....	120

Figura 6-33. Redes secundarias proyectadas 1	120
Figura 6-34. Redes secundarias proyectadas 2	121
Figura 6-35. Zona elegida para la ubicación de subestación proyectada.....	123
Figura 6-36. Ubicación elegida como centro de carga	123
Figura 6-37. Detalles ventilación subestación	124
Figura 6-38. Detalles celda medida, seccionador, transformador, ML.....	125
Figura 6-39. Detalles distribución equipos subestación	126
Figura 6-40. Detalles distribución y medidas equipos subestación	127

Lista de Tablas

Tabla	Página
Tabla 4-1. Comparación técnica entre transformadores secos y aislados en aceite.....	24
Tabla 5-1. Aplicación de Escalas.....	29
Tabla 5-2. Diámetros mínimos de ductos recomendados por tensión de fase	34
Tabla 5-3. Profundidades mínimas de enterramiento de redes subterráneas	34
Tabla 5-4. Cantidad de ductos para una canalización.....	35
Tabla 5-5. Distancias mínimas para trabajos en partes energizadas AC	40
Tabla 5-6. Espacios de trabajo	41
Tabla 5-7. Espesor mínimo para muros cortafuegos	43
Tabla 5-8. Altura de la celda según capacidad del transformador	44
Tabla 5-9. Capacidad de corriente barras con sección transversal rectangular	44
Tabla 5-10. Relación de transformación de TC para mediciones indirectas	46
Tabla 5-11. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal	47
Tabla 5-12. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados de 0 a 2000V.....	49
Tabla 5-13. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal	51
Tabla 5-14. Resistencia y reactancia para cables de cobre de baja tensión	51
Tabla 5-15. Número máximo de conductores y cables en tubos rígidos de PVC.....	52
Tabla 5-16. Número máximo de conductores y cables en tuberías eléctricas metálicas	52
Tabla 5-17. Factor de corrección	53
Tabla 6-1. Datos históricos de consumo I.U. Pascual Bravo. 2014 - 2017	58
Tabla 6-2. Datos técnicos instalación I.U. Pascual Bravo	59
Tabla 6-3. Datos históricos de consumo I.U. Pascual Bravo, 2014 - 2017	62
Tabla 6-4. Componentes del costo de energía	62
Tabla 6-5. Capacidad actual instalada I.U. Pascual Bravo.	65
Tabla 6-6. Aspectos evaluados en la inspección técnica a la S/E de 800 kVA.	67
Tabla 6-7. Datos de instalación, Fluke 434-II en barraje secundario del transformador.....	69
Tabla 6-8. Captura de datos Analizador Fluke en barraje secundario del transformador.....	69
Tabla 6-9. Perfil de carga de corriente en barraje secundario del transformador	70

Tabla 6-10. Perfil de carga potencias en barraje secundario del transformador	71
Tabla 6-11. Datos de instalación, Fluke 434-II en totalizador 800A.....	72
Tabla 6-12. Captura de datos Analizador Fluke 434-II en totalizador de 800A.....	73
Tabla 6-13. Perfil de carga de corriente en totalizador de 800A	74
Tabla 6-14. Perfil de carga potencias en totalizador 800A.....	75
Tabla 6-15. Perfil factor de potencia.....	76
Tabla 6-16. Factor de carga zona de influencia	76
Tabla 6-17. Factor de carga totalizador 800 A	77
Tabla 6-18. Cuadro de cargas existente, zona de influencia del proyecto	79
Tabla 6-19. Pasos para calcular la regulación.....	80
Tabla 6-20. Cuadro de cargas existente y regulación.	81
Tabla 6-21. Capacidad de corriente conductor Vs protección.....	83
Tabla 6-22. Distancia conductores por bloque	84
Tabla 6-23. Caída de tensión bloques alimentador protección 800 A	85
Tabla 6-24. Resumen factores de carga	93
Tabla 6-25. Factor de carga redes proyectadas.....	93
Tabla 6-26. Capacidad instalada por bloque.....	95
Tabla 6-27. Ejemplo de cálculo para el bloque 4.....	96
Tabla 6-28. Capacidad de corriente y protección por bloque.	96
Tabla 6-29. Cálculo regulación redes proyectadas.	97
Tabla 6-30. Selección de ductos y canaletas para las redes secundarias	99
Tabla 6-31. Cuadro de cargas proyectado I.U Pascual bravo.	100
Tabla 6-32. Potencia del transformador proyectado I.U. Pascual Bravo.....	101
Tabla 6-33. Cálculo corriente cortocircuito transformador.	103
Tabla 6-34. Cálculo corriente cortocircuito totalizador principal.....	104
Tabla 6-35. Cálculo corriente cortocircuito bloque 19.	105
Tabla 6-36. Comparación cálculo manuales vs simulación.....	107
Tabla 6-37. Cálculo ventilación subestación proyectada 630 kVA	108

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
ALC	América Latina y el Caribe
AT	Alta tensión
BT	Baja tensión
CEN	European Committee for Standardization
EPM	Empresas Públicas de Medellín
EN	European Standards
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IUPB	Institución Universitaria Pascual Bravo
MT	Media tensión
NEMA	National Electrical Asociación de Fabricantes
NTC	Norma Técnica Colombiana
SIP	Sistema Eléctrico de Potencia
SPT	Sistema de Puesta a Tierra
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
UL	Underwriters Laboratories
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XLPE	Cross-Linked Polyethylene

Resumen

El presente trabajo de grado, aborda la distribución y transformación eléctrica de la Institución Universitaria Pascual Bravo. El proyecto tiene como objetivo principal el diseño de redes eléctricas tipo subterráneas y una subestación en media tensión para el campus Robledo.

Teniendo como base la normatividad aplicable en Colombia, contenida en el RETIE y NTC 2050, se realiza el levantamiento de las redes eléctricas existentes en la Institución Universitaria Pascual Bravo, identificando trayectorias y componentes principales; durante este proceso, queda de manifiesto falencias importantes en la subestación, acometidas eléctricas, cuartos técnicos, entre otros. Una vez se realiza el diagnóstico general, se definen las trayectorias, ubicación, capacidad y equipos de las redes proyectadas y se presenta un diseño que garantiza la adecuada distribución de cargas, contemplando tanto los consumos actuales, como las adecuaciones, remodelaciones y construcciones futuras que implican el aumento de la demanda energética de la Institución.

El diseño eléctrico planteado en este trabajo, garantiza la confiabilidad, continuidad y la calidad del servicio; disminuyendo las fallas y generando un menor índice de interrupciones; así mismo, el diseño presentado propende por la preservación del medio ambiente. En cuanto al mantenimiento, las especificaciones del diseño que se presenta generan una mayor facilidad para la operación y la planeación de trabajos programados. Con las distribuciones tipo subterráneas y la nueva subestación se logra incrementar el porcentaje de seguridad para los usuarios sin necesidad de afectar cargas críticas, además se mejoran los cálculos de regulación, el factor de carga de los transformadores y sus pérdidas técnicas, pérdidas que actualmente generan sobrecostos a la institución.

Palabras Clave: Diseño eléctrico, Institución Universitaria Pascual Bravo, redes eléctricas subterráneas, subestación en media tensión.

Abstract

This degree project, deals with the distribution and electrical transformation at Institución Universitaria Pascual Bravo. The project has as principal objective the design of underground electrical networks and a medium voltage substation for the Robledo campus.

Based on the applicable regulations in Colombia, contained in RETIE and NTC 2050, the electric networks existing in the Pascual Bravo University Institution are surveyed, identifying trajectories and main components. During this process, important faults in the substation, electrical connections, technical rooms, among others, are evident. Once the general diagnosis is made, the trajectories, location, capacity and equipment of the projected networks will be defined and a design that can guarantee the adequate distribution of loads will be presented, contemplating both the current consumption, as well as the adjustments, remodeling and future constructions that they imply the increase of the energy demand of the Institution.

The electrical design proposed in this work guarantees the reliability, continuity and quality of the service; decreasing failures and generating a lower rate of interruptions; likewise, the presented design tends for the preservation of the environment. In terms of maintenance, the specifications of the design presented make it easier to operate and plan scheduled jobs. With the underground type distributions and the new substation it is possible to increase the percentage of safety for the users without having to affect critical loads, besides improving the regulation calculations, the load factor of the transformers and their technical losses, losses that currently generate cost overruns to the institution.

Keywords: Electrical design, Institución Universitaria Pascual Bravo, underground electrical networks, medium voltage substation.

Glosario

Acometida eléctrica: De acuerdo con el RETIE se define como “Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios la acometida llega hasta el registro de corte general.” Adicionalmente, la CREG 070 de 1998 define el concepto como: “Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las Unidades Inmobiliarias Cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general”.

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

Barraje Puesto a Tierra: Barra en platina de cobre o de un material con capacidad de conducción equivalente de una instalación o circuito que es conectado intencionalmente al sistema de puesta a tierra. Generalmente corresponde al neutro de un sistema monofásico o de un sistema trifásico en estrella.

Barraje: Barra de cobre o conductor de sección equivalente, al cual pueden conectarse separadamente varios circuitos eléctricos.

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 más de 112,5kVA o de tensión nominal mayor a 35kV. Posee aberturas controladas (para acceso y ventilación) y selladas (para entrada y salida de canalizaciones y conductores).

Cable Apantallado: Cable con una envoltura conductora alrededor del aislamiento que le sirve como protección electromecánica. Es lo mismo que cable blindado.

Calibración: Diagnóstico sobre las condiciones de operación de un equipo de medición y los ajustes, si son necesarios, para garantizar la precisión y exactitud de las medidas que con el mismo se generan.

Capacidad o potencia Instalada: También conocida como carga conectada, según RETIE, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, 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 O Potencia Instalada: También conocida como carga conectada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, 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.

Celda: Es una estructura construida para instalarse de manera autosoportada y destinada a encerrar equipo eléctrico como: transformadores de potencia, transformadores de corriente, transformadores de potencial, equipos de medición y equipos de seccionamiento de media tensión tales como interruptores o seccionadores. También se denominan cuadros, paneles, gabinetes, consolas, armarios.

Clase de exactitud: Designación asignada a transformadores de corriente y de tensión, cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de uso prescritas.

Compartimento: Cada una de las partes en la que se divide un tablero o celda.

Conductor A Tierra: También llamado conductor del electrodo de puesta a tierra, es aquel que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.

Conductor Energizado: Todo aquel que no está conectado a tierra.

Conductor Neutro: Conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente.

Conexión Equipotencial: Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.

Corriente dinámica nominal (I_{dyn}): Es el valor máximo o pico de la corriente primaria que el transformador puede soportar cuando el secundario está en cortocircuito sin sufrir daño eléctrico o mecánico. La corriente dinámica se calcula así:

$$I_{dyn} = 2,54 \cdot I_{th}$$

Corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}): Es el valor RMS (eficaz) de la corriente primaria que el transformador puede soportar en 1 segundo, con el secundario en corto sin sufrir daños y sin sobrepasar la temperatura de los devanados. La corriente térmica se expresa de la siguiente manera:

$$I_{th}(kA) = \text{Potencia de Corto Circuito (MVA)} / (1,73 \cdot \text{Tensión}(kV))$$

Cortocircuito: Unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial del mismo circuito.

Cuarto Eléctrico: Recinto o espacio en un edificio dedicado exclusivamente a los equipos y dispositivos eléctricos, tales como transformadores, celdas, tableros, UPS, protecciones, medidores, canalizaciones y medios para sistemas de control entre otros.

Equipo de medida: Conjunto de dispositivos destinados a la medición o registro del consumo de energía.

Equipotencializar: Es el proceso, práctica o acción de conectar partes conductivas de las instalaciones, equipos o sistemas entre sí o a un sistema de puesta a tierra, mediante una baja impedancia, para que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados.

Frente muerto: Parte de un equipo accesible a las personas y sin partes activas expuestas. Debe ser del mismo material del tablero.

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

Norma Técnica Colombiana (NTC): Norma técnica aprobada o adoptada como tal por el organismo nacional de normalización.

Operador De Red: Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local.

Panel de distribución: Un solo panel o grupo de paneles diseñados para ensamblarse en forma de un solo panel que incluye elementos de conexión, transformadores de potencia, equipos de medición, dispositivos automáticos de protección de sobrecorriente y puede estar equipado con interruptores para accionamiento de circuitos de alumbrado, calefacción o fuerza.

Partes Vivas: Conductores, barras, terminales o componentes eléctricos sin aislar o expuestos, que crean riesgo de arco o choque eléctrico.

Persona Calificada: Persona natural que demuestre su formación (capacitación y entrenamiento) en el conocimiento de la electrotecnia y los riesgos asociados a la electricidad.

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 matrícula profesional, que según la normatividad legal vigente, lo autorice o acredite para el ejercicio de la profesión.

Precaución: Actitud de cautela para evitar o prevenir los daños que puedan presentarse al ejecutar una acción.

Prevención: Evaluación predictiva de los riesgos y sus consecuencias. Conocimiento a priori para controlar los riesgos. Acciones para eliminar la probabilidad de un accidente.

Previsión: Anticipación y adopción de medidas ante la posible ocurrencia de un suceso, en función de los indicios observados y de la experiencia.

Puerta Cortafuego: Puerta que cumple los criterios de estabilidad, estanqueidad, no emisión de gases inflamables y aislamiento térmico cuando se encuentra sometida al fuego o incendio durante un período de tiempo determinado.

Reglamento Técnico: Documento en el que se establecen las características de un producto, servicio o los procesos y métodos de producción, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables y cuya observancia es obligatoria.

Sistema de Puesta a Tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

Subestación: Conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

Tablero auto soportado: Se entiende por tablero auto soportado, aquel que tiene la capacidad de soportar o sostener su propio peso y se instala fijado o anclado sobre un pedestal.

Tablero: Encerramiento metálico o no metálico donde se alojan elementos tales como aparatos de corte, control, medición, dispositivos de protección, barrajes, para efectos de este reglamento es equivalente a panel, armario o cuadro.

Tablero sobrepuesto o empotrado: Gabinete o panel empotrado o sobrepuesto, el cual es fijado a la pared a través de mampostería y medios de sujeción adecuados. Es un tablero que por su tamaño no está apoyado sobre el piso.

Tableros de medida: Estructuras metálicas o no metálicas que cumplen con condiciones mecánicas y de seguridad, construidos para instalarse generalmente de manera empotrada, sobre puesta en los muros o paredes o auto soportados y destinados a encerrar equipos de baja tensión como medidores de energía, equipos de protección y transformadores de medida.

Transformación: Proceso mediante el cual son modificados, los parámetros de tensión y corriente de una red eléctrica, por medio de uno o más transformadores, cuyos secundarios se emplean en la alimentación de otras subestaciones o centros transformación (incluye equipos de protección y seccionamiento).

Transformador de Corriente (TC): Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.

Transformador de Potencia (TP): Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Introducción

Este trabajo de grado hace referencia al sistema eléctrico en media tensión de la Institución Universitaria Pascual Bravo (I.U. Pascual Bravo) dentro del campus Robledo. La actual infraestructura de distribución eléctrica está basada en la utilización de redes aéreas que, si bien ha sido la generalidad dentro del país, los estudios adelantados con el fin de buscar sistemas de distribución más eficientes han señalado las redes subterráneas como la opción más confiable, segura y rentable a largo plazo teniendo en cuenta parámetros de desarrollo urbanístico (Ramirez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004)

Se inicia con la revisión de la normatividad aplicable en Colombia, así como con un levantamiento de información y la recopilación de datos y medidas sobre las instalaciones actuales de la Institución encontrando falencias en los diseños e incumplimiento a la reglamentación exigida. Luego, para suplir las debilidades identificadas en las instalaciones eléctricas existentes, mitigar los riesgos asociados y dar cumplimiento a la normatividad vigente, se realizó un nuevo diseño de redes y subestación siguiendo las recomendaciones y exigencias, tanto del operador de red como los reglamentos de orden nacional aplicables a infraestructura eléctrica.

El objetivo principal de este documento es proporcionar el diseño, tanto de redes eléctricas subterráneas como de una subestación en media tensión para la Institución Universitaria Pascual Bravo. Este Proyecto abarca hasta la etapa de diseño, no se extiende hasta la fase de montaje ni puesta en servicio. Su finalidad es entregar el diseño que proporcione respaldo a la actual subestación, mejorar la seguridad en las redes y garantizar la adecuada distribución de las cargas eléctricas considerando, dentro de su alcance, el consumo de energía actual, así como también, las adecuaciones, remodelaciones y construcciones futuras y el consecuente aumento en la demanda energética de la institución que estas presuponen.

1. Planteamiento del problema

En julio de 2015 la población mundial alcanzó los 7,3 mil millones de habitantes, un incremento de mil millones de personas desde 2003 y dos mil millones desde 1990. (United Nations, 2015). El consumo mundial de energía, para ese mismo año, alcanzó 13.147,3 Tonne of Oil Equivalent (TOE, Tonelada equivalente de petróleo) (BP p.l.c. Energy, 2016), un incremento del 1,0%, similar a la tasa de crecimiento vista en 2014, pero mucho más lento que el promedio observado en la última década. Según la variante de proyección media, las Naciones Unidas (UN) estiman que la población mundial alcance los 8.500 millones en 2030 y proyectan que más del 66% de esta población estará concentrada en grandes núcleos urbanos. (Dequidt Lafuente, 2017). Sin embargo, aunque 1.200 millones de personas, cifra que representa el 17% de la población mundial, sigue sin tener acceso a la electricidad (International Energy Agency. IEA, 2015), el aumento del consumo energético de las grandes ciudades, obliga a crear redes de suministro eléctrico no solo seguras y confiables sino también sostenibles.

En el 2015, América Latina y el Caribe (ALC) representaron un 5,3% del consumo global de energía eléctrica, se registró un consumo energético de 699,261 Mtoe (BP p.l.c. Energy, 2016). Hacia finales de los años noventa, ALC con 507.92 millones de habitantes representaba el 8.46% de la población mundial, y el 4.5% del Producto Interno Bruto (PIB) global. Según cifras de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), el PIB per cápita en 1999 fue de 2,690 US\$/hab, inferior en casi un 35% al promedio mundial estimado por la Agencia Internacional de Energía (4,443 US\$/hab) (U.S. Energy Information Administration, 2016); sin embargo, el consumo energético per cápita o BEP de ALC en 2009 alcanzó 9,4 BEP/Hab (Naciones Unidas. CEPAL, 2017).

Analizando el panorama nacional se encuentra que la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional – SIN, al finalizar 2015 fue de 16.420 MW, un 24% mayor a la que el país tenía en 2006, La principal fuente de generación del país continúa siendo la hidráulica, con cerca del 70% del total, seguida por la térmica con el 29%. En la región Noroeste, zona donde se encuentra ubicado el departamento de Antioquia, se localiza algunas de las más importantes

centrales hidroeléctricas conectadas al SIN, tales como: Ituango y San Carlos, siendo las mayores centrales hidroeléctricas de Colombia con una capacidad instalada total, entre ambas, de 2.440 MW a la fecha y con una proyección de 3.600 MW para 2022. Para la región Noroeste, el consumo de energía eléctrica entre enero y marzo de 2016, ascendió a 2.075,56 GWh, lo que representa un aumento del 4,26% con relación al primer trimestre de 2015, explicado por el mayor consumo en el sector residencial (39,82%), la industria (32,63%), el comercio (22,10%) y el oficial (5,45%). Por otra parte, el crecimiento del consumo en todos los sectores aumentó: Oficial (16,07%), industrial (5,45%), residencial (0,98%), y comercial (1,61%) (Unidad de Planeación Minero-Energética, (UPME, 2016).

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, con el aumento constante en la demanda energética, se hace necesario optimizar los sistemas de distribución de cara a suplir las necesidades del consumidor; al respecto, las mediciones del banco mundial evidencian que Colombia es uno de los países latinoamericanos que menos pérdidas genera por cortes eléctricos, superado solo por Uruguay, Chile, Paraguay y Costa Rica (Concejo Privado de Competitividad, 2016). Las estadísticas sobre interrupciones del suministro eléctrico de las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía, indican que cerca del 85% de la cantidad total de horas de interrupción del servicio ocurren por causa de fallas en el sistema de distribución. Aproximadamente el 9% es atribuido a las subestaciones, el 4% a la transmisión y menos del 2% se relacionan con la generación. La mayor parte de las interrupciones que experimentan los clientes tienen su origen en los sistemas de distribución causadas por fallas en las redes. (UPME, 2016).

En los países europeos el Indicador de Tiempo Total Promedio de Interrupción por Cliente al Año (SAIDI) es inferior a 5 h/año, destacando el valor del sistema alemán en el que las horas de interrupción al año no superan 0,3 horas. En los países de latitudes templadas de América, oscila entre las 5,7 h/año de Estados Unidos y las 12 h/año de Chile. (UPME, 2016). Esto se debe a que el porcentaje de áreas urbanas aumenta al incrementar la densidad de población, en consecuencia, en el entorno urbano, el tiempo de interrupciones es menor gracias a que se cuenta con más líneas de distribución subterráneas. Colombia cuenta con una densidad de población de 44 hab/km² (The World Bank, 2015) y un valor del indicador SAIDI de 29,47 h/año. Si se realiza una comparación

con un país europeo, por ejemplo, Lituania (4,7 h/año) que tiene una densidad de población similar, se encuentra que el valor del indicador SAIDI colombiano se dispara a más de un 600% (UPME, 2016).

Al analizar las redes de distribución eléctrica de tipo aéreo; se identifica factores que afectan su correcta operación, entre ellos, uno de los más recurrentes es el contacto directo de las líneas energizadas con fauna o flora circundante, lo que pueden ocasionar cortocircuitos y, en algunos casos, el rompimiento de los conductores teniendo como consecuencia el accionamiento de los sistemas de protección, circunstancias que derivan en interrupciones en el servicio de energía eléctrica, (Ingeniería, Investigación y Tecnología, Enero-Marzo 2014), lo anterior queda evidenciado en los registros de fallas de 2007 a 2013, donde se destaca que de las interrupciones presentadas durante este periodo, 41% de las fallas ocurrieron por contacto animal y 31% por falta de poda de la flora circundante a las líneas. (Amaya, 2013). Desastres naturales también afectan las líneas de tipo aéreo, esto debido al derribamiento de postes y conductores, dándose así la necesidad de nuevas instalaciones. (Luis Javier García Fonseca, 2011).

Otro factor de riesgo relacionado con las redes eléctricas aéreas, hace referencia a su manipulación, los impactos a este respecto pueden evidenciarse en los incidentes ocurridos entre enero de 2010 y diciembre de 2014 que dejaron un total de 899 muertes por electrocución. Entre 2013 y el primer semestre de 2015, el manejo incorrecto de las redes aéreas ha sido la causa de 769 accidentes, 208 de ellos mortales. Aunque las cifras se han reducido en los últimos años, solo entre enero y junio del 2015 se registraron 109 accidentes, de los cuales 31 tuvieron víctimas mortales. (Universidad Nacional, 2016). La discontinuidad en el servicio.

La discontinuidad en el servicio eléctrico, como consecuencia de los factores ya mencionados, se ha convertido en un tema de gran interés tanto para los agentes del sector eléctrico en las áreas de planeación, operación y distribución, como para los usuarios residenciales, oficiales e industriales. (Información Tecnológica, 2012).

Al ubicarnos en la infraestructura eléctrica de la I.U. Pascual Bravo, dentro del campus Robledo, anotamos que está basada en la utilización de redes aéreas que, si bien ha sido la generalidad dentro del país; los estudios adelantados con el fin de buscar sistemas de distribución más eficientes han señalado las redes subterráneas como la opción más confiable, segura y rentable a largo plazo teniendo en cuenta parámetros de desarrollo urbanístico.

La red primaria tipo aérea en media tensión, atraviesa el campus generando un alto impacto visual y cruza a través de zonas con una alta densidad arbórea. Esta red tiene una longitud de 178 metros y alimenta, durante su recorrido, todos los centros de transformación de la Institución (5 subestaciones, de las cuales 3 son tipo poste con capacidad de 45, 45 y 150 kVA; y 2 tipo interior con capacidad de 150 y 800 kVA). Cabe notar que los índices de confiabilidad eléctrica de la institución se ven reducidos como consecuencia de las vulnerabilidades inherentes a este tipo de redes; incidentes como salidas inesperadas del único circuito, suspensión del servicio a causa de daños por contactos accidentales con la zona arborizada o contacto directo con animales, entre otros.

Por su parte, las redes secundarias tienen una longitud de 1.141,3 m. Las redes inician en la subestación de 800 kVA ubicada en el bloque 6, y alimentan las cargas correspondientes al colegio (Institución Educativa Pascual Bravo), el coliseo y los bloques superiores del campus. En caso de presentarse una falla en esta instalación, el 65,5% de las edificaciones de la Institución quedarían sin fluido eléctrico, hecho que convierte esta instalación en un activo crítico para el campus.

La Universidad ha ejecutado planes de mejoramiento que incluyen cambios en la infraestructura eléctrica mediante el aumento de la planta física. Sin embargo, no se cuenta con planos de las redes existentes, las trayectorias de los circuitos, ni la potencia total asociada a estos. La distribución de cargas está mal calculada, hecho que repercute en valores superiores al 5% de regulación de tensión, incumpliendo el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

La Institución se encuentra en crecimiento constante, esto reflejado en la construcción de nuevos edificios y la remodelación de espacios actuales, tales como los bloques número 1 y 8,

construcciones que serán repotenciadas (Berrio Zabala, 2017). Como antecedente importante, la construcción del bloque 6 evidenció la falta de proyección para interconectar cargas futuras siendo necesario la construcción de la subestación de 800 kVA y el aumento de capacidad de potencia y cambio de transformadores de corriente utilizados para medir el consumo de energía.

Con base en la información relacionada con respecto a las redes de distribución, tanto aéreas como subterráneas, las estadísticas de interrupciones en el servicio a consecuencia de las especificaciones de cada tipo de red, el contexto global en lo referente al tipo de redes de distribución utilizadas y ubicados en el contexto particular de la institución teniendo en cuenta su demanda energética, su infraestructura actual y sus proyectos futuros, cabe plantearse ¿Es necesario cambiar el tipo de redes de distribución, diseñar un nuevo sistema de tipo subterráneo y una nueva subestación para la Institución Universitaria Pascual Bravo?

2. Justificación

Luego de haber analizado la normatividad vigente, haber hecho el levantamiento de información y haber analizado las virtudes y desventajas de las redes de distribución eléctrica actuales, se evidencia la notoria mejoría que presentaría el cambio en el tipo de redes de distribución de aéreas a subterráneas para el sistema eléctrico de la I. U Pascual Bravo. Los beneficios del diseño se enfocarían en la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio buscando la disminución de fallas eléctricas, asociadas a las vulnerabilidades inherentes a la naturaleza de las redes aéreas; así mismo, se apunta hacia la facilidad en la operación y planeación del mantenimiento sin generar afectaciones a las cargas críticas, lo que implica también, un alto porcentaje de seguridad para los usuarios y menor índice de interrupciones. El diseño buscaría mejorar el entorno visual urbanístico, garantizando el cumplimiento de la normatividad vigente y propendiendo por la preservación de la fauna y la flora presentes en el campus universitario, velando así por la integridad del interno, un aspecto fundamental en la elaboración de un diseño de redes.

Este trabajo de grado servirá, en primera instancia, a sus desarrolladores para afianzar los conocimientos teóricos y técnicos adquiridos durante su formación profesional. Será de utilidad para la I.U Pascual Bravo como beneficiario del cambio en sus redes de distribución en un marco de viabilidad, oportunidad e idoneidad. La realización de un diagrama unifilar y la identificación de cargas asociadas a las redes existentes proporcionarán un dimensionamiento adecuado de la potencia eléctrica instalada en la planta física, así mismo, se sentaran precedentes para trabajos sectorizados e, incluso, ampliaciones acordes a la acreditación institucional; así mismo, será útil para la academia en general ya que podrá ser utilizado como referencia para trabajos futuros de índole similar dentro del programa de Ingeniería Eléctrica.

Al finalizar este trabajo de grado, se entregará el diagnóstico de la red eléctrica actual de la institución, diagnóstico realizado con base en un concienzudo levantamiento de información de las redes existentes y su contraste con relación al marco normativo vigente; así mismo, se entregará el diseño de las redes de distribución eléctrica subterráneas y una subestación en media tensión para la I. U. Pascual Bravo que contiene soluciones concretas referentes al sistema eléctrico del

campus Robledo y ofrecerá un aumento en la seguridad y el control sobre la instalación eléctrica. Así mismo, se entregará la actualización de planos de las redes de distribución existentes.

3. Objetivos

3.1. Objetivo General

Diseñar las redes de distribución eléctrica subterráneas y la subestación para la Institución Universitaria Pascual Bravo.

3.2. Objetivos Específicos

- a.** Realizar el diagnóstico de las redes eléctricas existentes en media y baja tensión de la institución.
- b.** Realizar el levantamiento de las redes eléctricas en media y baja tensión que actualmente alimentan la institución.
- c.** Definir la capacidad y la ubicación de la subestación proyectada en media tensión.
- d.** Diseñar el plano con el nuevo trazado de las redes de distribución eléctricas subterráneas en media y baja tensión.
- e.** Realizar el plano de diseño de la nueva subestación con sus respectivos detalles constructivos, diagrama unifilar y cuadro de cargas.

4. Marco de Referencia

4.1. Marco Teórico

4.1.1. Diseño eléctrico

Las instalaciones eléctricas deberán cumplir diferentes disposiciones legales publicadas por las autoridades nacionales o por organismos privados reconocidos. Es primordial tener en cuenta estas restricciones locales antes de iniciar el proceso de diseño. Por lo tanto, al realizar al presentar la propuesta para una instalación eléctrica, es necesario tener una adecuada comprensión de la normatividad vigente que regula este diseño. La arquitectura de distribución eléctrica de una instalación implica la configuración espacial, la elección de fuentes de alimentación, la definición de diferentes niveles de distribución, el diagrama de una sola línea y la elección de equipos. La elección de la mejor arquitectura se basa a menudo en la búsqueda de un compromiso entre los diversos criterios de rendimiento que interesan al cliente que utilizará la instalación en las diferentes fases de su ciclo de vida. Es importante que el criterio de diseño tenga en cuenta el costo de las pérdidas; con especial atención en la selección de calibres de los conductores, los tipos de cargas y transformadores, la aplicación de reguladores y el correcto control del factor de potencia (Schneider Electric, 2010).

Samuel Ramírez Castaño, en su libro sobre redes de distribución de energía, indica que el diseño de un sistema de distribución debe incluir:

- a.** La localización de la alimentación para el sistema
- b.** El conocimiento de las cargas
- c.** El conocimiento de las tasas de crecimiento de las cargas
- d.** Selección de la tensión de alimentación.
- e.** Selección de las estructuras de media tensión y baja tensión.

- f. Localización óptima de subestaciones de distribución (transformadores).
- g. Diseño del sistema de tierra.
- h. Análisis de corrientes de cortocircuito.
- i. Diseño de las protecciones de sobrecorriente.
- j. Diseño de protección contra sobretensiones.

A su vez, al realizar la evaluación del diseño eléctrico, no se puede dejar a un lado el factor y el cuidado por el medio ambiente. Un producto con diseño medioambiental, llamado "eco-design" es un enfoque del desarrollo sostenible con el objeto de diseñar productos o servicios que satisfagan las necesidades de los clientes a la vez que reduzcan el impacto medioambiental en todo su ciclo de vida útil. (Schneider Electric, 2010).

4.2. Marco Conceptual

4.2.1. Red de energía.

Es la parte del sistema eléctrico cuya función es el transporte de energía. La red eléctrica une centros generadores de energía con puntos de consumo, de este modo se consigue un equilibrio entre la cantidad de energía consumida y la producida por las centrales eléctricas. Las redes en media tensión de transporte o líneas de alta tensión están constituidas por un elemento conductor y por los elementos de soporte (Endesa, 2017).

Se denomina red de distribución a la red encargada de distribuir la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación a cada uno de los clientes, en los diferentes niveles de tensión requeridos. En general, las redes de distribución se pueden diferenciar en tres grandes grupos, en función del nivel de tensión empleado: alta tensión, media tensión y baja tensión (Retie, 2013).

4.2.1.1. Redes de baja tensión.

Se denominan redes de baja tensión a las redes que parten desde los barrajes de la subestación o centros de MT/BT, y transportan la energía hasta los tableros de distribución o potencia, CCMs,

tableros o gabinetes de mando y cajas de circuitos o de potencia. Los niveles de tensión empleados son de 25V a 1kV, ver **Figura 4-1**. (Schneider Electric, 2010).

A medida que nos aproximamos a los núcleos urbanos la tensión se va reduciendo progresivamente, hasta a llegar a los valores de baja tensión utilizados por los clientes o usuarios finales. Estos valores de tensión vienen especificados por las necesidades surgidas en cada uso, residencial, industrial y comercial. (Electricidad, 2017)

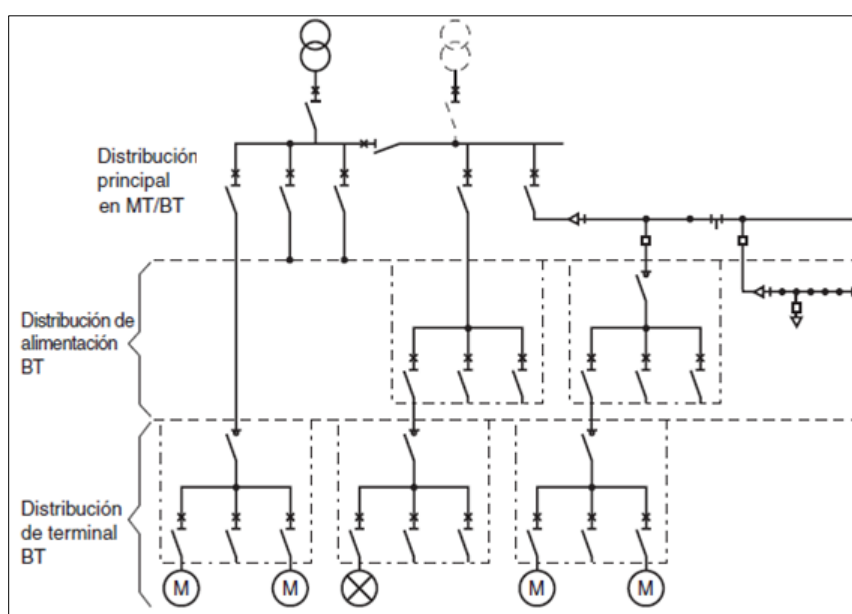


Figura 4-1. Esquema unifilar red de baja tensión

Fuente: Tomado de “Guía instalaciones eléctricas”, Schneider Electric.

4.2.1.2. Red de media tensión.

Se denominan redes de distribución de media tensión a las redes que parten desde las subestaciones de transmisión, distribuyen la energía eléctrica entre los clientes de media tensión y los centros de transformación MT/BT. Los niveles de tensión empleados en Antioquia son de 1kV a 44kV. (Díaz Dorado, 1999). Es importante considerar las redes asociadas a la instalación para realizar diseños eléctricos en MT, es necesario mostrar en los planos de infraestructura las líneas

y subestaciones relacionadas con la nueva instalación. En la **Figura 4-2** se puede observar el diagrama unifilar que va desde redes de AT hasta BT. (Diaz Dorado, 1999)

4.2.1.3. Red de distribución subterránea.

En este tipo de redes su trazado se realiza por debajo del suelo, a través de canalizaciones, cajas, registros o tubos enterrados, ver **Figura 4-3**. La principal característica que distingue este tipo de líneas es que utilizan un cableado con conductores aislados, recubiertos por una cubierta protectora o malla metálica, todo a su vez recubierto por una funda exterior. (Personal Vasquez, 2017)

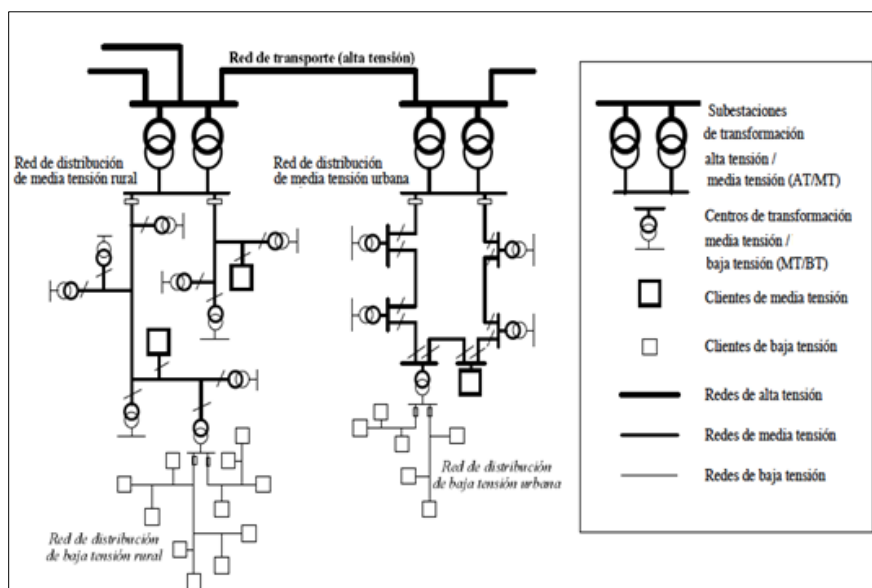


Figura 4-2. Esquemático de una red de distribución

Fuente: Tomado de la tesis de Eloy Díaz Dorado (Diaz Dorado, 1999)



Figura 4-3. Esquemático de una red de distribución

Fuente: Tomado de www.isastur.com

Las redes de alimentación subterráneas son ampliamente utilizadas en la transmisión y distribución de energía eléctrica. Este tipo de redes necesitan menos espacio en comparación con las líneas aéreas de transmisión y distribución (los cables subterráneos necesitan una tira más angosta de alrededor de 1 a 10 metros para instalar) y la impedancia de sobretensión más alta reduce la severidad de la conmutación, los rayos y la resonancia sobre los voltajes. Sin embargo, los cables subterráneos son costosos y su instalación (especialmente las uniones y terminaciones) requieren de personas con altos niveles de habilidad (Jung, Lee, Wang, & Song, 2016)

Las fallas en las redes de distribución subterráneas son, en ocasiones, el resultado de conexiones mal realizadas de cables; aunque también pueden ser debidas a daños provocados por trabajos realizados para otras instalaciones; sin embargo, los defectos son menos frecuentes que los que se producen en las redes de líneas aéreas. (Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004)

4.2.1.4. Elementos de la red subterránea en media tensión

Dentro de una red subterránea de media tensión, los conductores utilizados son aislados de acuerdo con el voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares. (Ramírez, 2004). Un sistema subterráneo cuenta con los siguientes componentes:

- a. **Ductos:** Pueden ser de asbesto cemento, de PVC o conduit metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas.
- b. **Cables:** Pueden ser monopolares o tripolares aislado en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco elastomérico en calibres de 500 - 400 - 350 - 250 MCM, 4/0 y 1/0 AWG en sistemas de 13.2 kV, 7,6 y 4,16 kV.
- c. **Cámaras:** Son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de maniobra, son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámaras puede variar, así como su forma y tamaño.
- d. **Empalmes uniones y terminales:** Dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos. (Ramirez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004)

4.2.2. Conductores.

El conductor es la parte de un cable que transporta la corriente de carga. Los materiales más comúnmente utilizados en los conductores son aluminio y cobre. El uso de aluminio se basa principalmente en su relación favorable de conductividad-peso (el más alto de los materiales del conductor eléctrico), su fácil disponibilidad y el bajo costo estable del metal primario. El cobre se usa en cables de alta capacidad debido a su mejor conductancia. Los conductores trenzados se utilizan para hacer que el cable sea más flexible. Debido a que la humedad tiene un efecto negativo en el cable, el conductor está hecho longitudinalmente hermético con hinchazón en polvo o relleno semiconductor (Al-Khalidi y Kalam, 2006).

El cable de aluminio, que tiene el 61% de la conductividad del cobre, se ha utilizado en el cableado de distribución y transmisión por su menor costo. Debido a su peso, aunque el aluminio tiene una conductividad más alta que el acero, tiene propiedades que causan problemas cuando se utiliza para construir el cableado. Forma un óxido resistivo dentro de las conexiones, lo que hace que los terminales de los dispositivos de cableado se calienten. El aluminio puede "deslizarse",

deformarse lentamente bajo carga, eventualmente causando que las conexiones del dispositivo se aflojen, y también tiene un coeficiente de expansión térmica diferente en comparación con los materiales utilizados para las conexiones. Esto acelera el aflojamiento de las conexiones. Estos efectos se pueden evitar mediante el uso de dispositivos de cableado aprobados para su uso con aluminio. Los cables de aluminio utilizados para la distribución de baja tensión, como los cables enterrados, requieren el uso de conectores y métodos de instalación compatibles para evitar el calentamiento en las juntas. El aluminio es el metal más común utilizado en las líneas de transmisión de alta tensión y distribución, en combinación con el acero como refuerzo estructural. Las superficies de aluminio anodizado no son conductoras. (Jung et al., 2016).

De otro lado, el cobre posee una excelente conductividad eléctrica o, en otras palabras, posee muy baja resistencia eléctrica. La resistencia es indeseable, pues produce pérdidas de calor cuando el flujo eléctrico circula a través del material. El cobre tiene la resistencia eléctrica más baja de todos los metales no preciosos. Entre sus múltiples aplicaciones, los cables con este material también son usados en acometidas subterráneas. Pueden ser usados en ambientes húmedos o secos, instalados en ductos, conduits y directamente enterrados. Estos cables de cobre tipo subterráneos están formados por un conductor de cobre suave comprimido clase B o unilay comprimido, separador (según se requiera) y aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLPE). Apropriados para instalarse en lugares mojados o secos. Su aislamiento termofijo ofrece mayor estabilidad térmica y al poseer un mayor espesor de aislamiento permite instalarlo directamente enterrado. La resistencia del aluminio es 61% más alta que la de cobre. Como resultado de esto, para conducir la misma corriente eléctrica, un cable de aluminio necesitará una sección transversal un 65% más grande que la de un cable de cobre; además de menos conductivo, el aluminio es tres veces más liviano que el cobre. Como resultado de esto, el cobre y el aluminio tienen cada uno sus propias áreas de aplicación (Pro cobre, 2000).

En la **Figura 4-4**, se puede apreciar la composición del cable de MT. Cada una de sus partes cumple una función específica, dependiendo del calibre y del tipo, su nivel de aislamiento y el voltaje para el cual está diseñado variará el número de hilos trenzados, el apantallamiento y otros factores. Cada cable tiene sus propios parámetros sin embargo el modelo aplicado es el mismo. En

la **Figura 4-5** se aprecia el modelo eléctrico del cable de media tensión en donde R_C corresponde a la resistencia del conductor interno, C corresponde a la capacitancia del cable, (Se comporta como un condensador cilíndrico con dieléctrico entre el cable y la pantalla), L_C es la inductancia del cable y G la conductancia del aislamiento. (Rendon & López, 2017).

Sin embargo, aunque casi todos los materiales conducen la electricidad en un cierto grado, un material debe combinar una conductividad muy alta con pocas, pero importantes, características mecánicas. Por esa razón, prácticamente, los materiales más utilizados como conductores son los metales. (Rendon & López, 2017).

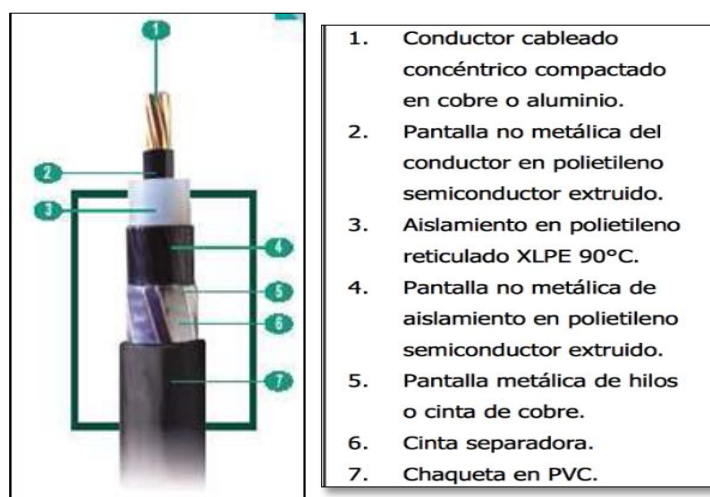


Figura 4-4. Modelo del cable de media tensión

Fuente: Tomado CENTELSA, "Cables para media tensión"

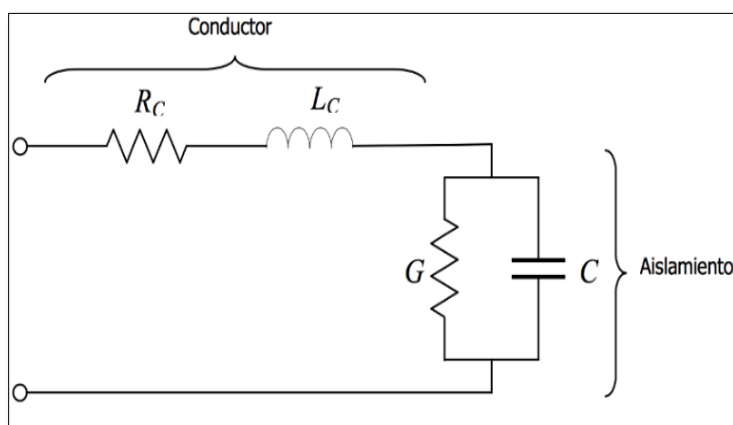


Figura 4-5. Modelo del cable de media tensión

Fuente: Tomado del "Manual para diagnósticos"

4.2.2.1. Estándares de conductores.

Cuando se habla sobre estándares normativos para los conductores, estos también son aplicables a cables, accesorios y regulación de cables utilizados en instalaciones subterráneas. En EE. UU. donde además de los estándares nacionales para materiales y componentes existe un amplio uso por parte de la industria de estándares de cable emitidos por Underwriters Laboratories (UL) The Association of Edison Illuminating Companies (AEIC), Insulated Cable Engineers Association (IPCEA) y National Electrical Manufacturers Association (NEMA).

Probar de acuerdo con los estándares significa evaluar el nivel de calidad de cada componente del sistema de cable individualmente y en combinación antes de la selección e instalación. La secuencia de prueba especificada por cada estándar incluye pruebas eléctricas iniciales seguidas por una prueba de ciclo de carga (que dura varios días, incluso semanas) seguida de pruebas eléctricas para determinar las propiedades eléctricas y mecánicas después de pruebas. Comúnmente realizados por fabricantes de cable, los cuales, también realizan pruebas de forma independiente como base para un nuevo desarrollo o mejoras de su gama de productos. Los detalles sobre los estándares de los cables y la lista de estándares IEC (2015) se encuentran en Al-Khalidi & Kalam, A. (2006), Earle, C., Rusty, B., y Victor, D. A. (2011) (Jung et al., 2016).

Estándares IEC para cables de energía subterráneos:

- a. IEC 60228. (1979) "Conductores de cables aislados"
- b. IEC 6038. (1979) "Voltaje estándar"(Jung et al., 2016)

4.2.3. Subestaciones.

Una subestación de potencia es un conjunto de equipos de transformación con sus respectivas protecciones, que permiten cambiar parámetros eléctricos como tensión, corriente y frecuencia,

con el fin de permitir el flujo de energía eléctrica en un determinado sistema de potencia. Reciben el nombre de subestaciones de potencia debido a las potencias que manejan, que pueden ser del orden de decenas de MVA. Su diseño y configuración está orientado por criterios como flexibilidad, confiabilidad y seguridad. (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2006).

4.2.3.1. Subestaciones en centrales eléctricas.

Estas se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas o plantas generadoras, para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores que lleva a permitir la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión. Los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25kV y la transmisión dependiendo del volumen de energía y la distancia se puede efectuar a 69, 85, 115, 138, 230, 400 o 500 kV. (Enríquez Harper, 2002).

4.2.3.2. Subestación aérea.

La subestación aérea o tipo poste es empleada en zonas rurales, y urbanas, para prestar el servicio a usuarios industriales o residenciales de estratos 1, 2 y 3. La subestación aérea está conformada por un transformador de distribución, acompañado de su respectiva protección contra sobretensión (Descargadores de sobretensión DST) y protección contra sobrecorriente (cortacircuitos), como también de algunos accesorios indispensables para su montaje como apoyos, aisladores y herrajes. Los transformadores utilizados en este tipo de subestación pueden ser monofásicos o trifásicos y los fabricantes ofrecen transformadores de distribución con potencias nominales normalizadas que no exceden los 150 kVA, cuando la potencia nominal excede los 112.5KVA o el peso del transformador sobrepasa los 650kg, se requiere utilizar para su instalación una estructura tipo H. La estructura tipo H se compone de dos apoyos (postes). La alimentación de los transformadores que conforman una subestación aérea puede hacerse por red aérea o subterránea. (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2006).

4.2.3.3. Subestaciones tipo intemperie.

Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas, (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas) por lo general se adoptan en los sistemas de alta y extra alta tensión. (Enríquez Harper, 2002).

4.2.3.4. Subestación interior.

Son aquellas que tienen el equipo alojado en celdas (módulos) de lámina metálica con dimensiones que conservan las distancias mínimas de acercamiento. Puede disponer de entrada y salida de alimentador primario, con sus respectivas celdas (módulos) de seccionamiento, celdas de protección y seccionamiento para cada transformador que se derive, celda para el transformador, celda para los equipos de medida de alta y / o baja tensión. Las especificaciones para los transformadores aquí indicados se refieren a transformadores de distribución sumergidos en aceite o tipo seco (aquel en el cual el núcleo y los devanados no están sumergidos en un líquido refrigerante y aislante). Siempre se instalarán transformadores trifásicos sumergidos en aceite o tipo seco. El proceso de capsulado lo componen las diferentes celdas construidas con perfiles de ángulo y lámina. Cada celda se proveerá con una puerta metálica con cerradura en la parte frontal, abriendo hacia afuera, con ventanas de inspección en vidrio templado de seguridad. Poseen rejillas de ventilación ubicadas de tal manera que no permitan la introducción de elementos como varillas, etc. (Ramirez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004)

4.2.4. Subestaciones Media Tensión / Baja Tensión

Una subestación eléctrica MT/BT consiste en un conjunto de dispositivos, con sus aparatos y obras complementarias, dedicados a la transformación de la tensión suministrada por la red de distribución en media tensión (por ejemplo 13.2 kV), en valores de tensión adecuados para la fuente de alimentación de las líneas de baja tensión (por ejemplo, 460 o 480 V). Por tanto, estas

subestaciones son los puntos de encuentro o puntos de frontera de la MT con la BT. En estas instalaciones habrá partes de MT y partes de BT. (ABB, 2015)

4.2.4.1. Estándares para subestaciones MT/BT.

El cuadro general que proporciona una visión general de las normas de referencia clave relacionados con el diseño y la construcción de una subestación MT / BT se muestra en la **Figura 4-6**. Como se puede ver, el panorama es complejo. Sin embargo, la subestación eléctrica de MT/BT es la síntesis de varias actividades de diseño (eléctrica, mecánica, construcción, instalación, etc.) y por ello es también necesario considerar la prevención de incendios leyes sobre materias de seguridad y de la construcción con el fin de obtener un resultado esperado. (ABB, 2015).

- IEC 99-4: Guía del usuario para subestaciones eléctricas de MT/BT. (ABB, 2015)

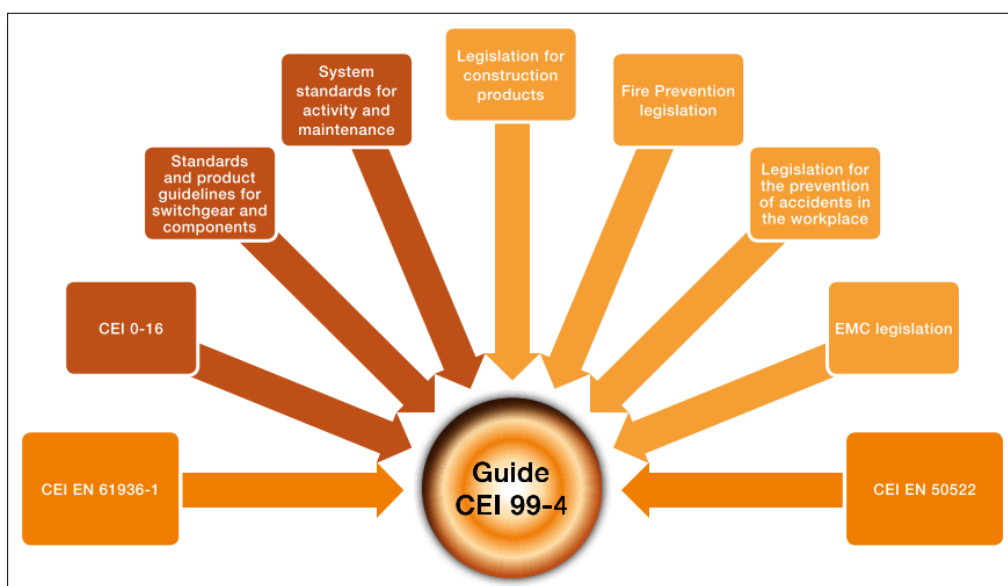


Figura 4-6. Visión general de normas de referencia subestaciones MT/BT

Fuente: Tomado de “Manual Guía Técnica” ABB

4.2.4.2 Celdas de seccionamiento subestación MT/BT interior.

Las celdas de seccionamiento permiten la entrada y/o salida de los cables del alimentador primario. Cuando la instalación es el punto de partida hacia otras subestaciones, se incluirá un

seccionador tripolar sin fusibles, con operación manual por medio de palanca de acceso frontal y operación bajo carga. Las celdas de protección y seccionamiento para el transformador contienen seccionador tripolar para operar bajo carga provisto de fusibles tipo HH; dichos seccionadores poseen mecanismos de energía almacenada para apertura independiente del operador, disparo libre, disparo al fundirse cualquiera de los fusibles y operación manual por medio de palanca de acceso frontal; los fusibles provistos de percutor para uso en interiores tipo limitador de corriente deben ajustar su capacidad a la del transformador y en coordinación con el interruptor general de baja tensión. Si la capacidad del transformador es mayor a 200 kVA en la celda de protección del transformador se ubicará siempre el equipo de medida (de energía activa y reactiva). Todas las salidas de baja tensión se protegerán con interruptores termomagnéticos. (Ramirez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004)

4.2.5. Transformador de potencia

El transformador es un dispositivo que se encarga de "transformar" el voltaje de corriente alterna (AC) que tiene a su entrada en otro de diferente amplitud, que entrega a su salida. Se compone de un núcleo de hierro sobre el cual se han arrollado varias espiras (vueltas) de alambre conductor. Este conjunto de vueltas se llaman bobinas y se denominan: Bobina primaria o "primario"; es aquella que recibe el voltaje de entrada. Bobina secundaria o "secundario"; es aquella que entrega el voltaje transformado. (Faraday, Una, & Normalmente, 1831).

El Transformador es considerado una máquina eléctrica estática, que opera bajo el principio de la inducción electromagnética, transfiriendo energía eléctrica, entre dos o más sistemas distintos de tensión a una frecuencia de red constante. (Delcrosa, 2014)

Un transformador hace uso de la ley de Faraday y de las propiedades ferromagnéticas de un núcleo de hierro para transformar eficientemente el voltaje. Por supuesto no puede incrementar la potencia de modo que, si se incrementa el voltaje, la corriente es proporcionalmente reducida, y viceversa. La relación de transformación del voltaje entre el bobinado "primario" y el "secundario" depende del número de vueltas que tenga cada uno. (Faraday et al., 1831).

El transformador es la parte más importante de la subestación. La elección de este equipo afecta directamente al diseño de la subestación. Esta selección, se realiza sobre la base de varios factores; principalmente:

- a. Características de la instalación del usuario
- b. Nivel de continuidad del servicio requerido
- c. Ubicación de la subestación eléctrica. (ABB, 2015).

4.2.5.1. Características.

Los transformadores son constituidos normalmente por una parte activa conformada por el núcleo (circuito magnético), la bobina (circuito eléctrico) y la brida, la cual se define dependiendo del tipo de transformador, en un tanque que le da características particulares al equipo según el uso para el cual va a ser destinado. Las bobinas son de sección rectangular (Trifásicos desde 630 kVA hasta 1.250 kVA), sección circular (Trifásicos desde 1.500 kVA hasta 10.000 kVA) y en forma concéntrica con devanados cobre o aluminio, el aislamiento cuenta con pape de alta calidad recubiertos con resinas epóxicas. (Gustavo & Gómez, 2015).

Algunas características importantes deben ser consideradas y definidas de acuerdo con el estándar IEC EN 60076:

- a. **Tipo de transformador:** Con devanados o autotransformador. Tipo seco y encapsulado en resina al vacío o de llenado integral en aceite mineral dieléctrico.
- b. Monofásico o trifásico.
- c. Frecuencia.
- d. Uso, para interna o externa.
- e. Potencia nominal y tensión nominal para cada uno de los bobinados.
- f. Tipo de refrigeración:
 - **AN:** Con circulación natural del aire.
 - **AF:** De enfriamiento con circulación de aire forzada.

- **ONAN:** Con circulación natural del aceite y el aire.
 - **ONAF:** De circulación natural del aceite y de circulación forzada de aire.
 - **OFAF:** de refrigeración con circulación forzada de aceite y aire.
- g. Presencia de carga o sin carga del cambiador.
- h. Conexiones de puesta a tierra y el método para cada devanado. (ABB, 2015).

4.2.5.2. Ubicación de un transformador.

Para la correcta selección de un Transformador, es muy importante considerar, además de los parámetros eléctricos, también la aplicación y el lugar de instalación. Este análisis nos llevará a concluir consecuentemente, si lo más recomendable es emplear un transformador refrigerado por aceite o un transformador en resina, conocido también como transformador seco. (Delcrosa, 2014).

Una comparación técnica entre transformadores en aceite y transformadores secos se presenta en la **Tabla 4-1:**

Tabla 4-1. Comparación técnica entre transformadores secos y aislados en aceite

Característica	Transformador Seco	Transformador en Aceite
Inflamabilidad	NO	SI
Autoextinción en caso de falla eléctrica	SI	NO
Fabricado con materiales aislantes No Higroscópicos	SI	NO
Resistente a la contaminación ambiental	SI	NO
Mayor estabilidad al cortocircuito durante la vida útil del equipo	SI	NO
Mantenimiento periódico	NO	SI
Riesgos de contaminación ambiental por pérdida de líquido.	NO	SI
Disminución de características dieléctricas por efecto de tiempo/ambiente	NO	SI
Reducido costo de instalación y control	SI	NO
Confiabilidad en ausencia de mantenimiento	SI	NO
Capacidad de soportar sobrecargas instantáneas de corta duración.	SI	NO
Permite instalaciones mayores a 36KV	NO	SI

Fuente: Tomado de www.delcrosa.com

La ubicación de la subestación puede ser un factor decisivo en la elección del transformador; en subestaciones eléctricas ubicadas en edificios públicos o con alta presencia de personas, tales como centros comerciales, hospitales o instalaciones deportivas, puede ser necesario reducir al

mínimo el riesgo de incendio y por lo tanto se recomienda la instalación de transformadores de tipo seco clase F1 con inflamabilidad mínima y la emisión de humo. Una solución excelente para las subestaciones MT/BT, es el transformador seco encapsulado en resina. Estos transformadores están en clase H (el más alto con referencia a IEC 60076-11) pero en vez de alcanzar la temperatura máxima del punto más caliente permitida por el estándar de 180 ° C, que están diseñados para alcanzar una temperatura inferior, un máximo de 155 DO. Esto conduce a enormes ventajas en términos de duración de aislamiento y / o la posibilidad de sobrecarga (según IEC 60076-12). De hecho, gracias a estos 25 K de diferencia los transformadores de la vida media esperada del aislamiento son más de diez veces superior a la de un estándar de la clase F transformador trabajando a la misma temperatura del punto más caliente, y es casi el doble de grandes, transformadores de clase F más caro con un exceso de temperatura limitado a 80 K. (ABB, 2015).

4.2.5.3. Nivel de ruido en los transformadores.

En la elección de los equipos y componentes hay que tener en cuenta el ruido transmitido al medio ambiente dentro y fuera de la subestación. La Norma CEI 99-4 recomienda que el nivel de ruido debe ser compatible con las características del entorno de la instalación y con las regulaciones aplicables. En centros de transformación en la principal fuente de ruido es de los propios transformadores. Los límites del nivel de potencia acústica (dB) emitidos son establecidos por las Normas IEC EN 50464-1: 2007 y IEC EN 50541-1: 2011. Las mismas tablas utilizadas para la carga y las pérdidas sin carga también especifican los niveles de potencia de sonido L Washington expresada en dB. (ABB, 2015).

4.2.5.4. Pérdidas.

Las pérdidas en transformadores no son despreciables, por lo cual, es importante considerar su magnitud al seleccionar los transformadores del sistema de distribución, las pérdidas totales en cargas de un transformador son iguales a las pérdidas en el hierro (pérdidas en vacío) más las pérdidas en el cobre. Además, el elegir un transformador sobredimensionado, presenta un costo por encima del que en realidad se necesita, más costos de transporte, ubicación, mantenimiento, etc. Según la norma NTC 2135 el coeficiente a las pérdidas por energía en vacío se refiere al costo

en que incurren las empresas para adquirir KW-H de energía que se pierden en el transformador. (UPME, Colciencias, UAO, U. del Atlántico, & Prias Caicedo, 2008).

Para determinar el flujo de aire necesario y la sección de las aberturas para la ventilación, se debe conocer la cantidad total de calor total producido por las pérdidas. Mientras el calor producido no es igual al calor dispersado exterior a través del sistema de ventilación, la temperatura interna se incrementará. Las mayores pérdidas se dan por el transformador; por lo tanto, podemos utilizar algunos métodos simplificados, añadiendo una estimación de las pérdidas de los otros componentes. La norma IEC 99-4 sugiere:

- a. Considerar pérdidas adicionales como igual a aproximadamente 10% a 15% de las pérdidas totales del transformador.
- b. Tener en cuenta las pérdidas de los componentes proporcionados por los fabricantes y calcular un valor para las pérdidas del cable. (ABB, 2015).

4.2.5.5. Selección de potencia en transformadores de distribución

La reglamentación y normalización técnica colombiana ha generado la acentuación de un enfoque que brinde mejores condiciones de seguridad para las personas y el medio ambiente. El cálculo y diseño de las instalaciones internas residenciales y comerciales acorde con la NTC 2050, incrementan la seguridad minimizando los riesgos de origen eléctrico, pero aumenta el dimensionado del sistema incurriendo en un sobredimensionado del transformador de distribución, este sobredimensionamiento acrecienta las pérdidas eléctricas y en consecuencia las pérdidas económicas. Los transformadores de distribución y las acometidas en los sectores residencial y comercial se deben utilizar parámetros que relacionen la capacidad instalada con los hábitos de consumo estimados o condiciones reales de explotación y operación del sistema de distribución de energía eléctrica, siendo una inversión óptima para las empresas de servicios y usuarios. El sobredimensionamiento causado al calcular la acometida y el transformador con base en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, se debe a que dicho Código es una adaptación del Código Eléctrico Nacional NEC de la NFPA norteamericana, con los cuales se tienen diferencias

culturales, climáticas, costumbres, hábitos y usos en el manejo y consumo de la energía eléctrica. (UPME et al., 2008).

4.2.6. Institución Universitaria Pascual Bravo

La Sede principal de la I.U. Pascual Bravo se encuentra ubicada en la ciudad de Medellín (Antioquia, Colombia) en la calle 73 No. 73A – 226, barrio Robledo La Pilarica. En esta sede Robledo está compuesto por bloques, laboratorios, talleres, biblioteca, sitios de estudio para los alumnos, salas de cómputo, oficinas de profesores, auditorio, salas de conferencias, y demás edificios propios de un campus universitario. De manera adicional, del campus Robledo también hace parte el Instituto Técnico Industrial Pascual Bravo, uno de los primeros colegios públicos de la ciudad de Medellín y el primer colegio técnico del país. Esta institución es uno de los principales centros de educación técnica pública de Colombia. (Restrepo, 2012)

La Institución ha aumentado su población académica, atendiendo a 4.572 estudiantes, de los cuales el 53% pertenece al estrato 2; el 26%, al estrato 1; y el 18%, al estrato 3; el 3% restante se encuentra distribuido entre los estratos 4, 5 y 6. Así mismo, su infraestructura física ha crecido de forma considerable. En particular, esta última década fue de grandes avances tecnológicos y en infraestructura. Se materializaron logros por los que la universidad trabajó con constancia, disciplina y compromiso (I.U. Pascual Bravo, 2010).

En el campus Robledo se han realizado adecuaciones, mejoramiento y dotación de las aulas de clase, laboratorios, talleres, sitios de estudio para los alumnos, salas de cómputo, oficinas de profesores, redes de distribución eléctrica, sitios para la creación artística y cultural, auditorios y salas de conferencias, oficinas administrativas, cafeterías, baños, servicios, campos de juego, zonas verdes, parqueaderos y demás espacios destinados al bienestar de los habitantes del campus. Sólo en el año 2012 se readecuaron y dotaron el 10% de los 33 laboratorios y talleres existentes en la Institución, Los espacios intervenidos fueron los laboratorios de metalografía, 2 laboratorios de informática y el de PLC y se inició la readecuación del laboratorio de Fundición. También se dio la construcción de un nuevo y moderno bloque, conformado por 7 niveles, aulas con capacidad

para 40 estudiantes, salas de profesores, oficinas, plazoleta y amplios espacios destinados para el estudio y el bienestar de estudiantes y docentes. (Balance Social I.U. Pascual Bravo, 2015).

5. Metodología

5.1. Elaboración del diseño

Para la elaboración del proyecto de diseño de redes eléctricas tipo subterráneas y una subestación en media tensión para la I.U. Pascual se tendrán en cuenta las especificaciones eléctricas necesarias y los requerimientos exigidos por la normatividad vigente, tanto del operador de red como las de orden nacional. Teniendo presente que el levantamiento de información es la base fundamental para la elaboración del diseño, se realizarán visitas al terreno, entrevistas al personal de mantenimiento y se tomarán datos y registros fotográficos, con el fin de conocer todas las variables del entorno y elaborar el plano de redes existentes. Con la recolección de información también se buscará identificar las características y aspectos generales del proyecto.

5.1.1. Escalas

Atendiendo las recomendaciones de la norma NTC 1687, que indica “la escala a seleccionar para un dibujo en todos los casos debe ser lo suficientemente grande para permitir la interpretación clara y fácil de la información presentada” y de acuerdo con las características del proyecto, se utilizarán las escalas presentadas en la *Tabla 5-1*.

Tabla 5-1. Aplicación de Escalas

Aplicación	Escala
Localización	1:500
Redes subterráneas	1:500
Secciones de vías	1:1000
Vistas de una subestación	1:50 o 1:75

Fuente: Tomado de la norma RA8 001 de EPM

5.1.2. Distribución de la información

Para la elaboración de los planos de diseño del proyecto, se utilizará la distribución general de información de la norma EPM-RA8-001 de 2017, como se indica en la *Figura 5-1*.



Figura 5-1. Distribución general de la información en el plano

Fuente: Tomado de la norma RA8 001 de EPM

5.1.2.1. Espacio 1 – Rótulo

En el rótulo o cajetín del plano se incluirá la información que identifica al proyecto y se distribuirá la información más importante y relevante para el diseño.

5.1.2.2. Espacio 2 – Localización

Se buscará reunir características generales del proyecto y, por lo tanto, se contemplarán los aspectos generales referenciados en la localización de las redes. De manera general se acatarán las recomendaciones de la Norma EPM-RA8-001 de 2017. No se presentará información por medio de fotos obtenidas a partir de Google Earth o Maps, se diferenciarán las redes y elementos existentes de los proyectados utilizando las convenciones respectivas.

5.1.2.3. Espacio 3 - Diagrama de ubicación geográfica

Para la elaboración del plano de localización se seguirán las recomendaciones de la Norma EPM-RA8-001 de 2017.

5.1.2.4. Espacio 4 - Diagrama Unifilar

Se acatarán las recomendaciones de la Norma EPM RA8-001 de 2017, en este espacio se indicará, de manera sencilla e ilustrativa, cuáles son los componentes que conforman el diagrama

unifilar y la interconexión entre ellos, además se identificará la red del OR que suministra la energía a la institución, elementos de maniobra y protección y se indicará la ubicación de los transformadores con sus respectivas características. Para los ductos se indicará su cantidad, diámetro, material, tipo y distribución de fases y neutros como lo sugiere la **Figura 5-2**.

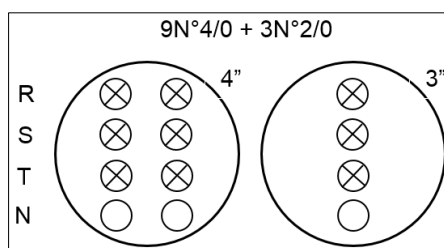


Figura 5-2. Distribución de conductores en ductor

Fuente: Tomado de la Norma RA8 001 de EPM

5.1.2.5. Espacio 5 - Vistas complementarias

Como lo indica la norma EPM-RA8-001 de 2017, para dar claridad en aspectos que no son evidentes en un diagrama unifilar o en la localización, y que se deben considerar en el momento del montaje para una adecuada interpretación y validación; en el plano de diseño se ilustrarán los detalles que se consideraren pertinentes para una mejor interpretación del proyecto.

5.1.3. Vistas en planta

Las vistas en planta que se diseñen contendrán:

5.1.3.1. Recorrido de la acometida y alimentadores

Se ilustrarán las diferentes áreas por donde cruzarán las redes proyectadas. En este tipo de vista se definirán los recorridos horizontales de ductos y redes incluyendo cajas y transiciones. El recorrido se presentará sobre el plano arquitectónico real del proyecto, se despejará de detalles arquitectónicos sin presentar sobre dibujos esquemáticos.

5.1.3.2. Cuartos eléctricos

Se indicará la disposición de los equipos, nombrando cada uno de ellos y sus respectivos espacios de trabajo, ventilación, especificaciones mínimas de las puertas y los muros, se ilustrarán áreas contiguas y se verificará el cumplimiento de las normas: EPM RA8-014, RA8-017 y RA8-019, según la **Figura 5-3**.

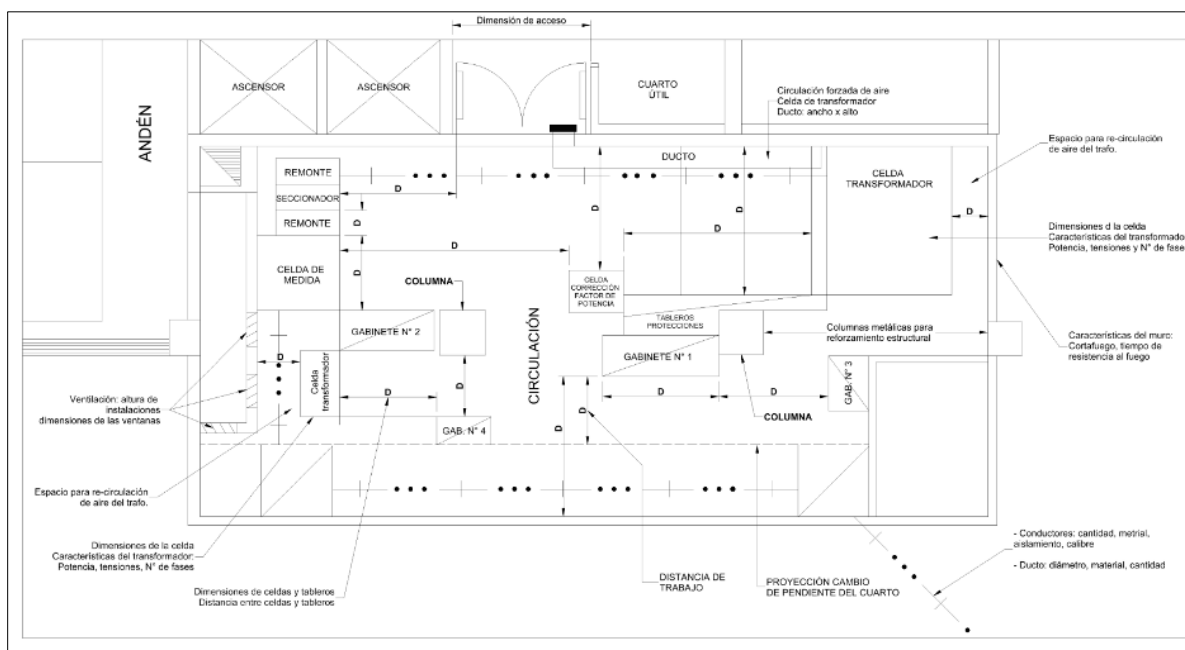


Figura 5-3. Ejemplo de vista en planta – Cuarto eléctrico

Fuente: Tomado de la norma RA8 001 de EPM

5.1.3.3. Espacio 6 – Convenciones

Se incluirá un cuadro descriptivo de las convenciones utilizadas en el proyecto, las cuales corresponden a las normalizadas que se utilizarán para la elaboración del diseño.

5.1.3.4. Espacio 7 - Cuadro de cargas

En el cuadro de cargas se presentará un resumen de las cargas eléctricas generales para el proyecto, se detallarán los transformadores y su potencia, potencia instalada por instalación, potencia total del proyecto, porcentaje de carga del transformador y porcentaje de regulación. Se

presentarán todos los datos del diagrama unifilar y, en la parte superior del cuadro se especificará el tipo de carga. Además, se anexarán las memorias de cálculo que se generen.

5.1.3.5. Espacio 8 – Notas

Se incluirán las notas generales, que describen particularidades del proyecto.

5.1.4. Memorias de cálculo

Aquí se evidenciarán los diferentes tópicos requeridos por la norma EPM RA8-001 de 2017, como parámetros de diseño, los niveles de tensión, corriente de cortocircuito, tensión y corriente nominal de los equipos, potencia requerida, cálculo de corrientes de cortocircuito y selección de conductores. Incluyendo el cálculo de regulación de voltaje y el dimensionamiento y selección del transformador. Estas memorias se adjuntarán en el compendio de anexos.

5.2. Diseño de redes eléctricas subterráneas

Para la elaboración del diseño de redes eléctricas tipo subterráneas, primarias y secundarias ubicadas dentro del campus de Robledo, se emplearán los criterios recomendados de acuerdo con las normas “RS” del operador de red EPM (Grupos 0 - 6), la NTC 2050 y RETIE; las cuales incluyen las condiciones técnicas que servirán de guía para el diseño del recorrido de las redes.

5.2.1. Canalizaciones

Las canalizaciones se diseñarán completas entre las salidas o puntos de empalme, siguiendo las recomendaciones de las normas EPM RS grupo 1 y NTC 2050 de 1998, para redes de energía.

5.2.3. Conductores Subterráneos

Para el tendido de cables subterráneos se aplicarán los requisitos contenidos en el RETIE sección 25.7.2 y se tendrán presentes las recomendaciones del grupo 6 de las normas RS de EPM.

5.2.4. Material de los ductos

El diseño solo contemplará ductos en tubería para uso eléctrico tipo PVC DB permitidos por la norma NTC 1630.

5.2.5. Dimensiones del ducto

El diámetro de la tubería a emplear se calculará con base en la norma RS0-002 según la *Tabla 5-2*, la cual contiene los diámetros mínimos de ductos recomendados por tensión de fase.

Tabla 5-2. Diámetros mínimos de ductos recomendados por tensión de fase

Tensión Fase – Fase (V)	Diámetro de Ducto a Utilizar
0 a 600	Mínimo \varnothing 88 mm. (3")
601 a 34.500	\varnothing 150 mm. (6") – 1 circuito trifásico por cada ducto
34.501 a 57.500	\varnothing 100 mm. (4") – 1 hilo por cada ducto

Fuente: Tomado de la norma RS0-002 EPM, 2013

5.2.6. Características de las zanjas y canalizaciones

Se generarán detalles constructivos en el plano para asegurar la correcta elaboración de zanjas y canalizaciones. La profundidad de enterramiento de ductos para redes de distribución subterráneas se sugerirá según los valores de la *Tabla 5-3*.

Tabla 5-3. Profundidades mínimas de enterramiento de redes subterráneas

Tensión Fase – Fase (V)	Profundidad Ducto (m)	Profundidad Conductor Enterramiento Directo (m)
Alumbrado público	0,50	0,50
0 a 600	0,60	0,60
601 a 34.500	0,75	0,95
34.501 a 57.500	1,00	1,20

Fuente: Tomado de la norma RS0-002 EPM, 2013

5.2.7. Cantidad de ductos

Para determinar la cantidad de ductos a utilizar, por cada nivel de tensión, se seguirán las recomendaciones de la norma RS0-002 de EPM según la *Tabla 5-4*.

Tabla 5-4. Cantidad de ductos para una canalización

Ductos Ocupados	Ductos de Reserva
De 1 a 3	$Dr = 1$
Entre 4 y 6	$Dr = \frac{Doc}{2}$
> 6	$Dr = \frac{Doc}{2} - 2$

Fuente: Tomado de la norma RS0-002 EPM, 2013

5.2.8. Cámaras

Para el diseño de canalización, acorde a la necesidad de cada tramo de red, se empleará la norma EPM RS0-002 de 2013, que hace referencia a los siguientes tipos de cámaras:

- a. Caja de Distribución en andén, ver *Figura 5-4*.
- b. Caja para salida de circuitos a 13.2 kV, ver *Figura 5-5*.
- c. Canalización de BT cruce calzada, ver *Figura 5-6*.
- d. Canalización de BT zona verde, ver *Figura 5-7*.
- e. Canalización de BT andén, ver *Figura 5-8*.
- f. Canalización MT zona verde, ver *Figura 5-9*.
- g. Canalización MT cruce calzada, ver *Figura 5-10*.
- h. Cámara de derivación trifásica, ver *Figura 5-11*.

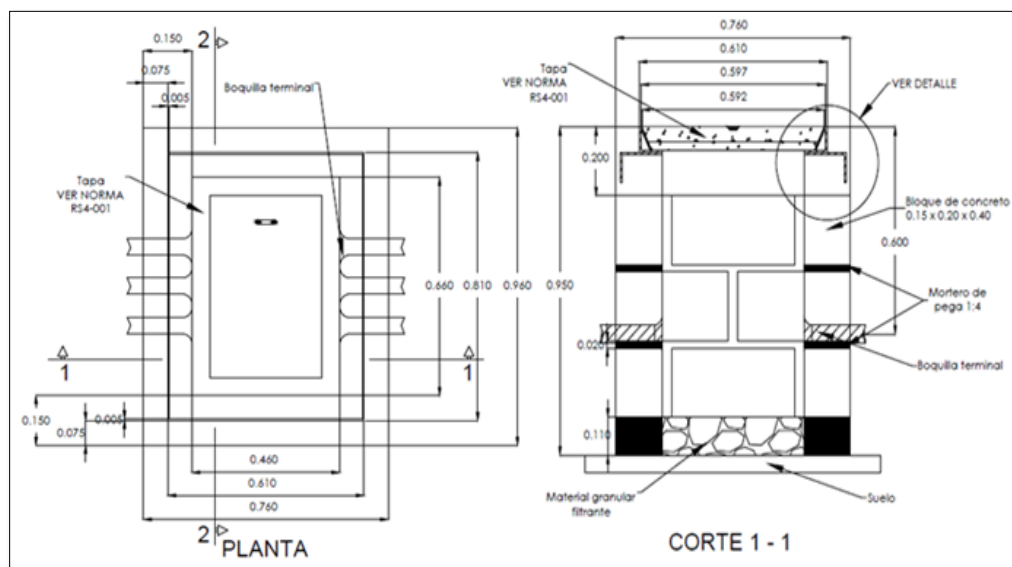


Figura 5-4. Caja de Distribución en andén

Fuente: Tomado de norma RS3-003 EPM, 2013

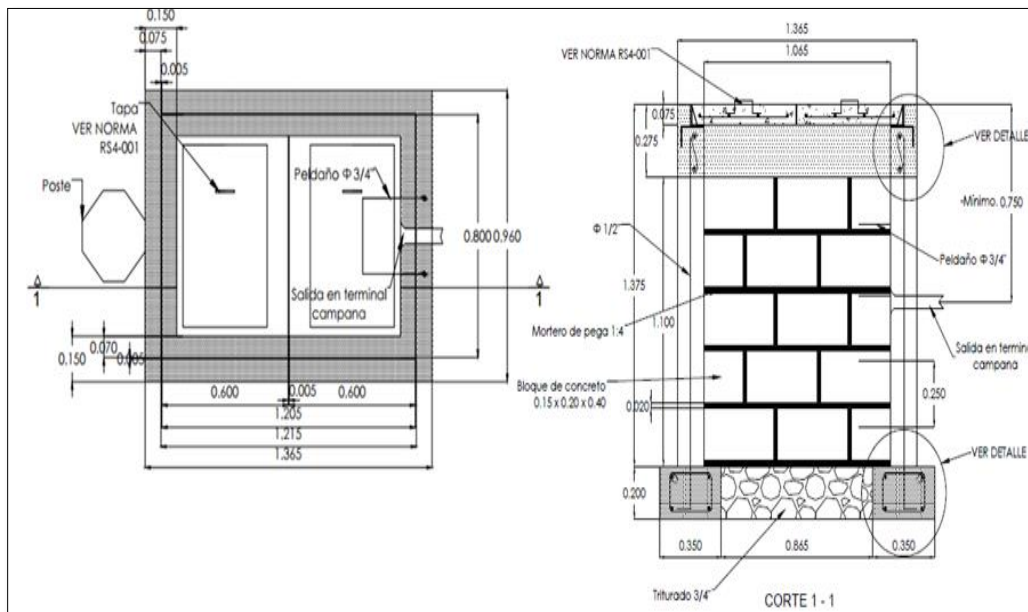


Figura 5-5. Caja para salida de circuitos a 13.2 kV

Fuente: Tomado de la norma RS3-005 EPM, 2013

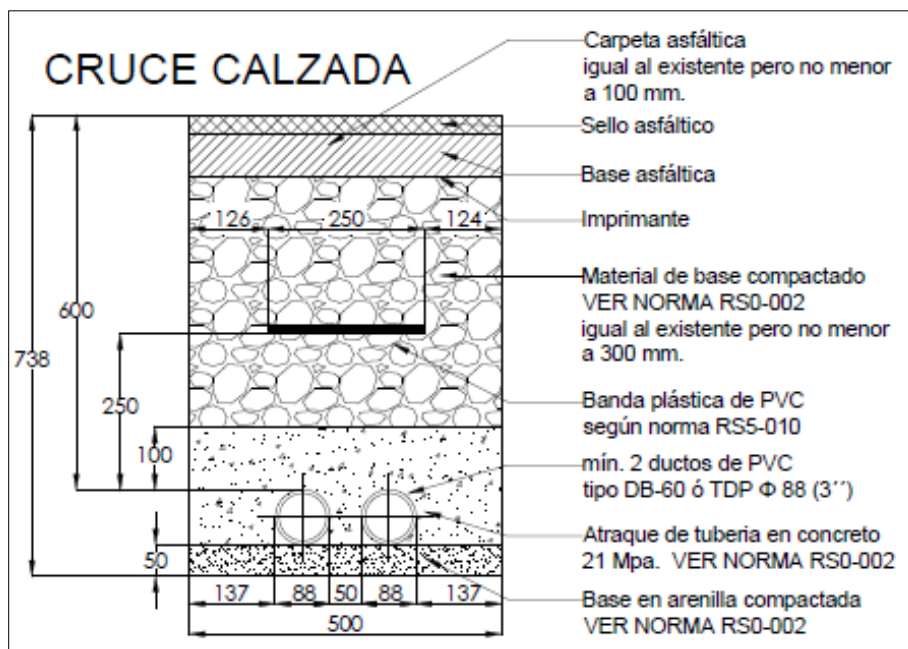


Figura 5-6. Detalle de la canalización de baja tensión cruce calzada

Fuente: Tomado de norma RS1-003 EPM, 2013

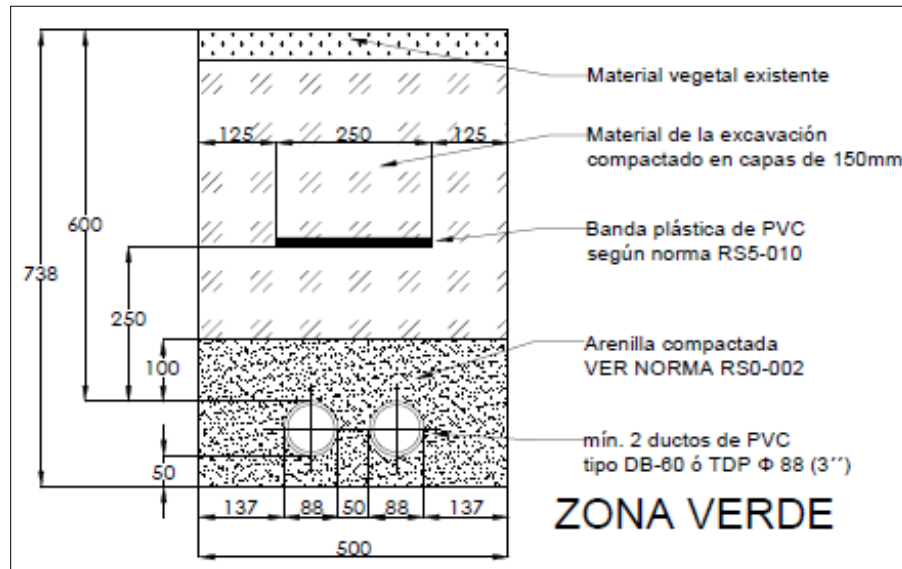


Figura 5-7. Detalle de la canalización de baja tensión zona verde

Fuente: Tomado de la norma RS1-003 EPM, 2013

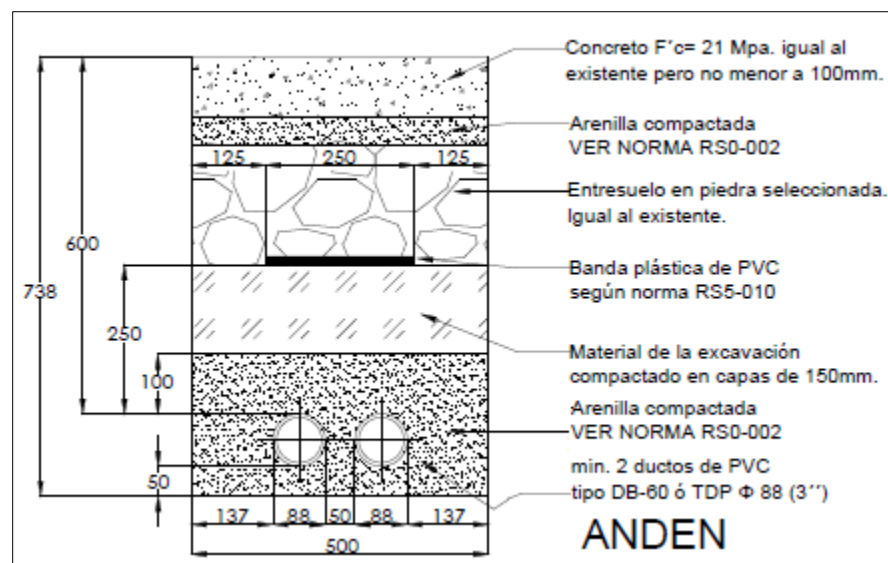


Figura 5-8. Detalle de la canalización de baja tensión anden

Fuente: Tomado de la norma RS1-003 EPM, 2013

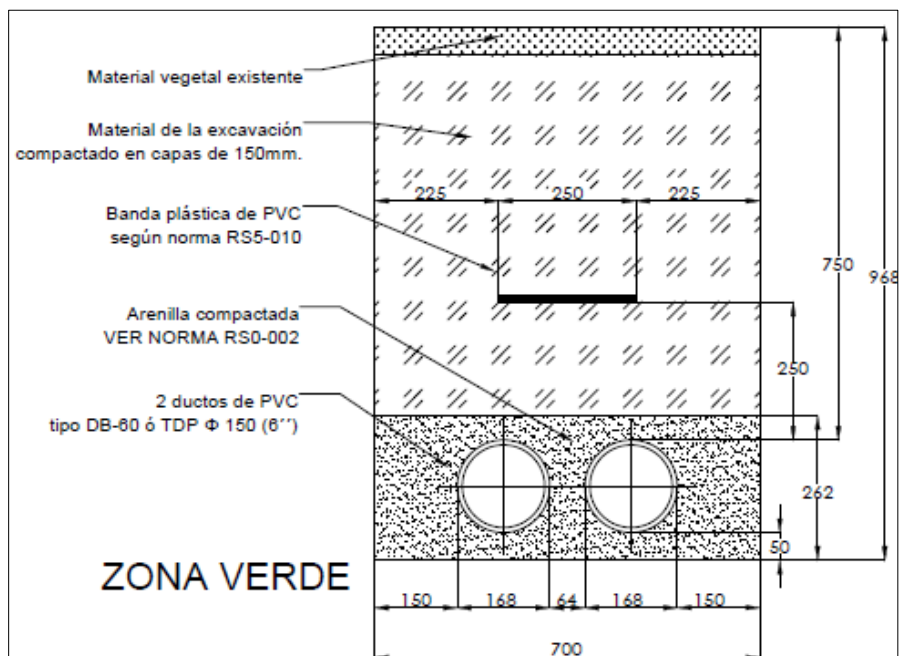


Figura 5-9. Detalle canalización media tensión

Fuente: Tomado de la norma RS1-005 EPM, 2013

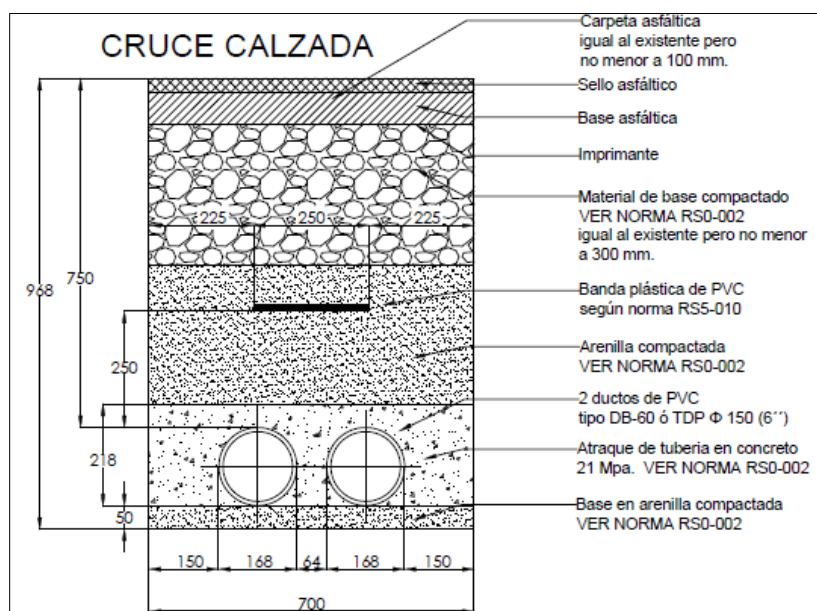


Figura 5-10. Detalle de la canalización media tensión cruce calzada

Fuente: Tomado de la norma RS1-005 EPM, 2013

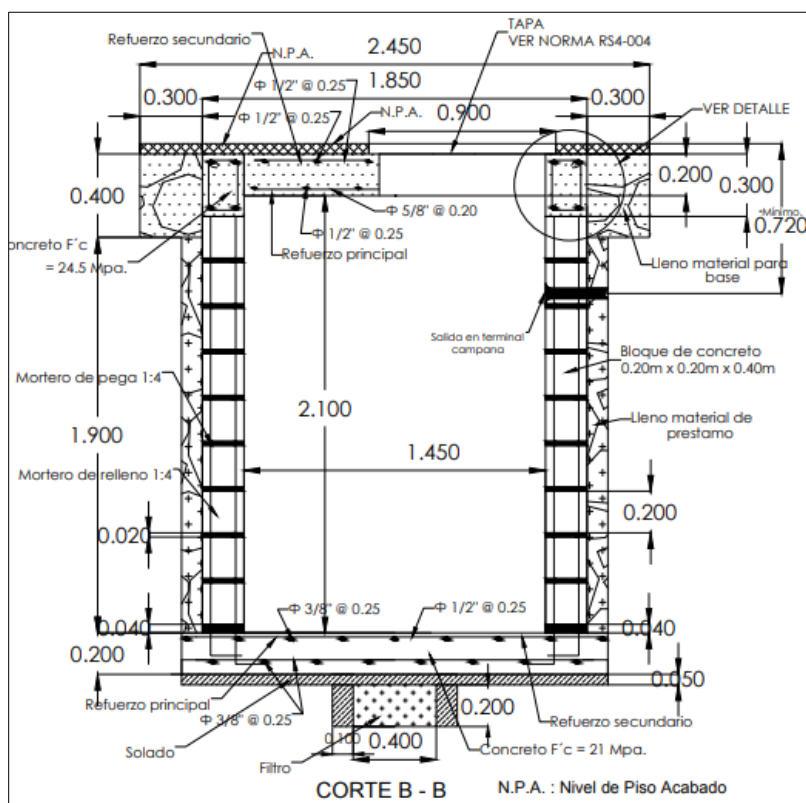


Figura 5-11. Caja de derivación de acometida

Fuente: Tomado de la norma RS3-008 EPM, 2013

5.3. Diseño de substaciones

Para la elaboración de los planos de la subestación, se seguirán las normas NTC 2050, RETIE y las guías del operador de red EPM RA6-011, RA8-012, RA8-013, RA8-014, RA8-030, RA8-035. Estas normas contienen el conjunto de requisitos y disposiciones generales para el diseño y la construcción de subestaciones eléctricas tipo interior en media tensión.

5.3.1. Espacio de trabajo alrededor de los equipos

Se realizará el diseño garantizando mantener un espacio de acceso y de trabajo suficientes que permitan el mantenimiento fácil y seguro alrededor de todos los equipos eléctricos. Para lograr esto, se seguirán las recomendaciones del RETIE según las distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas mostradas en la *Tabla 5-5* y en la *Figura 5-12*. Estas distancias son

adaptadas de la NFPA 70 e IEEE 1584; son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.

Tabla 5-5. Distancias mínimas para trabajos en partes energizadas AC

Tensión Nominal del Sistema (Fase-Fase)	Límite de Aproximación Seguro [m]		Límite de Aprox. Restringida (m) Incluye Movimientos Involuntarios	Límite de Aprox. Técnica (m)
	Parte Móvil Expuesta	Parte Fija Expuesta		
50 V - 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V - 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V - 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV - 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV - 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV - 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV - 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Fuente: Tomado de RETIE, Ministerio de minas y energía, 2013

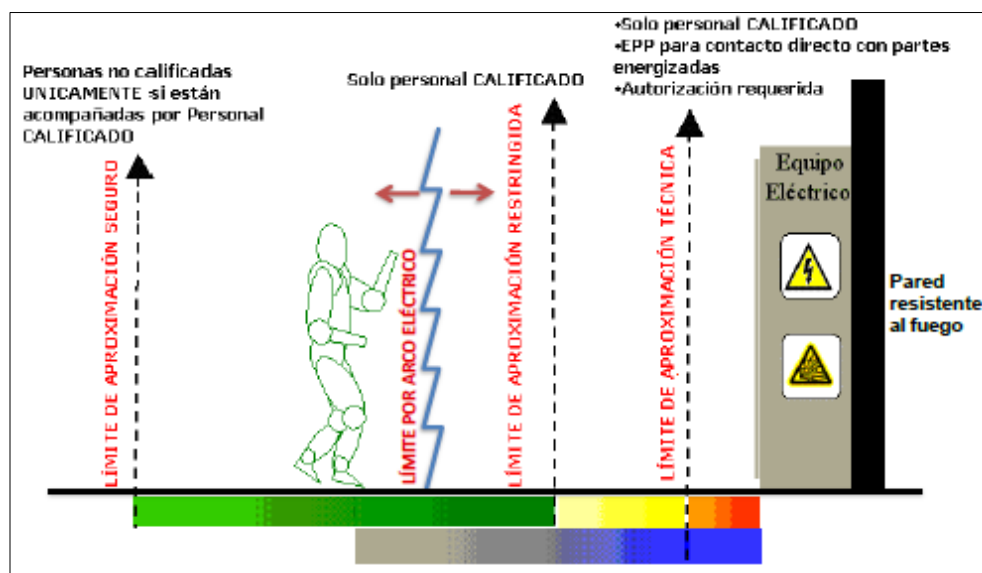


Figura 5-12. Límites de aproximación

Fuente: Tomado de RETIE, Ministerio de minas y energía, 2013

5.3.2. Profundidad del espacio de trabajo

Las dimensiones del espacio de trabajo en la dirección del acceso a las partes vivas, serán calculadas para ser operadas en caso de inspección, ajuste, cambio o mantenimiento. En ningún caso serán menores de las indicadas en la **Tabla 5-6** de la norma RA8-014 EPM de 2011. Las distancias son medidas desde el frente de la cubierta o abertura de acceso, por estar en un gabinete cerrado. Adicional, se diseñará con base en lo establecido por la norma RA8-013 EPM de 2011, la cual define los espacios de encerramiento para transformadores secos.

Tabla 5-6. Espacios de trabajo

Tensión Nominal a Tierra	Distancia Mínima (m) Según la Condición		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
0 - 150	0,90	0,90	0,90
151 - 600	0,90	1,10	1,20
601 - 2500	0,90	1,20	1,50
2501 - 9000	1,20	1,50	1,80
9001 - 25000	1,50	1,80	2,70
25001 - 75000	1,80	2,40	3,0
Más de 75000	2,4	3	3,7

Fuente: Tomado de la norma RA8-014 EPM, 2011

5.3.3. Ancho del espacio de trabajo

Las distancias del ancho de trabajo, en frente del equipo eléctrico, se diseñará con base en lo establecido por la norma EPM RA8-014 de 2011 según la **Figura 5-13**. Adicional, se considerarán en todo momento las distancias establecidas en la **Tabla 5-5**.

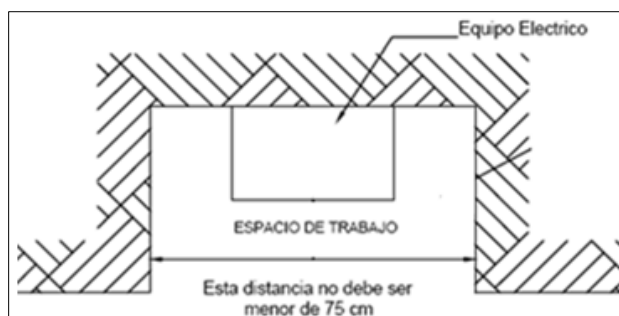


Figura 5-13. Ancho del espacio de trabajo b

Fuente: Tomado de norma RA8-014 EPM, 2011

5.3.4. Espacio dedicado para equipos

La instalación eléctrica se diseñará con un espacio dedicado igual al ancho y profundidad del equipo y se extenderá desde el piso hasta la altura del techo estructural. Como lo indica la **Figura 5-14** en esta zona no se diseñarán cruce de tuberías ajenos a la instalación eléctrica.

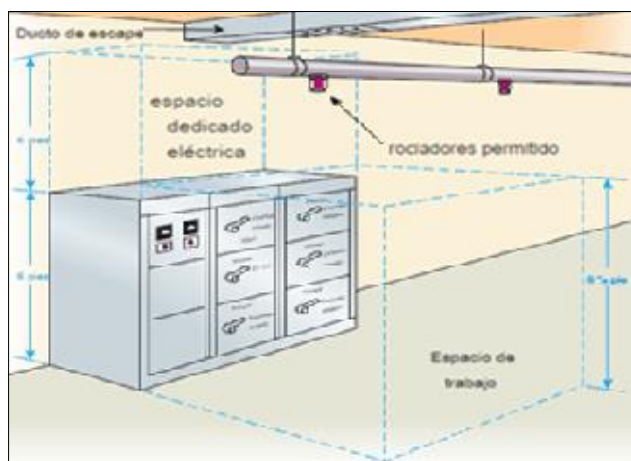


Figura 5-14. Espacio dedicado para equipos

Fuente: Tomado de Earley, Sargent, Coache, & Roux, 2011

5.3.5. Accesos para subestación

Para el diseño de accesos se seguirán las recomendaciones de la Norma NTC 2050, sección 110-33, numeral a; y la norma EPM RA8-014 de 2011, según la **Figura 5-15**.

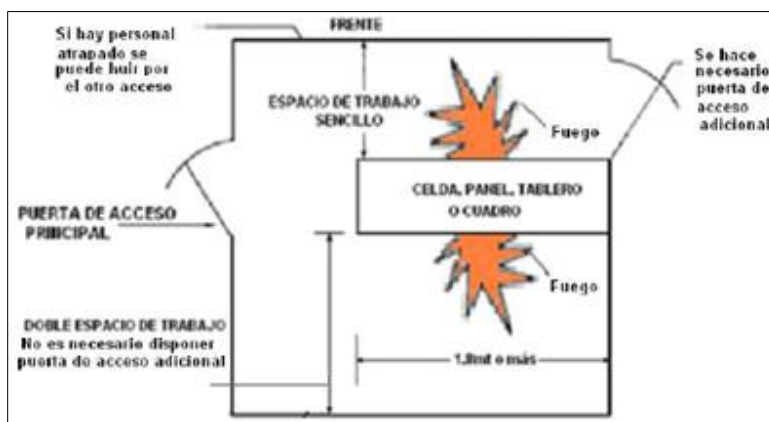


Figura 5-15. Caso donde se hace necesario otra puerta de acceso o evacuación

Fuente: Tomado de norma RA8-014 EPM, 2011.

5.3.6. Marcación y señalización

Se realizarán las especificaciones para marcación y señalización según RETIE, artículo 11. En la entrada al local de la subestación se diseñará un aviso con el símbolo de riesgo eléctrico.

5.3.7. Cálculo de la ventilación

Los cálculos relacionados con la ventilación de la subestación serán realizados con base en la Norma EPM RA8-018 de 2017.

5.3.8. Materiales de construcción para subestaciones

Los espacios constructivos para el edificio, tanto paredes como pisos, que aloja la subestación serán diseñados para ser construidos según los espesores descritos en la *Tabla 5-7*, la cual resume el espesor mínimo para los muros cortafuegos.

Tabla 5-7. Espesor mínimo para muros cortafuegos

Altura Libre del Muro	Espesor Mínimo (m)	
	Ladrillo Macizo	Concreto Macizo
Hasta 4,0m	0,25	0,07
Más de 4,0m	0,40	0,15

Fuente: Tomado de la norma RA8-014 EPM, 2011

5.4. Celda de transformador

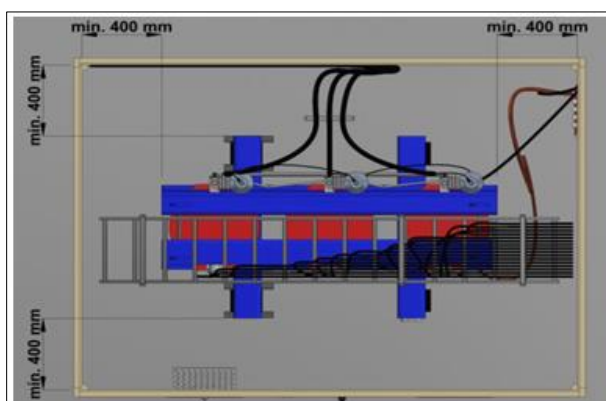


Figura 5-16. Distancia mínima de separación entre el transformador y la celda

Fuente: Tomado de la norma RA8-013 EPM, 2017

La celda o gabinete metálico que alberga el transformador individual tipo seco se seleccionará con base en lo estipulado por la norma EPM RA8-013 de 2017 según la **Tabla 5-8**, la cual resume las alturas mínimas exigidas para las celdas de acuerdo con la potencia del transformador. Los espacios laterales conservarán distancias iguales a las mostradas en la **Figura 5-16**.

Tabla 5-8. Altura de la celda según capacidad del transformador

Capacidad [kVA]	Altura Mínima de la Celda [mm]
75 -150	2000
151 - 630	2200
631 - 1250	2400
1251 - 2000	2500

Fuente: Tomado de la norma RA8-013 EPM, 2017

5.4.1. Ventilación de la celda de transformador

Para la ventilación se acatarán las recomendaciones de la Norma NTC 3654, la cual establece los límites en temperatura para los devanados, el núcleo y las partes metálicas con el fin de terminar el cálculo de ventilación requerido. Adicional, la parte frontal de la celda concebirá rejillas de inspección y ventilación como lo indica la **Figura 5-17**.

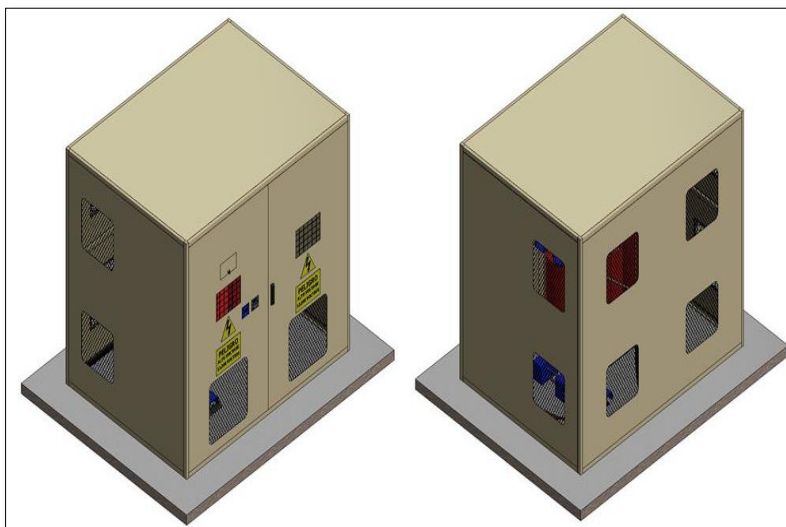


Figura 5-17. Vista frontal y posterior, rejillas de ventilación en celda

Fuente: Tomado de la norma RA8-013 EPM, 2017

Tabla 5-9. Capacidad de corriente barras con sección transversal rectangular

Ancho x Espesor mm	Sección transversal mm ² Kg/m	Peso 1)	Material 2)	Corriente AC en A 60Hz				Valores de esfuerzos estaticos para cada barra					
				Numero de barras (sin pintar)				X			Y		
				1	2	3	4 3)	J _x cm ⁴	W _x cm ³	I _x cm	J _y cm ⁴	W _y cm ³	I _y cm
12 x 2	23,5	0,209	E-Cu F30	108	182	216		0,0288	0,048	0,346	0,0008	0,008	0,0577
15 x 2	29,5	0,262		128	212	247		0,0563	0,075	0,433	0,001	0,01	0,0577
15 x 3	44,5	0,396		162	282	361		0,0844	0,113		0,00338	0,0225	0,0866
20 x 2	39,5	0,351		162	264	298		0,133	0,133		0,00133	0,0133	0,0577
20 x 3	59,5	0,529		204	348	431		0,200	0,2	0,577	0,0045	0,03	0,0866
20 x 5	99,1	0,882		274	500	690		0,333	0,333		0,0208	0,0833	0,144
20 x 10	199	1,77		427	825	1180		0,667	0,667		0,167	0,333	0,289
25 x 3	74,5	0,663		245	412	498		0,391	0,313		0,00563	0,0375	0,0866
25 x 5	124	1,11		327	586	795		0,651	0,521	0,722	0,026	0,104	0,144
30 x 3	89,5	0,796		285	476	564		0,675	0,450		0,00675	0,045	0,0866
30 x 5	149	1,33		379	672	896		1,13	0,750	0,866	0,0313	0,125	0,144
30 x 10	299	2,66		573	1060	1480		2,25	1,50		0,25	0,5	0,289
40 x 3	119	1,06		366	600	690		1,6	0,8		0,009	0,06	0,0866
40 x 5	199	1,77		482	836	1090		2,67	1,33	1,15	0,0417	0,167	0,144
40 x 10	399	3,55		715	1290	1770	2280	5,33	2,67		0,333	0,667	0,289
50 x 5	249	2,22		583	994	1260	1920	5,21	2,08		0,0521	0,208	0,144
50 x 10	499	4,44		852	1510	2040	2600	10,4	4,17	1,44	0,417	0,833	0,289
60 x 5	299	2,66		688	1150	1440	2210	9	3		0,0625	0,25	0,144
60 x 10	599	5,33		985	1720	2300	2900	18	6	1,73	0,5	1	0,289
80 x 5	399	3,55		885	1450	1750	2720	21,3	5,33	2,31	0,0833	0,333	0,144
80 x 10	799	7,11	1240	2110	2790	3450	42,7	10,7		0,667	1,33	0,289	
100 x 5	499	4,44	1080	1730	2050	3190	41,7	8,33	2,89	0,104	0,417	0,144	
100 x 10	999	8,89	1490	2480	3260	3980	83,3	16,7		0,833	1,67	0,289	
120 x 10	1200	10,7	1740	2860	3740	4500	144	24	3,46	1	2		
160 x 10	1600	14,2	2220	3590	4680	5530	341	42,7	4,62	1,33	2,67	0,289	
200 x 10	2000	17,8	2690	4310	5610	6540	667	66,7	5,77	1,67	3,33		

1) Calculado para una densidad de 8,9Kg/dm³ 2) Base de Referencia para un valor de corriente constante 3) Espacio minimo dado en mm

Fuente: Norma RA8-012 de EPM

5.4.2. Selección del transformador

Para la selección, ubicación y consideraciones generales respecto al transformador, se seguirán las recomendaciones de la Norma NTC 2050, sección 450-21 numeral b y sus excepciones.

5.4.3. Barraje principal transformador.

El barraje principal entre el transformador y el totalizador general de 2.200 A se diseñará con un juego de barras de cobre con sección transversal rectangular según la Norma DIN 43761, la selección de los valores característicos de las barras se realizará con base en la **Tabla 5-9**.

5.5. Celda de medida

Para la selección de la celda, equipo de medida, transformadores de corriente y transformadores de tensión; se utilizarán los criterios de las normas RA8-012 EPM de 2015 y RA8-030 EPM de 2016. Esta normatividad define este espacio como una “Estructura metálica que cumplen con condiciones mecánicas y de seguridad, destinadas a encerrar equipos en media tensión como

medidores de energía y transformadores de medida en media tensión”. Esto se indica con detalle en la **Figura 5-18**.

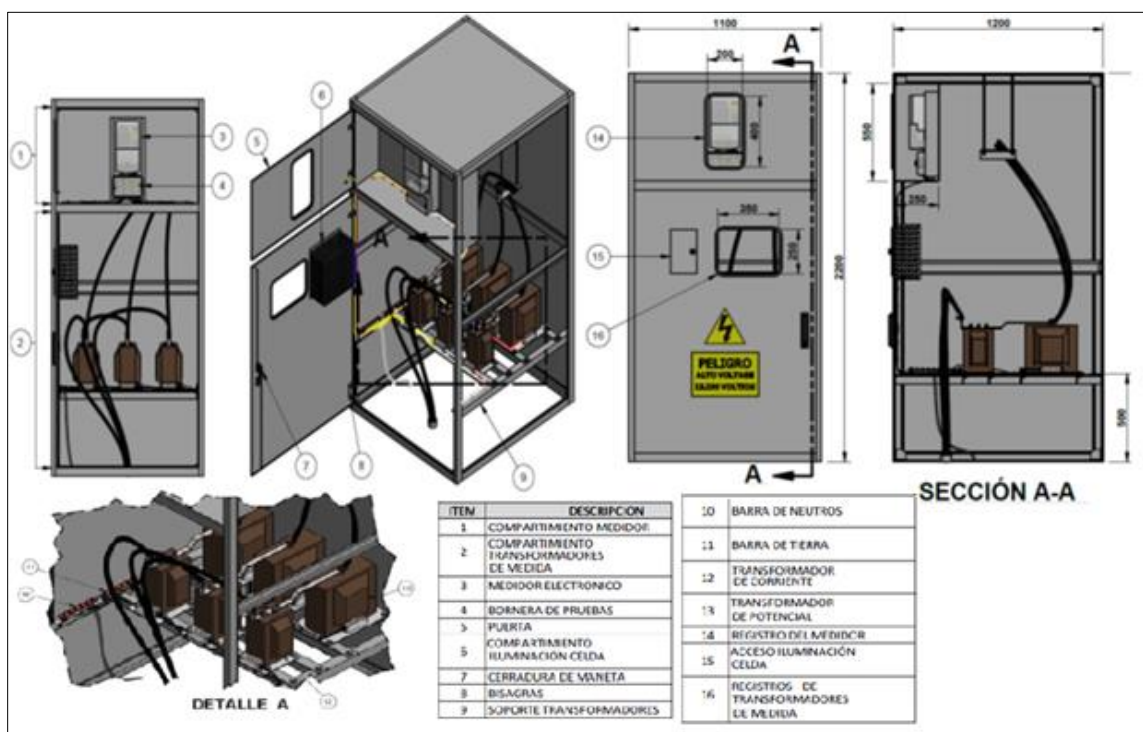


Figura 5-18. Elementos celdas de media tensión

Fuente: Tomado de la norma RA8-012 EPM, 2015

5.5.1 Transformadores de corriente

Tabla 5-10. Relación de transformación de TC para mediciones indirectas

Circuitos a 13,2kV		Circuitos a 44kV	
Capacidad Instalada (kVA)	Relación de los TC	Capacidad Instalada (kVA)	Relación de los TC
-	-	305 a 457	5/5
138 a 247	10/5	610 a 914	10/5
275 a 411	15/5	915 a 1372	15/5
412 a 503	20/5	1373 a 1715	20/5
504 a 617	25/5	1716 a 2058	25/5
618 a 823	30/5	2059 a 2743	30/5
824 a 1029	40/5	2744 a 3658	40/5
1230 a 1234	50/5	3659 a 4572	50/5
1235 a 1554	60/5	4573 a 5487	60/5
1255 a 1829	75/5	5488 a 6859	75/5
1830 a 2743	100/5	6860 a 9145	100/5

Fuente: Tomado de la norma RA8-030 EPM, 2016

La selección de los transformadores de corriente se realizará de acuerdo con el cálculo de la potencia total instalada de la instalación. Se determinarán las corrientes primarias y secundarias de acuerdo con la carga de diseño requerida.

La corriente primaria nominal del transformador de corriente se seleccionará de tal forma que el valor de la corriente a plena carga está comprendido entre el 80 % de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del TC, es decir:

$$0,8I_{pn} \leq I_{pc} \leq I_{pn} FC$$

En donde,

I_{pc}, es la corriente a plena carga del sistema eléctrico en el punto donde será conectado el transformador de corriente.

I_{pn}, es la corriente primaria nominal del transformador de corriente seleccionado.

FC, es el factor de cargabilidad del TC.

Se utilizará la **Tabla 5-10**, que define la relación de transformación de los TC de medida y establece la relación de transformación en función de la carga instalada y la tensión en el punto de conexión de los TC. Los valores normalizados para la corriente nominal primaria, de los TC para media tensión son: 10 – 12.5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 A y sus múltiplos decimales o fracciones. El valor normalizado de corriente secundaria nominal es 5 A.

5.5.2. Transformador de tensión

La tensión primaria nominal del transformador de tensión se seleccionará de acuerdo a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado. La tensión secundaria nominal del transformador de tensión se seleccionará de acuerdo a los rangos de operación del medidor conectado a éste, según con lo estimado en la **Tabla 5-11**.

Tabla 5-11. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal

Tensión Nominal de la Red [V]	Tensión Secundaria [V]
44.000	110
13.800	120
13.200	120
$13.200/\sqrt{3} = 7.600$	$120/\sqrt{3}$

Fuente: Tomado de la norma RA8-030 EPM, 2016

5.6. Cálculo de la corriente de cortocircuito

Para el dimensionamiento de protecciones, conductores y tableros principales de la red eléctrica, uno de los parámetros de mayor importancia será determinar el nivel de la corriente de cortocircuito que se presentará en distintos puntos del sistema.

Dado que la amplitud de la corriente de cortocircuito depende, fundamentalmente, del momento en que ocurra la falla, del tiempo de duración, de la ubicación y de la topología de la falla. Se solicitará al operador de red EPM los niveles de corto circuito en el punto de conexión de las redes que abastecen a la institución para determinar mediante este valor, los esfuerzos térmicos y dinámicos que deben soportar cada uno de los componentes de la red. El cálculo de corriente de cortocircuito, se realizará por el método de impedancias (Metz-Noblat, Thomasset, & Dumas, 2008), el cual se describe con detalle en el *Anexo N°6. Cálculo cortocircuito*.

Se utilizará el software Melshort, suministrado de forma gratuita por la empresa Mitsubishi Electric. Este un programa satisface el perfil completo de requerimientos para el diseño de un sistema de distribución de energía, basado en un manejo sencillo y seguro. Adicional, toma en consideración todos los estándares mundiales de la electrotécnica moderna. Finalmente, se realizarán comparaciones entre los cálculos y las simulaciones.

5.7. Capacidad nominal de circuitos

El cálculo de la capacidad nominal de circuitos se realizará según las recomendaciones establecidas en la norma NTC 2050.

5.7.1. Capacidad de corriente y sección transversal mínima

Los conductores de los circuitos ramales serán calculados con una capacidad de corriente no menor a la carga máxima de alimentación.

Se realizará la selección de conductores de circuitos ramales con una sección tal que evite una caída de tensión superior al 3% en los circuitos alimentadores. Para la verificación de conductores se seguirá la **Tabla 5-12** de la norma NTC 2050. Los conductores de alimentadores tal como están definidos en la Sección 100, ofrecerán una eficiencia de funcionamiento razonable.

Tabla 5-12. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados de 0 a 2000V.

Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30 °C (Extracto de la TABLA 310-16 NTC 2050).							
Temperatura Nominal Del Conductor							
Sección Tranver.	Calibre	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
		Tipos					
		S TW UF	FEPW RHW THHW THW THWN	FEPB MI RHH RHW-2 THHN THHW THW-2 THWN-2 USE-2 XHHW-2 ZW-2	TW UF	RH RHW THHW THW THWN	TBS SA SIS THHN THHW THW-2 THWN-2 RHH RHW-2 USE-2
mm ²	AWG ó kcmil	Cobre			Aluminio Recubierto con Cobre		
33,62	2	95	115	130	75	90	100
42,41	1	110	130	150	85	100	115
53,48	1/0	125	150	170	100	120	135
67,43	2/0	145	175	195	115	135	150
85,01	3/0	165	200	225	130	155	175
107,2	4/0	195	230	260	150	180	205

Fuente: Tomado de la NTC 2050

5.7.2. Caída de tensión

El calibre para cada conductor de ramal se verificará por la caída de tensión en la línea, el conductor a seleccionar no deberá exceder los límites definidos por el RETIE. Debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente, en el conductor, se originará una caída de tensión. Esta resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. (Centelsa, 2005). En los circuitos diseñados para trabajar en con corriente alterna, la caída de tensión es determinada por la ecuación,

$$V = I \cdot Z ;$$

Donde:

V , es la caída de tensión.

I , es la corriente de carga que fluye por el conductor.

Z , es la impedancia

La impedancia eficaz (Z_{eficaz}) se define como $(R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta)$, siendo (θ) el ángulo del factor de potencia del circuito. Según el fabricante de cables Centelsa, al multiplicar la intensidad, por la impedancia eficaz se obtiene un valor bastante aproximado de la caída de tensión entre fase y neutro. Entonces, para determinar la impedancia eficaz se empleará la ecuación,

$$Z_{EF} = R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta$$

Donde:

θ , es el ángulo del factor de potencia del circuito.

R , es la resistencia a corriente alterna de conductor.

X , es la reactancia del conductor.

Por otro lado, tenemos: $X = X_L - X_C$;

X_L , es la reactancia inductiva y X_C es la reactancia capacitiva.

Debido a que distancias de las redes eléctricas, para media y baja tensión diseñadas implicarán longitudes cortas, se desprecian los efectos capacitivos debido a las bajas tensiones de operación; por lo tanto, se tomarán en cuenta solamente la resistencia y la reactancia inductiva, simplificando los cálculos con una muy buena aproximación a la realidad. El método simplificado se indica en la **Figura 5-19**.

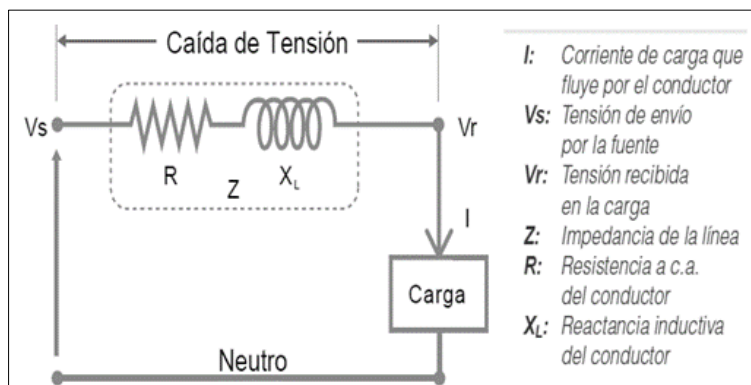


Figura 5-19. Circuito equivalente caída de tensión

Fuente: Tomado de "Retie: Regulación de tensión en instalaciones eléctricas" Centelsa.

Luego se reemplaza, en la fórmula la reactancia, el valor X por la reactancia inductiva X_L (Ya que se desprecia la $X_{\text{Capacitiva}}$), la impedancia eficaz se calcula mediante la ecuación,

$$Z_{EF} = R \cos\theta + X_L \text{ Sen}\theta.$$

Conociendo los valores de resistencia a la corriente (R), de reactancia inductiva (XL) y el factor de potencia ($\text{Cos}\theta$), es posible calcular la impedancia eficaz (ZEF). Para los valores de $\text{Sen}\theta$ correspondientes se utilizará la **Tabla 5-13** y los valores proporcionados en la **Tabla 5-14**.

Tabla 5-13. Transformadores de tensión. Tensión secundaria nominal

FP = Cosθ	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70
Senθ	0,00	0,31	0,44	0,53	0,60	0,66	0,71

Fuente: Tomado de "Retie: Regulación de tensión en instalaciones eléctricas" Centelsa.

Tabla 5-14. Resistencia y reactancia para cables de cobre de baja tensión

Resistencia Eléctrica C.A. y Reactancia Inductiva para Cables de Cobre, Instalación Trifásica para 600 V a 60 Hz y 75°C. Tres conductores Sencillos en Tubo					
Calibre AWG / kcmil	Resistencia a Corriente Alterna R [Ohm/km]			Reactancia Inductiva XL [Ohm/km]	
	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC o Aluminio	Conduit de Acero
2	0,623	0,656	0,656	0,148	0,187
1/0	0,394	0,427	0,427	0,144	0,180
2/0	0,328	0,328	0,328	0,141	0,177
3/0	0,253	0,269	0,259	0,138	0,171
4/0	0,203	0,219	0,219	0,135	0,167
250	0,171	0,187	0,187	0,135	0,171
350	0,135	0,141	0,141	0,131	0,164
500	0,089	0,105	0,105	0,128	0,157

Fuente: Tomado del cálculo regulación Centelsa, 2005

5.7.3. Regulación

La Caída de Tensión para circuitos trifásicos, definida como $\Delta V = V_s - V_r$, se definirá mediante las siguientes ecuaciones,

$$\begin{aligned}\Delta V \text{ FASE} - \text{FASE} &= \sqrt{3} \cdot \Delta V \text{ FASE} - \text{NEUTRO} \\ \Delta V \text{ FASE} - \text{FASE} &= 1.732 \cdot \Delta V \text{ FASE} - \text{NEUTRO} \\ \Delta V \text{ FASE} - \text{NEUTRO} &= ZEF \cdot L \cdot I\end{aligned}$$

Donde:

ΔV , es la Caída de Tensión en voltios

L , es la longitud del circuito en km

I , es la corriente del circuito en A

ZEF , es la impedancia eficaz en ohm/km

Finalmente, el porcentaje de regulación se calculará mediante la ecuación,

$$\% \text{Regulación} = [\Delta V / V_r] \cdot 100$$

5.8. Conductores en ducto

En concordancia con el Capítulo 9 de la norma NTC 2050. El número máximo de conductores y cables en tubos rígidos de PVC no superó, en ningún caso, el porcentaje de ocupación permitido en la **Tabla 5-15**. El número máximo de conductores o cables en tubos conduit subterráneos no metálicos no superará, en ningún caso, el porcentaje de ocupación permitido en la **Tabla 5-16**.

Tabla 5-15. Número máximo de conductores y cables en tubos rígidos de PVC

Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubos rígidos de PVC, Tipo A (según el Cuadro 1, Capítulo 9)											
Letras de tipo A	Sección del cable AWG/ Kcmils	Sección comercial en pulgadas									
		½	¾	1	1 ¼	1 ½	2	2 ½	3	3 ½	4
	2	1	1	3	6	8	12	19	28	37	47
	1	0	1	2	4	6	9	14	21	27	35
	1/0	0	1	2	4	5	8	11	17	23	29
	2/0	0	1	1	3	4	6	10	14	19	24
	3/0	0	1	1	2	3	5	8	12	16	20
	4/0	0	1	1	1	3	4	6	10	13	17
	250	0	1	1	1	2	3	5	8	10	14
	300	0	0	1	1	1	3	4	7	9	12
	350	0	0	1	1	1	2	4	6	8	10

Fuente: Tomado de la NTC 2050

Tabla 5-16. Número máximo de conductores y cables en tuberías eléctricas metálicas

Número Máximo de Conductores y Cables en Tuberías Eléctricas Metálicas (según el cuadro 1 del Capítulo 9)											
Letras de tipo A	Sección del Cable AWG/ Kcmils	Sección Comercial en Pulgadas									
		½	¾	1	1 ¼	1 ½	2	2 ½	3	3 ½	4
	2	1	1	3	5	7	11	20	30	40	51
	1	1	1	1	4	5	8	15	22	29	37
	1/0	1	1	1	3	4	7	12	19	25	32
	2/0	0	1	1	2	3	6	10	16	20	26
	3/0	0	1	1	1	3	5	8	13	17	22
	4/0	0	1	1	1	2	4	7	11	14	18
	250	0	0	1	1	1	3	6	9	11	15
	300	0	0	1	1	1	3	5	7	10	13
	350	0	0	1	1	1	2	4	6	9	11

Fuente: Tomado de la NTC 2050

5.8.1. Factor de ajuste

De acuerdo con la norma NTC 2050, cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización sobrepase una cantidad de tres, la capacidad de corriente se reducirá con base en los criterios de la *Tabla 5-17*.

Tabla 5-17. Factor de corrección

Factor de Corrección para Capacidad Amperimétrica de los Conductores en una Tubería	
Número de Conductores Portadores de Corriente en la Tubería	% del Valor de las Tablas, Ajustado para la Temperatura Ambiente si Fuera Necesario
De 0 a 3	1.00
De 4 a 6	0.80
De 7 a 9	0.70
De 10 a 20	0.50
De 21 a 30	0.45
De 31 a 40	0.40
De 41 y más	0.35

Fuente: Tomado de la NTC 2050

5.8.1.1. Conductor de neutro.

Siguiendo las recomendaciones de la norma NTC 2050; no se tendrán en cuenta, para los factores de ajuste, ningún conductor de neutro que transporte sólo la corriente de desequilibrio de otros conductores del mismo circuito.

5.9. Canaletas metálicas para cables

Las canaletas serán calculadas según la norma NTC 2050, sección 352-4, Adicional, se atenderán las excepciones y condiciones para la aplicación de factores de ajuste cuando se requiera.

5.10. Protección de los conductores.

La protección contra sobrecorriente de los conductores se calculará de modo que se abra el circuito si la corriente alcanza un valor que puede causar una temperatura excesiva o peligrosa para los conductores o su aislamiento.

Para los casos en que las corrientes normales y ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente no correspondan con las corrientes y ajustes permitidos para esos conductores; se aplicarán los criterios de la norma NTC 2050; se tomarán los valores inmediatamente superiores.

5.10.1. Corrientes nominales normalizadas.

Los valores para fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo serán seleccionados con base en la norma NTC 2050, sección 240. Las capacidades de corrientes nominales estándar de los fusibles e interruptores automáticos de circuito de tiempo inverso son: 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1.000, 1.200, 1.600, 2.000, 2.500, 3.000, 4.000, 5.000 y 6.000 A.

5.11. Carga instalada – CI

Para determinar el valor de la carga instalada *CI*, se sumarán todas las potencias nominales continuas de cada uno de los bloques de la institución; mediante la ecuación,

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas,}$$

El valor resultante se expresa en kVA.

5.12. Carga máxima (kW ó kVA) - DM

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. El valor de demanda máxima es el que genera mayor interés, ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y, por lo tanto, es cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

Para establecer la DM se especificará el intervalo de demanda para a medir. Se instalará un analizador Fluke 434-2, durante 7 días. El equipo se conectará en los bornes secundarios del transformador de 800 kVA. Luego, finalizada la primera semana, se conectará al totalizador de 800 A. El equipo será configurado de tal manera que capture datos cada 5 minutos. Una vez

realizada las dos mediciones, se desinstalará el dispositivo y se descargarán los datos almacenados para realizar, finalmente, el análisis de la información recaudada. Con base en los datos capturados por el analizador, se obtendrá la demanda o carga máxima, este valor deberá expresarse en kVA, kW, kVAR.

5.12. Capacidad instalada – PI

Para determinar el valor de potencia instalada *PI*, se sumarán las potencias nominales de los transformadores instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados.

5.13. Curvas de consumo

Con base en los datos obtenidos a partir de los valores tomados de las facturas mensuales de servicios públicos de la Institución, se graficarán las variables de consumo, energía y potencia para los tres últimos años del período de consumos (2017, 2016 y 2014). Las gráficas obtenidas indicarán la forma cómo se está incrementando el consumo durante dicho periodo y ayudarán en la deducción de la tasa de crecimiento de la demanda y permitirán una visualización de los crecimientos y variaciones de los picos mensuales y anuales. Con base en el análisis de las variaciones se determinarán conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores que lo afectan.

Las respectivas variaciones o “delta” (Δ), respecto al mes anterior de los consumos de energía activa y reactiva se calcularán como:

$$\Delta \text{ Energía} = \text{Consumo mes actual} - \text{Consumo mes anterior}$$

En valor positivo en esta operación corresponderá a un incremento en el consumo y un valor negativo significará una reducción; en ambos casos, respecto al mes anterior.

5.14. Factor de carga - FC

El factor de demanda, en un intervalo de tiempo t de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. Indica el grado al cual la carga total se opera simultáneamente; por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. El valor de FD se calculará siguiendo la ecuación,

$$FC = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{DM}{PI}$$

5.14.1. Perfil de cargas para redes proyectadas.

Dado que la Institución cuenta con redes existentes, se seguirán las recomendaciones de la Norma NTC 2050, artículo 220-35. La norma indica que para “conectar cargas adicionales a los alimentadores y acometidas existentes, se permite aplicar las cifras de demanda real máxima para determinar la carga existente sobre un alimentador o acometida” Este valor será el punto de partida para el cálculo del transformador de potencia, conductores y protecciones. Adicional se tendrán en cuenta las recomendaciones adicionales y excepciones que presenta el artículo.

5.15. Factor de potencia

La incidencia más importante del factor de potencia corresponderá al porcentaje de pérdidas y de regulación de voltaje. Este valor, repercute en la calidad y el costo del servicio eléctrico. Un primer valor del factor de potencia será calculado como la relación de entre la potencia activa y la potencia aparente, así:

$$\text{Cos } \theta = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}}$$

6. Análisis y resultados.

6.1. Análisis general en la universidad.

El consumo de energía eléctrica en la I.U Pascual Bravo presentó un aumento constante en los últimos tres años. Se identificó que el valor promedio de consumo mensual fue de 77.383 kW en 2017, un aumento de 2.968 kW, respecto a los 74.415 kW consumidos en 2016. Este incremento fue de 5% respecto al 2015 y de 4% respecto al 2016. En el último año la institución I.U. Pascual Bravo realizó pagos por un aproximado de \$329.368.116,00 COP.

El suministro eléctrico de la universidad es atendido por el operador de red Empresas Públicas de Medellín con el circuito R31-06, el registro de medición se encuentra en nivel de tensión 2, las redes eléctricas primarias en un 80%, son aéreas, las cuales cruzan entre zonas con alta densidad de vegetación. Las entrevistas realizadas al personal de mantenimiento evidenciaron riesgos potenciales en las redes aéreas; a este respecto, existen antecedentes sobre contactos directos con líneas energizadas, ya sea de tipo animal o vegetal, que ocasionaron cortocircuitos y, en algunos casos, el rompimiento de los conductores, teniendo como consecuencia el accionamiento de los sistemas de protección; factores que llevaron a interrupciones en el servicio de energía eléctrica de la institución.

En el año 2015 se realizó un aumento de capacidad a causa de la construcción del bloque 6, esto derivó en la necesidad de una nueva subestación eléctrica, sin embargo, se realizó la instalación de la misma sin tener en cuenta criterios del reglamento RETIE y la norma NTC 2050

Basados en los análisis realizados en este capítulo, se identificó que es instalar una nueva subestación eléctrica en el centro de carga de la zona de influencia del proyecto. De forma adicional y teniendo en cuenta las necesidades específicas de la institución, el entorno y las disposiciones técnicas y normativas, se hace necesario convertir las redes eléctricas aéreas a subterráneas; esto con el fin de brindar a la Institución un mayor grado de confiabilidad, flexibilidad y seguridad

6.2. Histórico de consumos

Tabla 6-1. Datos históricos de consumo I.U. Pascual Bravo. 2014 - 2017

Histórico de Consumos I.U. Pascual Bravo						
Período	Año	Mes	Energía Activa (kW)	Energía Reactiva (kVAR)	Δ Energía Activa (kW)	Δ Rnergía Reactiva (kVAR)
2014-11	2014	NOV	79.200	10.560	1.980	0
2014-12	2014	DIC	77.220	10.560	35.640	4.620
2015-01	2015	ENE	41.580	5.940	-43.560	3.300
2015-02	2015	FEB	85.140	2.640	11.220	2.640
2015-03	2015	MAR	73.920	0	1.320	-13.200
2015-04	2015	ABR	72.600	13.200	-7.260	2.640
2015-05	2015	MAY	79.860	10.560	9.240	1.980
2015-06	2015	JUN	70.620	8.580	3.300	1.320
2015-07	2015	JUL	67.320	7.260	-13.200	-1.980
2015-08	2015	AGO	80.520	9240	-13.200	0
2015-09	2015	SEP	93.720	9.240	10.560	660
2015-10	2015	OCT	83.160	8.580	1.980	0
2015-11	2015	NOV	81.180	8.580	27.720	4.620
2015-12	2015	DIC	53.460	3.960	-8.580	-1.980
2016-01	2016	ENE	62.040	5.940	-28.380	-3.960
2016-02	2016	FEB	90.420	9.900	15.180	-660
2016-03	2016	MAR	75.240	10.560	-3.300	3.960
2016-04	2016	ABR	78.540	6.600	-3.300	660
2016-05	2016	MAY	81.840	5.940	22.440	3.960
2016-06	2016	JUN	59.400	1.980	2.640	-1.320
2016-07	2016	JUL	56.760	3.300	15.840	660
2016-08	2016	AGO	40.920	2.640	-52.800	-7.260
2016-09	2016	SEP	93.720	9.900	5.940	-330
2016-10	2016	OCT	87.780	10.230	-19.140	990
2016-11	2016	NOV	10.6920	9.240	47.520	3.960
2016-12	2016	DIC	59.400	5.280	2.640	-1.320
2017-01	2017	ENE	56.760	6.600	-30.360	-1.320
2017-02	2017	FEB	87.120	7.920	-3.960	-1.320
2017-03	2017	MAR	91.080	9.240	15.840	1.320
2017-04	2017	ABR	75.240	7.920	-9.240	-1.320
2017-05	2017	MAY	84.480	9.240	26.400	3.960
2017-06	2017	JUN	58.080	5.280	-3.960	-3.960
2017-07	2017	JUL	62.040	9.240	-27.720	-1.320
2017-08	2017	AGO	89.760	10.560	-3.960	0
2017-09	2017	SEP	93.720	10.560	1.320	-1.320
2017-10	2017	OCT	92.400	11.880	5.280	1.320
2017-11	2017	NOV	87.120	10.560	87.120	10.560
2017-12	2017	DIC	50.800	7.000	N.A.	N.A.

Fuente: Elaboración Propia. Historial de consumo entregado por operador de red

Las facturas de servicios públicos de los últimos tres años fueron analizadas, extrayendo de ellas los valores de consumo de energía activa y reactiva. Se consolidó la información de los registros de consumo de la Institución, desde el mes de noviembre de 2014 hasta el mes de diciembre de 2017. Se elaboró un resumen de consumos presentado en la **Tabla 6-1**.

Tabla 6-2. Datos técnicos instalación I.U. Pascual Bravo

Información Técnica Instalación de la I.U. Pascual Bravo	
Operador:	EPM
Dir. Oper:	Carrera 58 Nro 42 125
Tel. Oper:	(054) 4444115 - 018000415115
Grupo:	01
Circuito:	813028
Cmp:	69.960 Kwh
Niu:	057713003102260007
Cro:	1.242,74
Dtt	4,28 Horas

Fuente: Elaboración Propia

La **Tabla 6-2** relaciona la información técnica de la instalación eléctrica asociada a la facturación de la Institución.

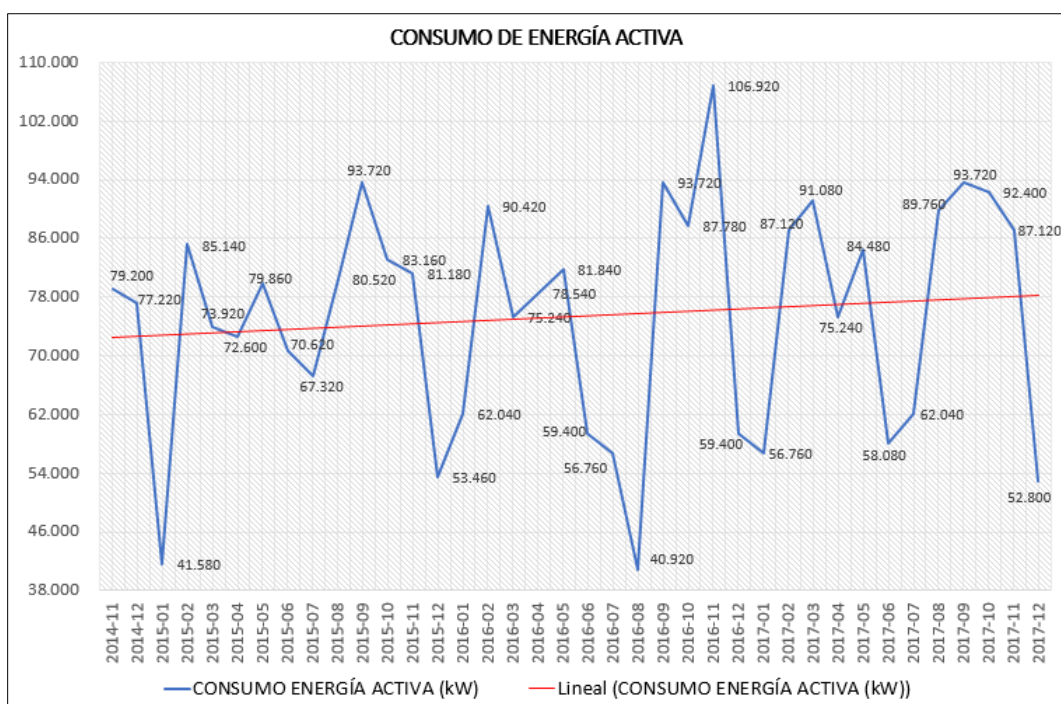


Figura 6-1. Consumo histórico energía activa I.U. Pascual Bravo.

Fuente: Elaboración Propia

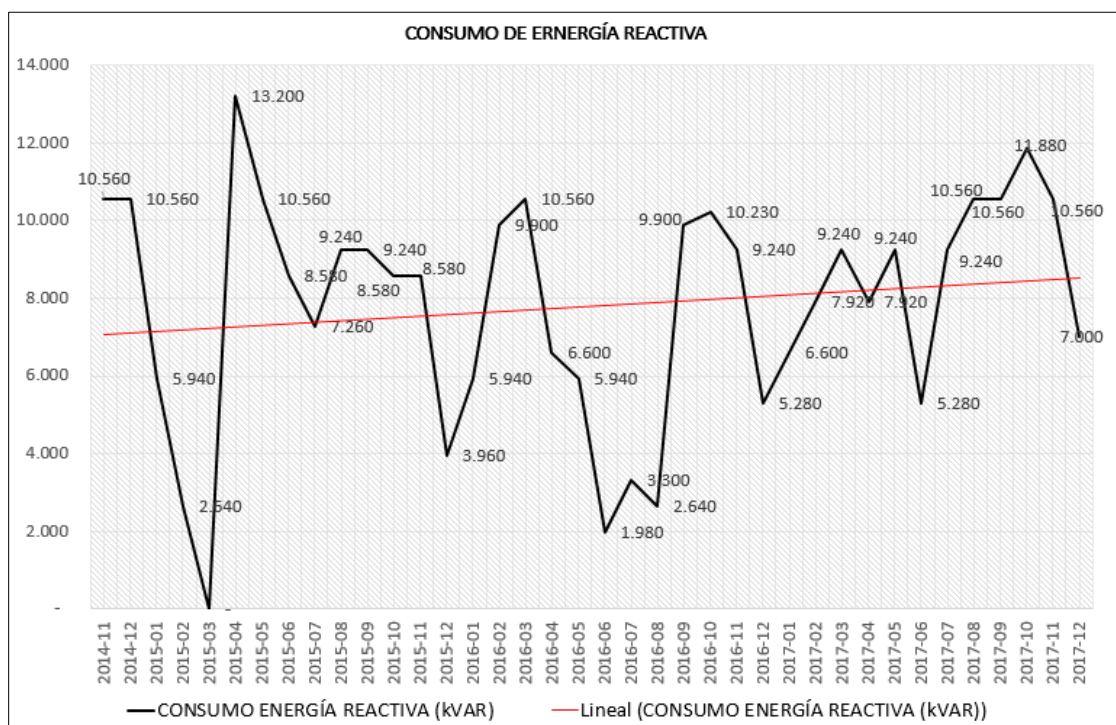


Figura 6-2. Consumo histórico energía reactiva I.U. Pascual Bravo.

Fuente: Elaboración propia.

Con base en los datos resumidos en la Tabla 6-2, se graficó el histórico de consumos de la Institución con el fin de reflejar, de forma más clara, las variaciones presentadas. En la **Figura 6-1**, se presenta el gráfico de consumo de energía activa, la figura muestra periodo de máximo consumo el mes noviembre de 2016 registrando 106.920 kW. Así mismo, se relaciona como periodo de menor consumo el mes de agosto de 2016, con 40.920 kW. De otro lado, la **Figura 6-2**, presenta el gráfico de consumo de energía reactiva, se hace claro que el periodo de mayor consumo se ubica en abril de 2015, registrando 13.200 kVAR. Se observa, también, como periodo de mínimo consumo (Exceptuando el mes de marzo de 2015, donde fue 0 kVAR), el mes de junio de 2016 con 1.980 kVAR.

Tanto en la **Figuras 6-1** como en la **Figura 6-2**, se adicionó una línea de tendencia que evidencia, el incremento de los consumos de energía activa y reactiva; al analizar los datos históricos de consumo y relacionarlos con las diversas actividades llevadas a cabo por la institución puede concluirse que los incrementos en el consumo se dan a causa de las mejoras locativas y

actualización de equipos de laboratorio que realizó la I.U. Pascual Bravo y que, dada la naturaleza de las actividades, estas aumentaron los requerimientos de potencia y, por lo tanto, se generó aumento en el consumo de energía eléctrica.

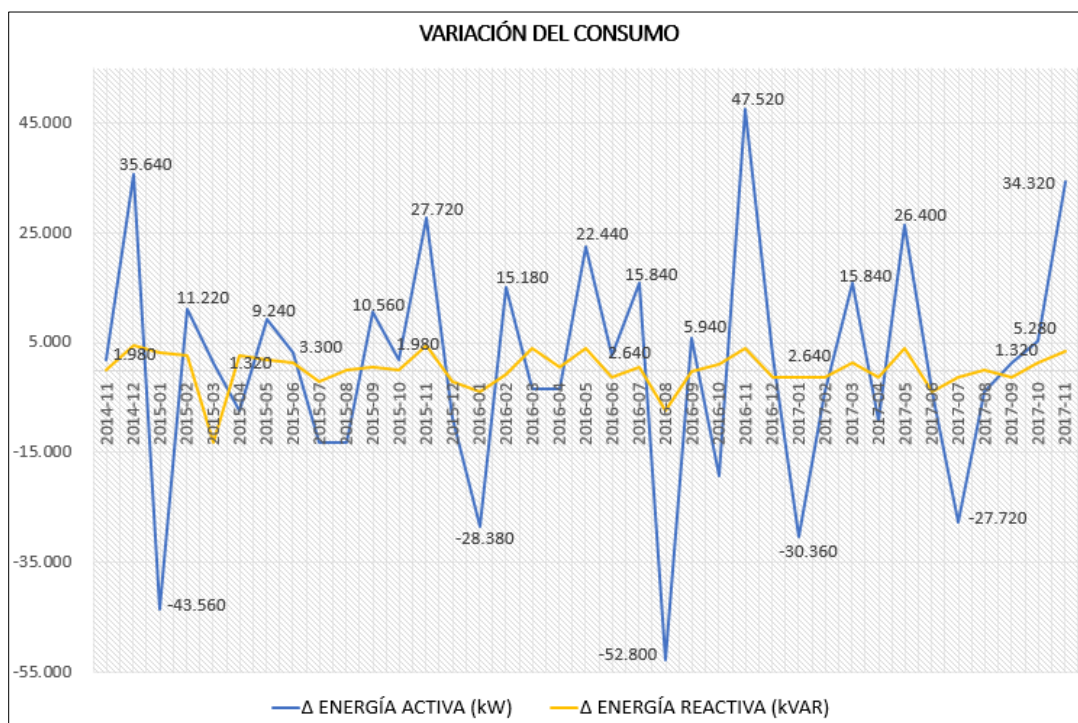


Figura 6-3. Consumo histórico energía reactiva I.U. Pascual Bravo

Fuente: Elaboración Propia

Respecto a la variación irregular de consumo entre meses, mostrada en la **Figura 6-3**, se logró identificar que este fenómeno obedece a la naturaleza académica de la institución. Observando la gráfica, se determinó que los picos más representativos, de las variaciones de consumo, se encuentran en las transiciones de los meses correspondientes a mitad y final de año. Este fenómeno se explica dada la periodicidad semestral de funcionamiento de la institución, en los meses de calendario académico activo, se presentó el mayor consumo de energía; luego decreció drásticamente debido al periodo de vacaciones.

Tabla 6-3. Datos históricos de consumo I.U. Pascual Bravo, 2014 - 2017

Consumo Anual de Energía				
Año	Energía Activa (kW)	Energía Reactiva (kVAR)	Promedio E. Activa (kW)	Promedio E. Reactiva (kVAR)
2014*	156.420	21.120	N.A.	N.A.
2015	883.080	87.780	73.590	7.315
2016	892.980	81.510	74.415	6.792
2017	930.600	106.000	77.550	8.833
ACUMULADO	2.863.080	296.410	75.344	7.800

*Nota: Para este año, solo se contó con el registro de consumo de los meses de nov y dic.

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 6-3 se muestra el consolidado de los datos de consumo de energía activa y energía reactiva de la institución. Se tiene un consumo total acumulado, durante el periodo analizado (Nov 2014 a dic 2017), de 2.863.000 kW y 296.410 kVAR. Así mismo, en la tabla se relaciona el consumo promedio de energía activa de 75.344 kW por año.

Tabla 6-4. Componentes del costo de energía

Componentes del Costo			
Costo Fuera De Punta	Valor	Costo En Punta	Valor
Generación	167,45	Generación	169,30
Transmisión	28,56	Transmisión	33,10
Distribución	107,25	Distribución	107,25
Comercialización	40,91	Comercialización	40,91
Pérdidas	7,37	Pérdidas	0,77
Restricciones	24,98	Restricciones	22,59
Total	376,52	Total	373,92

Fuente: Factura de servicios públicos, Diciembre de 2017

La **Tabla 6-4** desglosa los componentes del costo del kWh. Puede identificarse como principal ítem dentro de la composición del costo, tanto en costos en punta como fuera de punta, los rubros asociados a la generación de energía con un 44,8% de participación sobre el precio total, seguido por los costos relacionados a la transmisión que representa el 28,5% de valor total.

Por el concepto de energía, tomando como base los consumos de la **Tabla 6-3**, en el último año la I.U. Pascual Bravo realizó pagos por un aproximado de \$329.368.116,00 COP.

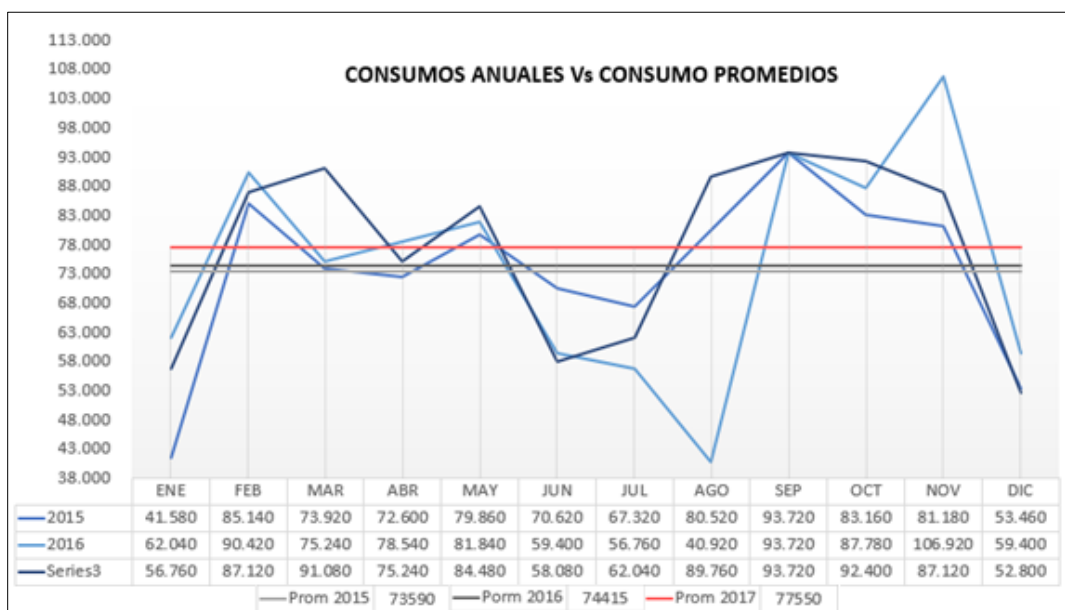


Figura 6-4. Históricos anuales de consumos y promedios de energía

Fuente: Elaboración Propia

La **Figura 6-4**, compara los consumos entre los años 2015, 2016 y 2017. Se observa que el valor promedio de consumo anual pasó de 73.590 kW en 2016 a 77.550 kW en 2017, un incremento correspondiente al 5% respecto al 2015 y del 4% respecto al 2016.

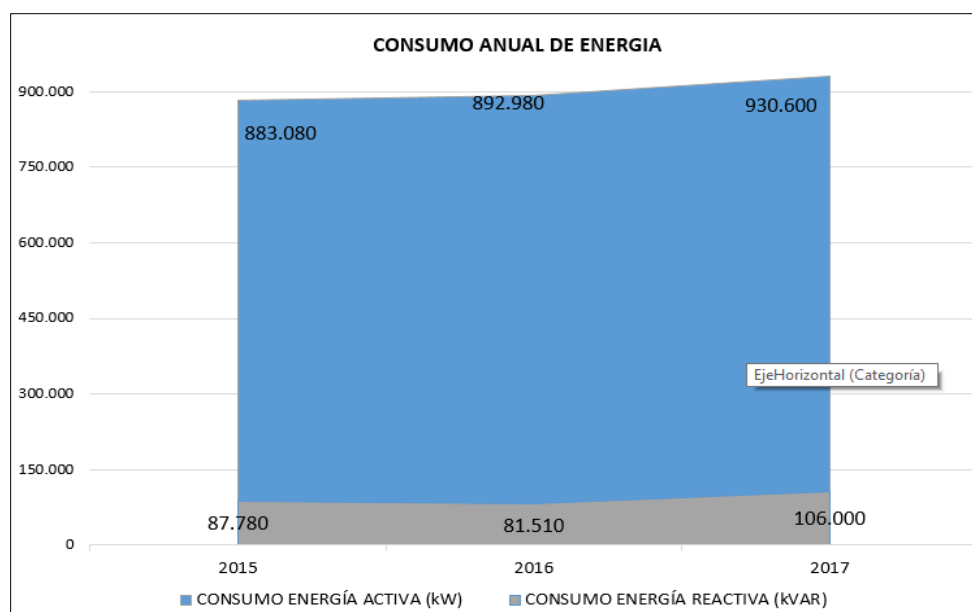


Figura 6-5. Consumo acumulado anual de energía I.U. Pascual Bravo.

Fuente: Elaboración Propia

En el año 2016, se realizó un cambio del factor de medida; éste, pasó de 660 a 1320 como consecuencia del cambio de los TC de medida. La transición de este procedimiento se reflejó en los períodos de facturación de julio, agosto y septiembre. El cambio obedeció a un aumento de capacidad solicitado por la institución debido a la construcción del bloque 6 y la instalación de la nueva subestación. Esta solicitud fue atendida por el operador de red EPM como *aumento de capacidad*. El cambio del factor de medida generó cambios en la facturación y la actualización en la base de datos del operador de Red.

Una vez realizado el acumulado de consumos, mostrado en la Tabla 6-3, se graficó el total de energía consumida con una discriminación anual. En la Figura 6-5, se observa el consumo total anual, tanto en energía activa como reactiva. Así mismo, también se observa la tendencia al incremento del consumo. Tal como se ha relacionado en apartes anteriores, se destaca el consumo de energía reactiva del campus, manteniéndose ésta por debajo de los 110.000 kVAR al año.

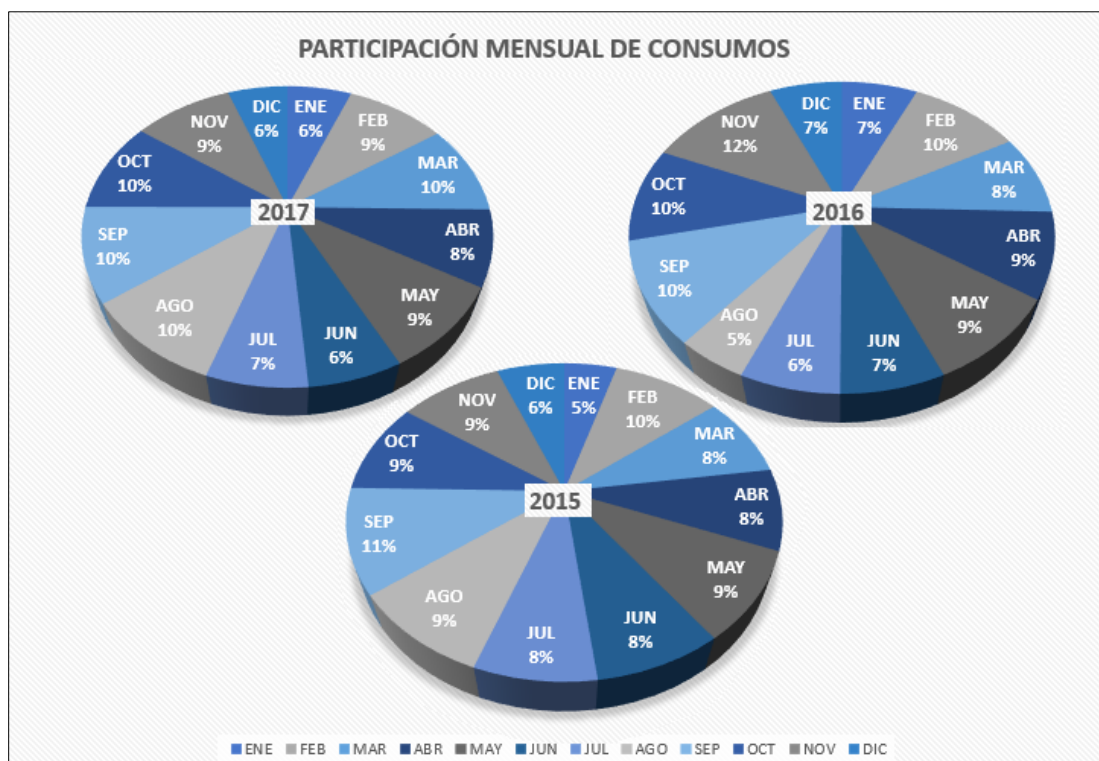


Figura 6-6. Consumo acumulado anual de energía I.U. Pascual Bravo.

Fuente: Elaboración Propia

La Figura 6-6, muestra el consolidado de representación anual de la energía activa, graficando la participación porcentual (Sobre total anual consumido) por cada mes. No se observan variaciones drásticas (Teniendo en cuenta para el análisis los periodos de actividad académica y los periodos de receso vacacional); tampoco se observa una diferencia importante entre la participación mensual por años. Los porcentajes se mantienen en el rango entre 6% y 10%, exceptuando septiembre de 2015 y noviembre de 2016, meses que registran 11% y 12% de participación respectivamente.

6.3. Análisis de la red actual

Tabla 6-5. Capacidad actual instalada I.U. Pascual Bravo.

Capacidad Total Actual I.U. Pascual Bravo					
Trafo N°	kVA	Bloque	Nombre instalación		
123585	500	23	Teatro la Convención		
		24	Biblioteca		
		25	Administrativo - Portería		
132482	45	26	Ciudadela Pedro Nel Gómez		
96404	45	20	Cancha sintética de fútbol		
112607	150	19	Centro de investigación y desarrollo en materialografía		
123335	800	1	I.E Instituto Técnico Industrial Pascual Bravo - Cafetería		
		2	Académico		
		3	Complejo acuático		
		4	Laboratorio de investigación y diagnóstico automotriz Lida		
		5	Cientic		
		6	Académico		
		7	Bienestar		
		8	Académico		
		9	Laboratorio de dibujo técnico y diseño asistido por computador		
		10	Procesos eléctricos		
		11	Taller de mecánica automotriz		
		12	Centro de investigación y desarrollo en procesos de energía eléctrica		
		13	Escuela pública de diseño		
		14	Laboratorio textil		
		15	Laboratorio de desarrollo e investigación en procesos de manufactura avanzada Dipma		
		16	Laboratorios de Logística Integral, Química y Física - Imprenta		
		17	Centro de investigación y desarrollo en soldadura Cides		
		18	Taller de Máquinas y Herramientas Convencionales Mec		
		21	Coliseo cubierto		
		22	Gimnasio		
		Capacidad Total en kVA			1.540

Fuente: Elaboración propia.

La I.U. Pascual Bravo es alimentada en un 60% por redes de distribución eléctricas primarias tipo aéreas, éstas poseen una longitud de 178 metros que se extienden a través de zonas con una alta densidad de flora viéndose expuestas a los riesgos inherentes del entorno. Actualmente esta red aérea de media tensión alimenta, durante su recorrido, todos los centros de transformación de la institución; las subestaciones tipo poste que alimentan la ciudadela Pedro Nel Gómez, la Institución Educativa Pascual Bravo, la cancha de futbol, el coliseo y los bloques superiores de la institución. La institución cuenta también con redes de distribución subterráneas que están conformadas por 117 metros de redes canalizadas que alimentan la nueva subestación ubicada en el bloque 6.

El levantamiento de información arrojó que la capacidad total instalada de la Institución es de 1.540 kVA, el resumen de la distribución de las cargas por bloques está resumido en la **Tabla 6-5**; La información contenida allí señala que la nueva subestación alimenta el 83,33% de los bloques del campus Robledo, representando el 51,9% de la capacidad total instalada. Siendo así, se tiene menor confiabilidad en caso de mantenimiento o de presentarse un evento no programado o una avería en el transformador principal de 800 kVA debido a la inestabilidad del servicio eléctrico en caso de presentarse eventos extraordinarios como los mencionaos.

6.3.1. Inspección técnica subestación 800 kVA- Bloque N°6

Durante todo el mes de septiembre del año 2017, en compañía del personal de mantenimiento de la institución, se realizaron varias visitas técnicas a la subestación eléctrica de 800 kVA con el fin de validar el cumplimiento del reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE y la norma técnica colombiana NTC 2050, los hallazgos de las inspecciones arrojaron 29 no conformidades locativas y constructivas. Sin embargo, no se logró inspeccionar el interior de los tableros y celdas dado que la instalación se encontraba energizada.

La Figura 6-7 muestra un segmento del informe final, realizado con base en los hallazgos encontrados durante las visitas. El informe completo se relaciona en la lista de anexos, **Anexo N°1**

Inspección Subestación 800 kVA Bloque 6. Los aspectos evaluados durante las inspecciones técnicas a la subestación de 800 kVA se muestran en la **Tabla 6-6**.

ASPECTOS A EVALUAR	DESCRIPCIÓN	ESTADO			REFERENTE NORMATIVO	FOTOGRAFÍA
		C	NC	NA		
SEGURIDAD EN SUBESTACIONES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN	La chapa antipánico funciona adecuadamente.		X		RETIE Artículo 20.4.1 - h). Artículo 20.4.2 - e). NTC 2050 450-43	
	Verificar la presencia de señalización de seguridad. No se cuentan con todas las señales de seguridad requeridas.		X		RETIE Artículo 6.2	
	Se permite el acceso desde la parte externa del personal no calificado. Se evidencia que las chapas de acceso permiten el ingreso desde el exterior en caso de olvidarse al personal calificado ponerle llave a la chapa.		X		RETIE Artículo 20.4.2 - e). NTC 2050 450-43. c).	
	Verificar que puertas y tapas de celdas tengan un seguro para permanecer cerradas.		X		RETIE Artículo 20.23.2 - c).	

Figura 6-7. Inspección técnica subestación 800 kVA- Bloque N°6

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6-6. Aspectos evaluados en la inspección técnica a la S/E de 800 kVA.

<i>Aspectos Evaluados</i>			
1	Distribución - requisitos básicos, distancias de seguridad	5	Bóveda en subestación de media tensión
2	Distribución - canalizaciones y conductores subterráneos	6	Celdas de media tensión, tableros y cajas de baja tensión
3	Sistemas de puestas a tierra en media tensión	7	Circuitos alimentadores circuitos ramales
4	Seguridad en subestaciones de media y baja tensión	8	Sistema de iluminación en subestaciones

Fuente: Elaboración propia.

6.3.2. Instalación analizador Fluke en barraje secundario del transformador de 800 kVA

Contando con acompañamiento del personal de mantenimiento de la institución y con el fin de registrar los aspectos más relevantes de calidad de potencia eléctrica, se conectó un analizador de redes durante siete días a la salida del transformador de 800 kVA. Se buscó efectuar mediciones de potencia, voltaje, corriente, registros de perturbaciones, interrupciones y variaciones de frecuencia.

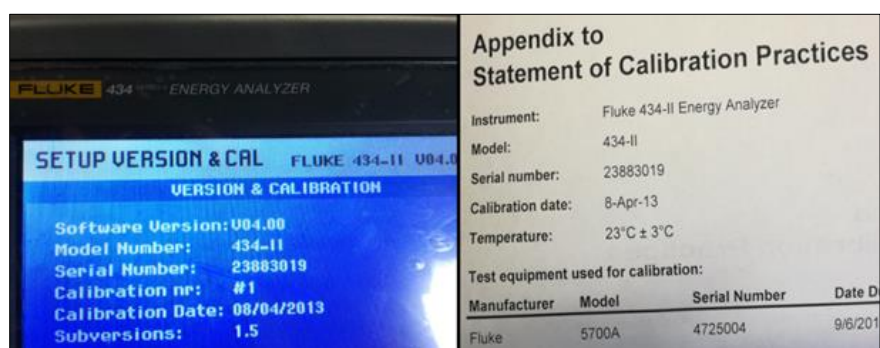


Figura 6-8. Características analizador Fluke 434-II

Fuente: Elaboración Propia

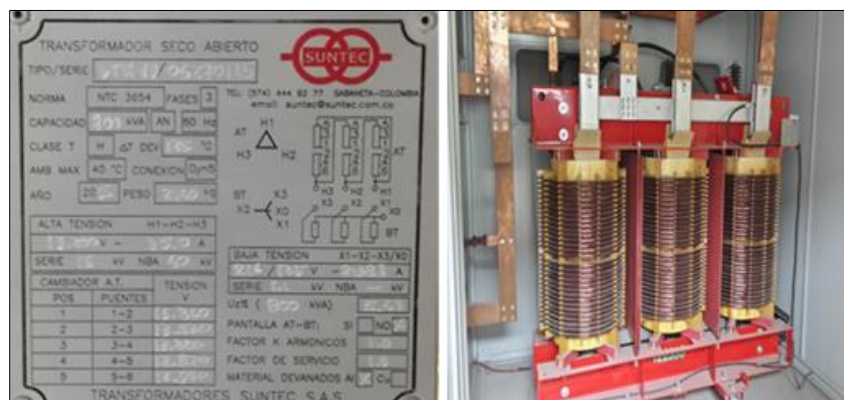


Figura 6-9. Placa de características y transformador 800 kVA

Fuente: Elaboración Propia

El analizador de redes utilizado fue modelo 434-II marca Fluke, suministrado por el laboratorio de procesos eléctricos de la universidad, la **Figura 6-8** relaciona las características del analizador y la información de calibración.

El equipo fue instalado en un transformador trifásico tipo seco trifásico con una potencia nominal de 800 kVA, tensión en el barraje secundario de 216/125V y corriente nominal secundaria de 2138.3 A, en la *Figura 6-9* se indican el transformador y su placa de características.

Tabla 6-7. Datos de instalación, Fluke 434-II en barraje secundario del transformador

Información de Instalación del Analizador Fluke 434-II en el Barraje Secundario del Transformador de 800 kVA, Bloque N°6					
Fecha de Instalación	Hora de Instalación	Fecha de Retiro	Hora de Retiro	Tiempo Total del Registro	Total Registros
[dd/mm/aaaa]	[hh:mm:ss]	[dd/mm/aaaa]	[hh:mm:ss]	[hh:mm]	
17/11/2017	09:33:08	24/11/2017	08:48:03	167:14	2006

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6-8. Captura de datos Analizador Fluke en barraje secundario del transformador

Resumen Datos Analizador 434-II en Barraje Secundario del Transformador			
Parámetro	Máximo	Promedio	Mínimo
V1-N [V]	129,3	125,5	109,5
V2-N [V]	129	125,3	101,7
V3-N [V]	128,2	124,3	116,9
V1-2 [V]	223,2	217,6	211,7
V2-3 [V]	221,5	215,9	210,4
V3-1 [V]	221,9	216,3	210,5
VN-T [V]	0,47	0,08	0,06
I1 [A]	558,3	215,5	70,95
I2 [A]	584	208,9	46,85
I3 [A]	439,6	175,6	30,23
IN [A]	188,5	42,47	8,86
St [kVA]	189,9	76,18	21,36
Pt [kW]	179	73,13	17,65
Qt [kVar]	43,97	11,93	9,66
FP	0,99	0,95	0,51
Frecuencia [Hz]	60,09	60	59,88

Fuente: Elaboración Propia

Las variables de mayor relevancia para este proyecto fueron los parámetros de corriente, potencia, voltaje y factor de potencia; estas fueron utilizadas como datos fundamentales para los cálculos del diseño propuesto. En la lista de anexos, se relaciona el archivo completo de registros tomados

por el analizador de redes al transformador, *Anexo N°2 Registro Medidas Analizador Trafo 800 kVA Bloque 6.*

6.3.2.1. Perfiles de corriente.

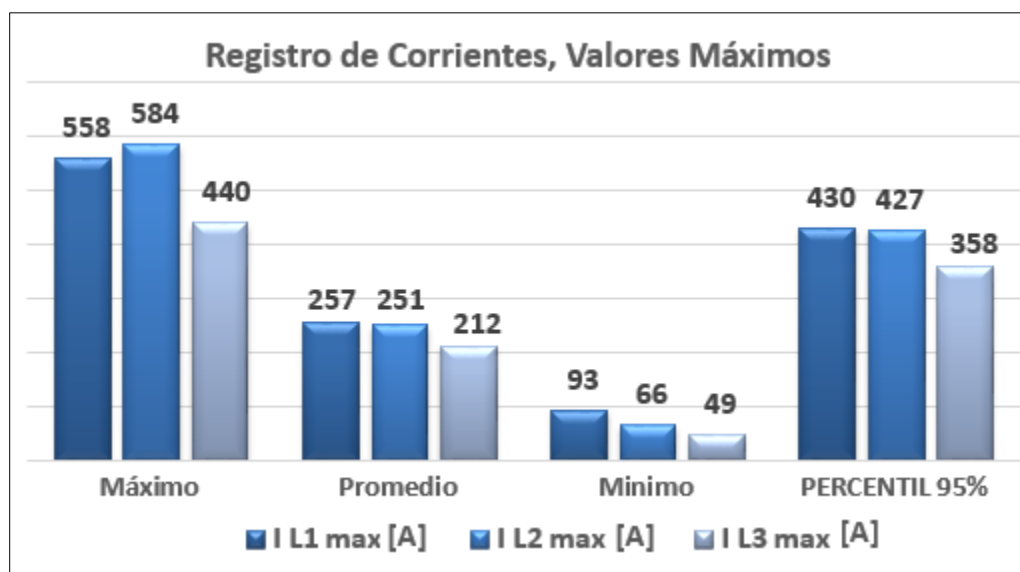


Figura 6-10. Registro de corrientes, valores máximos.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6-9. Perfil de carga de corriente en barraje secundario del transformador

Perfil de Carga de Corriente en Barraje Secundario del Transformador									
Valor	I Nom [A]	I max [A]	% de carga	I prom [A]	% de carga	I min [A]	% de carga	Percentil 95%	% de carga
IL1		558	26,1%	257	12,0%	93	4,3%	430	20,1%
IL2	2.138	584	27,3%	251	11,8%	66	3,1%	427	20,0%
IL3		440	20,6%	212	9,9%	49	2,3%	358	16,8%

Fuente: Elaboración Propia

La corriente tuvo un comportamiento regular oscilando entre 49 y 584 amperios, valores relacionados en la *Figura 6-10*, esto representó un 27,3% de carga del transformador teniendo en cuenta los valores máximos del comportamiento. El percentil 95% muestra, en promedio, una cargabilidad correspondiente al 20%, este valor presenta mayor precisión para el análisis de la carga del transformador. En la *Tabla 6-9* se resume el perfil de cargas completo con los valores máximos, promedios, mínimos y percentil 95%, estos períodos de cargas se presentan típicamente

en las instituciones educativas. En resumen, se evidenció que el comportamiento de corriente el transformador presenta una cargabilidad del 27,3%.

6.3.2.1. Perfiles de potencia.

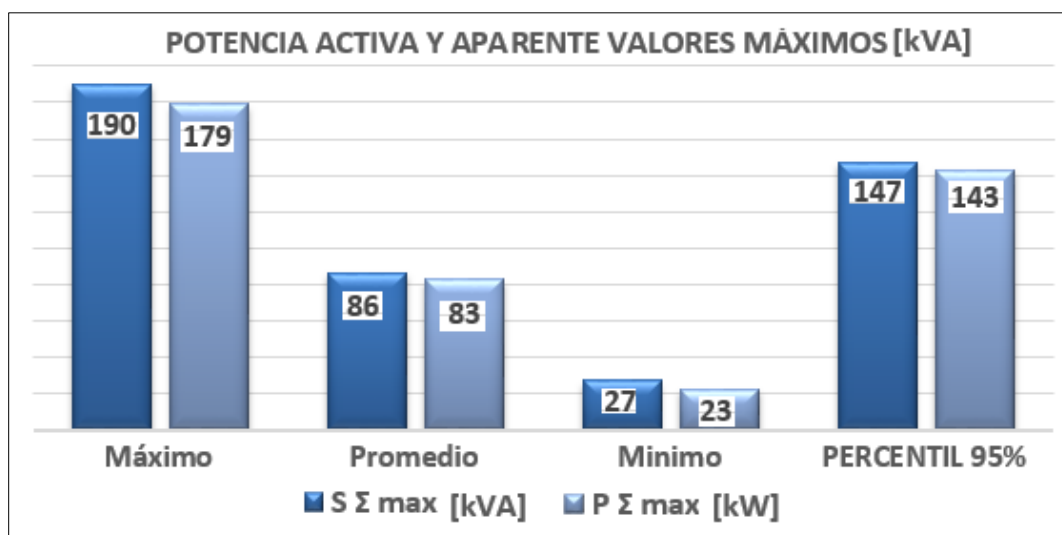


Figura 6-11. Potencia activa y aparente, valores máximos.

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6-10. Perfil de carga potencias en barraje secundario del transformador

Perfiles de Potencia en Barraje Secundario del Transformador									
Potencia	P Nom	P Max	% de Carga	P Prom	% de Carga	P Min	% de Carga	Percentil 95%	% de Carga
Aparente kVA	800	190	23,7%	86	10,8%	27	3,4%	147	18,4%
Activa kW	760	179	23,6%	83	10,9%	23	3,0%	143	18,8%
Reactiva kVAR	349	44	12,6%	17	4,8%	8	2,4%	29	8,4%

Fuente: Elaboración Propia

La potencia aparente máxima osciló entre 27 kVA y 190 kVA aproximadamente, la potencia promedio se encontró en el orden de los 86 kVA. El percentil 95% fue tenido en cuenta para analizar la cargabilidad del transformador, este registró un valor máximo de 147 kVA, valor equivalente al 18.4% de la capacidad del transformador. La potencia presentó un comportamiento regular, a su vez, se observaron períodos con baja carga durante los fines de semana y en las noches. La potencia activa máxima osciló entre 23 kW y 179 kW aproximadamente. La potencia

reactiva presentó un buen comportamiento, es decir, no se observan cambios abruptos o picos que indiquen fallas; adicional se comprueba un buen factor de potencia.

En la **Tabla 6-10** y la **Figura 6-11** se presentó un resumen con todos los perfiles de potencia, y los porcentajes de carga. En síntesis, se observó que con el comportamiento de potencia máxima el transformador presentó una cargabilidad del 23,7%.

6.3.3. Instalación, Analizador Fluke en totalizador de 800A

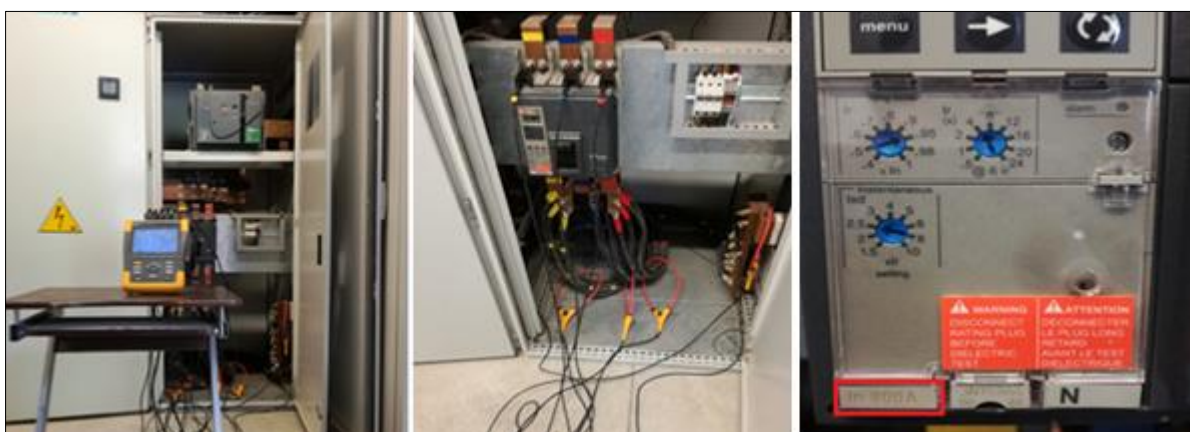


Figura 6-12. Instalación del analizador Fluke en totalizador de 800A

Fuente: Elaboración Propia

Con acompañamiento del personal de mantenimiento de la Institución, se registraron los aspectos más relevantes de calidad de potencia eléctrica, medidas de potencia, voltaje, corriente, registros de perturbaciones; interrupciones, y variaciones de frecuencia; así mismo, se conectó, durante siete días a la salida del totalizador de 800 A, un analizador de redes Fluke 434-II el . El cuarto técnico ubicado en el bloque 12, adyacente a la cafetería, se encuentre alimentado desde el interruptor mencionado.

Tabla 6-11. Datos de instalación, Fluke 434-II en totalizador 800A

Información Instalación Analizador Fluke 434-II en totalizador de 800A					
Fecha de Instalación	Hora de Instalación	Fecha de Retiro	Hora de Retiro	Tiempo Total del Registro	Total de Registros
[dd/mm/aaaa]	[hh:mm:ss]	[dd/mm/aaaa]	[hh:mm:ss]	[hh:mm]	
2017/11/10		12:04:30	2017/11/17	08:27:34 164:23	1.972

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6-12. Captura de datos Analizador Fluke 434-II en totalizador de 800A

Resumen Datos Analizador Fluke en totalizador de 800A			
Parámetro	Máximo	Promedio	Mínimo
V1-N [V]	129,4	125,7	108,9
V2-N [V]	129	125,5	99,33
V3-N [V]	128,6	124,6	98,44
V1-2 [V]	223,2	217,9	211,5
V2-3 [V]	221,3	216,4	210,4
V3-1 [V]	221,7	216,6	210,5
VN-T [V]	0,56	0,07	0,11
I1 [A]	582,5	186,8	66,36
I2 [A]	523,2	178,3	59,74
I3 [A]	453,6	161,9	56,96
IN [A]	179,9	39,04	7,62
St [kVA]	176	66,95	24,18
Pt [kW]	167,7	64,37	23,38
Qt [kVar]	47,01	9,88	-1,45
FP	0,99	0,96	0,82
Frecuencia [Hz]	60,12	60	59,88

Fuente: Elaboración Propia

En la **Figura 6-12** se expone el totalizador de 800 A y el montaje del analizador. Este totalizador posee una potencia nominal de 284,33 kVA. En la **Tabla 6-11** se encuentra la información relacionada a la toma de datos con especificaciones de fecha, hora de instalación y retiro del analizador. En la **Tabla 6-12**, se encuentra el resumen de los datos más relevantes arrojados por la medición.

En la lista de anexos, se relaciona el archivo completo de registros tomados por el analizador conectado al del totalizador de 800 A **Anexo N°3 registro medidas analizador totalizador 800 A**.

6.3.3.1. Perfiles de corriente.

Con base en mediciones arrojadas por el analizador, se evidencia que la corriente tuvo un comportamiento irregular, oscilando entre 64 y 583 amperios hecho observable en la **Figura 6-13**. Se evidenciaron claramente los periodos de carga, la corriente presentó un valor con el percentil 95 de 440 A, lo que equivale a un 55,3% de la capacidad instalada del totalizador de 800A. En la

Tabla 6-13 se evidencia el perfil de cargas completo con los valores máximos, promedios, mínimos y percentil 95%.

Tabla 6-13. Perfil de carga de corriente en totalizador de 800A

Perfil de Carga Corriente en totalizador 800A									
Valor	I Nom [A]	I Max [A]	% de Carga	I Prom [A]	% de Carga	I Min [A]	% de Carga	Percentil 95%	% de carga
I L1	800	583	72,8%	230	28,8%	85	10,7%	443	55,3%
I L2		523	65,4%	217	27,1%	64	8,0%	368	46,0%
I L3		454	56,7%	199	24,8%	65	8,1%	358	44,8%

Fuente: Elaboración propia

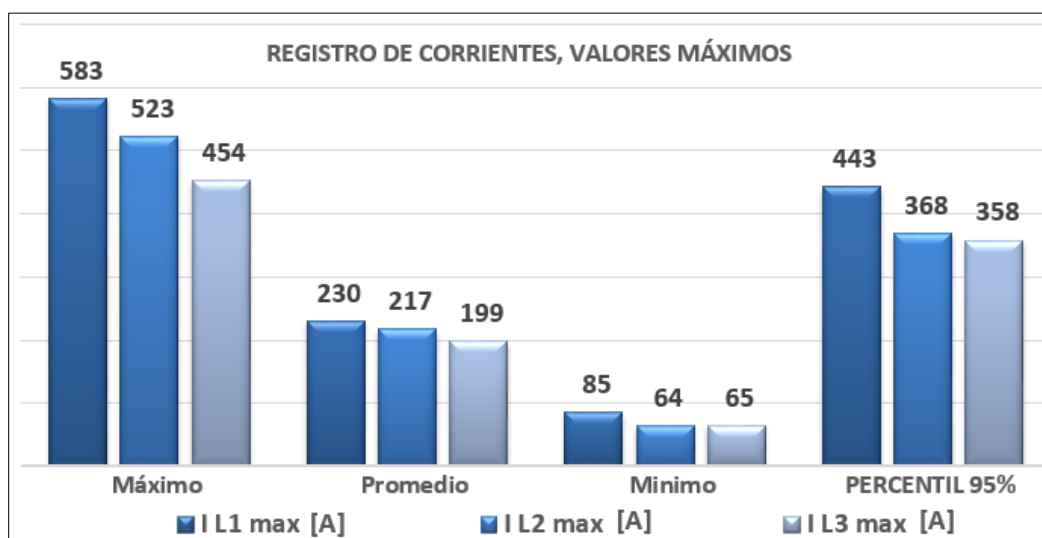


Figura 6-13. Registro de corrientes, valores máximos

Fuente: Elaboración Propia

6.3.3.1. Perfiles de potencia.

La potencia aparente máxima osciló entre los 28 kVA y 176 kVA aproximadamente, la potencia promedio se encontró en el orden de 76 kVA, el percentil 95 fue tenido en cuenta para analizar la cargabilidad del totalizador, la cual se encontró con un valor máximo de 137 kVA, valor que corresponde a 48.2% de la capacidad de la alimentación. La potencia presentó un comportamiento regular, a su vez se observaron períodos con baja carga los fines de semana y en las noches. La

potencia activa máxima osciló entre los 26 kW y 168 kW aproximadamente. En la **Tabla 6-14** y **Figura 6-14** se encuentra un resumen con todos los perfiles de potencia, y los porcentajes de carga.

Tabla 6-14. Perfil de carga potencias en totalizador 800A

Perfiles de Potencia en totalizador 800A									
Potencia	P Nom	P Max	% de Carga	P Prom	% de Carga	P Min	% de Carga	Percentil 95%	% de Carga
Aparente kVA	284	176	61,9%	76	26,6%	28	9,7%	137	48,2%
Activa kW	270	168	62,1%	72	26,6%	26	9,7%	132	48,7%
Reactiva kVAR	126	47	37,3%	16	12,4%	5	3,8%	32	25,5%

Fuente: Elaboración Propia

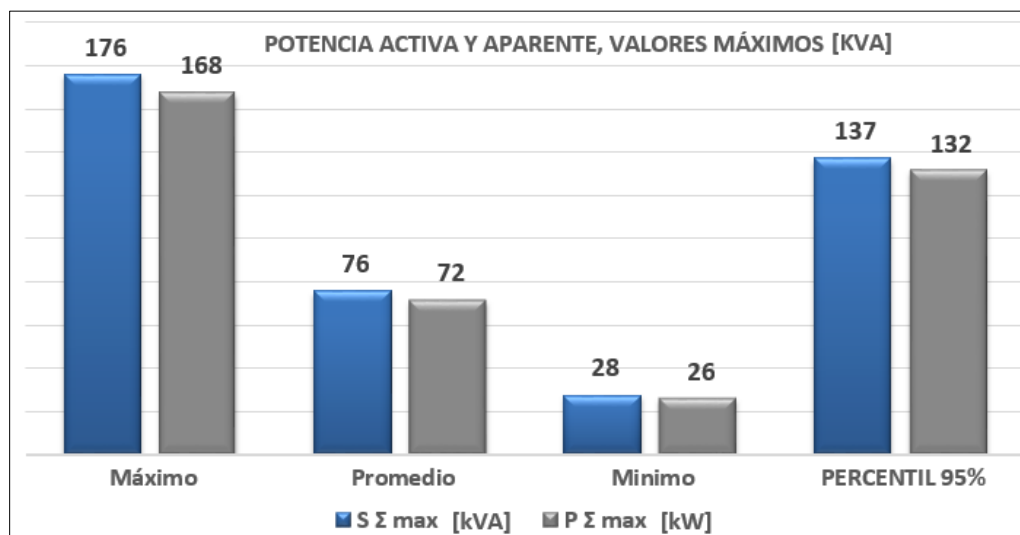


Figura 6-14. Potencia activa y aparente, valores máximos

Fuente: Elaboración Propia

6.3.4. Factor de Potencia.

Con el fin de realizar los cálculos de las redes proyectadas se analizó el factor de potencia de la Institución. Para tener datos más precisos en el comportamiento de perfiles energéticos de la institución, se realizaron tres muestras en diferentes puntos, en la **Tabla 6-15** se muestra un resumen de los valores tomados por los analizadores de redes instalados en el barraje secundario del transformador de 800 kVA y el totalizador de 800 A, y se obtuvo, en promedio, un FP de 0,95.

Tabla 6-15. Perfil factor de potencia

Valores Medidos el Analizadores Fluke 434-II		
Valores	En Barraje Secundario Transformador 800 kVA	En Totalizador de 800A
Máximo	0,99	0,99
Promedio	0,96	0,95
Mínimo	0,91	0,83
Percentil 95%	0,98	0,98
Limite Admisible	0,90	0,90

Fuente: Elaboración Propia

Una tercera muestra, con el fin de obtener un valor promedio del factor de potencia, se realizó con base a los datos históricos de consumo de la universidad, los cuales se presentaron en el numeral 6.1 del presente capítulo, *Tabla 6-2*. Estos registros de energía activa y reactiva arrojaron un valor promedio del factor de potencia correspondiente a 0,99.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos del factor de potencia con el analizador de redes y los históricos de consumos, se llegó a la conclusión de emplear un factor de potencia de 0,95.

6.3.5. Factor de carga zona de influencia del proyecto.

Tabla 6-16. Factor de carga zona de influencia

Factor de Carga Zona de Influencia							
Carga Máxima a kVA	Nombre Instalación	Corriente Nominal [A]	Protección [A]	Potencia Nominal Instalación [kVA]	% Carga Por Instalación	Potencia Total Instalada [kVA]	% Carga Total
	Bloque 1	200	250	71,08	40%		
	Bloque 9	120	150	42,65	24%		
	Bloque 11	120	150	42,65	24%		
	Bloque 12	280	350	99,52	57%		
	Bloque 13	400	500	142,17	81%		
176.05	Bloque 14	120	150	42,65	24%	845,89	20,8%
	Bloque 15	320	400	113,73	65%		
	Bloque 16A	120	150	42,65	24%		
	Bloque 16B	120	150	42,65	24%		
	Bloque 17	320	400	113,73	65%		
	Bloque 18	160	200	56,87	32%		
	Bloque 21 Y 22	100	125	35,54	20%		

Fuente: Elaboración Propia

Con base en los datos suministrados por el analizador de redes conectado al totalizador de 800 A, se realizó el análisis de carga máxima para determinar el factor de carga del alimentador. Desde aquí, se abastece el fluido eléctrico hasta los bloques ubicados en la zona de influencia del proyecto; estas edificaciones fueron relacionadas en la **Tabla 6-16**. Adicional, se evidenció que los bloques se localizan muy distantes respecto a la ubicación de la subestación.

Un factor de carga inicial de esta zona se determinó con base en los levantamientos de cargas mediante el método de la sumatoria de la capacidad total instalada. Como se indica en la **Tabla 6-17**, el factor de carga que se determinó, luego de haber realizado los análisis, fue de 20,8%.

Tabla 6-17. Factor de carga totalizador 800 A

Factor de Carga Totalizador 800 A								
Potencia	P Max	% de Carga	P Prom	% de Carga	P Min	% de Carga	Percentil 95%	% de Carga
Aparente kVA	176	22,06%	76	9,48%	28	3,46%	137	17,18%

Fuente: Elaboración Propia

También se analizó el factor de carga máximo acorde con los resultados obtenidos por el analizador de redes Fluke que se instaló en el totalizador de 800 A, el resumen se encuentra en la **Tabla 6-17**, el factor máximo registrado, según el comportamiento de potencias que se midió, fue de 22,06%.

Habiendo realizado dos validaciones por métodos diferentes, los cuales arrojaron valores relativamente similares 20,8% y 22,06%. Para poder realizar posteriores cálculos, que dependen de este factor, se definió un factor de carga correspondiente al 25%.

6.3.6. Cuadro de cargas existente.

Se realizó el levantamiento de las cargas existentes que actualmente alimentan los bloques ubicados en el área de influencia del proyecto, ver **Figura 6-15**. Se evidenció que se encuentran muy alejados de la fuente de alimentación incumpliendo la regulación de voltaje. Este

incumplimiento llevó a determinar que la subestación, ubicada en el bloque N°6, no fue diseñada en el centro de carga.



Figura 6-15. Mapa señalética bloques

Fuente: Mapa señalética (Institución Universitaria Pascual Bravo, 2017).

En la **Tabla 6-18** se presentó el resumen con los calibres de los conductores, la corriente nominal del alimentador, la protección que se encuentra instalada en el tablero general en cada bloque, la capacidad instalada o kVA por instalación se calculó con base en la tensión del transformador de 800 kVA que es de 216 V, un factor de potencia de 0.95 el cuál se analizó en base a los consumos históricos de la universidad y en los datos arrojados del analizador de redes instalado en el alimentador de estas instalaciones (Se muestra en el numeral 6.2.4), además las distancias de los recorridos de los conductores ya sea en ducto metálico, PVC, canaleta y cuádruplex en este caso solo alimenta el coliseo y el gimnasio.

Tabla 6-18. Cuadro de cargas existente, zona de influencia del proyecto

Cuadro de Cargas Redes Existentes, Zona de Influencia del Proyecto							
Nombre Instalación	Calibre Conductores (Cu- THWN)	Corriente Nominal [A]	Protección	kVA Por Instalación	Distancia PVC [m]	Dist. Metálico [m]	Dist. Cuádruplex [m]
Aliment. Totalizador 800 A	18N°4/0+ 6N°2/0	640	800	284,33	171,54	0	-
Bloque 1	6 N°1/0+ 2N°2	200	250	88,85	172,21	0	-
Bloque 9	3 N°1/0+ 1N°2	120	150	53,31	0	76,6	-
Bloque 11	3 N°1/0+ 1N°2	120	150	53,31	20,82	0	-
Bloque 12	9N°2/0+ 3N°1/0	280	350	124,40	0	5	-
Bloque 13	6N°4/0+ 2N°2/0	400	500	177,71	48,1	0	-
Bloque 14	3 N°1/0+ 1N°2	120	150	53,31	16,89	8	-
Bloque 15	9N°4/0+ 3N°2/0	320	400	142,17	25,13	44,98	-
Bloque 16A	3 N°1/0+ 1N°2	120	150	53,31	46,55	8	-
Bloque 16B	3 N°1/0+ 1N°2	120	150	53,31	46,55	46,3	-
Bloque 17	9N°4/0+ 3N°2/0	320	400	142,17	16,89	75,25	-
Bloque 18	6N°4/0+ 2N°2/0	160	200	71,08	16,89	55,7	-
Bloque 19	9N°4/0+ 3N°2/0	400	500	177,71	8	0	-
Bloque 20	3N°2/0+ 1N°1/0	120	150	53,31	48,38	0	-
Bloque 21 Y 22	Cuádruplex 2/0	100	125	44,43	0	0	183,55

Fuente: Elaboración propia.

6.3.7. Cálculo de caída de tensión alimentadores existentes y protección.

Con base a los datos obtenidos anteriormente para realizar el cálculo de caída de tensión se van a tener en cuenta los siguientes parámetros: voltaje 216V, factor de potencia de 0.95.

El cálculo de regulación se realizó teniendo los análisis obtenidos en el capítulo 4.8.2, a continuación, en la **Tabla 6-19** se encuentra una compilación de los pasos para obtener los diferentes cálculos.

Tabla 6-19. Pasos para calcular la regulación

Pasos Para Calcular Regulación		
1	Impedancia eficaz	$Z_{ef} = R \cos\theta + Xl \text{ Sen}\theta$
2	Caída de tensión fase - fase (En voltios)	$\Delta V \text{ Fase-Neutro} = Z_{ef} \cdot L \cdot I$ $\Delta V \text{ Fase-Fase} = \sqrt{3} \times \Delta V \text{ Fase-Neutro}$
3	% Caída de Tensión Fase-Fase	$\% \text{ Caída de Tensión Fase-Fase} = (V_s - V_r / V_r) \cdot 100$

Fuente: Elaboración propia.

El resumen de la **Tabla 6-20** nos muestra el calibre de los conductores, los ductos utilizados, los valores de ajuste acorde a cada caso, la potencia nominal de cada instalación y los porcentajes de regulación acorde al factor de carga analizado en el capítulo 6.2.5, se debe tener en cuenta que la caída de tensión hasta el circuito alimentador que llega hasta el totalizador principal en cada bloque no debe superar el 3%, según lo definido en el capítulo 5.8.

En el cuadro de cargas que se presenta a continuación, **Tabla 6-20**, observamos varios aspectos que son analizados con mayor profundidad en esta sección, cómo lo son capacidad de corriente de conductores con respecto a la protección, y caídas de tensión superiores a lo establecido.

Tabla 6-20. Cuadro de cargas existente y regulación.

Cuadro de Cargas Proyectado Institución Universitaria Pascual Bravo													
Trafo N°	kVA	kVA Total Según F.C	% Carga Trafo	Nombre de la Instalación	Calibre Conductores Cu- Thwn	Ductos Utilizados	Factor De Corrección	Capacidad De Corriente Conductores (A)	Capacidad Protección (A)	Corriente Nominal (A)	kVA Por Instalación	Regulación (%)	
												Por Tramo	Total
123335	800	192	24%	S/E al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	10.88
				Cuarto técnico al Bloque 1	6 N°1/0+2N°2	1	0,8	240	250	200	88,85	6,5	
				S/E al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	7.61
				Cuarto técnico al Bloque 9	3 N°1/0+1N°2	1	1	150	150	120	53,31	3,3	
				S/E al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	5.19
				Cuarto técnico al Bloque 11	3 N°1/0+1N°2	1	1	150	150	120	53,31	0,8	
				S/E al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	4.48
				Cuarto técnico al Bloque 12	9N°2/0+3N°1/0		1	525	350	280	124,40	0,1	
				S/E al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	6.22
				Cuarto técnico al Bloque 13	6N°4/0+2N°2/0	2	1	460	500	400	177,71	1,9	
				S/E al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	5.36
				Cuarto técnico al Bloque 14	3 N°1/0+1N°2	1	1	150	150	120	53,31	1,0	

Trafo N°	kVA	kVA Total Según F.C	% Carga Trafo	Nombre de la Instalación	Calibre Conductores Cu- Thwn	Ductos Utilizados	Factor De Corrección	Capacidad De Corriente Conductores (A)	Capacidad Protección (A)	Corriente Nominal (A)	kVA Por Instalación	Regulación (%)	
												Por Tramo	Total
123335	800	192	24%	Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	5,87
				Cuarto técnico al Bloque 15	9N°4/0+3N°2/0	1	0,7	483	400	320	142,17	1,5	
				Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	6,60
				Cuarto técnico al Bloque 16A	3 N°1/0+1N°2	1	1	150	150	120	53,31	2,3	
				Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	8,28
				Cuarto técnico al Bloque 16B	3 N°1/0+1N°2	1	1	150	150	120	53,31	3,9	
				Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	6,40
				Cuarto técnico al Bloque 17	9N°4/0+3N°2/0	1	0,7	483	400	320	142,17	2,1	
				Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	5,51
				Cuarto técnico al Bloque 18	6N°4/0+2N°2/0	1	0,7	322	200	160	71,08	1,2	
				Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	3	0,8	1.104	800	640	284,33	4,3	12,80
				Cuarto técnico al Bloque 21 Y 22	Cuadruplex 2/0		1	135	125	100	44,43	8,5	

Fuente: Elaboración propia.

Los diferentes cálculos se realizaron en un archivo de Excel, dónde podemos encontrar con más detalles todos los valores obtenidos y las variables que dependen cada uno de los resultados, se encuentra cómo *Anexo N°12 Cuadro de cargas redes existentes*.

6.3.7.1. Protección vs capacidad de corriente conductores.

En el cuadro de cargas existente observamos que de acuerdo con los conductores instalados los bloques 1 y 13 la capacidad de corriente de los conductores se encuentra por debajo de la capacidad del totalizador instalado ver *Tabla 6-21*.

Tabla 6-21. Capacidad de corriente conductor Vs protección

Nombre Instalación	Calibre Conductores (Cu- THWN)	N° Conductores Por Fase	Ductos Utilizados	Factor De Corrección	Capacidad De Corriente Conductores [A]	Protección Instalación [A]
Bloque 1	6 N°1/0+2N°2	2	1	0,8	240	250
Bloque 13	6N°4/0+2N°2/0	2	2	1	460	500

Fuente: Elaboración propia.

Se analizó este inconveniente y encontramos que es permitido bajo la norma NTC 2050 que dice “Cuando las corrientes normales y ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente no correspondan con las corrientes y ajustes permitidos para esos conductores, se permite tomar los valores inmediatamente superiores”, con respecto a lo anterior cómo no existen protecciones normalizadas de 240 A para el bloque 1 y 460 A para el bloque 13 se encuentra instalada la protección inmediatamente superior cómo lo es la de 250 A y 500 A para los bloques respectivos.

6.3.7.2. Caída de tensión.

Se analizó la caída de tensión para todos los bloques que se encuentran instalados después del totalizador de 800 A, dado que se encuentran muy distantes de la subestación, el resumen del calibre de los conductores que alimentan cada bloque, las distancias, diámetros ductos por dónde cruzan dichas redes se encuentra en la *Tabla 6-22*.

Tabla 6-22. Distancia conductores por bloque

Nombre Instalación	Calibre Conductores (Cu- THWN)	Diámetro De Ducto Pulgadas	Distancia Pvc [m]	Distancia Metálico [m]	Distancia Cuadriples [m]
Subestación al Cuarto Técnico	18N°4/0+6N°2/0	4	171,54	0	-
Bloque 1	6 N°1/0+2N°2	3	172,21	0	-
Bloque 9	3 N°1/0+1N°2	3	0	76,6	-
Bloque 11	3 N°1/0+1N°2	3	20,82	0	-
Bloque 12	9N°2/0+3N°1/0	0	0	5	-
Bloque 13	6N°4/0+2N°2/0	3	48,1	0	-
Bloque 14	3 N°1/0+1N°2	4	16,89	8	-
Bloque 15	9N°4/0+3N°2/0	3	25,13	44,98	-
Bloque 16A	3 N°1/0+1N°2	3	46,55	8	-
Bloque 16B	3 N°1/0+1N°2	3	46,55	46,3	-
Bloque 17	9N°4/0+3N°2/0	4	16,89	75,25	-
Bloque 18	6N°4/0+2N°2/0	4	16,89	55,7	-
Bloque 21 Y 22	Cuadriples 2/0	-	-	-	183,55

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 6-23** se encuentra el resumen de caída de tensión de cada bloque, se observa que todos los ramales están incumpliendo la regulación teniendo en cuenta la corriente nominal de la instalación y que no debe superar en ese punto el 3%, lo que es muy preocupante en el momento que los bloques presenten alta cargabilidad.

La causa radica en que se instaló un alimentador de 171.54 m de red canalizada hasta llegar al cuarto técnico ubicado al lado de la cafetería y el bloque 12 el cuál alimenta 14 bloques, este es el inconveniente mayor dado que no existe eficiencia en el transporte de energía en esta trayectoria, este problema afecta a las demás cargas, dado que solo ese alimentador para transportar su corriente nominal presenta una caída de tensión de 4.34% excediendo lo permitido por la NTC 2050.

Tabla 6-23. Caída de tensión bloques alimentador protección 800 A

Nombre Instalación	Calibre Conductores (Cu- THWN)	N° Conductores Por Fase	Corriente Nominal [A]	kVA Por Instalación	Distancia Pvc [m]	Distancia Metálico [m]	Distancia Cuadruplex [m]	Regulación Por Tramo %	Regulación Total %
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	10,88
Bloque 1	6 N°1/0+2N°2	2	200	71,08	172,21	0	-	6,54	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	7,61
Bloque 9	3 N°1/0+1N°2	1	120	42,65	0	76,6	-	3,27	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	5,19
Bloque 11	3 N°1/0+1N°2	1	120	42,65	20,82	0	-	0,85	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	4,48
Bloque 12	9N°2/0+3N°1/0	3	280	99,52	0	5	-	0,14	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	6,22
Bloque 13	6N°4/0+2N°2/0	2	400	142,17	48,1	0	-	1,88	

Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	5,36
Bloque 14	3 N°1/0+1N°2	1	120	42,65	16,89	8	-	1,02	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	5,87
Bloque 15	9N°4/0+3N°2/0	3	320	113,73	25,13	44.98	-	1,53	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	6,60
Bloque 16A	3 N°1/0+1N°2	1	120	42,65	46,55	8	-	2,26	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	8,28
Bloque 16B	3 N°1/0+1N°2	1	120	42,65	46,55	46.3	-	3,94	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	6,40
Bloque 17	9N°4/0+3N°2/0	3	320	113,73	16,89	75.25	-	2,06	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	5,51
Bloque 18	6N°4/0+2N°2/0	2	160	56,87	16,89	55.7	-	1,17	
Subestación al cuarto técnico	18N°4/0+6N°2/0	6	640	227,47	171,54	0	-	4,34	12,80
Bloque 21 Y 22	Cuadruplex 2/0	1	100	35,54	-	-	183,55	8,46	

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo el comportamiento experimental que se realizó con el analizador de redes observamos que el perfil de corrientes mostrado en la **Tabla 6.13** nos muestra una corriente máxima de 583 A y una cargabilidad máxima con respecto al totalizador de 72.8%, haciendo este análisis práctico y calculando la regulación del alimentador a la máxima registrada por el analizador sólo este ramal quedaría con una regulación de 3.15% sumado a las de los demás ramales causando problemas de calidad de la energía en todas los bloques, además este muestreo solo se realizó 8 días y se debe tener en cuenta que en algún momento se puede alcanzar la capacidad nominal de la instalación.

Teniendo en cuenta que la capacidad instalada es de 845.89 kVA y estos pueden ser demandados en cualquier momento, a su vez se puede presentar un disparo en el totalizador de 800 A que solo está diseñado para 227.47 kVA. Además, debemos de tener en cuenta que la universidad viene en constante crecimiento y su proyección se debe tener en cuenta, lo cual afectaría aún más las caídas de tensión.

6.3.8. Levantamiento de redes existentes.

Uno de los objetivos específicos de este proyecto y cómo entregable final era realizar el levantamiento de redes existentes primarias y secundarias de la I.U. Pascual bravo en la zona de influencia del proyecto, dado que no se encontró información de ellas en la institución, además se realizó teniendo en cuenta la norma RA8-001 del operador de red EPM.

A continuación, en las siguientes figuras; **Figuras 6-16, Figura 6-17 y Figura 6-18** se muestra una parte del levantamiento de redes existentes el cuál se encuentra cómo anexo llamado **Anexo N°4. Plano de redes existente I.U. Pascual Bravo.**

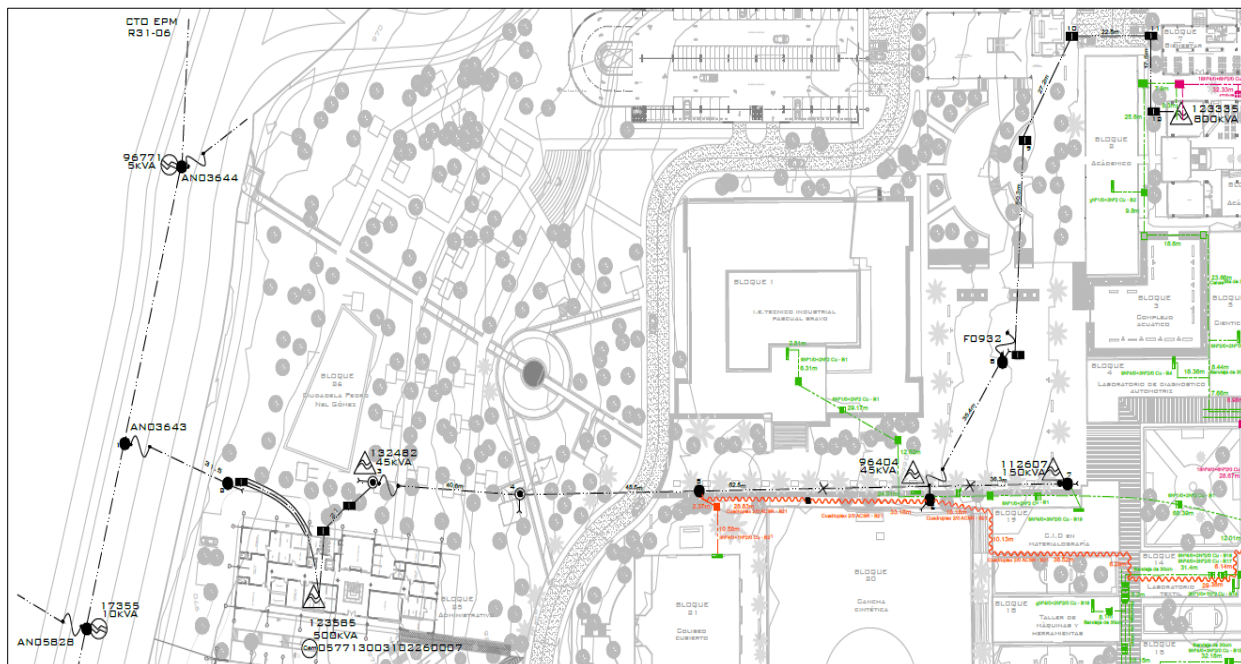


Figura 6-16. Levantamiento de redes primarias existente.

Fuente: Elaboración propia.

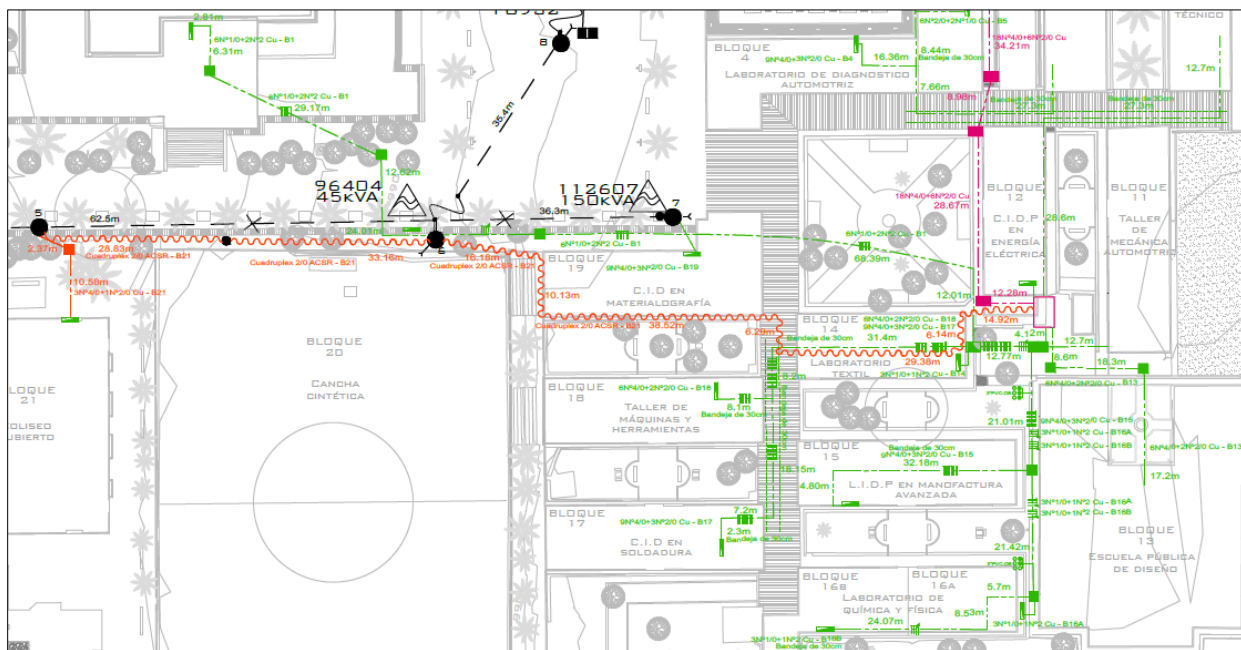


Figura 6-17. Levantamiento de redes secundarias existentes

Fuente: Elaboración propia.

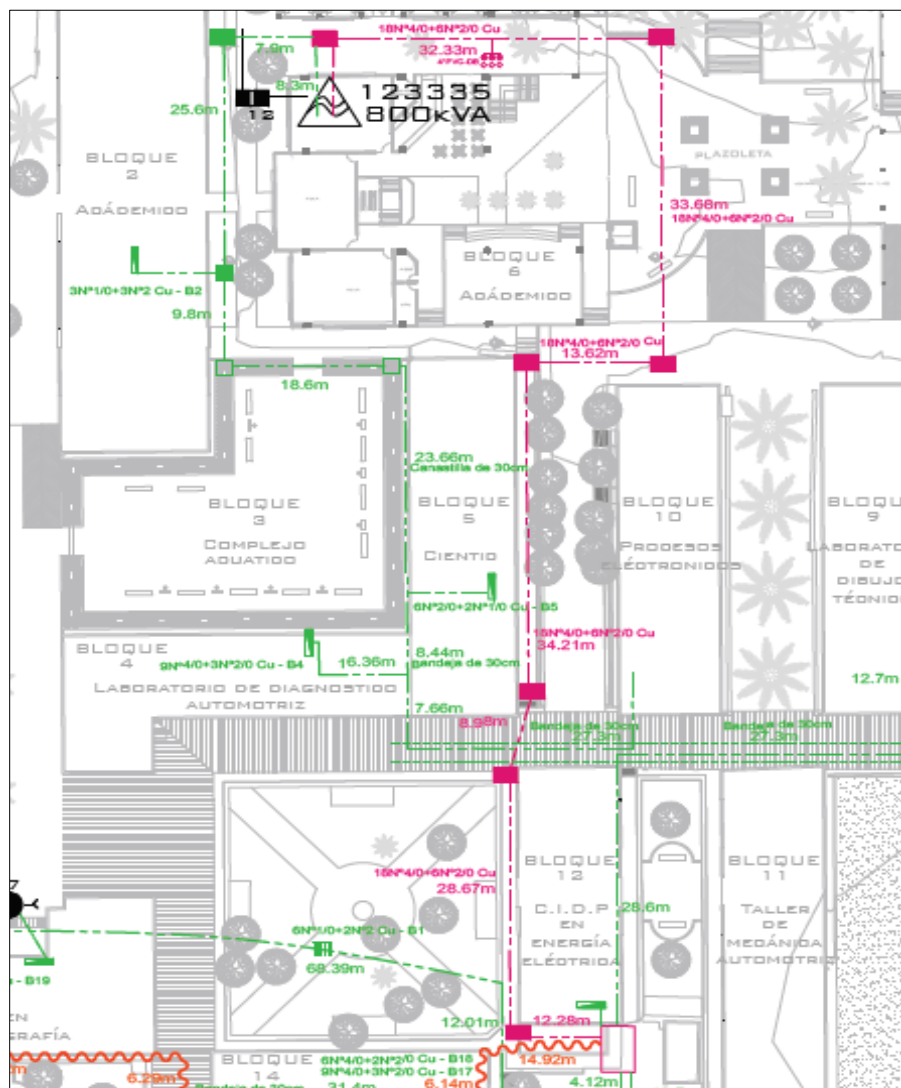


Figura 6-18. Levantamiento de redes secundarias alimentadoras protección 800 A.

Fuente: Elaboración propia.

6.4. Impacto ambiental

Con base en las visitas realizadas a la zona de influencia, los registros fotográficos, el levantamiento y trazado de las redes existentes, se evidenció que las redes actuales atraviesan el campus cruzando a través de zonas con una alta densidad de árboles de diferentes especies. Esto, se puede apreciar con más detalle en la **Figura 6-19**.

Personal de mantenimiento de la universidad afirmó que la mayor parte de fallas en la red eléctrica del campus universitario ocurren por causas naturales. Es decir, contacto con circuitos de ramas o de animales, que son los más afectados al electrocutarse cuando realizan contacto directo con líneas energizadas, situaciones directamente asociadas al medio ambiente. Dichas redes atraviesan zonas donde actualmente existe una gran variedad de árboles, esto conlleva, inevitablemente, a la poda de árboles generando un fuerte impacto al medio ambiente. Además de reducción de los árboles por causa de poda, un segundo fenómeno de gran impacto ambiental es la destrucción del hábitat de la fauna de la zona, en especial las aves, ardillas y zarigüeyas.

La elección de redes subterráneas ofrece una mejor conservación del entorno. El trazado y recorrido de las canalizaciones se determinó buscando un impacto mínimo sobre el medio ambiente. Además de evitar fallas por ramas caídas, no requiere de un área de servidumbre, hecho que elimina la poda de árboles reduciendo al máximo el daño a flora, hábitat de muchas especies de animales. Con respecto a la fauna, presenta un alto índice de seguridad para los ellos; no transitarán por líneas energizadas, evitando de esta forma ser electrocutados.



Figura 6-19. Cruce de redes aéreas

Fuente: Elaboración Propia

6.5. Impacto visual

Habiendo analizado el impacto ambiental, se evidenció un segundo fenómeno al que pocas veces se le presta importancia, este es, el impacto visual. Con 178 metros de redes aéreas cruzando a través del campus universitario, la intrusión producida sobre el paisaje y el urbanismo causada por el conjunto de circuitos y conductores que se entrelazan y viajan entre los diferentes postes, origina una ruptura brusca del equilibrio natural y de su armonía estética convirtiendo la panorámica en una visual enmarañada de cables los cuales hemos llegado a normalizar. Algunos ejemplos, de este fenómeno se pueden apreciar en la *Figura 6-20*.



Figura 6-20. Redes aéreas y su impacto visual

Fuente: Elaboración Propia

Además, se puede observar, en los planos urbanísticos de expansión y construcciones futuras suministrados por la institución según se aprecia en la *Figura 6-21* se viene proyectando un boulevard peatonal, lo que incurre en un impacto visual que contrarresta con la estética de la nueva construcción. Dónde se va a construir la plazoleta se encuentra gran cantidad de redes aéreas primarias, la derivación primaria que alimenta la subestación de 800 kVA y los transformadores

en poste que alimentan la cancha sintética de futbol y el centro de investigación y desarrollo en materialografía.



Figura 6-21. Proyección boulevard e impacto visual redes aéreas

Fuente: Elaboración Propia

El proyecto de redes primarias y secundarias diseñado, contempla el desmonte de las actuales redes aéreas para ser llevadas hasta su destino mediante canalizaciones en piso, logrando así una mejoría en la estética del campus universitario.

6.6. Perfil de cargas para redes proyectadas.

El punto de partida para el cálculo del transformador de potencia, conductores y protecciones, fue analizar el factor de demanda de la institución. Dado que cuenta con redes existentes se instaló el analizador de redes, la información capturada por el equipo se encuentra en el capítulo 6.2.2 y 6.2.3, además con base a la potencia total instalada y a la carga máxima obtenida se obtuvieron valores muy similares.

Teniendo en cuenta los factores de carga calculados y analizados en los capítulos 6.2.2.1; 6.2.3.1 y 6.2.5 los cuáles arrojaron comportamientos muy similares a continuación, se muestra un resumen en la **Tabla 6.24**.

Tabla 6-24. Resumen factores de carga

Factor de Carga Subestación 800 kVA- Capítulo 6.2.2.1.									
Potencia	P Nom	P Max	% de Carga	P Prom	% de Carga	P Min	% de carga	Percentil 95%	% de Carga
Aparente kVA	800	190	23.70%	86	10.80%	27	3.40%	147	18.40%
Factor de Carga Totalizador 800 A									
Potencia	P Max	% de Carga	P Prom	% de carga	P Min	% de Carga	Percentil 95%	% de Carga	
Aparente kVA	176	22.06%	76	9.48%	28	3.46%	137	17.18%	
Factor de Carga Zona de Influencia Basados en Capacidad Instalada Capítulo 6.2.5.									
Carga Máxima kVA	Nombre Instalación	Corriente Nominal (A)	Protección (A)	Potencia Nominal Instalación (kVA)	% Carga Por Instalación	Potencia Total Instalada (kVA)	% Carga Total		
176.05	Zona influencia	200	250	71.08	40%	845.89	20.80%		

Fuente: Elaboración propia.

Con el análisis anterior y teniendo en cuenta los factores de cargas máximos de la institución se creó un factor de carga para los nuevos cálculos habiendo hallado el factor de carga máximo de la subestación de 800 kVA, que es dónde se encuentra la mayoría de las instalaciones de influencia del proyecto, además se tiene en cuenta un aumento de capacidad del 20% y las cargas no lineales de 4.3% que se puedan presentar al no ser corregidas. En la **Tabla 6.25** se encuentra los resultados obtenidos del factor de carga que se eligió para los cálculos de las redes proyectadas que es el 48 % de la capacidad total de la instalación.

Tabla 6-25. Factor de carga redes proyectadas.

Factor de Carga Redes Proyectadas				
Descripción	Factor De Carga mayor analizador	Factor Cargas No Lineales	Factor De Carga Aumento De Capacidad	Total Factor De Carga
Máximo	23.70%	4.3%	20%	48%

Fuente: Elaboración propia.

6.7. Trayectoria de las redes subterráneas.

Uno de los objetivos específicos de este proyecto es definir la trayectoria de las redes primarias y secundarias de la I.U. Pascual Bravo en la zona de influencia del proyecto. Con base en levantamiento de las redes existentes, planos urbanísticos, cuadros de carga elaborados y resultados de los cálculos realizados; se determinó que la subestación actual, ubicada en el Bloque 6 no se encuentra en el centro de carga de la zona de zona de influencia, además de proyectar las redes de las subestaciones tipo poste que se encuentran en la zona de influencia. Por tanto, para la subestación propuesta, en media tensión, se definió como centro de carga el parqueadero auxiliar contiguo al transformador en poste N°. 112607/150 kVA que alimenta el bloque 19 llamado Centro de investigación y desarrollo en Materialografía. El rectángulo de color amarillo aproxima el centro de la circunferencia simulando el área a servir, esto se indica con más detalle en las siguientes figuras, *Figura 6-22* y *Figura 6-23*.

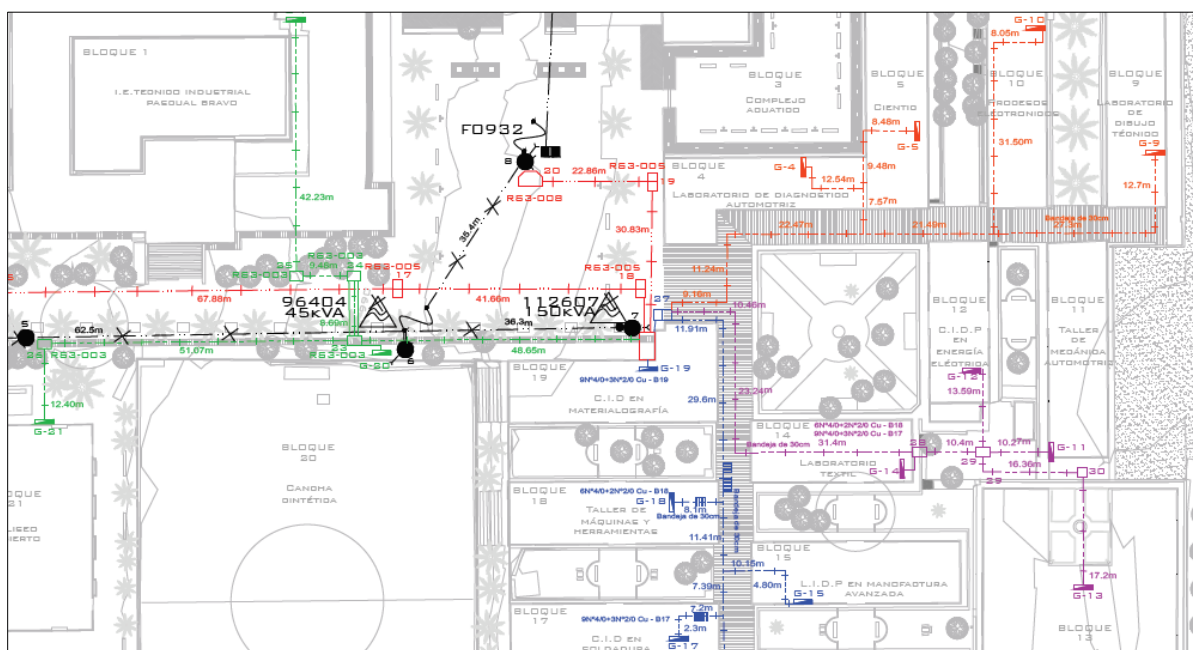


Figura 6-22. Trayectoria definida para la red secundaria

Fuente: Elaboración Propia

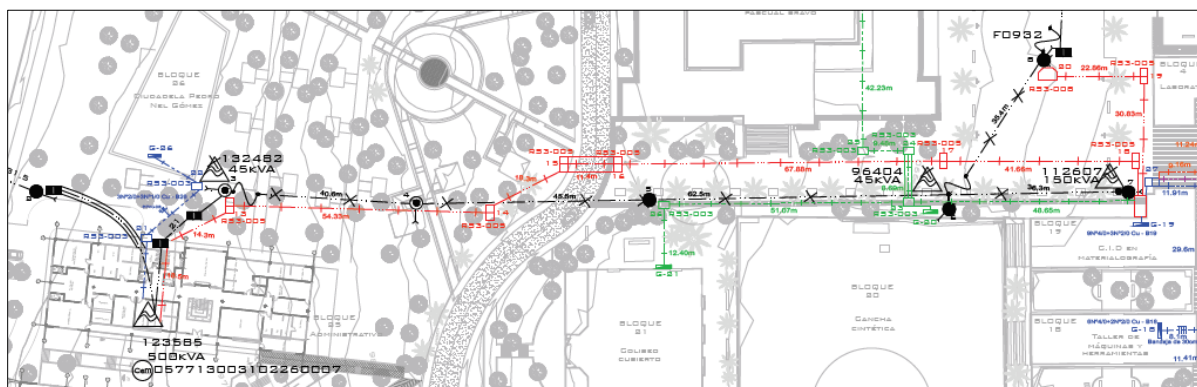


Figura 6-23. Trayectoria definida para la red primaria

Fuente: Elaboración Propia

6.8. Capacidad instalada por bloque.

Con base a la capacidad instalada de cada bloque se realizó un consolidado general de toda la zona de influencia del proyecto, el cual se aprecia en la **Tabla 6-26**, lo anterior se hizo con el fin de calcular la potencia del transformador, los conductores, protecciones y canalizaciones.

Tabla 6-26. Capacidad instalada por bloque.

Nombre Instalación	kVA Por Instalación	Nombre Instalación	kVA Por Instalación	Factor De Carga	kVA Total
Bloque 1	71.08	Bloque 17	113.73	0.48	623.7
Bloque 10	113.73	Bloque 18	56.87		
Bloque 11	42.65	Bloque 19	142.17		
Bloque 12	99.52	Bloque 20	42.65		
Bloque 13	142.17	Bloque 21 Y 22	42.65		
Bloque 14	42.65	Bloque 4	90.99		
Bloque 15	113.73	Bloque 5	56.87		
Bloque 16A	42.65	Bloque 9	42.65		
Bloque 16B	42.65				

Fuente: Elaboración propia.

6.9. Cálculo de corriente, conductor y protección.

Al tabular la información relacionada con las potencias instaladas, el factor de carga según la **Tabla 6-26**, se tuvieron en cuenta los datos de potencia, trayectoria de las redes, distancias de los alimentadores, caída de tensión, capacidad del alimentador, se realizó el cálculo de las corrientes de cada bloque, elección de conductores y protecciones, según lo definido en el capítulo 5.8; 5.9

y 5.11 de este proyecto. En la **Tabla 6-27** se encuentra un ejemplo ilustrativo de una de las instalaciones, de cómo se realizaron los cálculos. Toda la información consolidada se encuentra en la **Tabla 6-28**. Se aprecia que la capacidad de corriente del interruptor es inferior a la capacidad nominal del conductor. Esto garantiza una adecuada protección del cable.

Tabla 6-27. Ejemplo de cálculo para el bloque 4

Cálculo del Conductor Bloque 4	
Potencia kVA	90,99
Tipo de alimentación	Trifásica
Voltaje (V)	216
Factor de potencia	0,95
Corriente de línea (A)	256
Factor de multiplicación de corriente	1,25
Corriente de diseño (A)	320
Protección interruptor termomagnético (A)	320
Conductor a utilizar	2/0
Corriente nominal del cable (A)	175
Conductores por fase	2
Corriente total conductores (A)	350
% de carga en el cable	91%
% de reserva	9%
Distancia ducto metálico (m)	66.98
% Regulación acorde al factor de carga	2,65

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6-28. Capacidad de corriente y protección por bloque.

Nombre Instalación	Calibre Conductores (Cu- THWN)	Capacidad De Corriente Conductores [A]	Capacidad Protección [A]	Corriente Nominal [A]	kVA Por Instalación
Bloque 4	6N°2/0 + 2N°1/0	350	320	256	90.99
Bloque 5	3N°4/0 + 1N°2/0	230	200	160	56.87
Bloque 10	9N°4/0 + 3N°2/0	690	400	320	113.73
Bloque 9	3N°4/0 + 1N°2/0	230	150	120	42.65
Bloque 11	3N°4/0 + 1N°2/0	184	150	120	42.65
Bloque 12	6N°4/0 + 2N°2/0	368	350	280	99.52
Bloque 13	12N°4/0 + 4N°2/0	644	500	400	142.17
Bloque 14	3N°1/0 + 1N°2	150	150	120	42.65
Bloque 15	6N°4/0 + 2N°2/0	460	400	320	113.73
Bloque 16A	3N°4/0 + 1N°2/0	230	150	120	42.65
Bloque 16B	3N°4/0 + 1N°2/0	230	150	120	42.65
Bloque 17	6N°4/0 + 2N°2/0	460	400	320	113.73
Bloque 18	3N°4/0 + 1N°2/0	230	200	160	56.87
Bloque 19	9N°4/0 + 3N°2/0	552	500	400	142.17
Bloque 1	6N°4/0 + 2N°2/0	322	250	200	71.08
Bloque 20	3N°2/0 + 1N°1/0	140	150	120	42.65
Bloque 21	3N°4/0 + 1N°2/0	184	150	120	42.65
Y 22					

Fuente: Elaboración propia.

6.10. Cálculo de caída de tensión alimentadores proyectados.

Se realizaron los procedimientos definidos en el artículo 5.8.2, además se aplicó la misma metodología realizada en el capítulo 6.2.7 donde se realizaron los cálculos para la caída de tensión de las redes existentes.

El resumen de la **Tabla 6-29** nos muestra el calibre de los conductores, los ductos utilizados, los valores de ajuste acorde a cada caso, la potencia nominal de cada instalación y los porcentajes de regulación se aprecia que la caída de tensión en cada bloque no supera el 3%, según lo definido en el capítulo 5.8.

Tabla 6-29. Cálculo regulación redes proyectadas.

Nombre Instalación	Calibre Conductores (Cu- THWN)	Corriente [A]	kVA	Distancia		Regul. Total Al 100 %
				Pvc [m]	Metálico [m]	
Trf - Bloque 4	6N°2/0 + 2N°1/0	256	90,99	-	66,98	2,65
Trf - Bloque 5	3N°4/0 + 1N°2/0	160	56,87	-	72,4	2,36
Trf - Bloque 10	9N°4/0 + 3N°2/0	320	113,73	-	107,91	2,46
Trf - Bloque 9	3N°4/0 + 1N°2/0	120	42,65	-	108,36	2,66
Trf - Bloque 11	3N°4/0 + 1N°2/0	120	42,65	20,67	72,1	2,24
Trf - Bloque 12	6N°4/0 + 2N°2/0	280	99,52	23,99	72,1	2,79
Trf - Bloque 13	12N°4/0 + 4N°2/0	400	142,17	43,96	68,1	2,39
Trf - Bloque 14	3N°1/0 + 1N°2	120	42,65	-	68,1	2,90
Trf - Bloque 15	6N°4/0 + 2N°2/0	320	113,73	-	70,87	2,36
Trf -Bloque 16A	3N°4/0 + 1N°2/0	120	42,65	-	93,78	2,29
Trf - Bloque 16B	3N°4/0 + 1N°2/0	120	42,65	-	119,81	2,9
Trf - Bloque 17	6N°4/0 + 2N°2/0	320	113,73	-	72,81	2,4
Trf - Bloque 18	3N°4/0 + 1N°2/0	160	56,87	-	52,61	1,70
Trf - Bloque 19	9N°4/0 + 3N°2/0	400	142,17	8	0	0,20
Trf - Bloque 1	6N°4/0 + 2N°2/0	200	71,08	112,05	0	2,20
Trf - Bloque 20	3N°2/0 + 1N°1/0	120	42,65	51,65	0	1,79
Trf - Bloq 21 Y 22	3N°4/0 + 1N°2/0	120	42,65	115,12	0	2,66

Fuente: Elaboración propia.

6.11. Selección de ductos y canaletas

Una vez hallado el valor de corriente, la selección del calibre, la cantidad o número de conductores y habiendo definido las trayectorias para cada circuito, se procedió a realizar la selección de ductos y canaletas según el requerimiento de cada tramo de red. Así mismo, se calculó

el diámetro y la cantidad de ductos necesario para la canalización de la red primaria. Los resultados fueron agrupados y se presentan en las siguientes tablas, ***Tabla 6-30 y Tabla 6-31.***

Tabla 6-30. Selección de ductos y canaletas para las redes secundarias

Nombre Instalación	Calibre Conductores (Cu- THWN)	Diámetro de Ducto Pulgadas	Ductos Utilizados	Dimensiones Canaleta Metálica A Utilizar (Cm)	Sección T. de la Canaleta Metálica (mm ²)	20% de la Sección Trans. Canaleta	Σ De Las Secciones Transversal de Conductores (mm ²)	Cantidad de Conductores Portadores de Corriente	Conductores Portadores de Corriente por Ducto	Factor de Corrección
Trf - Bloque 4	6N°2/0 + 2N°1/0	-	-						8	1
Trf - Bloque 5	3N°4/0 + 1N°2/0	-	-	30 X	30.000	6.000	2.456,7	28	4	1
Trf - Bloque 10	9N°4/0 + 3N°2/0	-	-	10					12	1
Trf - Bloque 9	3N°4/0 + 1N°2/0	-	-						4	1
Trf - Bloque 11	3N°4/0 + 1N°2/0	4	1						4	0,8
Trf - Bloque 12	6N°4/0 + 2N°2/0	4	2	30 X	30.000	6.000	2.917,3	32	8	0,8
Trf - Bloque 13	12N°4/0 + 4N°2/0	4	2	10					16	0,7
Trf - Bloque 14	3N°1/0 + 1N°2	-	-						4	1
Trf - Bloque 15	6N°4/0 + 2N°2/0	-	-						6	1
Trf - Bloque 16A	3N°4/0 + 1N°2/0	-	-						4	1
Trf - Bloque 16B	3N°4/0 + 1N°2/0	-	-	30 X 10	30.000	6.000	2723.2	28	4	1
Trf - Bloque 17	6N°4/0 + 2N°2/0	-	-						8	1
Trf - Bloque 18	3N°4/0 + 1N°2/0	-	-						4	1
Trf - Bloque 19	9N°4/0 + 3N°2/0	4	2	N.A	N.A	N.A	N.A		12	0,8
Trf - Bloque 1	6N°4/0 + 2N°2/0	4	1						8	0,7
Trf - Bloque 20	3N°2/0 + 1N°1/0	4	1	N.A	N.A	N.A	N.A		4	0,8
Trf - Bloque 21 Y 22	3N°4/0 + 1N°2/0	3	1						4	0,8

Fuente: Elaboración Propia

Los tramos y recorridos de los circuitos que alimentarán los bloques 1, 11, 12, 13, 19, 20 y 21 presentan la particularidad de ser mixtos, es decir, durante sus trayectos se utilizarán tramos canalizados con tubería PVC, metálica y tramos en canaleta metálica. La canaleta metálica seleccionada para todos los circuitos (que la requieran) fue de 30 cm de ancho por 10 cm de alto, los conductores de los circuitos calculados que viajarán por esta estructura cumplen la norma de ocupación y no se les debe aplicar factor de corrección. El menor diámetro utilizado para tubería PVC fue de 4 pulgadas.

6.12. Cuadro de cargas final

Tabla 6-31. Cuadro de cargas proyectado I.U Pascual bravo.

Cuadro de Cargas Proyectado para la Institución Universitaria Pascual Bravo											
Trafo N°	kVA	Factor De Carga	kVA Total	% Carga Transformador	Nombre Instalación	Calibre Conductores Cu-THWN	Capacidad De Corriente Conductores (A)	Capacidad Protección (A)	Corriente Nominal (A)	kVA Por Instalación	Regulación Total
					Trf - Bloque 4	6N°2/0 + 2N°1/0	350	320	256	90,99	2,65
					Trf - Bloque 5	3N°4/0 + 1N°2/0	230	200	160	56,87	2,36
					Trf - Bloque 10	9N°4/0 + 3N°2/0	690	400	320	113,73	2,46
					Trf - Bloque 9	3N°4/0 + 1N°2/0	230	150	120	42,65	2,66
					Trf - Bloque 11	3N°4/0 + 1N°2/0	184	150	120	42,65	2,23
					Trf - Bloque 12	6N°4/0 + 2N°2/0	368	350	280	99,52	2,79
					Trf - Bloque 13	12N°4/0 + 4N°2/0	644	500	400	142,17	2,39
					Trf - Bloque 14	3N°1/0 + 1N°2	150	150	120	42,65	2,90
					Trf - Bloque 15	6N°4/0 + 2N°2/0	460	400	320	113,73	2,36
1	630	0,48	623,7	99	Trf - Bloque 16A	3N°4/0 + 1N°2/0	230	150	120	42,65	2,29
					Trf - Bloque 16B	3N°4/0 + 1N°2/0	230	150	120	42,65	2,94
					Trf - Bloque 17	6N°4/0 + 2N°2/0	460	400	320	113,73	2,43
					Trf - Bloque 18	3N°4/0 + 1N°2/0	230	200	160	56,87	1,7
					Trf - Bloque 19	9N°4/0 + 3N°2/0	552	500	400	142,17	0,20
					Trf - Bloque 1	6N°4/0 + 2N°2/0	322	250	200	71,08	2,20
					Trf - Bloque 20	3N°2/0 + 1N°1/0	140	150	120	42,65	1,79
					Trf - Bloque 21 Y 22	3N°4/0 + 1N°2/0	184	150	120	42,65	2,66

Fuente: Elaboración Propia

Una vez realizados todos los cálculos de potencia, corrientes, protecciones, selección de ductos, canaletas metálicas, cálculos de corriente, distancias se elabora el cuadro de cargas de final el cuál se aprecia en la **Tabla 6-32**.

Los diferentes cálculos se realizaron en un archivo de Excel, dónde podemos encontrar con más detalles todos los valores obtenidos y las variables que dependen cada uno de los resultados, se encuentra cómo **Anexo N°13 Cuadro de cargas redes proyectadas**.

6.13. Selección potencia del transformador subestación proyectada.

Tabla 6-32. Potencia del transformador proyectado I.U. Pascual Bravo.

Nombre Instalación	kVA Por Instalación	kVA Total Instalado	Factor De Carga	kVA Total Acorde Al Factor De Carga	Potencia Transformador Seleccionado kVA	% Carga Transformador
Bloque 4	90,99					
Bloque 5	56,87					
Bloque 10	113,73					
Bloque 9	42,65					
Bloque 11	42,65					
Bloque 12	99,52					
Bloque 13	142,17					
Bloque 14	42,65					
Bloque 15	11373	1.299	0,48	623,7	630	99
Bloque 16A	42,65					
Bloque 16B	42,65					
Bloque 17	113,73					
Bloque 18	56,87					
Bloque 19	142,17					
Bloque 1	71,08					
Bloque 20	42,65					
Bloque 21	42,65					
Y 22						

Fuente: Elaboración Propia

6.13.1. Selección potencia transformador en reemplazo del de 800kVA.

De acuerdo con lo analizado en los capítulos anteriores, dónde se estipulo el factor de carga del transformador existente de 800 kVA el cuál se encuentra en un 22,06 % que equivale 176.48 kVA,

y se proyecta el paso de la mayoría de sus cargas las cuales pasan al transformador proyectado de 630 kVA, los bloques que quedaría alimentando el nuevo transformador que reemplaza el de 800 kVA son los bloques 2-3-6-7-8 y el futuro bloque.

Se tiene cómo resultado alimentar las cargas anteriores con un transformador de 150 kVA acorde al factor de carga estipulado para la institución, esta capacidad es la suficiente para alimentar dichas cargas, con el fin que el mismo se encuentre cargado entre un 80 y 100%, es conveniente aclarar que una vez se encuentre definida la potencia del nuevo bloque es necesario reevaluar el cambio del transformador con la capacidad adecuada.

6.14. Selección protección principal.

La selección de la protección principal se seleccionó de acuerdo con el transformador proyectado de 630 kVA trifásico, una tensión secundaria de 208V. La corriente nominal secundaria según los cálculos es de 1748.70 A y la corriente secundaria máxima es de 2185.88A, por la tanto la protección que se va a instalar y será proyectada en el diseño es de 2200 A regulable.

6.14.1. Barraje principal transformador.

El barraje principal entre el transformador y el totalizador general de 2.200 A se diseñó con 3 barras de 60mm de ancho por 10mm de espesor, con una capacidad de corriente de 2300 A.

6.15. Cálculo de cortocircuito

Se siguió el procedimiento de cálculo de cortocircuito cómo se expresó en el capítulo 5.9, además se realizó la simulación de cortocircuito para determinar el poder de corte y de cierre de los interruptores, los esfuerzos térmicos y electrodinámicos en los componentes, el ajuste de los dispositivos de protección de los conductores frente a cortocircuito, y la selección correcta de los equipos.

A continuación, en la **Tabla 6-33** se muestra un resumen de los diferentes cálculos realizados para determinar los valores en el transformador y el totalizador principal:

Tabla 6-33. Cálculo corriente cortocircuito transformador.

CÁLCULO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN BAJA TENSIÓN		
DATOS ENTREGADOS POR EL OPERADOR DE RED (EPM)		
Descripción	Unidad	Valor
Corriente trifásica simétrica	kA	4,12
Corriente monofásica simétrica	kA	2,85
X/R trifásico		1,75
X/R monofásico		1,69
Nivel de tensión	kV	13,2
R1	ohm	0,93
X1	ohm	1,62
RED AGUAS ARRIBA		
Ra	ohm	0.93
Xa	ohm	1.62
Ra y Xa VISTAS EN EL LADO SECUNDARIO		
Ra	ohm	23×10^{-4}
Xa	ohm	40×10^{-4}
Za		46×10^{-4}
TRANSFORMADOR		
Potencia	630 kVA - SECO	
Potencia	KVA	630
Tensión de línea en el lado de AT	V	13.200
Tensión de línea en el lado de BT	V	208
Tensión de fase en el lado de BT	V	120
Impedancia máxima		6,00%
Corriente nominal	A	1.748,70
Pérdidas en el cobre	W	8350
Irms secundaria	A	29.145
Rt	ohm	91×10^{-4}
Xt	ohm	$4,02 \times 10^{-3}$
Zt	ohm	$4,12 \times 10^{-3}$
Irms simétrica		26.300

Fuente: Elaboración Propia

Una vez realizados los cálculos de cortocircuito en el transformador y teniendo en cuenta los valores anteriores se obtuvieron los datos de la tabla **Tabla 6-34**.

Tabla 6-34. Cálculo corriente cortocircuito totalizador principal.

Barraje		
Transformador 630 KVA		
Transición Barras de Cobre de 60 mm x 10 mm		
Número de barras por fase		3
Área sección transversal por cada barra	mm ²	600
Área sección transversal	mm ²	1.800
Longitud	m	3
Valor medio según disposición de conductores	Juego de barras (m ohm/m)	0,18
Resistividad cobre	Cobre (Ohm-mm ² /m)	0,0225
Rb	ohm	0,00004
Xb	ohm	0,00054
Reactancia y Resistencia Vistas Desde el Totalizador Aguas Arriba		
R	ohm	0,00118
X	ohm	0,00496
Z	ohm	0,00510
X/R		4,21
Irms simétrica	A	23.549
Tiempo de disparo del totalizador	ms	15
Irms asimétrica	A	28.943
Cálculo del Área de la Sección Transversal del Conductor		
Área mínima	mm ²	24.96
Protección	Capacidad (A)	Corriente cortocircuito (kA)
	2.200	28,94

Fuente: Elaboración Propia

El valor de cortocircuito en el totalizador principal y los totalizadores que se encuentran alojados en el tablero general deben poseer una corriente de cortocircuito de 28.94 kA. Una vez realizados los cálculos de corrientes de cortocircuito en el barraje principal del tablero general se realizó el mismo procedimiento para todos los bloques de la institución teniendo en cuenta, la distancia de los conductores, el material de conductor, la sección transversal, en la **Tabla 6-35** se

muestra un ejemplo de uno de los bloques y el mismo procedimiento se realizó para todos los bloques.

Tabla 6-35. Cálculo corriente cortocircuito bloque 19.

Derivación Alimentador		
Trafo - Bloque 19		
Calibre conductor Cu- Thhn	9N°4/0 + 3N°2/0	4/0
Número de conductores por fase		3
Área sección transversal por conductor	mm ²	107,2
Área sección transversal	mm ²	321,6
Longitud	m	8
Valor medio según disposición de conductores	Cable trifásico (m ohm/m)	0,096
Resistividad cobre	Cobre (Ohm-mm ² /m)	0,0225
Rb	ohm	0,00056
Xb	ohm	0,00077
Reactancia y Resistencia Vistas Desde el Totalizador Aguas Arriba		
R	ohm	0,00170
X	ohm	0,00519
Z	ohm	0,00546
X/R		3,04961
Irms simétrica	A	21.990
Tiempo de disparo del totalizador	ms	15
Irms asimétrica	A	25.978
Cálculo del Área de la Sección Transversal del Conductor		
Área mínima	mm ²	22,41
Protección	Capacidad (A) 500	Corriente cortocircuito (kA) 25,98

Fuente: Elaboración Propia

Una vez realizados los cálculos manualmente se realizó una simulación en el software Melshort el cual facilita los cálculos de corriente de cortocircuito, en los cuales los métodos utilizados y los resultados obtenidos son generalmente aceptados, con la diferencia que el software no utiliza los valores tan precisos, por lo que el dato es un poco mayor, la información obtenida se encuentra en la **Figura 6.24**.

Hechas todas las simulaciones se realizó una comparación con los valores calculados, simulados y requeridos para el diseño los cuales se encuentran en la **Tabla 6-36**.

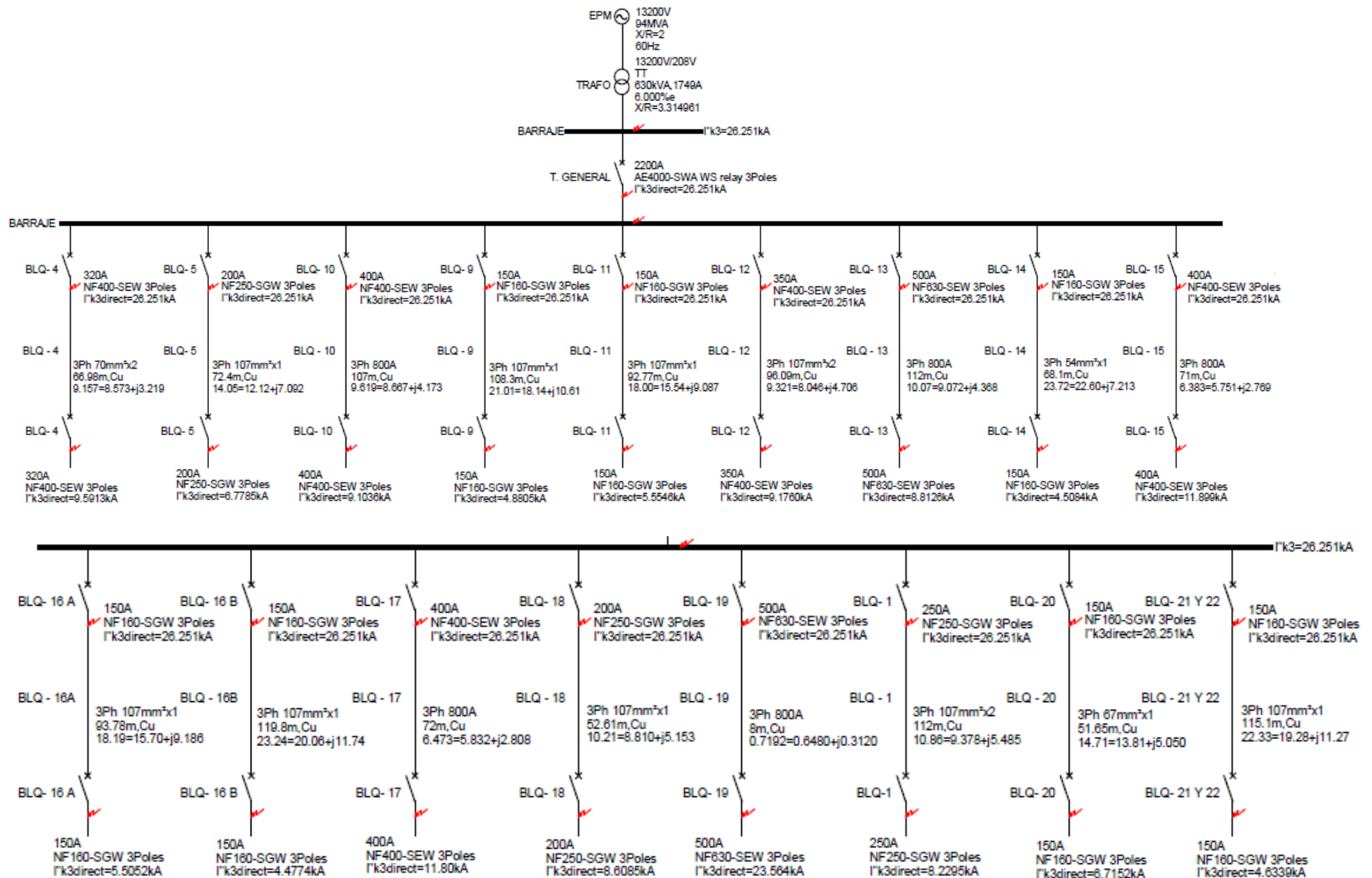


Figura 6-24. Simulación cálculos de corto circuito

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 6-36. Comparación cálculo manuales vs simulación.

Nombre Instalación	Capacidad Protección (A)	Cálculo Cortocircuito (kA)	Cortocircuito Simulación (kA)	Selección Protección CC (kA)
Totalizador general	2200	28.94	26.25	30
Trf - Bloque 4	320	7.46	9.59	10
Trf - Bloque 5	200	6.08	6.78	10
Trf - Bloque 10	400	7.64	9.10	10
Trf - Bloque 9	150	4.29	4.88	10
Trf - Bloque 11	150	4.92	5.55	10
Trf - Bloque 12	350	7.12	9.18	10
Trf - Bloque 13	500	8.09	8.81	10
Trf - Bloque 14	150	3.78	4.51	10
Trf - Bloque 15	400	8.98	11.90	20
Trf - Bloque 16A	150	4.88	5.51	10
Trf - Bloque 16B	150	3.93	4.48	10
Trf - Bloque 17	400	8.80	11.80	20
Trf - Bloque 18	200	7.88	8.61	10
Trf - Bloque 19	500	25.98	23.56	30
Trf - Bloque 1	250	6.30	8.23	10
Trf - Bloque 20	150	5.83	6.72	10
Trf - Bloque 21 Y 22	150	4.07	4.63	10

Fuente: Elaboración Propia

En la **Tabla 6-36** podemos encontrar los valores manuales y simulados los cuales presentan diferencias muy pequeñas dado que el software no permite ingresar valores muy precisos, también apreciamos los valores del totalizador que se requiere para cada bloque con su respectivo valor de corriente de cortocircuito el cual se encuentra en la última columna de la **Tabla 6-36**.

Las diferentes simulaciones realizadas por el software se encuentran en los anexos de este trabajo con el fin de profundizar la información y poder ver la simulación en el software, además se encuentra el archivo de Excel dónde se realizaron los diferentes cálculos por bloque, los anexos son los siguientes:

Anexo N°7. Simulación cortocircuito.

Anexo N°8. Diagrama unifilar y resultados simulación.

Anexo N°9. Tabla de resultados simulación 1.

Anexo N°10. Tabla de resultados simulación 2.

Anexo N°11. Cálculo corto circuito secundario.

6.16. Cálculo ventilación de la subestación proyectada.

Se realizó el cálculo de la ventilación de la subestación según lo definido en la sección 450-45 de la NTC 2050 donde se expresa que la capacidad de ventilación no debe ser menor a 1 936 mm² por kVA que equivale a 19.36cm².

Para nuestro proyecto se eligió un transformador de 630 kVA y según lo anterior requiere una ventilación según la expresión siguiente: $19.36 \text{ cm}^2 * 630 \text{ kVA} = 12196.8 \text{ cm}^2$ ventilación mínima requerida.

Los cálculos de ventilación de la subestación incluyen área ventilada de las puertas y ventanas los cuales se encuentra en la *Tabla 6-37*

Tabla 6-37. Cálculo ventilación subestación proyectada 630 kVA

Cálculo ventilación subestación proyectada 630 kVA						
Sección	Ancho abertura	N° aberturas	Largo apertura	Cantidad	Total área m ²	Total área cm ²
Ventanas	0.0366	6	0.95	3	0.62586	6258.6
Puerta doble ala	0.0366	12	0.95	2	0.83448	8344.8
Puerta un ala	0.0366	12	0.95	1	0.41724	4172.4
Total	0.1098	30	2.85	6	1.87758	18775.8

Fuente: Elaboración Propia

El área mínima requerida de ventilación para el transformador de 630 kVA es de 12196 cm² y el total de área proyectada en la subestación es de 18775.8 cm², cumpliendo por lo establecido en la NTC 2050.

6.17. Selección equipos de medida transformador.

La selección de los equipos de medida del transformador de 630 kVA se realizó basados en el código de medida de la resolución CREG 038 del 2014 y la norma del operador de red EPM RA8-030, donde se establecen las características técnicas para la selección de equipos de medida de energía eléctrica (medidores, transformadores de medida, equipos auxiliares, entre otros).

En las instalaciones con medida indirecta y con nivel de tensión de hasta 15 kV, solo serán aceptadas conexiones en tres (3) elementos.

6.17.1. Transformador de corriente.

La corriente primaria del transformador de 630 kVA es 27.55 A y la del transformador de 150 kVA es de 6.56A, su sumatoria es de 34.11A, y la capacidad instalada es de 780 kVA, se tuvo en cuenta que la corriente primaria nominal del transformador, se selecciona de tal forma que el valor de la corriente a plena carga, en el sistema eléctrico al cual está conectado el transformador de corriente esté comprendido entre el 80 % de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del TC, es decir: cómo la potencia instalada no es la capacidad total al que el sistema estará sometido por largos períodos de tiempo, es por esto que se seleccionó un transformador de corriente de 30/5A porque el próximo normalizado es de 40/5A, además se validó con la norma del operador de red RA8-030 según la tabla 5.9 y con una exactitud de 0.5S según lo definido en la resolución CREG 038 del 2014, dónde se compara la información obtenida y en dichas normas el transformador correcto para la capacidad instalada de 780 kVA es de 30/5A.

La corriente térmica y dinámica de los TCS es dada por el operador de red según se solicitó en el punto de conexión establecido en el capítulo 5.9, dicha respuesta se encuentra en el anexo N°5 llamado “Respuesta punto de conexión EPM”, de este proyecto.

La corriente térmica mínima que se debe emplear para los transformadores de corriente es de 2,91 kA y la corriente dinámica mínima es de 7,28 kA.

El burden del transformador de corriente debe ser mínimo de 5 VA, según lo establecido en la norma de EPM RA8-030 en el numeral 7.2.2.

6.17.2. Transformador de tensión.

La tensión primaria nominal de un transformador de tensión debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado; en nuestro caso el nivel de operación es 13.2 kV, cómo no se pueden instalar dos elementos según lo definido anteriormente para nuestro caso se requiere instalar 3 transformadores de tensión primaria $13.200/\sqrt{3} / 120/\sqrt{3} = 7.620/ 69.28V$, primario y secundario respectivamente con una exactitud de 0.5 según lo definido en la resolución.

El burden del transformador de tensión debe ser mínimo de 15 VA según lo establecido en la norma de EPM RA8-030 en el numeral 7.2.4.

6.17.3. Medidor de energía.

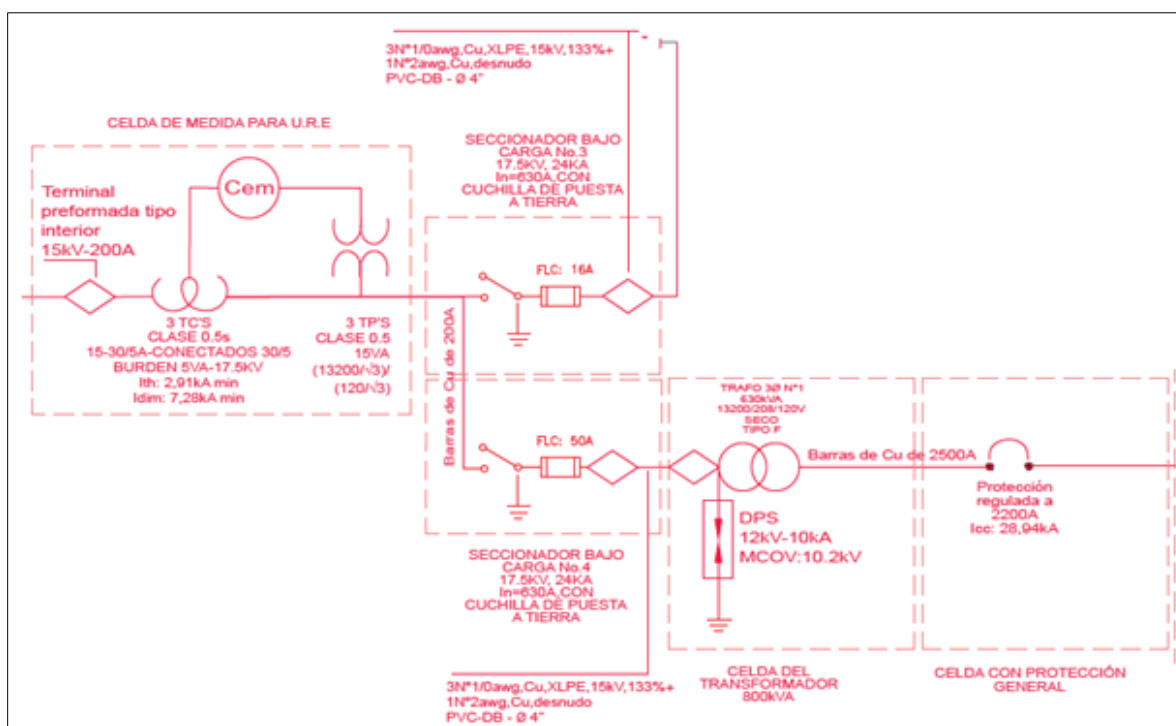


Figura 6-25. Diagrama unifilar equipos de medida

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo al punto de medición establecido por la resolución CREG 038 del 2014 se requiere instalar un medidor multifuncional, trifásico tetrafilar, 3 fases, 4 hilos, de 1 a 10A, 3 elementos,

con tensión de $3 * 57.7/100V - 3*277/480$, clase 0.5 S. En la **Figura 6-25** se encuentra el resumen de todos los equipos de medida anteriormente mencionados con sus características técnicas.

Los equipos de medida se instalarán con el fin de obtener los consumos de las dos subestaciones, adquiriendo registros detallados de las diferentes variables cómo los son corrientes, voltajes, factor de potencia, potencia activa y reactiva, a futuro desarrollar proyectos de eficiencia energética en la institución y para ello se debe tener datos reales que nos muestren el comportamiento de los consumos energéticos, los cuales contribuirán a tomar decisiones basadas en uso racional de la energía y así ser más competitivos y rentables.

6.18. Fusibles limitadores seccionadores.

En los criterios de aplicación y selección establecidos para la protección de transformadores, fueron considerados los fusibles limitadores de tipo Respaldo o Backup.

La selección del fusible limitador se realizó basados en la tabla 7 de la norma RA8-002 de EPM dónde se encuentran los valores normalizados dependiendo de la potencia instalada, el nivel de tensión de alimentación en las diferentes subestaciones.

Los fusibles limitadores de corriente fueron seleccionados considerando una capacidad de sobrecarga del transformador entre el 125% y el 140% de su capacidad nominal. La selección del fusible tuvo en cuenta el impacto de la corriente Inrush de magnetización, Cold Load y curva de daño del transformador. La selección del fusible no tuvo en cuenta la coordinación con la protección ubicada en el secundario del transformador. El fusible limitador de corriente indicado en la **tabla 6-38**, representa la capacidad mínima en amperios que garantiza la protección y coordinación segura para el transformador. La instalación de fusibles limitadores (FLC) de menor capacidad causará actuación del fusible ante corrientes Inrush. La instalación de fusibles FLC de mayor capacidad comprometerá la coordinación con el fusible de respaldo tipo T.

Tabla 6-38 Selección de fusibles limitadores de acuerdo con la potencia instalada.

Potencia transformador kVA	Fusible Limitador Corriente (A)
150	16
630	50

Fuente: Elaboración Propia

6.19. Diseño definitivo redes proyectadas.

Para la elaboración del diseño de redes subterráneas primarias y secundarias, ubicadas dentro del campus de Robledo se emplearon las normas del operador de red EPM, la NTC 2050 y RETIE. Siendo uno de los objetivos principales en este proyecto, el diseño presenta todos los detalles mencionados en el capítulo de metodología y es la materialización de los cálculos y análisis realizados. Los siguientes numerales evidencian un resumen de los aspectos obtenidos.

6.19.1. Rótulo.





 INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO		ANDRÉS SÁNCHEZ CRISTIAN GÓMEZ EIDER CARDONA INGENIERIA ELECTRICA	
OBRA: Diseño de Redes Subterráneas y Subestación - Detalles y unifilar		MATERIA: Proyecto de grado	
DIRECCIÓN: CL 73 N° 73A - 226	MUNICIPIO: Medellín		
UNIVERSIDAD: Institución Universitaria Pascual Bravo - Campus Robledo DIRECCIÓN: CL 73 N° 73A - 226 MUNICIPIO: Medellín TELÉFONO: 4480520 E-MAIL: cis@pascualbravo.edu.co NIT: 890.980.153-1			
DISEÑADORES		ESCALA: 1:500	
 NOMBRE: Andrés Sánchez CARNET: 201712006014		DIBUJO: A.E.C	
 NOMBRE: Cristian Gómez CARNET: 201420052014		ASESOR: Luis Giovanni Berrio Zabala CARGO: Profesional Especializado	
 NOMBRE: Eider Cardona CARNET: 201420054014		CALIFICACIÓN	
		FECHA: 20 de Abril del 2018	PLANO: 3/3

Figura 6-26. Rótulo proyecto definitivo

Fuente: Elaboración Propia

En el rótulo o cajetín del plano se incluyó la información que identifica al proyecto. Se distribuyó la información más importante y relevante para el diseño; dirección, nombre de los diseñadores, escala, entre otros. Esto se observa con más detalle en la **Figura 6-26**.

6.19.2. Localización de la institución.

En el centro del extremo derecho de la hoja 2/3 se incluyó un plano de localización, el cual ubica los puntos de referencia aledaños para encontrar la universidad dentro de la ciudad. Éste se puede observar con detalle en la **Figura 6-27**.

- a. El diagrama contiene El Colegio Mayor de Antioquía, el barrio Pilarica y el barrio el volador como puntos de referencia, los cuales puntos de referencias para el proyecto.
- b. El punto de referencia es de fácil visualización, y fue acotado en el plano.
- c. Se dibujó hasta el punto final donde se ubicará la instalación. Se ubicaron las calles, carreras y accesos identificados con nomenclatura.
- d. No se presentó la información por medio de gráficas o fotos obtenidas a partir de mapas web como Google Earth o Maps.

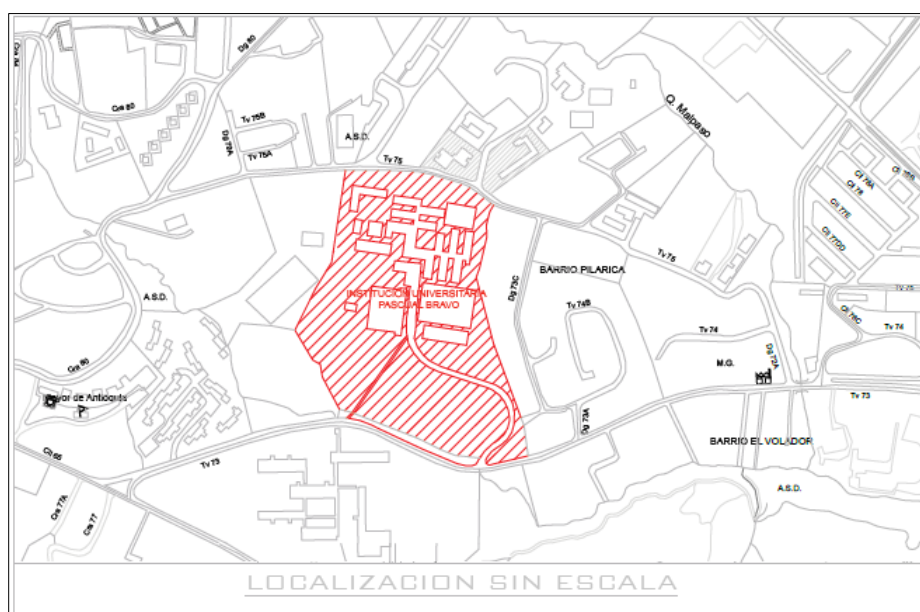


Figura 6-27. Localización de la I.U. Pascual Bravo

Fuente: Elaboración Propia

6.19.3. Notas.

NOTAS	
1. Este proyecto consiste en remplazar las redes aereas en media tensión que hay actualmente en la universidad, por redes subterranas e instalar una nueva subestación.	9. La revisión de este proyecto por parte de EPM no garantiza su cumplimiento con el RETIE, el diseñador y el constructor deberán verificarlo.
2. Se anexa punto de conexión otorgado mediante radicado No. 20180130016097, pedido No.2066483, donde se encuentran los niveles de cortocircuito.	10. Las redes en MT existentes son propiedad de la Institución Universitaria Pascual Bravo con NIT 890.980.153-1
3. Si al momento de la revisión de construcción del proyecto se requieren permisos por parte de terceros, estos serán tramitados por el interesado y deben ser anexados al proyecto.	11. Las redes de baja y media tensión proyectadas, al igual que la subestación de energía, serán propiedad de la Institución Universitaria Pascual Bravo con NIT: 890.980.153-1
4. Las redes de energía antes de medida deberán cruzar por zonas de libre circulación y comunes, en ningún caso por el subsuelo o adosadas a lozas de zonas privadas.	12. La reforma será realizada en la instalación con número de página indicado en la factura de servicios públicos de energía: 057713003102280007.
5. Todo tubo expuesto o que esté detrás de cielos falsos y/o buitrones, antes de equipos de medida deberá ser metálico galvanizado, tipo pesado.	13. La reubicación de postes y redes existentes será por cuenta o costo del interesado.
6. Este proyecto se revisa para medida en nivel de tensión II, hasta las protecciones ubicadas inmediatamente después de los bornes secundarios del transformador.	14. El diseño y construcción de la malla de puesta a tierra es responsabilidad del diseñador y constructor del proyecto. El inspector que certifica la instalación, deberá revisar la malla de puesta tierra y verificar que cumple con lo exigido por el RETIE.
7. Normas complementarias: RA8-012, RA8-013, RA8-014, RA8-030, RA8-035, RS0-002, RS5-010, RS5-008, RS3-005, RS3-008, RA4-001, RA8-004, RA2-017, RA8-010. Si al ejecutar la construcción se requiere alguna norma adicional, el cumplimiento de ésta será requisito para legalizar.	15. Es responsabilidad del interesado reintegrar el material retirado que aparece en este diseño, a la Institución Universitaria Pascual Bravo.
8. "El diseñador y constructor de este proyecto de redes son responsables de validar la necesidad que el aislamiento y/o chaqueta de los conductores eléctricos a utilizar requieran poseer características de baja emisión de humos, retardante a la llama o resistente al fuego y libre o cero halógenos de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 20.2 del RETIE, además de lo estipulado en el título J del Código Sismo Resistente (NSR10) y la reglamentación de la Dirección nacional de Bomberos de Colombia. El inspector RETIE que certifique la instalación deberá verificar si se cumple lo "antes mencionado".	16. Al inicio y durante la ejecución de este proyecto, es necesario solicitar citas de revisión a EPM como se indica en sus normas.
	17. Sólo se permite el cruce de canalizaciones en celdas de parqueo siempre y cuando los ductos se instalen en zonas de libre circulación común (subsuelos o la franja del techo por donde crucen los ductos se registre legalmente como zona común). En ningún caso se permite la instalación de cajas de inspección dentro de las celdas de parqueaderos (en piso o techo)

Figura 6-28. Notas del diseño

Fuente: Elaboración Propia

Se incluyeron las notas generales, las cuales describieron particularidades del proyecto, tal y cómo se observa en la **Figura 6-28**.

6.19.4. Convenciones

CONVENCIONES	EXISTENTE	PROYECTADA	CONVENCIONES	EXISTENTE	PROYECTADA
Poste de concreto			Red subterránea en BT		
Poste de fibra de vidrio			Cruce de vía red subterránea en MT		
Red en MT aerea con cable compacto			Cruce de vía red subterránea en BT		
Transformador trifásico aereo			Sistema de puesta a tierra (SPT)		
Viento primario			Transformador de potencial		
Cortacircuito			Transformador de corriente		
DPS de MT			Medidor multifuncional 3F-4H - 1(10)A - CL 0.5s - 3x57.7/100V - 3x277/480V		
Caja de distribución RS3-005			Regleta de derivación en MT		
Caja de distribución RS3-003			Protección general		
Cámara de derivación en MT RS3-008			Señal que indica retiro		
Red subterránea en MT			Cuadruplex		

Figura 6-29. Convenciones utilizadas.

Fuente: Elaboración Propia

Se incluyó un cuadro descriptivo con las convenciones utilizadas en el proyecto, las cuales corresponden a las normalizadas que se utilizaron para la realización del diseño. En la **Figura 6-29** se evidencian los símbolos utilizados.

6.19.5. Cuadro de cargas.

Se presentó un resumen de las cargas eléctricas generales para el proyecto, como se muestra en la **Figura 6-30**, se detallaron los transformadores y su potencia, potencia instalada por instalación, potencia total del proyecto, porcentaje de carga del transformador y porcentaje de regulación. Se presentó en el cuadro de carga todos los datos del diagrama unifilar. Las memorias de cálculo anexas contienen:

- a.** Parámetros de diseño, los niveles de tensión, corriente de cortocircuito, tensión y corriente nominal de los equipos, potencia requerida, distancias de seguridad, condiciones medioambientales y topológicas.
- b.** Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- c.** Selección de conductores, incluyendo el cálculo de regulación de voltaje.
- d.** Dimensionamiento y selección del transformador.

6.19.6. Diagrama unifilar

En este espacio se indicó de manera sencilla e ilustrativa cuáles fueron componentes que conformaron el diagrama unifilar y la interconexión entre sus partes, además:

- a.** Se identificó la Red de suministro de energía (Circuito de EPM a partir del cual se derivan las redes del proyecto). Se indicó mediante una línea acompañada del número de circuito EPM que tiene asignado. Este punto de derivación se marcó como “A”.
- b.** Se indicaron los transformadores con el símbolo respectivo diferente en convención al de la localización, y se acompañaron del valor de su potencia en kVA, tipo de conexión, número de fases, tipo de aislamiento, tensiones de alta y baja, y el número del transformador, el cual coincide en la localización y en el cuadro de cargas.

c. Referente a los elementos de maniobra y protección se dibujó en el plano:

- **Para los cortacircuitos:** Se indicó su tensión de operación, corriente nominal, corriente de cortocircuito y capacidad.
- **Para los dispositivos de protección de sobretensiones (DPS):** Se indicó su tipo, tensión, corriente de cortocircuito y tensión de operación en régimen continuo.
- **Para los seccionadores:** Se indicó su corriente máxima de operación y de cortocircuito, tensión y cuchilla de puesta a tierra.
- **Para los interruptores:** Se indicó su capacidad de corriente de interrupción, corriente de cortocircuito, número de polos, tipo, el rango y el valor de ajuste.
- **Para los conductores:** Se indicó su cantidad, calibre, material, aislamiento.
- **Para los ductos:** Se indicó su cantidad, diámetro, material, tipo, distribución de fases y neutros.

Lo mencionado anteriormente se puede apreciar en la **Figura 6-31** del diagrama unifilar proyectado.


 CUADRO DE CARGAS PROYECTADO INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO																			
TRANSFORMADOR N°	KVA	FACTOR DE CARGA	KVA TOTAL	CARGA TRANSFORMADOR [%]	NOMBRE INSTALACIÓN	CALIBRE CONDUCTORES COBRE-THWN [AWG]	SECCIÓN TRANSVERSAL DE LA CANALETA METÁLICA [mm ²]	20% DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL CANALETA [mm ²]	Σ DE LAS SECCIONES TRANSVERSAL DE LOS CONDUCTORES [mm ²]	CONDUCTORES PORTADORES DE CORRIENTE POR DUCTO	FACTOR DE CORRECCIÓN	CAPACIDAD DE CORRIENTE CONDUCTOR [A]	CAPACIDAD PROTECCIÓN [A]	CORRIENTE NOMINAL [A]	KVA POR INSTALACIÓN	FP	DISTANCIA PVC [m]	DISTANCIA METÁLICO [m]	REGULACIÓN TOTAL AL 100 [%]
1	630	0,48	623,71	99,00	Trf - Bloque 4	6N ² /0 + 2N ¹ /0	30000	6000	2456,69	8	1	350	320	256	90,99	0,95	0	66,98	2,653104754
					Trf - Bloque 5	3N ⁴ /0 + 1N ² /0				4	1	230	200	160	56,87	0,95	0	72,4	2,362060416
					Trf - Bloque 10	9N ⁴ /0 + 3N ² /0				12	1	690	400	320	113,73	0,95	0	107,91	2,462264628
					Trf - Bloque 9	3N ⁴ /0 + 1N ² /0				4	1	230	150	120	42,65	0,95	0	108,36	2,659140596
					Trf - Bloque 11	3N ⁴ /0 + 1N ² /0	30000	6000	2917,27	4	0,8	184	150	120	42,65	0,95	20,67	72,1	2,239355057
					Trf - Bloque 12	6N ⁴ /0 + 2N ² /0				8	0,8	368	350	280	99,52	0,95	23,99	72,1	2,790319778
					Trf - Bloque 13	12N ⁴ /0 + 4N ² /0				16	0,7	644	500	400	142,17	0,95	43,96	68,1	2,392928638
					Trf - Bloque 14	3N ¹ /0 + 1N ²				4	1	150	150	120	42,65	0,95	0	68,1	2,900151537
					Trf - Bloque 15	6N ⁴ /0 + 2N ² /0	30000	6000	2723,21	6	1	460	400	320	113,73	0,95	0	70,87	2,365660569
					Trf - Bloque 16A	3N ⁴ /0 + 1N ² /0				4	1	230	150	120	42,65	0,95	0	93,78	2,293144581
					Trf - Bloque 16B	3N ⁴ /0 + 1N ² /0				4	1	230	150	120	42,65	0,95	0	119,81	2,948406616
					Trf - Bloque 17	6N ⁴ /0 + 2N ² /0				8	1	460	400	320	113,73	0,95	0	72,81	2,433570166
					Trf - Bloque 18	3N ⁴ /0 + 1N ² /0				4	1	230	200	160	56,87	0,95	0	52,61	1,70539789
					Trf - Bloque 19	9N ⁴ /0 + 3N ² /0	N.A	N.A	N.A	12	0,8	552	500	400	142,17	0,95	8	0	0,201963131
					Trf - Bloque 1	6N ⁴ /0 + 2N ² /0	N.A	N.A	N.A	8	0,7	322	250	200	71,08	0,95	112,05	0	2,201638214
					Trf - Bloque 20	3N ² /0 + 1N ¹ /0				4	0,8	140	150	120	42,65	0,95	51,65	0	1,797643646
					Trf - Bloque 21 Y 22	3N ⁴ /0 + 1N ² /0				4	0,8	184	150	120	42,65	0,95	115,12	0	2,669269757

Figura 6-30. Cuadro de cargas proyectado

Fuente: Elaboración Propia

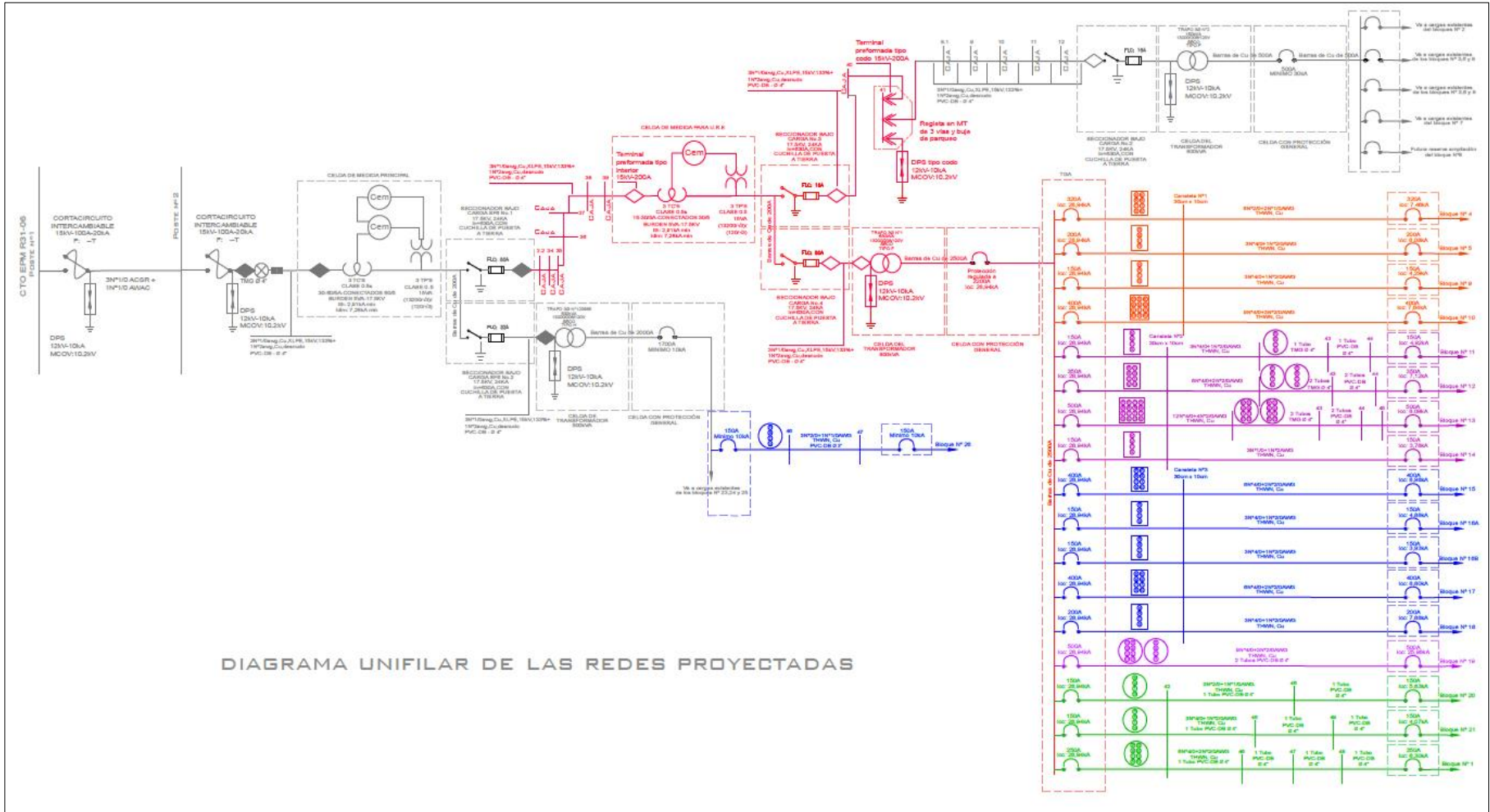


Figura 6-31. Diagrama unifilar proyectado

Fuente: Elaboración Propia

6.19.7. Trayectoria redes

Se ilustraron los diferentes trazados por donde cruzaron las redes proyectadas. En este tipo de vista se definieron los recorridos horizontales de ductos y redes incluyendo cajas y transiciones. El recorrido se presentó sobre el plano arquitectónico real del proyecto, se despejó de detalles arquitectónicos sin presentar sobre dibujos esquemáticos, los cuales se muestran detalladamente en las *Figuras 6-32, 6-33, 6-34*. Adicional:

- a. Las canalizaciones se diseñaron completas entre las salidas o puntos de empalme.
- b. El número y tamaño de los conductores calculados para cada canalización no fue mayor de lo que permitió la disipación de calor sin perjudicar a otros conductores o a su aislamiento.
- c. Los conductores de instalaciones de 600 V o menos no fueron calculados en las mismas canalizaciones que los conductores de instalaciones de más de 600 V.
- d. Las canalizaciones o ductos elegidos fueron en material PVC tipo TDP. Este es un material no higroscópico, que mantiene un grado de protección adecuado al tipo de uso y no rasga o deteriora el aislamiento de los conductores.
- e. El diseño contempló una distancia útil mínima de 0,20 m entre el borde externo del conductor y cualquier otro servicio.
- f. El diseño no dimensionó ningún cable sobre el nivel del suelo terminado. (Se entiende por “suelo terminado” el que habitualmente es pisado por las personas.)
- g. El diseño contempló una distancia de mínimo 0,30 m desde el borde de la construcción, con el fin de garantizar que los cables subterráneos debajo de construcciones estén alojados en un ducto que salga del perímetro de la construcción.
- h. Todos los circuitos fueron calculados con su conductor de neutro y puesta a tierra de protección en el mismo ducto. Para casos en que la cantidad de conductores superaron el diámetro del ducto elegido, se diseñaron ductos paralelos.
- i. Se diseñaron las canalizaciones subterráneas con cámaras de inspección o de paso en tramos rectos a distancias menores a 80 m.
- j. Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones a las cargas, o las derivaciones, fueron diseñadas para realizarse en cámaras o cajas de inspección que permitan mantener las condiciones y grados de protección aplicables.

6.19.7.1. Redes primarias.

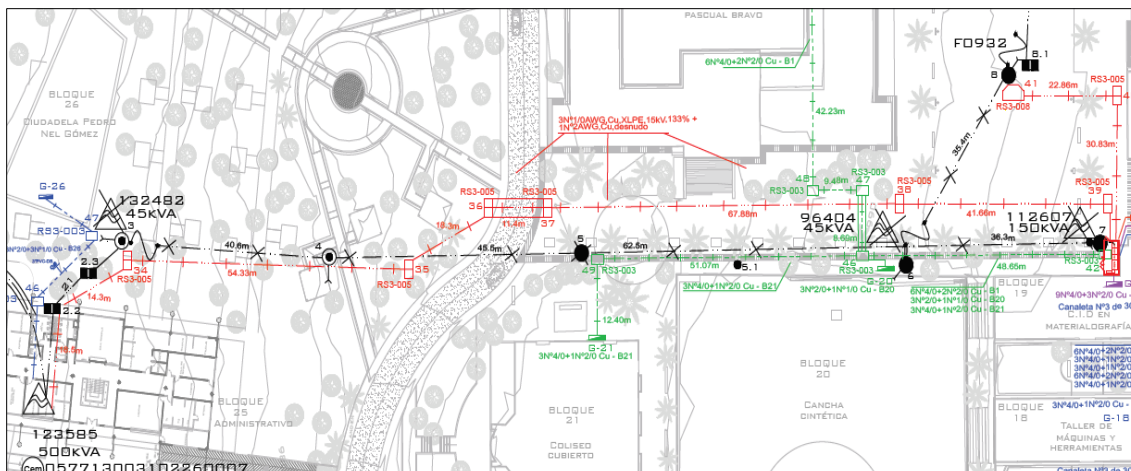


Figura 6-32. Redes primarias proyectadas

Fuente: Elaboración Propia

6.19.7.2. Redes secundarias.

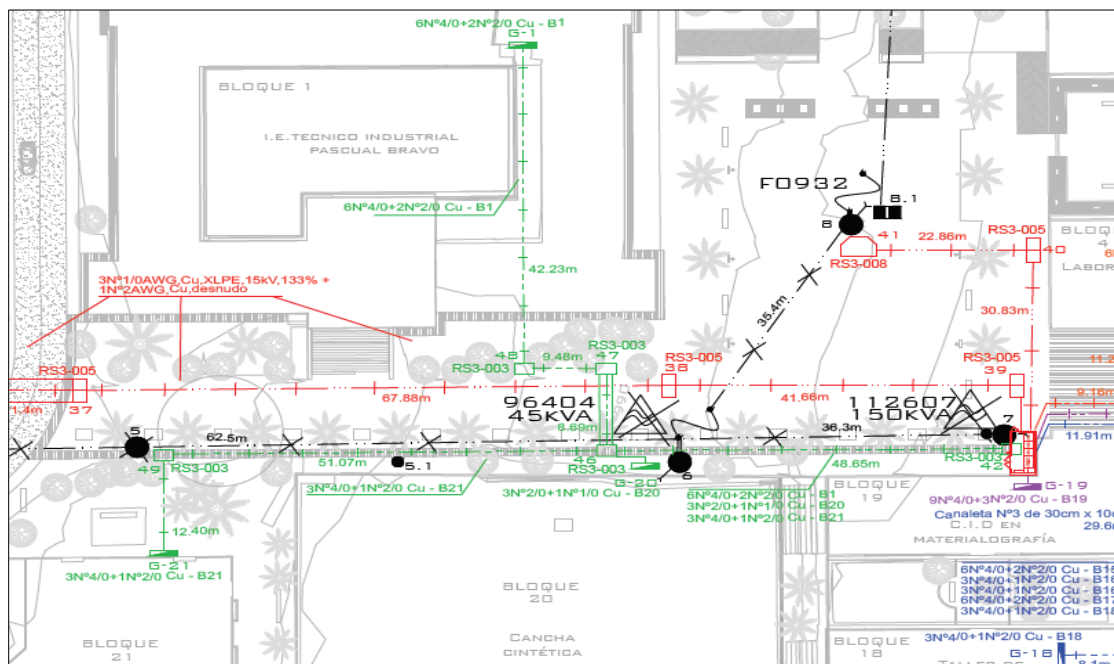


Figura 6-33. Redes secundarias proyectadas 1

Fuente: Elaboración Propia

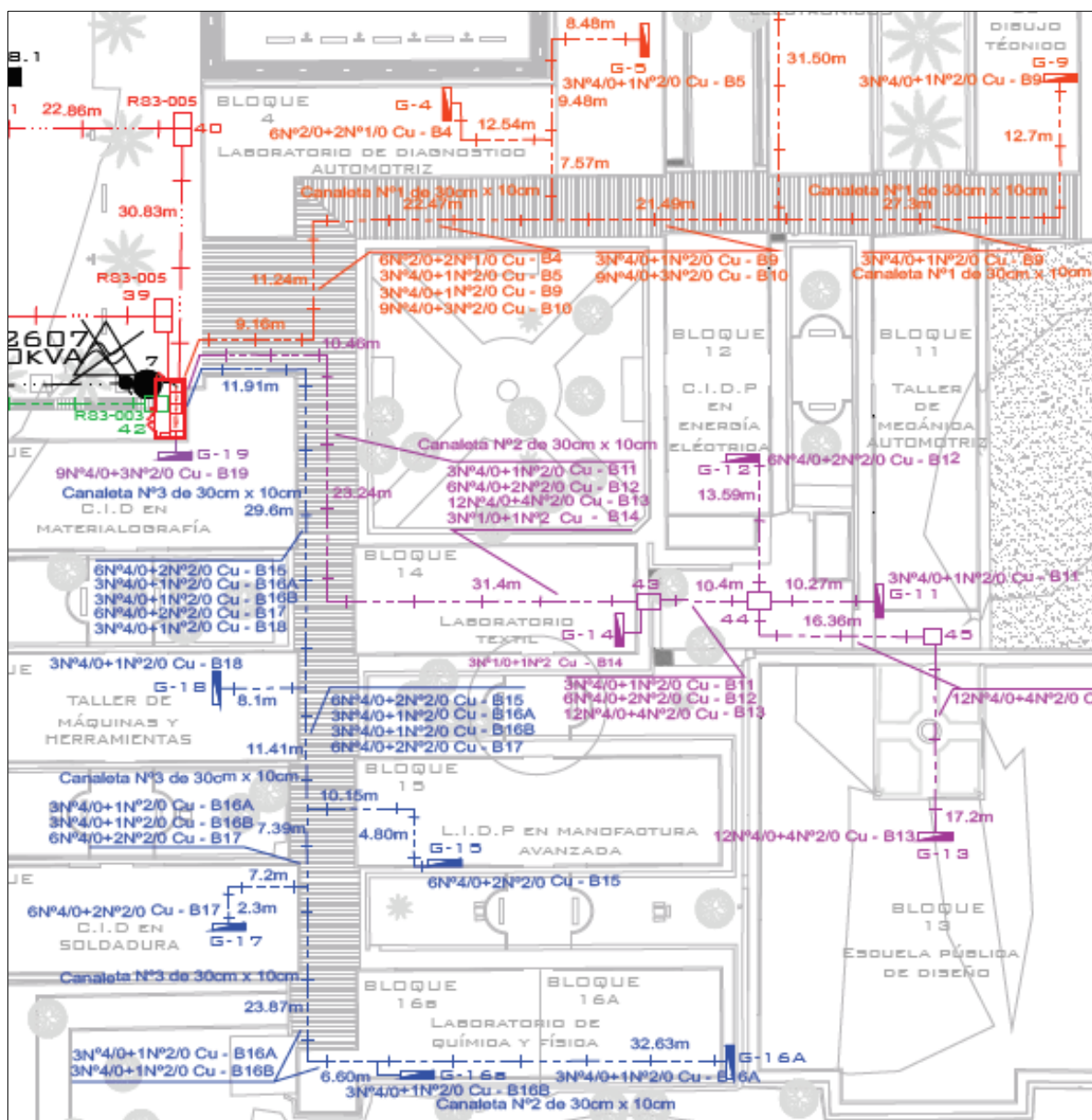


Figura 6-34. Redes secundarias proyectadas 2

Fuente: Elaboración Propia

Se realizó la selección de conductores de circuitos ramales con una sección tal que evitó una caída de tensión superior al 3% en los circuitos alimentadores

El número y tamaño de los conductores en las canalizaciones proyectadas no fue mayor de lo que permitió la disipación de calor. Cuando el número de conductores portadores de corriente, en

un mismo ducto, sobrepasaron una cantidad de tres. Se aplicó el factor de corrección mostrado en la *Tabla 5-17*.

La protección contra sobrecorriente de los conductores se calculó de modo que se abra el circuito si la corriente alcanza un valor que pudiera causar una temperatura excesiva o peligrosa de los conductores o su aislamiento.

Los tramos de canaletas fueron calculados para ser instalados en lugares secos, cubiertos por el techo de los bloques por donde atraviesan. No se diseñaron tramos de canaleta en ningún lugar peligroso o marcado como clasificado, no se calculó ningún conductor de mayor sección transversal al diseñado para la canaleta y se verificó, en todos los casos, que la suma de las secciones transversales de todos los conductores contenidos en cualquier lugar de la canaleta no superó el 20% de la sección transversal interior de la misma.

El diámetro mínimo de la tubería empleada fue de 4" para redes de baja y media tensión. El área libre de los ductos diseñados, en ningún caso, fue inferior al 60% del área total útil.

La profundidad sugerida para el enterramiento de ductos fue de 95cm - 70 cm para redes primarias y secundarias respectivamente.

Se contempló la factibilidad de futuras expansiones, por tanto, en la totalidad de casos, el número de ductos diseñados fue superior al número de ductos ocupados determinado por el diseño de la red.

La distancia máxima diseñada entre cajas de registro, para tramos en línea recta, fue 80 m y el espesor diseñado de las paredes de las cámaras fue "mínimo" de 12 centímetros.

Se diseñaron cajas de registro cuando existió cambios de dirección, en transiciones aéreo – subterráneas, en bóvedas de transformadores, así como a lo largo de todos los tramos rectos de la ruta normal del circuito.

6.19.8. Diseño subestación



Figura 6-35. Zona elegida para la ubicación de subestación proyectada.

Fuente: Elaboración Propia

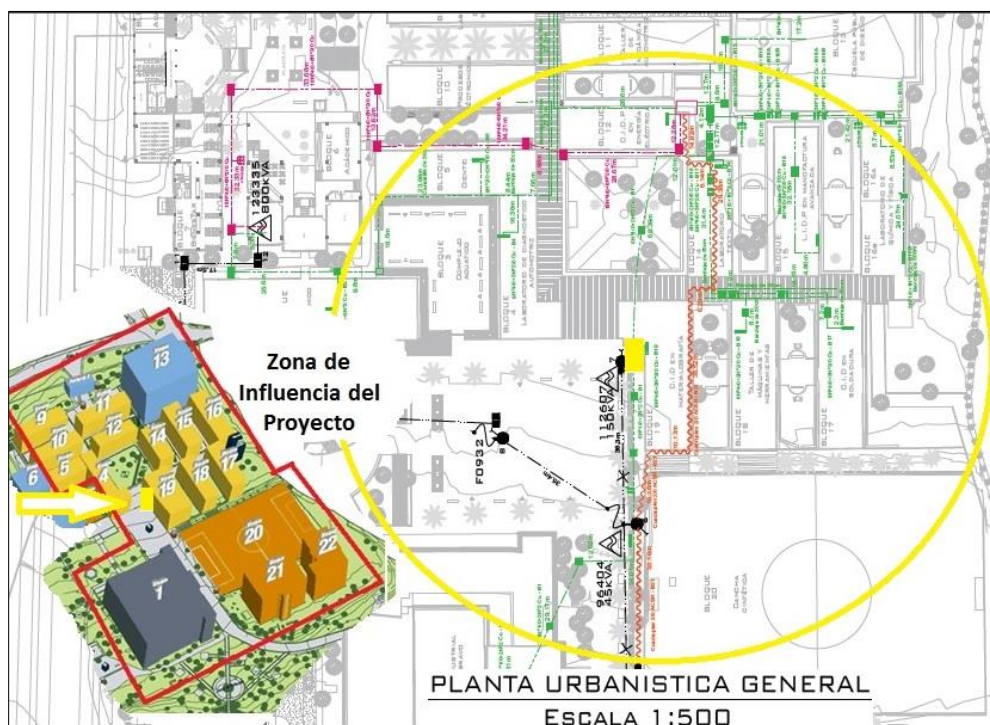


Figura 6-36. Ubicación elegida como centro de carga

Fuente: Elaboración Propia

Una vez elegido el centro de carga y teniendo definida la zona de influencia, se eligieron y diseñaron las trayectorias óptimas desde la subestación hasta los tableros principales de potencia ubicados en los bloques a alimentar. Los resultados de las trayectorias elegidas se pueden apreciar en las siguientes figuras, **Figura 6-35**, **Figura 6-36**. En estas, se observan, tanto los recorridos propuestos para las redes primarias y secundarias como la ubicación (En centro de carga) para la subestación.

La hoja 3/3 muestra las tres vistas básicas de la subestación (Vista en planta, frontal e isométrico general) con la localización exacta de equipos, incluyendo el acotado de las dimensiones de los espacios y los equipos considerados en el diseño.

Se indicaron en plano 3 detalles por medio de vistas en planta, vistas frontales y vistas en sección o corte. Los respectivos diseños, vistas de la subestación, detalles constructivos se pueden visualizar de una mejor manera en las **Figuras 6-37**, **6-38**, **6-39**, **6-40**.

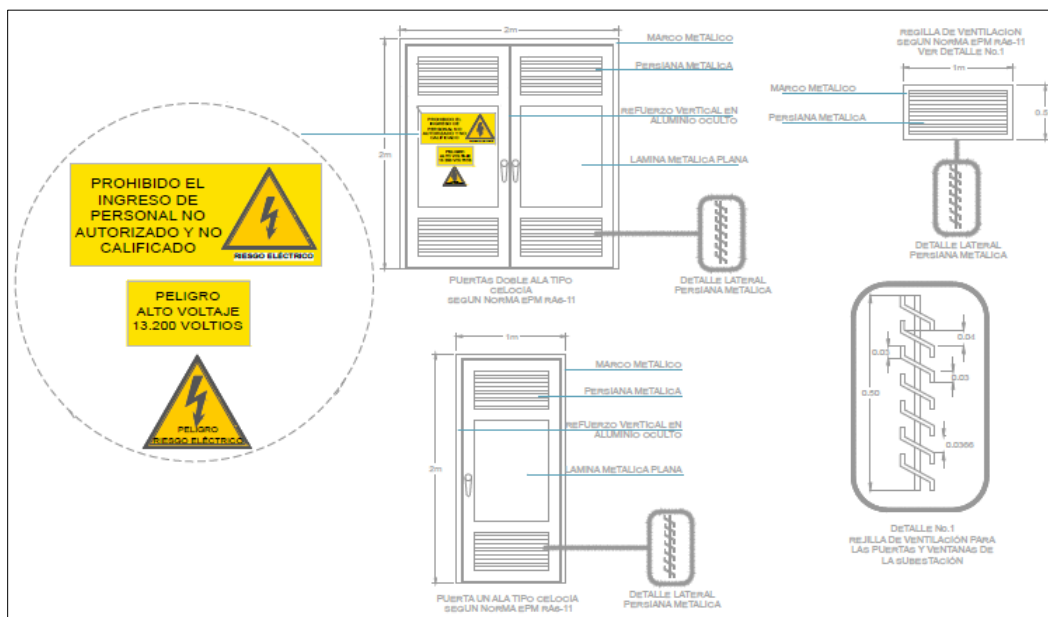


Figura 6-37. Detalles ventilación subestación

Fuente: Elaboración Propia

El diseño de redes contiene el recorrido de la acometida desde el punto de derivación hacia la subestación. Adicional, se realizaron los detalles del recorrido de la acometida hacia el interior de la edificación.

Se indicó la disposición de los equipos, se nombró cada uno de ellos y sus respectivos espacios de trabajo, ventilación, especificaciones mínimas de las puertas y los muros, se ilustraron áreas contiguas y se verificó el cumplimiento con las normas de EPM RA8-014, RA8-017 y RA8-019.

Se realizó una disposición de luminarias de tal forma garantizaron la adecuada iluminación de los equipos al interior de la subestación. Todos los espacios de trabajo alrededor del equipo eléctrico fueron calculados para ser iluminados con un nivel mínimo de 100 lux. Adicional se diseñó una luminaria (Con baterías y cargador) para proveer la iluminación de emergencia.

En la entrada al local de S/E se ubicó un aviso con el símbolo de riesgo eléctrico.

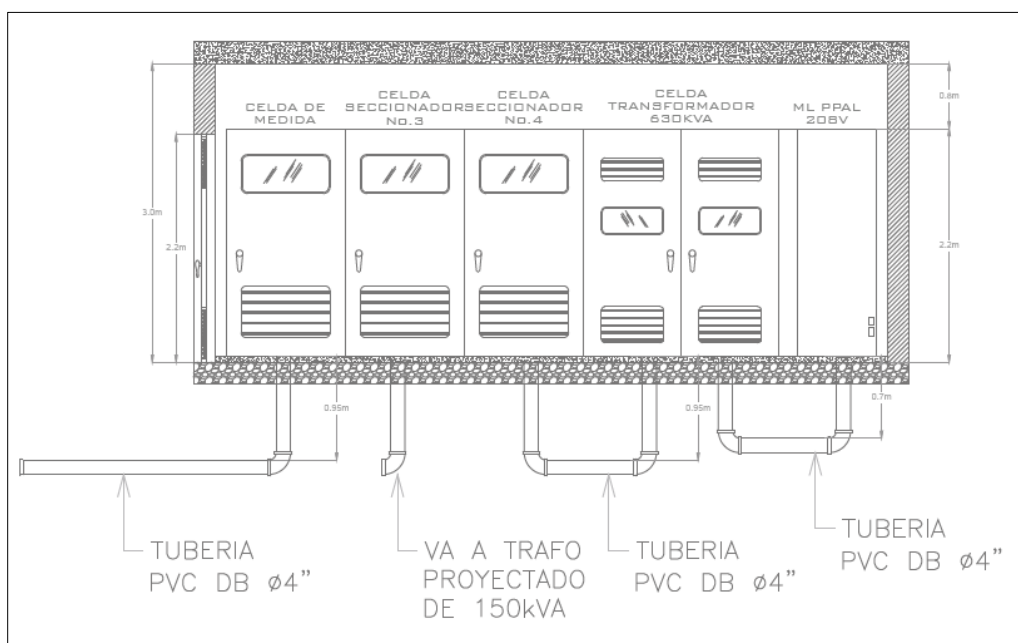


Figura 6-38. Detalles celda medida, seccionador, transformador, ML.

Fuente: Elaboración Propia

La subestación se diseñó con un espacio dedicado igual al ancho y profundidad del equipo y se extendió desde el piso hasta la altura del techo estructural (3m). En esta zona no se diseñaron cruce de tuberías, o ductos ajenos a la instalación eléctrica.

La entrada de la subestación se diseñó con un ancho 2 m, y una altura 3 m para proporcionar acceso al espacio de trabajo alrededor del equipo eléctrico.

Debido a que, las celdas que alojan los equipos en el local de la subestación miden más de 1.80 m de ancho, el cuarto se diseñó con doble acceso con el fin de cumplir con lo estipulado en la sección 5.3.3.

La subestación se localizó en un sitio donde es posible el acceso vehicular hasta su puerta de acceso, lo cual permite el ingreso de montacargas o máquinas de alce para la manipulación de los equipos.

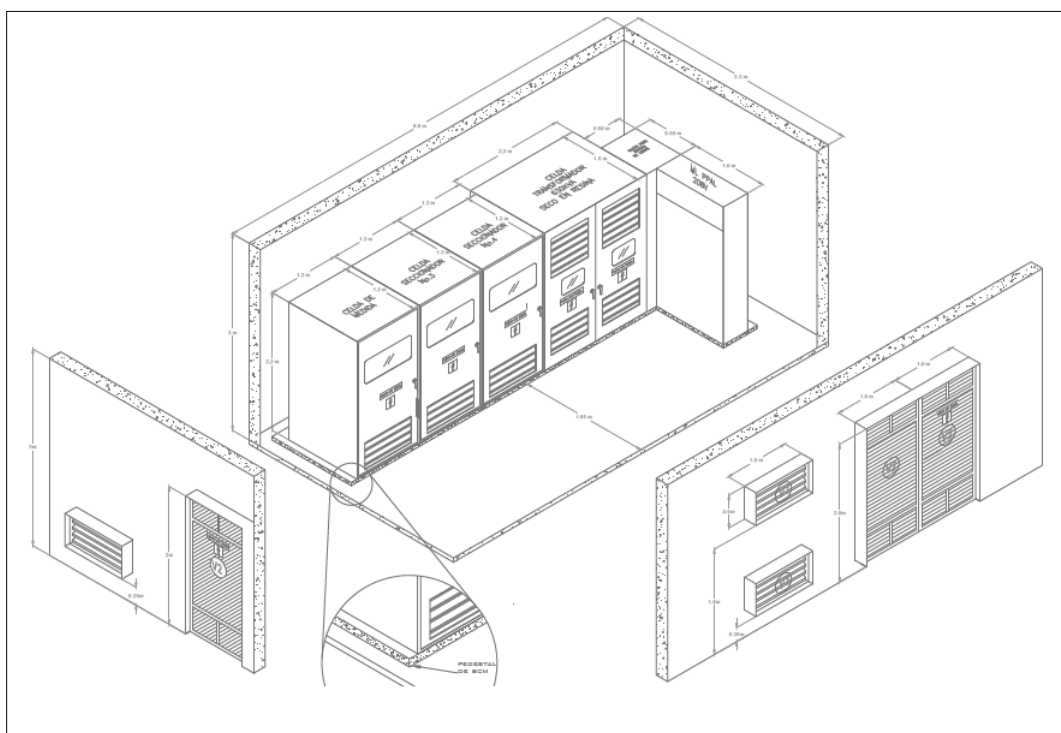


Figura 6-39. Detalles distribución equipos subestación

Fuente: Elaboración Propia

Los espacios construcción del edificio, tanto paredes como pisos, que alojará la subestación fueron considerados para ser construidos en hormigón de 0,10m.

Se diseñó una celda con abertura de ventilación, para albergar un transformador individual de tipo seco de 630 kVA nominales con RISE menor de 80 °C y relación de transformación 13,5 kV/208 V.

La celda del transformador garantiza, en los espacios laterales, un espacio mínimo de separación de 400mm medidos entre las partes activas energizadas del transformador y la celda.

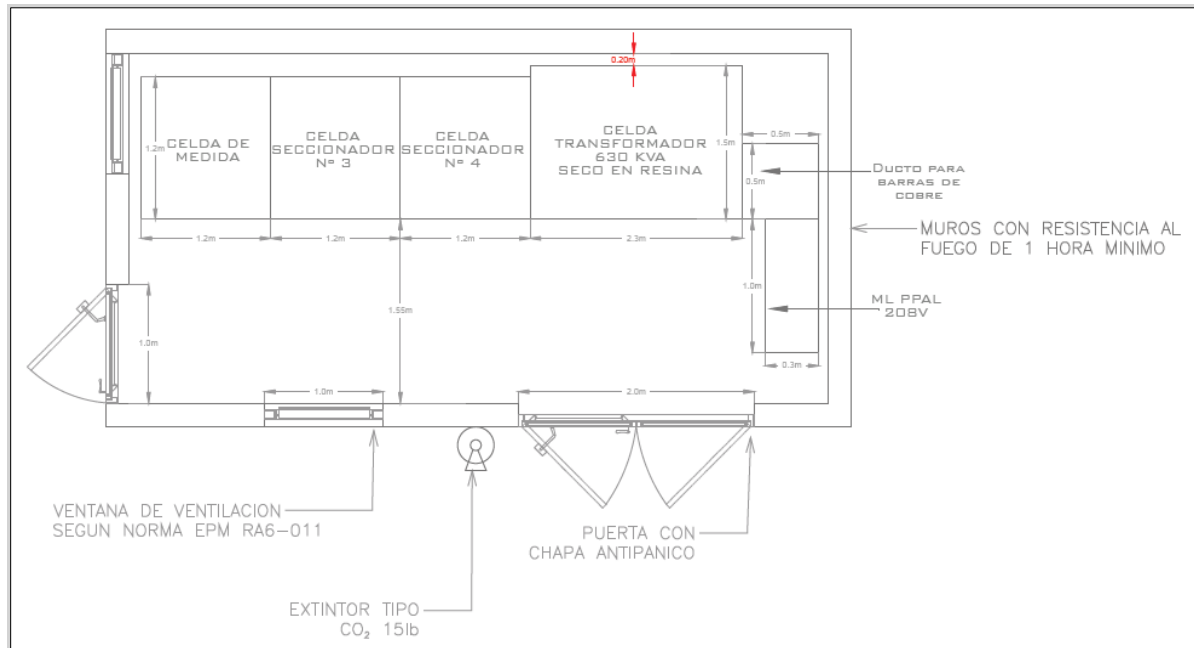


Figura 6-40. Detalles distribución y medidas equipos subestación

Fuente: Elaboración Propia

Se contempló en el diseño, un extinguidor con una capacidad mínima de 15 lb.

La ubicación del extintor de incendio fue elegida para estar colocado visiblemente donde esté fácilmente accesible y a disposición inmediata en caso de incendio.

La protección principal fue diseñada de tal forma que garantice un tiempo máximo de despeje de falla, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no mayor que 150 milisegundos. Se eligió una subestación tipo interior. Las puertas de la subestación fueron diseñadas con elementos de seguridad que limiten la entrada de personal no autorizado.

En cada entrada de la subestación se diseñó una señal con símbolo de riesgo eléctrico.

Los muros diseñados para encerrar la subestación, posee una altura mínima de 2,50 metros y en el diseño se especificaron los puntos para conexión al SPT.

Los encerramientos utilizados en la subestación para alojar en su interior los equipos de corte y seccionamiento fueron diseñados para ser metálicos y los límites de dichos encerramientos no incluyeron las paredes del cuarto dedicado la subestación. Las ventanas de inspección diseñadas garantizan el mismo grado de protección del encerramiento (IP).

Las cubiertas, puertas, distancias de aislamiento diseñadas no permiten el acceso de personal no calificado, a barrajes o elementos energizados.

La subestación fue diseñada cumpliendo con las condiciones de acceso, espacio de trabajo, distancias de seguridad, iluminación, ventilación y altura mínima.

Para proteger el transformador, se calculó un dispositivo de protección contra sobre corriente en el lado primario que permita la apertura simultánea de todas sus fases.

El transformador seleccionado ubicado en el interior de la subestación fue de tipo seco. Por el ruido debido a su funcionamiento, la instalación fue diseñada en una zona adyacente al parqueadero de motocicletas. Este espacio es de poca permanecía de personas.

El local diseñado para la subestación es de uso exclusivo para la ubicación de los equipos eléctricos y no deberá ser empleado como cuarto de aseo o depósito de materiales.

Se realizó el diseño garantizando mantener un espacio de acceso y de trabajo suficientes que permitan el mantenimiento fácil y seguro de alrededor de todos los equipos eléctricos

Las dimensiones del espacio de trabajo en la dirección del acceso a las partes vivas fueron calculadas de modo que deban ser operadas si requieren inspección, ajuste, cambio o mantenimiento.

El ancho de trabajo en frente del equipo eléctrico fue de 75 cm, En todos los casos, el espacio de trabajo permite al menos una abertura de 90 grados de las puertas del equipo. Independientemente de la anchura de los equipos eléctricos, el espacio de trabajo no fue inferior a 75 cm de ancho, pues este espacio permite que un individuo cuente al menos con el espacio del ancho de en frente del equipo. La medición se realizó desde la izquierda o el borde derecho del equipo.

En los anexos de este proyecto se encuentran los diseños definitivos del objetivo general de este proyecto.

Anexo N°14. Diseño redes proyectadas Pascual Bravo - Hoja 2.

Anexo N°15. Diseño redes proyectadas Pascual Bravo - Hoja 3.

7. Conclusiones.

El promedio de los consumos mensuales del campus Robledo sobrepasan los 50.000 kWh.

Los datos históricos de consumo también reflejan la tendencia al incremento de consumo de energía eléctrica, se observó un aumento promedio de 20.000 kWh por año, tomando como periodo de análisis desde el año 2014 hasta el año 2017.

Con respecto a las líneas de alimentación, el 100% de los alimentadores (14 bloques) de las redes existentes conectadas al totalizador de 800A, presentan incumplimiento respecto al criterio de regulación de tensión definido por el RETIE y la NTC 2050.

El alimentador que va desde la subestación de 800 kVA hasta el ML del cuarto adyacente al bloque 12, posee una distancia de 171.54 m de red canalizada, presenta una caída de tensión de 4.34%, hecho que genera ineficiencia del transporte de energía en esta trayectoria, afectando las cargas de los 14 bloques que dependen del circuito.

Las protecciones de los bloques 1 y 13 se encuentran por encima de los valores nominales de corriente que pueden soportar los conductores instalados en esta acometida, Esta variación técnica es permitida bajo la norma NTC 2050. Al no existir protecciones normalizadas de 240 A para el bloque 1 y 460 A para el bloque 13, se encuentra instalada la protección inmediatamente superior, 250 A para el bloque 1 y 500 A para el bloque 13.

La subestación ubicada en el bloque 6, no se encuentra en el centro de carga de la zona de mayor consumo de la institución, hecho que se refleja en el incumplimiento a máxima regulación de tensión permitida concluida anteriormente.

El transformador de la subestación ubicada en el bloque 6, se encuentra sobredimensionado. Se encuentra cargado al 23,7% de su capacidad nominal, hecho que genera pérdidas técnicas las cuales son registradas por el equipo de medida y por tanto, facturadas a la institución.

Como producto del levantamiento de las redes existentes, se realizó un plano, escala 1 en 500, con el trazado de los 1.141,3 m de redes en baja tensión y el cuadro de cargas de los circuitos actuales.

La trayectoria propuesta para las nuevas redes eléctricas subterráneas cuenta con 297,06 m de red primaria para alimentar la subestación y 1.421,37 m de red secundaria para alimentar los 18 bloques objeto de este diseño.

Como síntesis del diseño propuesto, se realizó un plano, escala 1 en 500, con el trazado de los 1.718,3 m de redes tipo subterráneas y el cuadro de cargas con las nuevas características proyectadas.

Con base en los cálculos realizados, se diseñó una subestación con capacidad de 630 KVA. La propuesta de ubicación de la misma, como centro de carga, es adyacente al bloque 19, Centro de Investigación y Desarrollo en Materialografía.

Los 178m de redes aéreas que actualmente posee el campus, se extienden a través de zonas con una alta densidad de flora, hecho que origina un factor de riesgo inherente al contacto con líneas energizadas y crea desequilibrio estético en el entorno.

Este trabajo de grado no presenta el diseño del sistema de puesta a tierra, el estudio de coordinación de protecciones, así como tampoco presenta o evalúa una propuesta de costos y presupuestos, factores que no se consideraron objeto del proyecto.

Con base en el levantamiento de información, cálculos y resultados obtenidos; se realizó el diseño de las redes de distribución eléctrica subterráneas y la subestación para la I.U. Pascual Bravo. Este proyecto cuenta con 3 hojas de planos de diseños, en los cuales se identifican trayectorias, detalles constructivos, diagramas unifilares, cuadro de cargas y localización.

8. Recomendaciones

Tras las conclusiones planteadas con base en los análisis adelantados, se sugiere realizar el cambio de las redes eléctricas aéreas a subterráneas; así mismo, la construcción de una nueva subestación en media tensión bajo los lineamientos presentados en este trabajo de grado.

En caso de aceptarse el punto anterior y teniendo en cuenta el factor de carga actual y sus pérdidas técnicas, relacionadas en el apartado 7 (Conclusiones) de este trabajo de grado, se sugiere realizar el cambio del transformador N°123335, de 800kVA, ubicado en la subestación del bloque 6, por un transformador de 150 kVA acorde al factor de carga estipulado para la institución. La capacidad del transformador sugerido garantiza la cargabilidad entre el 80% y 100%; considerando la demanda actual de la institución. Es pertinente agregar que una vez se encuentre definida la potencia del nuevo bloque a construirse, se reevalúe la potencia del transformador de acuerdo a la nueva demanda energética.

Teniendo en cuenta que dentro del alcance de este trabajo de grado no se contempla la implementación del proyecto derivado del mismo, se sugiere realizar los estudios correspondientes al sistema de puesta a tierra para la subestación de 630 kVA; así mismo, el estudio de coordinación de protecciones y el estudio de costos y presupuestos correspondiente a cada ítem.

De aceptarse las recomendaciones anteriores, se sugiere, por criterios de operación y confiabilidad, instalar el seccionador N°3, elemento diseñado para operar el tramo de red subterránea que alimentará el transformador de 150 kVA ubicado en el bloque 6. De forma adicional, este seccionador ayudará a mitigar los efectos de ferro resonancia producidos por los conductores.

Aunque no son necesarios equipos de medida adicionales para el proyecto de redes, dado que la institución ya cuenta con los medidores requeridos para el cobro de energía; el diseño propuesto contempla una celda de medida en media tensión. Este espacio estaría disponible para la instalación de equipos especializados en gestión de la energía; se sugiere evaluar la posibilidad de

instalar este tipo de equipos con el objetivo de desarrollar proyectos en el futuro de eficiencia energética, los cuales contribuirán a tomar decisiones basadas en el uso racional y eficiente de la energía siendo más competitivos y rentables.

Al revisar los datos relacionados en el apartado de conclusiones con respecto a los niveles de consumo de energía mensuales superiores a 50.000 kWh de la I. U Pascual Bravo, se recomienda evaluar la posibilidad de pasar al mercado no regulado. Aunque para llevar a cabo esta recomendación se hace necesario los protocolos de calibración de los equipos de medida (TCs, TPs y medidor), acorde a lo definido en la resolución CREG 038 de 2014; las ventajas de pertenecer a este mercado se verían reflejadas en la reducción de la tarifa del kWh (tarifa que es acordada con el operador de red EPM); de esta manera, se lograría disminuir el costo promedio por concepto de energía eléctrica de la Institución, costo que actualmente alcanza, en promedio, \$329.368.116,00 COP. Ésta es la mejor opción para ahorro por concepto de pago sin realizar inversión.

9. Referencias bibliográficas

- ABB. (2015). Technical guide The MV/LV transformer substations (Passive users), Pág 85.
- Amaya, M. H. (2013). Red de Distribución Subterránea para el Campus de la Ciudad Universitaria. San Salvador, El Salvador: Universidad de El Salvador.
- Andrés Vargas Rojas, D. J. (2010). Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia. Revista de la Maestría en Derecho Económico, Pag 38.
- ASOCODIS. (2004). Análisis de pérdidas no técnicas de las empresas de distribución eléctrica. Bogotá: ASOCODIS.
- Balance Social I.U. Pascual Bravo. (2015). Institución Universitaria Pascual Bravo. Medellín: I.U. Pascual Bravo.
- BANCO MUNDIAL. (Diciembre de 2014). Datos Banco Mundial. Obtenido de <http://datos.bancomundial.org/>
- Berrio Zabala, L. G. (19 de 05 de 2017). Entrevista no formal sobre estado de las redes de institución. (E. D. Cardona González, A. M. Sánchez Alzate, & C. A. Gómez Hernández, Entrevistadores)
- BP p.l.c. Energy. (2016). BP Energy Outlook 2016 Edition. London, United Kingdom: BP P.L.C.
- Centelsa. (2005). Regulación de Tensión en Instalaciones Eléctricas, (Ntc 2050), 16.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL. (2017). Statistical Yearbook 2016. Santiago: United Nations Publication.

Concejo Privado de Competitividad. (2016). El Informe Nacional de Competitividad 2016-2017. Bogota D.C.: Puntoaparte Bookvertising.

CREG. (1997). CREG 225 DE 1997, 2012, 1–5.

Delcrosa. (2014). Ventajas de los transformadores secos. Retrieved from <http://www.delcrosa.com.pe/>

Dequidt Lafuente, C. M. (05 de 02 de 2017). Las Ciudades y la Innovación en las Redes Eléctricas. Obtenido de ABENGOA: <http://www.laenergiadelcambio.com/>

Díaz Dorado, E. (1999). Tesis. Herramientas para la Planificación de Redes de Baja y Media Tensión Urbanas. (J. C. Pride, Ed.) Vigo, España: Universidad de Vigo. Obtenido de Investigo: <http://www.investigo.biblioteca.uvigo.es/>

Eduardo, M. S. (2008). Estudio de rentabilidad de un Sistema de distribución subterráneo. Mexico D.F: Instituto Politécnico Nacional.

Endesa. (20 de 09 de 2017). Endesa. Obtenido de La red eléctrica: <http://www.endesaeduca.com/>

Enríquez Harper, G. (2002). Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.

EPM. (20 de 09 de 2017). EPM. Obtenido de Clientes y usuarios:

Faraday, M., Una, H., & Normalmente, H. (1831). El Transformador. El Transformador, 1–5. Retrieved from <http://www.dfi.uchile.cl>

González Arias, E. (2007). Mejoramiento de la confiabilidad en sistemas de distribución mediante reconfiguración de circuitos primarios. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Gustavo, I., & Gómez, A. (2015). Transformadores De Potencia, 25(2), 99–108.

I.U. Pascual Bravo. (2010). Plan Estratégico de Desarrollo Institucional 2011-2020. Medellín: Institución Universitaria Pascual Bravo.

Información Tecnológica. (2012). Identificación y Localización de Fallas en Sistemas de Distribución con Medidores de Calidad del Servicio de Energía Eléctrica. Información Tecnológica: Víctor A. Gómez, Robin A. Peña, Cesar Hernández, Vol. 23, N° 2, pp. 109-116.

Ingeniería, Investigación y Tecnología. (Enero-Marzo 2014). Programación óptima del mantenimiento de la vegetación bajo redes aéreas de distribución usando una técnica de optimización multiobjetivo. Ingeniería, Investigación y Tecnología: Arias-Londoño Andrés. Hincapié-Isaza Ricardo Alberto. Granada-Echeverri Mauricio., Volumen XV (Número 1): 139-150.

Instalaciones Eléctricas, G. d. (2010). Schneider Electric. Recuperado el 30 de 09 de 2017, de Documentos: <https://www.schneider-electric.com.co/>

Institución Universitaria Pascual Bravo. (22 de 11 de 2017). Info Pascual 363 - Conoce la nueva señalética institucional. Medellín, Colombia.

International Energie Agency. IEA. (2015). World Energy Outlook 2015, Panorama Mundial de la Energía. Paris, Francia: OCDE/AIE. Obtenido de [iea](http://iea.org).

Jung, C. K., Lee, J. B., Wang, X. H., & Song, Y. H. (2016). Underground Power Cable System (Vol. 44, p. 405).

Luis Javier Garcia Fonseca, J. M. (2011). Descripción de Líneas de Transmisión Subterránea. Xalapa, Veracruz, México: Universidad Veracruzana. Obtenido de [cdigital](http://cdigital.uv.mx).

- Metz-Noblat, B. De, Thomasset, G., & Dumas, F. (2008). Cálculo de corrientes de cortocircuito, (2), 1–20.
- Ministerio de Minas y Energía. (2017). Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia. Bogota: UPME.
- Minminas, M. d. (2013). RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. En M. Minminas, RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Bogotá.
- Naciones Unidas. CEPAL. (2017). Fiscal Panorama of Latin America and the Caribbean. Santiago: United Nations Publication.
- Personal Vasquez, E. (30 de 09 de 2017). Sistema para Localización de Faltas en Líneas Subterráneas de Distribución Eléctrica de Media Tensión, mediante una Red Distribuida de Sensores de Corriente. (C. L. Mora, & F. B. Triviño, Edits.) Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
- Ramírez Castaño, S. (2004). Redes de Distribución de Energía. Manizales.
- Red Eléctrica de España. (2009). El Suministro de la Electricidad – Un Equilibrio entre generación y consumo. Madrid, España.
- Rendón, M., & López, A. (30 de 09 de 2017). Manual para Diagnostico de Redes de Media Tensión Según Equipo Centrix Sebakmt. (J. H. Sanz, Ed.) Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Restrepo, C. E. (2012). Proyecto Educativo Institucional, PEI. Medellín: Institución Educativa Pascual Bravo.

- Retie. (2013). RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. En M. d. Minminas, RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- Romero Lopez, D. J., & Vargas Rojas, A. (2010). Modelo de Incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia. *Rev. maestr. derecho econ.* Bogotá (Colombia) Vol. 6 N° 6: 221-257, 221-257.
- RS0-002 EPM. (2013). Subterráneas, información general para el diseño y construcción de obras civiles de redes eléctricas, 1–34.
- Schneider Electric. (2010). *Guía de Diseño de Instalaciones Eléctricas*. Barcelona, España: Schneider Electric.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. (2000). *IEEE Std 80, Guide for Safety in AC Substation Grounding*. Nueva York: IEEE.
- The World Bank. (2015). *Annual Report 2015*. Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank.
- U.S. Energy Information Administration. (2016). *International Energy Outlook 2016*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.
- United Nations. (2015). *World Population 2015 Wallchart*. New York: United Nations Publication.
- Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2006). *Topologías de Subestaciones eléctricas*.
- Universidad Nacional. (2016). *Preocupante Cifra de Muertes por Electrocuaciones en Colombia*. (A. d. UN, Ed.)

UPME, Colciencias, UAO, U. del Atlántico, & Prias Caicedo, O. (2008). Eficiencia Energética en Transformadores Eléctricos.

UPME. (2011). Informe sectorial sobre la evolución de la distribución de energía eléctrica en Colombia. Bogotá: UPME.

UPME. (2013). Sistema de Transmisión Nacional Eléctrico Colombiano. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.

UPME. (2016). Características del Entorno Eléctrico. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.

UPME. (2016). Smart Grids Colombia Visión 2030, Parte IV. Bogotá DC: Grupo Técnico Proyecto BID.

World Economic Forum. WEF. (2016). The Global Information Technology Report 2016. Geneva: WEF, INSEAD.

XM S.A E.S.P. (2007). Características del Sistema Electrico Colombiano. Bogotá: XM S.A E.S.P.

10. Anexos

10.1. Anexos digitales

- Anexo N°1. Inspección subestación 800 kVA bloque 6.
- Anexo N°2. Registro medidas analizador transformador 800 kVA bloque 6.
- Anexo N°3. Registro medidas analizador totalizador 800 A.
- Anexo N°5. Respuesta punto de conexión EPM.
- Anexo N°4. Plano de redes existente I.U. Pascual Bravo - Hoja 1.
- Anexo N°6. Cálculo cortocircuito.
- Anexo N°7. Simulación cortocircuito.
- Anexo N°8. Diagrama unifilar y resultados simulación.
- Anexo N°9. Tabla de resultados simulación 1.
- Anexo N°10. Tabla de resultados simulación 2.
- Anexo N°11. Cálculo corto circuito secundario.
- Anexo N°12. Cuadro de cargas redes existente.
- Anexo N°13. Cuadro de cargas redes proyectadas.
- Anexo N°14. Diseño redes proyectadas Pascual Bravo - Hoja 2.
- Anexo N°15. Diseño redes proyectadas Pascual Bravo - Hoja 3.

10.2. Anexos físicos

- Anexo N°1. Diseño redes existentes Pascual Bravo - Hoja 1.
- Anexo N°2. Diseño redes proyectadas Pascual Bravo - Hoja 2.
- Anexo N°3. Diseño redes proyectadas Pascual Bravo - Hoja 3.