



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

TEMA:

"Estudio y Plan de Mejoras de las Instalaciones Eléctricas Actuales en Media y Baja Tensión del Edificio de Radio y Televisión de La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil"

PREVIA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

Ingeniero en Eléctrico - Mecánica

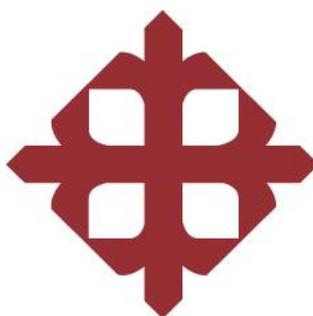
AUTOR:

William Edison Gadvay Barzallo

TUTOR:

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar

Guayaquil, Mayo de 2014



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

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el egresado: William Edison Gadvay Barzallo, como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de Ingeniero en Eléctrico Mecánica.

Guayaquil, a los 02 del mes de Mayo del año 2014

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Bayardo Bohórquez Escobar

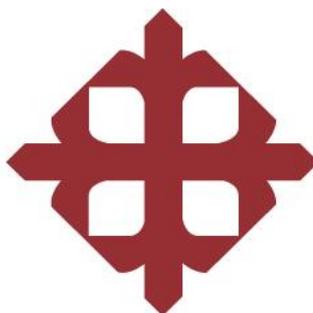
REVISORES

Ing. Héctor Cedeño Abad

Ing. Elías Andrade Díaz

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Armando Heras Sánchez



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

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, William Edison Gadvay Barzallo

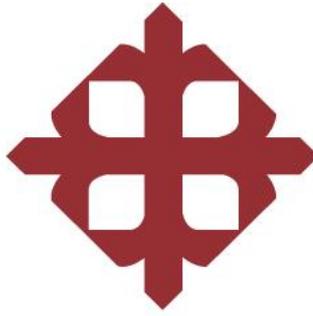
DECLARO QUE:

La Tesis "Estudio y Plan de Mejoras de las Instalaciones Eléctricas actuales en Media y Baja Tensión del Edificio de Radio y Televisión de La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil", previa a la obtención del Grado Académico de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica, ha sido desarrollada en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico de la tesis del Grado Académico en mención. Guayaquil, a los 02 del mes de Mayo del año 2014

EL AUTOR

William Edison Gadvay Barzallo



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

AUTORIZACIÓN

Yo, William Edison Gadvay Barzallo

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución de la Tesis de Ingeniero en Eléctrico - Mecánica titulada: "Estudio y Plan de Mejoras de las Instalaciones Eléctricas actuales en Media y Baja Tensión del Edificio de Radio y Televisión de La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil", cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 02 del mes de Mayo del año 2014

EL AUTOR:

William Edison Gadvay Barzallo

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Hacedor Supremo por haberme guiado por el camino de la verdad y por darme la fuerza para terminar este proyecto. A cada uno de los seres que son parte de mi familia, a mi Padre, mi Madre, mis Hermanos, por su comprensión, paciencia y apoyo incondicional que me han llevado hasta donde estoy ahora.

A mi estimado director de tesis Ing. Bayardo Bohórquez Escobar quién me ayudó en todo momento. A mis estimados profesores Ing. Héctor Cedeño Abad e Ing. Elías Andrade Díaz por la continua supervisión, orientación y sugerencias recibidas.

William Edison Gadvay Barzallo

DEDICATORIA

A Dios, por su ayuda en cada momento de mi vida

A mis Padres, por su amor y apoyo incondicional

A todos mis familiares, por darme fuerza cada día y levantarme el ánimo para llegar a mi meta profesional.

William Edison Gadvay Barzallo

Resumen

El presente proyecto tiene como objetivo principal presentar el estudio y un plan de mejoras de las instalaciones eléctricas actuales en media y baja tensión del edificio de Radio y Televisión de La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a través de un levantamiento eléctrico de la situación actual debido a que se han realizados pequeños cambios en circuitos eléctricos. Es así como empezamos por el levantamiento y análisis de la alimentación de media y baja tensión como el estado de los postes y las protecciones eléctricas del alimentador a nivel de 13.8 Kv hasta los paneles secundario a 220 V.

Debido a las exigencias cada vez mayores en la actualidad, este estudio presenta propuestas que la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil podría impulsar para mejorar las instalaciones de eléctrica y aplicar un mejor plan de mantenimiento preventivo de las instalaciones eléctricas. Así obtendremos un sistema más confiable y equilibrado que evitara cualquier imprevisto no deseado.

La metodología utilizada ha sido a primera instancia realizar un levantamiento de datos de los circuitos de tomacorriente e iluminación en el sitio, donde se obtendrá un levantamiento digitalizado lo que hará posible identificar y, valorar las características físicas del sistema eléctrico, así como la seguridad existente y el estado del sistema de protecciones, para con esta base de datos confiable, en un futuro se pueda tener certeza de la capacidad de uso de banco de transformadores existente. Verificando la correcta selección de los conductores, protecciones, balanceo de cargas, circuitos eléctricos de tomacorriente, iluminación y sistema de emergencia a través de generador eléctrico, con el propósito de saber si actualmente se trabaja correctamente el sistema y busca mejora del sistema y la actualización del plano eléctrico con todos los cambios realizados.

Abstract

This project's main objective is to present the study and plan for improvements of existing electrical installations in medium and low voltage building of Radio and Television of The Catholic University of Santiago of Guayaquil through an electrical survey of the current situation due to which has been made small changes in electrical circuits. Thus we start with the survey and analysis of the supply of medium and low voltage as the state of the electrical poles and feeder protection level up to 13.8 kV side panels to 220 V.

Due to increasing demands at the present, this paper presents proposals to the Catholic University y of Santiago de Guayaquil could drive to improve facilities electrical plan and implement better preventive maintenance of electrical installations. So we get a more reliable and balanced system that will prevent any unwanted surprise.

The methodology used was to conduct a survey first instance data receptacle circuits and lighting at the site where an uprising which will get digitized possible to identify and assess the physical characteristics of the electrical system, and existing security and system state protection for this reliable database in the future can be certain of the bank's ability to use existing transformers. Verifying the correct selection of drivers, guards, load balancing, power outlet circuits, emergency lighting system via electrical generator, in order to know if the system works properly and currently looking for system improvement and updating electric plane with all the changes.

INDICE

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1	Antecedentes	1
1.2	Problema.....	2
1.3	Objetivo General	2
1.4	Objetivos Específicos.....	2
1.5	Hipótesis	3
1.6	Justificación	3
1.7	Recursos Disponibles (Materiales, institucionales y financieros).....	4
1.8	Justificación De La Elección Del Método	4
1.8.1.	El Método Analítico	4
1.8.2.	¿Qué Significa Analizar?.....	5

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO	6	
2.1	Normas Natsim a ser utilizadas en el desarrollo del proyecto.....	6
2.2	Terminología	6
2.2.1	Acometida	6
2.2.2	Acometida en Media Tensión.....	6
2.2.3	Acometida en Baja Tensión	6
2.2.4	Acometida Monofásica.....	6
2.2.5	Acometida Trifásica.....	7
2.2.6	Acometida Individual	7
2.2.7	Acometida colectiva	7
2.2.8	Acometida provisional	7
2.2.9	Ampacidad	7
2.2.10	Base (socket)	7
2.2.11	Conductores de señal	8

2.2.12 Consumidor.....	8
2.2.13 Disyuntor.....	8
2.2.14 Electrodo de puesta a tierra.....	8
2.2.15 El Distribuidor.....	8
2.2.16 Factor de potencia.....	9
2.2.17 Zona de servicio.....	9
2.2.18 Interruptor.....	9
2.2.19 Medidor.....	9
2.2.20 Medidor para medición directa.....	9
2.2.21 Medidor para medición Indirecta.....	10
2.2.22 Medidor de Servicios Generales.....	10
2.2.23 Medidor de Consumo general.....	10
2.2.24 Medidor Controlador.....	10
2.2.25 Medidor Controlador de Circuito.....	11
2.2.26 Servicio Eléctrico.....	11
2.2.27 Tablero General de Medidores.....	11
2.2.28 Punto de entrega.....	11
2.2.29 Reversible.....	11
2.2.30 Reglamento de Suministro.....	12
2.3 Clases de Servicios.....	12
2.3.1 Alta Tensión.....	12
2.3.2 Media Tensión.....	12
2.3.2.1 Sistema Monofásico a $13,800/\sqrt{3}$ voltios.....	13
2.3.2.2 Sistema Trifásico a 13,800 voltios.....	13
2.3.3 Baja Tensión.....	14
2.3.3.1 Sistema Monofásico.....	14
2.3.3.2 Sistema Trifásico.....	14
2.4 Acometidas.....	14
2.4.1 Canalización para los conductores de acometida.....	15
2.4.2 Tubería de entrada de acometida.....	15
2.4.3 Curvatura de las tuberías de acometida.....	15
2.4.4 Diámetro mínimo de las tuberías de acometida.....	16

2.4.5	Conductores en las tuberías de acometida	16
2.4.6	Acometidas aéreas en Baja Tensión.....	16
2.4.6.1	Aislamiento de los conductores de acometida	16
2.4.6.2	Tamaño mínimo de los conductores de acometida.....	17
2.4.6.3	Ubicación de la tubería de entrada de acometida	17
2.4.6.4	Altura de los conductores de acometida	17
2.4.6.5	Punto de fijación de los conductores de acometida	18
2.4.6.6	Medios de fijación de los conductores de acometida	19
2.4.6.7	Reversible en la entrada de acometida.....	19
2.4.7	Acometidas subterráneas en Baja Tensión.....	19
2.4.7.1	Aislamiento de los conductores de acometida	19
2.4.7.2	Calibre mínimo de los conductores de acometida	20
2.4.7.3	Trayectorias de las acometidas	20
2.4.7.4	Suministro e Instalación de las tuberías.....	20
2.4.7.5	Protección mecánica.....	21
2.5	Disyuntores	21
2.5.1	Disyuntor Principal	21
2.5.2	Ubicación	21
2.5.3	Disposición de los disyuntores parciales.....	22
2.5.4	Ampacidad.....	22
2.5.5	Posición de operación.....	22
2.5.6	Protección mecánica.....	23
2.5.7	Desconexión	23
2.5.8	Conexiones	23
2.6	Puesta a Tierra.....	23
2.6.1	Generalidades.....	23
2.6.2	Electrodos	24
2.6.3	Conductores.....	24
2.6.4	Trayectoria.....	25
2.6.5	Conexión.....	25
2.6.6	Resistencia	26
2.7	Cuartos para Transformadores	26

2.7.1	Requerimientos.....	26
2.7.2	Ubicación	27
2.7.3	Características constructivas	28
2.7.4	Ductos de entrada a cuartos de transformadores	30
2.7.5	Centros de Distribución de Carga	30
2.8	Transformadores.....	31
2.8.1	Protección de Transformadores en Media Tensión.....	33
2.8.1.1	Cajas Fusibles	33
2.8.1.2	Celdas de Media Tensión	34
2.9	Acometida en Media Tensión.....	34
2.9.1	Acometidas Aéreas.....	35
2.9.2	Acometidas Subterráneas.....	35
2.9.3	Características de las Canalizaciones	36
2.9.3.1	Trayectoria.....	36
2.9.3.2	Cajas de paso	37
2.9.3.3	Zanjas.....	38
2.9.3.4	Disposición de ductos	38
2.9.3.5	Recubrimientos	38
2.10	Consideraciones adicionales	39
2.10.1	Generadores de Emergencia y Equipos de Transferencia.....	39
2.10.2	Factor de potencia	39
2.10.3	Motores y artefactos.....	40
2.10.4	Cargas fluctuantes	40
2.10.5	Computadoras y otros equipos electrónicos sensibles	41
2.10.6	Rótulos y anuncios publicitarios.....	41
2.10.7	Protección para motores polifásicos	41
2.11	Normas Nec a ser utilizadas en el desarrollo del proyecto.	42
2.11.1	Artículo 445 Generadores	42
	Artículo 445-1. General.....	42
	Artículo 445-2. Situación.....	42
	Artículo 445-3. Marcas.....	42

Artículo 445-4. Protección contra sobreintensidad.....	42
445-5. Intensidad admisible de los conductores.	44
445-6. Protección de las partes expuestas.	45
445-7. Protección de las personas.....	45
445-8. Pasacables.	45
2.11.2 Artículo 700 – Sistemas de Emergencia	45
700-1. Alcance.	45
700-2. Otros Artículos.	46
700-3. Aprobación de los equipos.....	46
700-4. Pruebas y mantenimiento.	46
700-5. Capacidad.....	47
700-6. Equipo de transferencia.	48
2.11.3 Artículo 450 - Transformadores y cuartos de transformadores	49
450-1. Alcance.	49
A. General... ..	50
450-2. Definiciones.	50
Transformador.....	50
450-3. Protección contra sobreintensidad.....	50
(a) Transformadores de más de 600 voltios nominales.	51
(1) Primario y secundario.	54
(2) Instalaciones con supervisión.	55
 CAPÍTULO 3	
ELABORACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR	56
3.1 Antecedentes.	56
3.2 Demanda eléctrica.	56
3.3 Acometida en media tensión.....	56
3.4 Transformador 3 X 100 Kva.	57
3.5 Sistema de medición.....	57
3.6 Alimentadores principales y secundarios.	57
3.7 Tableros y paneles de distribución.....	57

3.8	Circuitos derivados.....	58
3.9	Sistema de puesta a tierra.	58
3.10	Especificaciones técnicas eléctricas.	59
3.10.1	Materiales.	59
3.10.2	Tuberías metálicas.....	59
3.10.3	Cajas metálicas.....	60
3.10.4	Cajas de mampostería.	60
3.10.5	Conductores.....	61
3.10.6	Tableros.....	61
3.10.7	Disyuntores.	62
3.10.8	Barras.	63
3.10.9	Interruptores y tomacorrientes.	63
3.10.10	Sistema de puesta a tierra.	63
3.10.11	Electro-canales.	64
 CAPÍTULO 4		
	MEDICIONES ELÉCTRICAS.....	65
4.1	Elaboración de las gráficas de Potencia, Voltaje, Corriente y factor de potencia	72
4.2	Comportamiento de La carga eléctrica	74
 CAPÍTULO 5		
	PLAN DE MEJORAS	76
5.1	Antecedentes	76
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
5.2	Conclusiones	84
5.3	Recomendaciones	85
	BIBLIOGRAFÍA	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4. 1	Edificio del canal de Radio TV UCSG	65
Figura 4. 2	Último Poste para alimentación en media tensión.	65
Figura 4. 3	Entrada de cuarto de transformadores.	66
Figura 4. 4	Transformadores de 100 KVA monofásicos	66
Figura 4. 5	Placa de Transformador de 100 KVA monofásicos	67
Figura 4. 6	Equipo PowerLogic	67
Figura 4. 7	Tablero Principal con equipo de medición Powerlogic.....	68
Figura 4. 8	Vista del Tablero Principal	68
Figura 4. 9	Vista de los breaker principales de transferencia.....	69
Figura 4. 10	Vista de las centrales de aire acondicionado	69
Figura 4. 11	Vista del cuarto del generador eléctrico	70
Figura 4. 12	Placa de Generador Eléctrico	70
Figura 4. 13	Generador Eléctrico	71
Figura 4. 14	Laboratorios de Artes y Humanidades vista interior.....	71
Figura 4. 15	Curva de Potencia Kw.	72
Figura 4. 16	Curva de Voltaje LL.	72
Figura 4. 17	Curva de Voltaje LN.....	73
Figura 4. 18	Curva de Corriente I.....	73
Figura 4. 19	Curva de Potencia Kvar.	73
Figura 4. 20	Curva de Potencia Kva.	74
Figura 4. 21	Curva de Factor de Potencia.	74

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4. 1	Resumen de mediciones eléctricas.....	74
Tabla 4. 2	Aumento de carga eléctrica.....	75
Tabla 5. 1	Plan de Mantenimiento Eléctrico	77
Tabla 5. 2	Presupuesto de Mantenimiento de Transformadores	77
Tabla 5. 3	Presupuesto de Mantenimiento de Generador	78
Tabla 5. 4	Presupuesto de Mantenimiento de Tableros Eléctricos	79
Tabla 5. 5	Ficha de Inspección Técnica de Generador.....	80
Tabla 5. 6	Ficha de Inspección Técnica Transformadores.....	81
Tabla 5. 7	Ficha de Inspección Técnica Tableros Eléctricos	81
Tabla 5. 8	Presupuesto para montaje de tres transformadores monofásicos de 167Kva.....	82
Tabla 5. 9	Costos Totales (mantenimiento y montaje eléctrico).....	83

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

El estudio eléctrico está orientado a conocer el estado físico en que se encuentran las instalaciones y equipos eléctricos existentes, a través de levantamiento y actualización de planos eléctricos. El canal de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil inicio sus actividades en el año 2005 y prevee un tiempo de vida útil de sus instalaciones eléctricas de 15 años, considerando el correcto dimensionamiento de los breaker los cuales no deben sobrepasar su capacidad de consumo, y la adecuada selección de los tipos de conductores eléctricos.

Hoy en día es de gran importancia que todo ciudadano cuente con energía eléctrica y que las empresas que lo suministran presten un buen servicio, pero está en el consumidor aprovecharlo al máximo. Esto se logra con una eficiente instalación eléctrica en nuestros hogares y empresas.

En el presente trabajo se identificaran los tableros, circuitos y cargas eléctricas de uso final (lámparas y contactos) con el objetivo de elaborar los planos eléctricos del Edificio de Radio y Televisión de La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, adicionalmente se lleva a cabo la inspección de cargas que se encuentra en cada circuito o tablero.

Es indispensable contar con dicha información con el objetivo de ubicar los elementos importantes que integran una instalación eléctrica para la solución de problemas y fallas que se presenten, así como también nuevas reconfiguraciones en los circuitos.

1.2. Problema

Por ser un canal educativo en el edificio de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil se han realizado varias adecuaciones, entre ellas la construcción de nuevas aulas y laboratorios lo cual incide directamente en el aumento de la carga eléctrica por lo que es necesario realizar un estudio del sistema de distribución eléctrico con el objetivo de determinar la carga eléctrica actual y cuanto de carga de reserva cuenta el banco de transformadores.

1.3. Objetivo General

Diagnosticar y Evaluar a través de un levantamiento eléctrico la carga actual del edificio de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil por medio de la toma de información de los tableros eléctricos principal, secundario y centros de carga. La subestación eléctrica actual del edificio de radio y televisión está formada por 3 transformadores monofásicos de 100 Kva.

1.4. Objetivos Específicos

- ✓ Determinar la condición operativa del sistema de distribución eléctrica.
- ✓ Levantamiento de datos del sistema de distribución eléctrica en el primario y secundario.
- ✓ Identificar los circuitos principales, secundarios, derivados y sistemas de protección.
- ✓ Realizar los respectivos planos eléctricos, cuadros y memorias técnicas del edificio de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

- ✓ Proporcionar al Departamento de mantenimiento eléctrico una información actualizada y sugerencias de mejoras.

1.5. Hipótesis

En el presente proyecto se realizará un levantamiento eléctrico a nivel de circuitos eléctricos de alumbrado y tomacorrientes, subestación (transformadores-3x100kva-1 ϕ .), generador y tableros de distribución, integrando las últimas expansiones de carga eléctrica, elaborando las respectivas tablas para levantamiento eléctrico y memorias técnicas del edificio de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, logrando identificar fallas bajo diferentes condiciones y la carga actual cumplimiento con las normas eléctricas internacionales tales como: National Electrical Code (NEC), normas de acometidas cuartos de transformadores y sistemas de medición para el suministro de Electricidad (NATSIM) de la Eléctrica de Guayaquil EP.

1.6. Justificación

Este estudio es una fuente de información para futuros proyectos de control e integración de sistemas automáticos, implementación de nuevas tecnologías de comunicación y puede contribuir en el proceso de obtención de la certificación ISO-14001 y en el proceso de la acreditación institucional.

El presente proyecto es una aplicación directa de los contenidos de la materia instalaciones eléctricas residenciales e industriales impartida en las aulas de la Facultad Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, con el objetivo de prevenir problemas como: las fallas de la conexión a tierra, las variaciones de voltaje, y los servicios

de emergencia en el edificio de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.7. Recursos Disponibles (Materiales, institucionales y financieros).

- ✓ Normas Técnicas de Distribución eléctricas tanto nacionales como las internacionales para el desarrollo de este sistema.
- ✓ Equipo de medición eléctrica en baja tensión.
- ✓ Herramientas y multímetro

1.8. Justificación de la elección del método

Estos métodos fueron considerados por las siguientes razones: Es un método de investigación usado principalmente en la producción de conocimiento en las ciencias. Para ser llamado científico, un método de investigación debe basarse en la medición empírica, sujeto a los principios específicos de las pruebas de razonamiento.

1.8.1. El Método Analítico

El Método analítico es aquel método de investigación que consiste en la desmembración de un todo, descomponiéndolo en sus partes o elementos para observar las causas, la naturaleza y los efectos. El análisis es la observación y examen de un hecho en particular. Es necesario conocer la naturaleza del fenómeno y objeto que se estudia para comprender su esencia. Este método nos permite conocer más del objeto de estudio, con lo cual se puede: explicar, hacer analogías, comprender mejor su comportamiento y establecer nuevas teorías.

1.8.2. ¿Qué significa Analizar?

Analizar significa desintegrar, descomponer un todo en sus partes para estudiar en forma intensiva cada uno de sus elementos, así como las relaciones entre si y con el todo. La importancia del análisis reside en que para comprender la esencia de un todo hay que conocer la naturaleza de sus partes. El todo puede ser de diferente índole: un todo material, por ejemplo, determinado organismo, y sus partes constituyentes: los sistemas, aparatos, órganos y tejidos, cada una de las cuales puede separarse para llevar a cabo un análisis más profundo (esto no significa necesariamente que un aparato u órgano tenga que separarse físicamente del resto del organismo; en otras palabras, aislar un órgano o aparato significa aquí que no se tomen en cuenta las demás partes del todo). Otros ejemplos de un todo material es: la sociedad y sus partes: base económica (fuerzas productivas y relaciones sociales de producción) y la superestructura (política, jurídica, religiosa, moral). La sociedad es un todo material en tanto que existe fuera e independientemente de nuestra conciencia.

El todo puede ser también racional, por ejemplo, los productos de la mente: las hipótesis, leyes y teorías. Descomponemos una teoría según las leyes que la integran; una ley o hipótesis, según las variables o fenómenos que vinculan y el tipo de relaciones que establecen, por lo tanto, puede hablarse de análisis empírico y análisis racional.

El análisis va de lo concreto a lo abstracto ya que mantiene el recurso de la abstracción puede separarse las partes (aislarse) del todo así como sus relaciones básicas que interesan para su estudio intensivo (una hipótesis no es un producto material, pero expresa relaciones entre fenómenos materiales; luego, es un concreto de pensamiento). (Eumed, 2014)

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Normas Natsim a ser utilizadas en el desarrollo del proyecto.

2.2 Terminología

2.2.1 Acometida

Es un conjunto de conductores y equipos utilizados para suministrar la energía eléctrica, desde el sistema de distribución de media y baja tensión del Distribuidor hasta las instalaciones del Consumidor. (EP, 2012)

2.2.2 Acometida en Media Tensión

Es la que se conecta a una red de distribución sobre 600 voltios y hasta 15 kV y comprende los conductores de alimentación con sus accesorios, desde dicha red hasta los bornes del transformador o hasta el equipo de medición en media tensión, en caso de existir. (EP, 2012)

2.2.3 Acometida en Baja Tensión

Es la que se conecta a una red de baja tensión con un voltaje hasta 600 V. (EP, 2012)

2.2.4 Acometida Monofásica

Es aquella que arranca desde la red del Distribuidor con uno o dos conductores activos y uno conectado al neutro o tierra de referencia del sistema. (EP, 2012)

2.2.5 Acometida Trifásica

Es aquella que arranca desde la red del Distribuidor con tres conductores activos y uno conectado al neutro o tierra de referencia del sistema. (EP, 2012)

2.2.6 Acometida Individual

Es aquella que da servicio a un solo Consumidor y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la red de distribución hasta el punto de entrega de la energía. (EP, 2012)

2.2.7 Acometida Colectiva

Sirve a dos o más Consumidores en un mismo inmueble y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión a la red secundaria de distribución hasta el punto de entrega de la energía. (EP, 2012)

2.2.8 Acometida Provisional

Es aquella que se instala para suministrar servicio eléctrico durante corto tiempo, como sucede en las construcciones o servicios ocasionales. (EP, 2012)

2.2.9 Ampacidad

Es la máxima corriente en amperios que un conductor o equipo puede transportar continuamente, bajo condiciones específicas de uso, sin exceder su límite de temperatura. (EP, 2012)

2.2.10 Base (socket)

Es el elemento sobre el cual se realiza el montaje del medidor. (EP, 2012)

2.2.11 Conductores de Señal

Es un cable de control concéntrico con chaqueta externa de policloruro de vinilo (PVC), conformado por 8 conductores de cobre # 12 AWG, aislados individualmente con PVC, y que interconecta las bornas de control de los transformadores de corriente (TC) y de los transformadores de potencial (TP) con los medidores para medición indirecta. (EP, 2012)

2.2.12 Consumidor

Es una persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Distribuidor dentro de su área de concesión. (EP, 2012)

2.2.13 Disyuntor

Se entiende por disyuntor al interruptor provisto de dispositivos para la desconexión automática en caso de sobrecarga o cortocircuito en la respectiva instalación. (EP, 2012)

2.2.14 Electrodo de Puesta a Tierra

Es un dispositivo cuya función es asegurar un buen contacto con el terreno circundante, que se conecta mediante un conductor al objeto, equipo, instalación o circuito que requiera conexión a tierra. (EP, 2012)

2.2.15 El Distribuidor

Es la Empresa eléctrica que asume la obligación de prestar el servicio público de suministro de electricidad a los consumidores, dentro de su área de concesión. (EP, 2012)

2.2.16 Factor de Potencia

Es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica y se la define como la relación entre la potencia activa (KW) y la potencia aparente (KVA). (EP, 2012)

2.2.17 Zona de Servicio

Es la superficie circular que tenga como radio 200m a partir de los transformadores, existentes en los sistemas de distribución. (EP, 2012)

2.2.18 Interruptor

Es un dispositivo que interrumpe la alimentación a un circuito. Su capacidad está dada en amperios y puede interrumpir el circuito con la carga a la tensión nominal para la que fue diseñado. (EP, 2012)

2.2.19 Medidor

Es un equipo electro–mecánico o electrónico que registra el consumo de energía y otros parámetros eléctricos requeridos por el Distribuidor y el Consumidor. (EP, 2012)

2.2.20 Medidor para Medición directa

Es un equipo electro-mecánico o electrónico que registra el consumo de energía, demanda y otros parámetros eléctricos requeridos por el Distribuidor y el Consumidor. Para su funcionamiento, utiliza directamente las señales de corriente y voltaje, y no requiere transformadores de medición. (EP, 2012)

2.2.21 Medidor para Medición Indirecta

Es un equipo electrónico que registra el consumo de energía, demanda y otros parámetros eléctricos requeridos por el Distribuidor y el Consumidor. Para su funcionamiento utiliza señales de control provenientes desde los transformadores de medición. (EP, 2012)

2.2.22 Medidor de Servicios Generales

Es el medidor que registra el consumo de energía en un predio o inmueble, de las áreas y equipos eléctricos de uso comunitario, de los diferentes usuarios. (EP, 2012)

2.2.23 Medidor de Consumo general

Es el medidor que realiza la medición integral de la potencia y la energía entregada por el Distribuidor a un predio o inmueble en el que existan múltiples usuarios del servicio eléctrico con medidores individuales, pero que no cuenten con medidor o medidores de servicios generales. El Distribuidor facturará a la administración del edificio la diferencia entre el valor de los KWh registrados en el Medidor de Consumo General y la sumatoria de los KWh registrados por los múltiples medidores instalados. (EP, 2012)

2.2.24 Medidor Controlador

Es el medidor que registra la energía total entregada a un predio o inmueble, en cuyo interior se ha instalado un conjunto de medidores. Por razones estrictamente técnicas este medidor será considerado como un medidor de Consumo General. (EP, 2012)

2.2.25 Medidor Controlador de Circuito

Es aquel que realiza la medición integral de la potencia y la energía entregada por el Distribuidor a un circuito secundario en el que existen múltiples usuarios del servicio eléctrico. (EP, 2012)

2.2.26 Servicio Eléctrico

Es el servicio de energía eléctrica que suministra el Distribuidor a los Consumidores, desde sus redes de distribución de baja, media y alta tensión, amparado en el contrato de suministro. (EP, 2012)

2.2.27 Tablero General de Medidores

Según (Calioni, 2013) indica que, es un armario que contiene los equipos de medición y protección de un determinado predio, cuyo diseño debe ser aprobado por el representante técnico del Distribuidor. (EP, 2012)

2.2.28 Punto de entrega

Se entenderá como tal, el lado de la carga del sistema de medición, es decir los terminales de carga del medidor en los sistemas de medición directa y el lado secundario de los transformadores de corriente en los sistemas de medición indirecta, independientes de donde estén ubicados los transformadores de tensión. (EP, 2012)

2.2.29 Reversible

Es el dispositivo mecánico que instalado al inicio de las tuberías en su parte aérea impide el ingreso de agua al interior de las mismas. (EP, 2012)

2.2.30 Reglamento de Suministro

Es el reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, expedido mediante Decreto Ejecutivo 796, del 10 de noviembre del 2005, publicado en el Registro Oficial N° 150 del 22 de noviembre del 2005. (EP, 2012)

2.3 Clases de Servicios

Según (Carriel, 2014), señala que el suministro eléctrico se proveerá en forma de corriente alterna, sea monofásico o trifásico y bajo

aterrizamiento, con una frecuencia nominal de 60 Hertz (ciclos por segundo). Los voltajes de servicio, registrados a continuación, están disponibles dependiendo de la localización del Consumidor y la naturaleza de la carga. Las tensiones se clasifican en: baja, media y alta, según (EP, 2012)

2.3.1 Alta Tensión

Sistema Trifásico a 69,000 voltios. Este servicio se suministrará al voltaje indicado, cuando la demanda del consumidor sea mayor a 1,000 kW, para cuyo efecto el interesado deberá instalar una subestación de poder de su propiedad. (EP, 2012)

2.3.2 Media Tensión

(Carriel, 2014) indica que la empresa eléctrica comercializadora del servicio eléctrico suministrara el nivel de media tensión en los siguientes casos, independientemente si la medición se encuentra en el lado primario o secundario del transformador: (EP, 2012)

2.3.2.1 Sistema Monofásico a $13,800/\sqrt{3}$ voltios

Este servicio se suministrará al voltaje indicado, cuando la demanda del predio sea mayor a 30 kW y menor a 90 kW y su capacidad total instalada no exceda de 100 kVA monofásico. (EP, 2012)

2.3.2.2 Sistema Trifásico a 13,800 voltios.

Este servicio se suministrará al voltaje indicado, cuando la demanda trifásica del predio sea mayor a 30 kW y menor a 1,000 kW. (EP, 2012)

2.3.3 Baja Tensión

2.3.3.1 Sistema Monofásico

Según los autores (Dufo, Bernal, Yusta, & Millán, 2012), describen un sistema monofásico, de la siguiente forma:

120 Voltios – 2 hilos monofásicos. Este servicio se suministra para demandas hasta 3 kW.

120/240 Voltios - 3 hilos monofásico. Este servicio se suministra para demandas hasta 30 kW.

120/208 Voltios - 3 hilos monofásico. Este servicio se suministra para demandas hasta 30 kW en los sectores donde se disponga de un sistema trifásico a 120/208 V, de lo contrario será necesario instalar un banco de transformadores particular. (EP, 2012)

2.3.3.2 Sistema Trifásico

120/240 Voltios - triángulo 4 hilos trifásico con neutro sólidamente aterrizado. Este servicio se suministra para cargas trifásicas mayores a 4 kW siempre que la demanda total del inmueble no sea mayor a 30 kW.

120/208 Voltios - estrella 4 hilos trifásico con neutro sólidamente aterrizado. Este servicio se suministra para condiciones similares a las descritas en el literal anterior y en los sectores donde se disponga de este servicio. Las cargas monofásicas deben ser balanceadas entre las fases. (EP, 2012)

2.4 Acometidas

2.4.1 Canalización para los Conductores de Acometida

La canalización para los conductores de acometida se construirá con tubería metálica rígida aprobada para uso eléctrico en toda su trayectoria.

En canalizaciones de acometidas de media tensión podrá emplearse tubería plástica tipo pesada, con recubrimiento de hormigón, exceptuándose aquella que baja junto al poste de arranque de acometida y el tramo que ingresa al predio hasta el sitio de medición, cuarto de transformación, o centro de carga. (EP, 2012)

2.4.2 Tubería de Entrada de Acometida

La tubería de acometida entrará sin ninguna derivación, desde el exterior del inmueble directamente al medidor, al tablero general de medidores o al cuarto de transformación. (EP, 2012)

2.4.3 Curvatura de las Tuberías de Acometida

Las tuberías para acometidas no tendrán más curvas que el equivalente a 2 ángulos rectos (180 grados); cuando sea necesario hacer más de 2 curvas, éstas se evitarán construyendo cajas de revisión, cuyas dimensiones permitirán el paso adecuado de los conductores exclusivamente de la acometida.

Las curvas en las tuberías se harán de modo que éstas conserven su sección circular; los radios de las curvas no serán menores que 6 veces el diámetro nominal de la tubería. (EP, 2012)

2.4.4 Diámetro Mínimo de las Tuberías de Acometida

El diámetro interior mínimo para las tuberías de acometida en baja tensión será:

Acometidas monofásicas hasta 70 amperios:	1 1/4"	32mm
Acometidas monofásicas hasta 150 amperios:	2"	50mm
Acometidas trifásicas hasta 70 amperios:	2"	50mm
Acometidas trifásicas hasta 125 amperios:	2 1/2"	63mm

Para acometidas en media tensión con dos conductores (incluyendo el neutro), el diámetro interior de la tubería de entrada de acometida será de 3" (75mm); para acometidas en media tensión de más de dos conductores, el diámetro de la tubería será de 4" (100mm) La tubería que contiene los conductores de señal será de 1 1/4" (32mm) de diámetro. (EP, 2012)

2.4.5 Conductores en las Tuberías de Acometida

Sólo se permitirá instalar en las tuberías de acometida eléctrica los conductores que correspondan a la acometida y los de puesta a tierra. (EP, 2012)

2.4.6 Acometidas Aéreas en Baja Tensión

2.4.6.1 Aislamiento de los Conductores de Acometida

Los conductores de acometida tendrán una cubierta aislante tipo TTU, THW o similares que resista la exposición a la intemperie y otras condiciones. El conductor del neutro aterrizado de la acometida podrá ser desnudo o aislado. (EP, 2012)

2.4.6.2 Tamaño Mínimo de los Conductores de Acometida

Los conductores de acometida tendrán una capacidad de transporte de corriente que esté de acuerdo con la demanda máxima a servir, sin que haya un aumento de temperatura perjudicial para el aislamiento de los mismos y tendrán la resistencia mecánica adecuada, según (EP, 2012)

En todo caso, el tamaño mínimo de los conductores de acometida será:

Acometida Aérea	Conductores Mínimos
2 conductores	Dúplex, ASC, No. 6 AWG
3 conductores	Triplex, ASC o ACSR, No. 4 AWG
4 conductores	Cuádruplex, ASC o ACSR No. 4 AWG
2 conductores	2 # 6 AWG tipo anti hurto
3 conductores	2 # 6 + 1 # 6 AWG tipo anti hurto

2.4.6.3 Ubicación de la Tubería de Entrada de Acometida

El extremo de la tubería de entrada de acometida en un inmueble estará ubicado del lado del poste de distribución más cercano al inmueble. No se permitirá que la acometida cruce predios o propiedades contiguas. Ver figura 1. (EP, 2012)

2.4.6.4 Altura de los Conductores de Acometida

Por razones de seguridad, las acometidas tendrán las siguientes separaciones mínimas con relación al piso o calzada:

Si los conductores del secundario del sector pasan por la acera opuesta, la separación mínima de seguridad será de 5.50 metros con relación a la calle. Ver figuras 2 y 3.

Si los conductores del secundario pasan por la misma acera, la separación mínima de seguridad será de 3 metros con relación al piso terminado. Ver figura 4.

Los conductores de entrada de acometida tendrán una separación horizontal mínima de 0.90 m. con relación a ventanas, puertas, balcones y escaleras o cualquier localización similar que permita el acceso o la aproximación de personas a los conductores. (EP, 2012)

2.4.6.5 Punto de Fijación de los Conductores de Acometida

El punto de fijación de los conductores de acometida estará en el cerramiento frontal, en un pilarete, o en la fachada del inmueble de no existir dicho cerramiento. En todos los casos, el punto de fijación estará a una altura mínima de 3.00 metros sobre el suelo y permitirá el cumplimiento del numeral 4.2.4 en cuanto a separaciones mínimas. Ver figuras 2, 3, 4, 6, 7, 8 y 13, según (EP, 2012)

Cuando se necesite un poste para alcanzar la altura exigida, éste deberá ser de hormigón, metal, o madera, según el caso, de tal forma que resista los esfuerzos impuestos por la acometida. Ver figuras 3 y 8.

El punto de fijación deberá ser siempre accesible desde una escalera apoyada en el suelo. (EP, 2012)

2.4.6.6 Medios de Fijación de los Conductores de Acometida

Se usarán abrazaderas, tuercas de ojo, ganchos soportes, pernos de ojo, aisladores de garrucha, amarras preformadas y aisladores tripa de pato.

Los conductores de acometida se instalarán con la ayuda de un cable mensajero hasta el punto de fijación. Cuando se utilicen cables trenzados (cable Multiplex), el cable mensajero será el mismo conductor neutro. Ver figuras 2, 3, 6, 7,8 y 9, según (EP, 2012)

2.4.6.7 Reversible en la Entrada de Acometida

La tubería de entrada de acometida estará provista de un reversible para evitar el ingreso de aguas lluvias, a través del cual los conductores de distintas fases pasarán por huecos diferentes de la boquilla.

Dicho reversible se ubicará aproximadamente a 20 centímetros por encima o debajo del punto de fijación de la acometida. Ver figuras 2, 3, 6, 7, 8, 14 y 15, según (EP, 2012)

2.4.7 Acometidas Subterráneas en Baja Tensión

2.4.7.1 Aislamiento de los Conductores de Acometida

Los conductores de acometidas subterráneas serán cables monoconductores con aislamiento tipo TTU, RHW, THW o equivalentes. El calibre de los conductores será determinado por la demanda. (EP, 2012).

2.4.7.2 Calibre Mínimo de los Conductores de Acometida

Para acometidas subterráneas, el calibre mínimo será: # 4 AWG Cu TTU, según (EP, 2012)

2.4.7.3 Trayectorias de las Acometidas

Para acometidas subterráneas provenientes de un sistema de distribución subterráneo, la acometida partirá de una caja de revisión, interceptando la canalización subterránea del secundario del sector. Dicha caja se ubicará de tal forma que la canalización de entrada de acometida se construya con un tramo recto a 90°, hasta llegar al sitio de medición. Ver figura 10, según (EP, 2012)

Según (Carriel, 2014) señala que para acometidas subterráneas procedentes de un poste del sistema de distribución aéreo, se cimentará una caja de revisión al pie del poste de arranque de la acometida y las que sean necesarias hasta situarse frente al sitio de medición e ingresar al predio con un tramo recto a 90°. Ver figuras 11 y 12.

2.4.7.4 Suministro e Instalación de las Tuberías

Cuando un abonado solicite acometida subterránea, suministrará e instalará por su cuenta toda la tubería metálica que se requiera, desde el sistema de distribución hasta el medidor o tablero de medidores. El diámetro mínimo permitido será de 2". (EP, 2012)

2.4.7.5 Protección Mecánica

Los conductores de acometidas subterráneas se protegerán contra daños físicos instalándolos en tubería metálica rígida, aprobada para uso eléctrico. Si la acometida se deriva desde un poste, la tubería partirá desde una altura de 6 metros y bajará a una caja de paso de hormigón simple de 0.6x0.6x0.6m., construida junto al poste, desde la cual continuará hasta llegar al medidor o tablero de medidores y rematará con una tuerca corona. Ver figuras 11 y 12, según (EP, 2012)

2.5 Disyuntores

2.5.1 Disyuntor Principal

Todo inmueble con servicio eléctrico incluirá en su instalación de acometida un disyuntor principal que servirá de medio de desconexión y protección de los conductores activos de la instalación interna del inmueble cuando existan sobrecargas o cortocircuitos. (EP, 2012)

2.5.2 Ubicación

Según los autores (Molina, Cánovas, & Ruz, 2012) sobre la ubicación del disyuntor principal señalan, que se instalará en un lugar de fácil acceso e inmediatamente a la salida del medidor. Cuando se trate de un tablero de medidores, el disyuntor principal se ubicará preferiblemente en el compartimiento de las barras de distribución.

El disyuntor principal no puede ser instalado a más de 10m desde los bornes secundarios del transformador. (EP, 2012)

2.5.3 Disposición de los Disyuntores Parciales

En inmuebles que requieran la instalación de un tablero de más de un medidor, los disyuntores parciales se instalarán junto a cada medidor en su módulo correspondiente. (EP, 2012)

2.5.4 Ampacidad

El disyuntor principal tendrá una ampacidad no menor que la correspondiente a la demanda máxima de la carga instalada y no mayor del 125% de la ampacidad permisible del conductor utilizado. La capacidad interruptora del disyuntor deberá ser mayor o igual que la máxima corriente de cortocircuito en sus terminales, según (EP, 2012)

Los disyuntores principales utilizados en las acometidas en baja tensión tendrán una ampacidad mínima de 30 amperios.

Cuando la ampacidad permisible de un conductor no corresponda a la ampacidad normalizada de un disyuntor no regulable, se utilizará un disyuntor con la ampacidad inmediata superior.

Los disyuntores regulables se los graduará a un valor no mayor del 125% de la ampacidad de corriente permisible de los conductores. (EP, 2012)

2.5.5 Posición de operación

Los disyuntores mostrarán claramente sus posiciones de cierre y apertura. Por razones estrictas de seguridad la alimentación de corriente se

conectará a los terminales del lado de entrada (ON), y los conductores que van hacia la carga en los terminales del lado de salida (OFF). (EP, 2012)

2.5.6 Protección Mecánica

Los disyuntores estarán protegidos por una caja metálica o de policarbonato o acrílico con tapa, que permita su operación manual. (EP, 2012)

2.5.7 Desconexión

El disyuntor desconectará simultáneamente todos los conductores activos. El conductor del neutro no tendrá ningún medio de desconexión. (EP, 2012)

2.5.8 Conexiones

Los conductores activos serán conectados a los disyuntores mediante dispositivos de presión, compresión, grapas u otros medios equivalentes, los mismos que serán suministrados e instalados por el Consumidor. (EP, 2012)

2.6 Puesta a Tierra

2.6.1 Generalidades

Según los autores (Moreno, Cárdenas, & Vila, 2007) indican que deberán conectarse a tierra los neutros de los transformadores o los bancos de transformadores cuando las conexiones del diseño así lo requieran. Los circuitos que deben tener conexión a tierra son los siguientes:

Circuito monofásico de dos conductores para servicio a 120 voltios.

Circuito monofásico de tres conductores para servicios de 120/240 y 120/208 voltios.

Circuito trifásico de cuatro conductores conexión en estrella para servicios a 120/208 voltios.

Circuito trifásico de cuatro conductores conexión delta para servicios a 120/240 voltios.

Asimismo, deberán conectarse a tierra los pararrayos, los tanques y gabinetes de transformadores, las tuberías metálicas de acometida, las cajas metálicas de derivación, los tableros de medidores, y en general todas las cubiertas metálicas que contengan equipos eléctricos. (EP, 2012)

2.6.2 Electrodo

Los electrodos de puesta a tierra serán varillas de cobre o Cooperweld con las siguientes dimensiones mínimas, de 5/8" de diámetro y con una longitud de 6 pies, se recomienda usar soldadura exotérmica para las conexiones. Ver figuras 14 y 15, según (EP, 2012)

2.6.3 Conductores

El conductor de puesta a tierra será de cobre, sólido o cableado, desnudo o aislado. Su sección mínima estará de acuerdo con la sección del conductor mayor de la acometida o alimentador en la siguiente relación:

No. 8 AWG para conductor de acometida hasta No. 2 AWG.

No. 6 AWG para conductor de acometida desde 1 AWG hasta 1/0 AWG.

No. 4 AWG para conductores de acometida desde 2/0 AWG hasta 3/0 AWG.

No. 2 AWG para conductor de acometida desde 4/0 AWG hasta 350 MCM.

No. 1/0 AWG para conductor de acometida desde 400 MCM hasta 600 MCM.

No. 2/0 AWG para conductor de acometida desde 650 MCM hasta 1,100 MCM.

En inmuebles de interés social y viviendas suburbanas, la sección mínima del conductor de puesta a tierra será No. 8 AWG, cobre. (EP, 2012)

2.6.4 Trayectoria

El conductor de puesta a tierra se podrá instalar directamente en paredes, estructuras o postes; si estuviera expuesto a daños mecánicos, se lo protegerá con un tubo metálico. Ver figuras 14, 15 y 16, según (EP, 2012)

2.6.5 Conexión

El conductor de puesta a tierra se conectará al electrodo utilizando abrazaderas, conectores o soldaduras exotérmicas. En los tableros de medidores, la conexión a tierra de la barra del neutro se hará mediante terminales, que se utilizarán exclusivamente para este fin. Ver figuras 25, 26 y 27, según (EP, 2012)

2.6.6 Resistencia

La resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra deberá ser inferior a 20 ohmios para inmuebles con demandas de hasta 250 KVA y de 10 ohmios para inmuebles con demandas superiores a 250 KVA y menores a 1,000 kW; si fuera mayor, deberán utilizarse un sistema de puesta a tierra adecuado que permita cumplir con el valor indicado en el diseño. (EP, 2012)

2.7 Cuartos para Transformadores

2.7.1 Requerimientos

Si la demanda total de cualquier inmueble excede a 30 kW el proyectista, constructor o propietario habilitará un cuarto destinado a alojar exclusivamente un transformador o banco de transformadores particulares. También será responsable de proveer sus respectivos equipos de protección y accesorios.

Por razones de seguridad, los cuartos de transformadores son de acceso restringido a personal calificado y no podrán ser utilizados para ningún otro fin que el de albergar a los transformadores. En caso de que se requiera como protección una celda de media tensión, ésta podrá ser ubicada en un ambiente adyacente, pero separado por una pared de mampostería, del cuarto de transformadores.

Cuando sea necesario realizar trabajos de mantenimiento dentro del cuarto de transformadores, en el que se encuentren instalados equipos de medición y/o distribución de esta Empresa, el Ingeniero Eléctrico a cargo de dichos trabajos, deberá solicitar con al menos 48 horas de anticipación y por

escrito al Departamento de Operación del Sistema la autorización correspondiente. (EP, 2012)

2.7.2 Ubicación

Según (Balcells, Autonell, Brossa, Fornieles, & García, 2011) comentan al respecto, que el cuarto de transformadores estará ubicado a nivel de la planta baja del inmueble, en un sitio con fácil y libre acceso desde la vía pública, de manera que permita al personal del Distribuidor realizar inspecciones o reparaciones de emergencia a los transformadores.

Cuando por razones técnicas el cuarto de transformadores no pueda ubicarse a nivel de planta baja, éste podrá ser adecuado en el nivel inmediato superior y cumplirá con las disposiciones del párrafo anterior, en lo referente a su acceso.

En los edificios donde se requiera la habilitación de más de un cuarto de transformadores, éstos deberán ubicarse de la siguiente manera: el cuarto eléctrico que aloja la protección principal del inmueble en la planta baja y los cuartos restantes de acuerdo a las necesidades eléctricas de la obra, previendo que todos tengan fácil y libre acceso a través de corredores, parqueos y sirvan sólo para alojar a los transformadores de distribución, su equipo de protección y conductores de salida. En caso de que el cuarto de transformadores esté ubicado en áreas donde haya movimiento vehicular se deberá instalar una barrera de protección, cuyos detalles deberán ser aprobados por el Distribuidor.

Por razones de seguridad, no se permitirá la ubicación total, ni parcial, de cuartos eléctricos o cuartos de transformadores sobre losas de cisternas, ni junto a depósitos de combustibles, según (EP, 2012)

2.7.3 Características Constructivas

El cuarto de transformadores será construido con paredes de hormigón o de mampostería y columnas de hormigón armado. Los cuartos, por razones de seguridad, deberán tener una losa superior de hormigón, ubicada a una altura libre mínima de 2.5 m. diseñada para soportar una carga máxima de acuerdo a su utilización. Ver figuras 28, 29 y 30, según (EP, 2012)

(Carriel, 2014) indica que las aberturas de ventilación deberán situarse en las paredes laterales, cerca del techo y estarán cubiertas de rejas permanentes, bloques ornamentales, o persianas resistentes colocadas de forma que sea imposible introducir objetos que alcancen o caigan sobre los transformadores.

El área mínima, sumadas todas las aberturas de ventilación, será de 3 pulgadas cuadradas por cada kVA del transformador instalado.

La puerta de entrada tendrá dimensiones mínimas de 2.00 metros de alto por 1.00 metro de ancho, construida en plancha metálica de 1/16" de espesor, con abatimiento hacia el exterior y con una resistencia al fuego de mínimo 3 horas, de acuerdo a lo que señala el numeral 450.43 del NEC (Código Eléctrico Nacional). Dicha puerta deberá contar con un dispositivo adecuado para la instalación de un sello de seguridad por parte del Distribuidor.

Dentro del cuarto de transformadores y junto a su puerta de acceso se instalará un punto de luz (aplique) y un tomacorriente de 120 voltios, los cuales serán alimentados desde el panel de servicios generales. (EP, 2012)

El área mínima, rectangular y libre de los cuartos de transformadores, según (Eléctrica de Guayaquil, 2012) se presenta en la siguiente tabla:

DIMENSIONES DEL CUARTO	CAPACIDAD TRANSFORMADORES MONOFASICOS
2.0 x 2.0m	Hasta 75 kVA (1 solo transformador monofásico)
2.0 x 2.5m	100 kVA (1 sólo transformador monofásico)
3.0 x 2.5m	Hasta 150 kVA (Banco de 2 o 3 transformadores)
4.0 x 3.0m	Hasta 300 kVA (Banco de 3 transformadores)
5.0 x 3.5m	Hasta 750 kVA (Banco de 3 transformadores)
6.0 x 3.5m	Hasta 1,000 kVA (Banco de 3 transformadores)

DIMENSIONES DEL CUARTO	CAPACIDAD TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
2.5 x 2.5m	Hasta 100 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
3.0 x 2.5m	Hasta 150 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
3.0 x 3.0m	Hasta 300 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
3.5 x 3.5m	Hasta 750 kVA (1 sólo transformador Trifásico)
4.0 x 4.0m	Hasta 1,000 kVA (1 sólo transformador Trifásico)

Cuando el banco de transformadores tenga una capacidad mayor a 1,000 kVA y el Distribuidor decida suministrar servicio en media tensión, las dimensiones del cuarto serán previamente definidas por éste. (EP, 2012)

2.7.4 Ductos de Entrada a Cuartos de Transformadores

Según (Calioni, 2013) señala que, la canalización que ingresa a un cuarto de transformadores se construirá empleando ductos y codos de tubería metálica rígida, aprobada para uso eléctrico con un diámetro mínimo de 3" para sistemas monofásicos, y de 4" para sistemas trifásicos.

El número de ductos dependerá de la infraestructura eléctrica del edificio y de la necesidad del Distribuidor para la creación de centros de carga en el sector. (EP, 2012)

2.7.5 Centros de Distribución de Carga

Según (Molina, Cánovas, & Ruz, 2012) comentan que, cuando luego del análisis técnico respectivo sea necesario crear un Centro de Distribución de Carga, para colocar equipos de media tensión en el edificio que solicite el suministro del servicio eléctrico, el Distribuidor exigirá la habilitación de un cuarto para su uso exclusivo, el mismo que estará ubicado a nivel de planta baja con facilidades de acceso desde la vía pública, cuyas dimensiones y número de ductos a incorporarse al diseño de la obra serán determinados por el Distribuidor.

La construcción de los cuartos destinados para este fin y el suministro e instalación de los ductos correrá a cargo del dueño de la obra.

En los casos de los proyectos de la regeneración urbana de la ciudad de Guayaquil, debido a que las edificaciones existentes tienen una infraestructura antigua que dificulta obtener áreas adecuadas para cuartos de transformadores y centros de distribución de carga, se consideraran condiciones especiales. (EP, 2012)

2.8 Transformadores

El Distribuidor suministrará e instalará sus transformadores en su sistema de distribución, para Consumidores con una demanda de hasta 30 kW, siempre que no se encuentren ubicados en urbanizaciones o lotizaciones donde existan situaciones especiales como las mencionadas en el numeral 14.1. Si la demanda excede de 30 kW, el Consumidor suministrará e instalará sus propios transformadores dentro de un cuarto habilitado para el efecto, cuya capacidad, voltajes de primario, secundario y tipo de conexión se especificará en el diagrama unifilar del proyecto eléctrico que se presentará al Distribuidor para su aprobación. (EP, 2012)

Según documento (Eléctrica de Guayaquil, 2012) señala que, si se prevé la instalación de un sólo transformador monofásico, éste será máximo de 100 kVA; pero si se considera la instalación de un banco de transformadores, cada unidad monofásica que lo conforma será del tipo convencional y apropiado para ser utilizado en un sistema eléctrico de 13,800Y/7,977 voltios en el lado primario y 120/240 voltios en el lado secundario, con derivaciones de 2.5 % arriba y abajo de su voltaje nominal.

En los casos cuando la conexión del banco de transformadores sea estrella aterrizada en el lado del secundario, la capacidad de los 3 transformadores será obligatoriamente la misma.

Cuando se considere el uso de transformadores tipo Padmounted, deberá ubicárselo en un espacio comprendido entre la línea del cerramiento frontal y la línea de construcción del inmueble, con una separación mínima para operación de 1.5 m. desde la parte frontal del transformador y a 0.5m desde las partes lateral y posterior del transformador, respecto a las paredes más cercanas. (EP, 2012)

En caso de que se instale el transformador en un área donde haya movimiento vehicular, se deberá colocar una barrera de protección, cuyos detalles deberán ser aprobados por el Distribuidor. Cuando no exista cerramiento frontal el transformador será instalado a una distancia mínima de 0.50m de la línea de fábrica. Los tableros de medidores, módulo con disyuntor principal, tableros de distribución, deberán instalarse a una separación mínima de 1.00 m respecto a las partes lateral y posterior del padmounted, a fin de contar con un área de trabajo adecuada frente a estos equipos. (EP, 2012)

El transformador Padmounted se montará sobre una base de hormigón mínima de 15 cm. respecto al nivel del piso terminado; debajo del compartimiento de primario y secundario se construirá una caja de paso de hormigón, con una abertura que se ajuste a las dimensiones del mismo y de 80cm. de profundidad. En dicho compartimiento se acoplarán las tuberías de entrada de primario y de salida del secundario. Estas tuberías serán del tipo metálico rígido para uso eléctrico. Ver figura 31, según (EP, 2012)

Los transformadores Padmounted monofásicos tendrán un voltaje en el lado primario apropiados para ser utilizado en un sistema eléctrico de 13,800Y/7,977 voltios y en el lado secundario 120/240 voltios con derivaciones de 2.5 % arriba y abajo de su voltaje nominal. En los casos cuando se requiera instalar un transformador particular Padmounted para funcionar en un sistema de distribución eléctrico subterráneo tipo malla o anillo, el mismo deberá contar con dispositivos de seccionamiento en la entrada y salida del primario. Además dispondrá de una protección interior en el lado del primario con fusible tipo bay-o-net. En el interior del lado secundario del transformador no se requiere protección tipo breaker debido a que se instalará el disyuntor principal en el tablero de medidores o en un módulo metálico cercano. (EP, 2012)

Cuando se trate de un servicio individual o de un controlador de edificio, el módulo para medición indirecta descrito en el numeral 11, se instalará en el lado exterior del cerramiento, en tanto que el módulo para el disyuntor general se instalará cerca del transformador, esto es, en el cerramiento lateral del inmueble o en el lado interior del cerramiento frontal. Los transformadores de corrientes TC serán ubicados en el interior del transformador padmounted fijados a los conductores de baja tensión mediante un sistema de pletinas y pernos de rosca corrida. Ver figura 31-A. Todos los transformadores monofásicos a instalarse cumplirán con la Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2114:2004 y los transformadores trifásicos con la Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2115:2004. (EP, 2012)

Cuando la demanda sea mayor a 1.000 kW y el Distribuidor suministre el servicio a un nivel de tensión de 69 KV, el Consumidor instalará la subestación de reducción a esta tensión, cuyas características técnicas, detalles constructivos y de montaje serán puestos a consideración del Distribuidor para su análisis respectivo, según (EP, 2012)

2.8.1 Protección de Transformadores en Media Tensión

2.8.1.1 Cajas Fusibles

Los transformadores de media tensión se instalarán con el equipo mínimo necesario para su protección y seccionamiento en el lado primario, consistente en una caja fusible de 100 amperios 15 KV y un pararrayo de 10 KV en cada una de las fases de alimentación, los cuales se instalarán en el poste de arranque si la red de distribución es aérea, y si la red es subterránea el alimentador arrancará desde un módulo “ropero” con fusibles tipo NX ubicado en el centro de carga del Distribuidor, según (EP, 2012).

2.8.1.2 Celdas de Media Tensión

a) Si se considera la instalación de un transformador trifásico o banco de transformadores, cuya capacidad de transformación sea mayor a 500 kVA, se deberá prever la instalación, de un interruptor automático para operación con carga o un seccionador fusible para operación simultánea de las tres fases bajo carga. Este equipo será suministrado por el Consumidor, previa aprobación del Distribuidor. Su ubicación podrá ser en un ambiente adyacente del cuarto de transformadores pero separado por una pared de mampostería. (EP, 2012)

b) Si se considera la instalación de más de un banco de transformadores para el edificio o industria, se deberá instalar un interruptor automático principal para operación con carga o seccionadores fusibles para accionamiento simultáneo de las tres fases bajo carga, un juego de barras de alimentación en media tensión y como protección individual para cada transformador, un interruptor automático o seccionadores fusibles similares al principal. (EP, 2012)

2.9 Acometida en Media Tensión

El transformador será conectado al sistema de distribución mediante líneas de acometida suministradas e instaladas por el Distribuidor. El Consumidor deberá instalar toda la tubería que se requiera y adecuar las obras civiles por su propia cuenta, según (EP, 2012)

2.9.1 Acometidas Aéreas

Sólo se aceptarán acometidas aéreas en media tensión, en aquellos sectores donde las calles no estén pavimentadas o existan en ellas zanjas para drenajes y las aceras no hayan sido construidas. Cuando se instale este tipo de acometida se deberá utilizar un cable tensor acerado de 3/8" de diámetro como mensajero, el mismo que se fijará a un poste de hormigón junto al cuarto de transformación o en la fachada del inmueble, según (EP, 2012)

Para la entrada de los conductores de acometida se utilizará tubería metálica rígida para uso eléctrico de 3" de diámetro en acometidas con dos conductores (incluyendo el neutro) y de 4" de diámetro en acometidas de más de dos conductores. El extremo de la tubería de entrada de acometida estará ubicado del lado del poste de distribución más cercano al inmueble y rematará con el respectivo reversible. (EP, 2012)

Las acometidas aéreas que cruzan la calzada tendrán una altura mínima de 6 m. Ver figura 33-A, según (EP, 2012)

2.9.2 Acometidas Subterráneas

Una acometida en media tensión normalmente será subterránea y cumplirá con las características del numeral anterior en lo referente a la tubería de entrada de los conductores de acometida. Ver figura 33, según (EP, 2012)

2.9.3 Características de las Canalizaciones

Las canalizaciones subterráneas requieren, previo a iniciar el proceso de excavación, la autorización del Distribuidor, Municipalidad y otras empresas de servicios básicos, la misma que deberá ser solicitada con una anticipación de al menos 72 horas. Las canalizaciones en aceras y cruces de calles estarán conformadas mínimos por 2 ductos de 110mm. (4") de diámetro cada uno, de material PVC para uso eléctrico y que cumpla con las Normas INEN 1869 y 2227; sin embargo, en los lugares donde el Distribuidor por razones técnicas lo requiera, podrá exigir un número mayor de ductos. Por seguridad y por tratarse de alimentadores de media tensión (13.8 KV) se instalarán con recubrimiento de hormigón de acuerdo al figura 34, según (EP, 2012)

(Eléctrica de Guayaquil, 2012) indica que, la canalización de entrada de acometida en media tensión que se instale junto al poste y las que ingresan al cuarto de transformadores se construirán utilizando tubería metálica rígida aprobada para uso eléctrico. Similares características tendrán las canalizaciones que se deriven desde el cuarto eléctrico que contiene la protección principal del inmueble a los diferentes cuartos de transformadores del mismo. En inmuebles o centros comerciales donde se requiera alimentar a cuartos de transformación en forma subterránea por aceras dentro del predio y sea necesaria la utilización de varias cajas de paso, estas podrán ser unidas con ductos PVC de presión con recubrimiento de hormigón. (EP, 2012)

2.9.3.1 Trayectoria

La trayectoria de la canalización estará conformada por tramos rectos, debiéndose prever la construcción de cajas de paso en los puntos donde se

cambie de dirección, se intercepte la canalización existente y al pie del poste donde el primario subterráneo o acometida se incorpore a la red aérea del sistema. La longitud máxima entre cajas de paso será de 30m. (EP, 2012)

2.9.3.2 Cajas de paso

Las cajas de paso o revisión se construirán de hormigón simple o de hormigón armado con varillas de hierro negro de 3/8" espaciadas 15cm. en ambos sentidos de acuerdo a su ubicación, ya sea en la acera o en la calle respectivamente. Las dimensiones interiores de la caja no podrán ser menores a 80x80x80cm, según (EP, 2012)

Aquellas cajas que se construyan en las aceras para el cruce de calles deberán dimensionarse con una profundidad de 100cm. Las cajas en sistemas de media tensión tendrán dimensiones de 160x80x100cm., con tapa doble, cuando el calibre del alimentador sea igual o mayor a 2/0 AWG y cambie de dirección su recorrido. (EP, 2012)

Las tapas de las cajas de paso se construirán de hormigón armado, en las aceras con ángulo de 2"x 1/4" reforzado con varilla de hierro negro de 1/2" espaciadas cada 15cm en ambos sentidos y en la calle con ángulo de 5"x 1/4" reforzado con varilla de hierro negro de 1/2" espaciadas cada 15cm en ambos sentidos. Dichas tapas estarán provistas de dos agarraderas que permitan su remoción. Ver figura 34-A. Como alternativa se podrán construir cajas y tapas de resistencia igual o superior a las descritas anteriormente, según (EP, 2012)

2.9.3.3 Zanjas

La excavación de la zanja para la canalización tendrá una profundidad de por lo menos 50cm. por debajo de la del banco de ductos requeridos, en cruce de calle y de 30cm. en aceras, con una amplitud de 15cm. a cada lado del referido banco. El relleno en su parte inferior se realizará con material pétreo, compactándolo y nivelándolo en capas de 10cm. Ver figura 34, según (EP, 2012)

2.9.3.4 Disposición de Ductos

La tubería se colocará en la zanja con una separación de 10cm. entre tubos, en sentido vertical y 5cm. en sentido horizontal. En caso de requerirse uno o dos ductos, se mantendrá la disposición del nivel inferior. Ver figura 34, según (EP, 2012)

2.9.3.5 Recubrimientos

El espesor de las capas de hormigón, medido desde el nivel superior de la calle o acera hasta la cara superior del primer nivel de tubos, no será menor a 25cm y 15cm. respectivamente. El espesor de las capas de hormigón medido desde la cara inferior del tubo más profundo hasta la superficie del terreno compactado no será inferior a 10cm. en ambos casos, y cuando el terreno sea demasiado flojo (fangoso) deberá colocarse en la parte superior de los ductos una malla de armadura metálica con varillas de hierro corrugado de 3/8" y resistencia a la tracción de 1,200 kg/cm², espaciadas cada 15 cm en ambos sentidos. (EP, 2012)

2.10 Consideraciones Adicionales

2.10.1 Generadores de Emergencia y Equipos de Transferencia

Ninguna fuente de electricidad debe ser conectada a las instalaciones del Consumidor sin el respectivo equipo de transferencia manual o automático, de tal forma que evite la realimentación al sistema de distribución de la Empresa, según (EP, 2012)

En caso de requerirse la instalación de equipos de generación, se necesita la aprobación previa por parte del Distribuidor. Estos equipos no podrán estar ubicados dentro del cuarto de transformadores del inmueble.

La energía proveniente desde el sistema de emergencia en ningún caso deberá ser registrada por el medidor del usuario otorgado por el Distribuidor. (EP, 2012)

2.10.2 Factor de Potencia

El factor de potencia acumulado mensual del sistema eléctrico integral del Consumidor deberá tener un valor no menor al establecido en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad cuyo valor actual es 0.92 en retraso, caso contrario el Distribuidor, a más de incluir en las facturas del Consumidor los recargos por consumo de energía reactiva señalados en el Reglamento de Tarifas, le notificará tal condición, según (EP, 2012)

Cuando el Consumidor requiera instalar capacitores con el propósito de corregir el factor de potencia, estos no podrán estar ubicados dentro del cuarto de transformación. (EP, 2012)

2.10.3 Motores y Artefactos

(Eléctrica de Guayaquil, 2012) y la norma NATSIM, recomienda que los motores monofásicos de más de 1 hp y los artefactos con una demanda igual o superior a 3 kW, serán necesariamente alimentados a una tensión nominal de 208 voltios o superior, y los motores de potencia mayor a 5 hp serán obligatoriamente trifásicos. (EP, 2012)

Los motores monofásicos de menos de 1 hp que tengan la dualidad para funcionar con voltajes a 120 ó 240V deberán ser conectados a 240V.

(Moreno, Cárdenas, & Vila, 2007) explican al respecto que, los motores de más de 5 hp deberán operar de tal forma que su corriente de arranque no exceda al triplo de la nominal a plena carga, o estar provista de un arrancador para conseguir el mismo fin. Donde se utilicen motores, la capacidad del disyuntor principal estará dada por la corriente de régimen o de disparo del dispositivo protector de la derivación del motor de mayor potencia, más la suma de las corrientes a plena carga de los demás motores y otros artefactos eléctricos.

Todo motor deberá tener una placa de características en la que se indique el nombre del fabricante, el número de fases, la clase de corriente, la potencia, la velocidad, la tensión, la corriente a plena carga y la frecuencia nominal, según (EP, 2012).

2.10.4 Cargas Fluctuantes

(Carriel, 2014) indica que equipos de soldar, aparatos de rayos X, hornos de arco, compresores, transmisores de radio y otros equipos que originen distorsiones armónicas y consumos intermitentes de energía, serán

sujetos a consideración individual para determinar el tipo de servicio que será suministrado por la Empresa, antes de su instalación.

El Distribuidor podrá suspender el servicio a los Consumidores cuyas instalaciones produzcan perturbaciones en el sistema de distribución que excedan los límites legalmente permitidos, hasta que se eliminen las causas de dichas perturbaciones. (EP, 2012)

2.10.5 Computadoras y otros Equipos Electrónicos Sensibles

En caso de producirse fluctuaciones menores de voltaje y desconexiones momentáneas del servicio, que pueden afectar el funcionamiento de equipos sensibles, será necesaria la instalación de equipos particulares adicionales para una operación satisfactoria. (EP, 2012)

2.10.6 Rótulos y Anuncios Publicitarios

Las distancias de seguridad entre los rótulos y anuncios publicitarios respecto a las redes aéreas eléctricas del Distribuidor serán de acuerdo a la Regulación CONELEC – 002/10. (EP, 2012).

2.10.7 Protección para Motores Polifásicos

Se recomienda que todos los motores polifásicos estén debidamente protegidos con un dispositivo automático o un medio de desconexión, que impida el funcionamiento monofásico, la inversión de fases y a bajo voltaje del mismo, para prevenir los daños que puedan resultar en los motores. Esta es una protección adicional de los elementos protectores contra sobrecarga o sobrecorriente. (EP, 2012).

2.11. Normas Nec a ser utilizadas en el desarrollo del proyecto.

2.11. 1 Artículo 445 Generadores

445-1. General. Los generadores y sus instalaciones y equipos deben cumplir además de este Artículo con las disposiciones de los Artículos 230, 250, 695, 700, 701, 702 y 705. (Association, 1996)

445-2. Situación. Los generadores deben ser de tipo adecuado al lugar donde vayan a estar instalados. Además deben cumplir los requisitos que establece la Sección 430-14 para los motores. Los generadores instalados en lugares peligrosos (clasificados), tal como establecen los Artículos 500 a 503, o en otros lugares de los descritos en los Artículos 510 a 517 y en los Artículos 520, 530 y 665, deben cumplir también las disposiciones correspondientes de dichos Artículos. (Association, 1996)

445-3. Marcas. Todos los generadores deben llevar una placa de características en la que conste el nombre del fabricante, su frecuencia nominal, su factor de potencia, el número de fases si son de corriente alterna, su potencia nominal en kilowatios o kilovoltio-amperios, los voltios y amperios correspondientes a su potencia nominal, su velocidad en revoluciones por minuto, su clase de aislamiento, su temperatura de funcionamiento o aumento nominal de la temperatura y su tiempo nominal de funcionamiento. (Association, 1996)

445-4. Protección contra sobreintensidad.

(a) Generadores de tensión constante. Los generadores de tensión constante, excepto los excitadores de generadores de corriente

alterna, deben estar protegidos contra sobrecargas por interruptores automáticos, fusibles u otro medio interno aceptable de protección contra sobreintensidad, adecuado para las condiciones de uso. (Association, 1996)

(b) Generadores bipolares. Se permite que los generadores bipolares de corriente alterna estén protegidos contra sobreintensidad sólo en un conductor si el dispositivo de protección está accionado por toda la intensidad generada distinta a la del campo inductor en derivación. El dispositivo de protección no debe abrir el campo inductor. (Association, 1996)

(c) De 65 voltios o menos. Los generadores que funcionen a 65 voltios o menos y movidos por motores individuales, se deben considerar como protegidos por el dispositivo de protección del motor contra sobreintensidad si ese dispositivo funciona cuando los generadores produzcan no más del 150 por 100 de su intensidad nominal a plena carga. (Association, 1996)

(d) Grupos compensadores. Los generadores bipolares de corriente continua que se utilicen junto con grupos compensadores para obtener neutros de circuitos tripolares, deben ir equipados con dispositivos de protección contra sobreintensidad que desconecten la instalación tripolar si se produce un desequilibrio excesivo de tensiones o intensidades. (Association, 1996)

(e) Generadores tripolares de corriente continua. Los generadores tripolares de corriente continua con bobinado compuesto o en derivación, deben ir equipados con dispositivos de protección contra sobreintensidad, uno en cada polo del inducido y conectados de modo que se activen cuando pase toda la corriente del inducido. Dichos dispositivos de

protección contra sobreintensidad deben ser interruptores automáticos bipolares y de doble bobinado o cuatripolares, conectados a los polos principales y del compensador y que se disparen a través de dos dispositivos de protección contra sobreintensidad, uno en cada polo del inducido. Dichos dispositivos de protección deben estar conectados de modo que no se pueda abrir ningún polo sin que se desconecten simultáneamente de la red los dos polos del inducido. (Association, 1996)

Excepción a los anteriores apartados (a) a (e): Cuando, según la autoridad competente, un generador sea vital para el funcionamiento de una instalación eléctrica y deba funcionar hasta la rotura para evitar mayores riesgos a las personas, se permite que el dispositivo o dispositivos de sobrecarga estén conectados a un avisador o alarma supervisados por personal autorizado, en vez de abrir el circuito del generador. (Association, 1996)

445-5. Intensidad admisible de los conductores. La intensidad admisible de los conductores de fase que salen de los terminales del generador hasta el primer dispositivo de protección contra sobreintensidad, no debe ser inferior al 115 por 100 de la intensidad nominal que aparezca en la placa de características del generador. Se permite que los conductores del neutro tengan una sección de acuerdo con la Sección 220-22. Los conductores que deban transportar intensidades de falta a tierra no deben ser menores de lo que establece la Sección 250-23(b). (Association, 1996)

Excepción nº. 1: Cuando el diseño y funcionamiento del generador eviten las sobrecargas, la intensidad admisible de los conductores no debe ser inferior al 100 por 100 de la intensidad nominal que aparezca en la placa de características del generador. (Association, 1996)

Excepción nº. 2: Cuando los cables instalados por el fabricante del generador estén conectados directamente a un dispositivo de sobreintensidad que forme parte integrante del grupo electrógeno. (Association, 1996)

Excepción nº. 3: Los conductores del neutro de generadores de corriente continua que deban dejar pasar las intensidades de falta a tierra, no deben ser menores que el mayor conductor de fase. (Association, 1996)

445-6. Protección de las partes expuestas. Las partes en tensión de los generadores que funcionen a más de 50 voltios a tierra, no deben estar expuestas a contactos accidentales por parte de personas no cualificadas. (Association, 1996)

445-7. Protección de las personas. Cuando sea necesario para la seguridad de las personas, se deben aplicar los requisitos de la Sección 430-133. (Association, 1996)

445-8. Pasacables. Cuando los cables pasen por una abertura de una envolvente, registro o barrera, se deben proteger con un pasacables de los bordes de dicha abertura. La superficie del pasacables que pueda estar en contacto con los cables, debe ser lisa y redondeada. Si se usa el pasacables en lugares donde pueda haber aceite, grasa u otros contaminantes, debe ser de un material que no resulte afectado por ellos. (Association, 1996)

2.11. 2 Artículo 700 – Sistemas de Emergencia

700-1. Alcance. Las disposiciones de este Artículo afectan a la seguridad eléctrica de la instalación, funcionamiento y mantenimiento de los

sistemas de emergencia consistentes en los circuitos y equipos proyectados e instalados para suministrar, distribuir y regular la energía eléctrica para sistemas de potencia, iluminación o ambas, cuando se corta el suministro eléctrico normal a esas instalaciones. (Association, 1996)

Los sistemas de emergencia son los sistemas legalmente obligatorios y clasificados como de emergencia por las autoridades municipales, estatales, federales o por otros códigos u otros organismos gubernamentales competentes. Estos sistemas está proyectados y construidos para suministrar automáticamente energía eléctrica a instalaciones de iluminación, de potencia o ambos en determinadas zonas en el caso de que se interrumpa el suministro normal o en caso de accidente en los componentes de un sistema proyectado para suministrar, distribuir y regular la potencia e iluminación esenciales para la seguridad de la vida humana. (Association, 1996)

700-2. Otros Artículos. A los sistemas de emergencia se les aplican todos los Artículos de este Código, excepto las modificaciones introducidas por este Artículo. (Association, 1996)

700-3. Aprobación de los equipos. Todos los equipos que se vayan a instalar en sistemas de emergencia deben estar aprobados para esos sistemas. (Association, 1996)

700-4. Pruebas y mantenimiento.

(a) Realizar o presenciar las pruebas. La autoridad competente debe realizar o presenciar las pruebas de los sistemas de emergencia completos, una vez instalados y después periódicamente. (Association, 1996)

(b) Pruebas periódicas. Los sistemas de emergencia se deben probar periódicamente, en plazos que resulten aceptables a la autoridad competente y que aseguren que los sistemas se mantienen en perfecto estado de funcionamiento. (Association, 1996)

(c) Mantenimiento de las baterías de los sistemas de emergencia. Cuando haya instaladas baterías o sistemas de baterías, incluídas las utilizadas para la puesta en marcha, control y encendido de los motores auxiliares, la autoridad competente debe exigir su mantenimiento periódico. (Association, 1996)

(d) Informes por escrito. De todas las pruebas y mantenimiento de los sistemas de emergencia se debe hacer un informe por escrito. (Association, 1996)

(e) Pruebas en carga. Se deben instalar medios que permitan probar todos los sistemas de potencia y de iluminación de emergencia en las condiciones de carga máxima previstas. (Association, 1996)

700-5. Capacidad.

(a) Capacidad e intensidad admisible. Un sistema de emergencia debe tener la capacidad y la intensidad admisible adecuadas para que puedan funcionar simultáneamente todas las cargas conectadas. Los equipos de los sistemas de emergencia deben poder soportar la máxima intensidad de falta que se pueda producir en sus terminales. (Association, 1996)

(b) Selección, restricción y limitación de carga. La fuente de corriente alterna debe poder alimentar a los sistemas de emergencia, los sistemas de reserva obligatorios y opcionales mediante dispositivos automáticos de selección, restricción y limitación de cargas que aseguren el suministro (1) a los circuitos de emergencia, (2) a los circuitos de reserva obligatorios, (3) a los circuitos de reserva opcionales, en este orden de prioridad. Siempre que se cumplan las condiciones anteriores, se permite utilizar la fuente de corriente alterna para limitar los picos de carga. (Association, 1996)

A efectos de la superación de las pruebas de acuerdo con la Sección 700-4(b), se consideran superadas cuando el equipo funcione en modo de limitación de carga, siempre que se cumplan las demás condiciones de la Sección 700-4. (Association, 1996)

Cuando se desconecte el generador de emergencia para las revisiones importantes o para repararlo, debe haber una fuente alternativa de energía eléctrica, portátil o provisional. (Association, 1996)

700-6. Equipo de transferencia. El equipo de transferencia, incluidos los conmutadores automáticos, debe ser automático, estar identificado para usarlo como equipo de emergencia y aprobado por la autoridad competente. El equipo de transferencia se debe proyectar e instalar de modo que impida la interconexión accidental de las fuentes de suministro normal y de emergencia al hacer cualquier manipulación (véase la Sección 280-83).

Debe instalarse un dispositivo que permita puentear y aislar el equipo de transferencia. Si el dispositivo consiste en un conmutador de aislamiento en derivación, se debe evitar que pueda funcionar accidentalmente en paralelo. (Association, 1996)

2.11. 3 Artículo 450 - Transformadores y Cuartos de Transformadores

450-1. Alcance. Este Artículo trata de todas las instalaciones de transformadores. (Association, 1996)

Excepción nº. 1: Los transformadores en serie.

Excepción nº. 2: Los transformadores en seco que formen parte de otro equipo y cumplan los requisitos de dicho equipo.

Excepción nº. 3: Los transformadores que formen parte integrante de un equipo de rayos X, de alta frecuencia o de electrolisis.

Excepción nº. 4: Los transformadores utilizados con circuitos de Clase 2 y Clase 3 que cumplan con el Artículo 725.

Excepción nº. 5: Los transformadores de rótulos luminosos y luces de contorno que cumplan con el Artículo 600.

Excepción nº. 6: Los transformadores de equipos de iluminación por descarga que cumplan con el Artículo 410.

Excepción nº. 7: Los transformadores utilizados con circuitos de alarma contra incendios de baja potencia que cumplan con la Parte C del Artículo 760.

Excepción nº. 8: Los transformadores utilizados en investigación, desarrollo o ensayos cuando se tomen las medidas necesarias para proteger a las personas contra el contacto con sus partes en tensión. (Association, 1996)

Este Artículo trata además de la instalación de transformadores dedicados a suministrar corriente a instalaciones de bombas contra incendios, según las modificaciones del Artículo 695. (Association, 1996)

A. General

450-2. Definiciones. A efectos de este Artículo:

Transformador. Mientras no se indique otra cosa, la palabra "transformador" significa un transformador monofásico o polifásico, identificado por una sola placa de características. (Association, 1996)

450-3. Protección contra sobreintensidad. La protección de los transformadores contra sobreintensidad debe cumplir los siguientes apartados (a), (b) o (c). Se permite que el dispositivo de protección contra sobreintensidad del secundario consista en no más de seis interruptores automáticos o seis juegos de fusibles situados en el mismo lugar. Cuando se utilicen varios dispositivos de protección contra sobreintensidad, la intensidad máxima nominal de todos ellos no debe superar el valor permitido de un solo dispositivo de sobreintensidad. Si se utilizan al mismo tiempo como protección contra sobreintensidad fusibles e interruptores automáticos, la intensidad total del dispositivo de protección no debe superar la de los fusibles. Tal como se utiliza en esta Sección, la palabra "transformador" significa un transformador polifásico o un grupo de dos o más transformadores monofásicos que funcionan como una unidad. (Association, 1996)

(NOTA 1): Para la protección de los conductores contra sobreintensidad, véanse las Secciones 240-3, 240-21 y 240-100.

(NOTA 2): Las cargas no lineales pueden hacer que aumente el calor de un transformador sin que se ponga en marcha el dispositivo de protección contra sobreintensidad. (Association, 1996)

(a) Transformadores de más de 600 voltios nominales.

(1) Primario y secundario. Todos los transformadores de más de 600 voltios nominales deben tener dispositivos protectores del primario y del secundario de intensidad nominal o de disparo tal que se abran a un valor no superior al de la intensidad nominal del transformador, tal como establece el Cuadro 450-3(a)(1). Los fusibles electrónicos que se pueden programar para que se abran a una intensidad dada, deben programarse según los valores nominales de los interruptores automáticos. (Association, 1996)

Excepción nº. 1: Cuando la intensidad nominal de un fusible o interruptor automático no corresponda con los valores normales, se permite aplicar el valor inmediatamente superior. (Association, 1996)

Excepción nº. 2: Lo que establece la siguiente Sección 450-3(a)(2).

(2) Instalaciones con supervisión. Cuando las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que las instalaciones de transformadores sólo son supervisadas y atendidas por personas calificadas, se permite instalar dispositivos de protección contra sobreintensidad como se establece en el siguiente apartado a:

a. Primario. Todos los transformadores de más de 600 voltios nominales deben ir protegidos por un dispositivo individual de protección contra sobreintensidad en el primario. (Association, 1996)

Quando se utilicen fusibles, su intensidad máxima admisible continua no debe superar el 250 por 100 de la intensidad nominal del primario del transformador. (Association, 1996)

Cuando se utilicen interruptores automáticos o fusibles electrónicos, se deben programar a no más del 300 por 100 de la intensidad nominal del primario del transformador. (Association, 1996)

Cuadro 450-3(a)(1)

Transformadores de más de 600 voltios

Intensidad máxima o de disparo del dispositivo de protección contra sobreintensidad					
Impedancia nominal del transformador	Primario		Secundario		
	De más de 600 voltios		De más de 600 voltios		Hasta 600 voltios
	Intensidad del interruptor automático	Intensidad del fusible	Intensidad del interruptor automático	Intensidad del fusible	Intensidad del interruptor automático o del fusible
Hasta el 6%	600%	300%	300%	250%	125%
Más del 6% y hasta el 10%	400%	300%	250%	225%	125%

Excepción nº. 1: Cuando la intensidad nominal de un fusible o interruptor automático no corresponda con los valores normales, se permite aplicar el valor inmediatamente superior. (Association, 1996)

Excepción nº. 2: No es necesario un dispositivo individual de sobreintensidad cuando el dispositivo de protección del primario ofrezca la protección especificada en esta Sección. (Association, 1996)

Excepción nº. 3: Lo que establece la siguiente Sección 450-3(a)(2) b.

b. Primario y secundario. Cuando un transformador de más de 600 voltios nominales tenga un dispositivo de protección contra sobreintensidad del secundario de valor nominal o programado para que se abra a valores no superiores a los del Cuadro 450-3(a)(2) o equipado con un dispositivo mixto de protección térmica y contra sobrecargas instalado por el fabricante, no se requiere que tenga un dispositivo de protección contra sobreintensidad conectado al primario, siempre que el dispositivo de sobreintensidad del

circuito de suministro al primario tenga una intensidad nominal o esté programado para que se abra a valores no superiores a los del Cuadro 450-3(a)(2). (Association, 1996)

Cuadro 450-3(a)(2)

Transformadores de más de 600 voltios en lugares vigilados

Intensidad máxima o de disparo del dispositivo de protección contra sobreintensidad					
Impedancia nominal del transformador	Primario		Secundario		
	De más de 600 voltios		De más de 600 voltios	Hasta 600 voltios	
	Intensidad del interruptor automático	Intensidad del fusible	Intensidad del interruptor automático	Intensidad del fusible	Intensidad del interruptor automático o del fusible
Hasta el 6%	600%	300%	300%	250%	250%
Más del 6% y hasta el 10%	400%	300%	250%	225%	250%

(b) Transformadores de 600 voltios nominales o menos. Los dispositivos de protección contra sobreintensidad de los transformadores de 600 voltios nominales o menos deben cumplir lo establecido en los siguientes apartados (1) o (2). (Association, 1996)

(1) Primario. Todos los transformadores de 600 voltios nominales o menos deben ir protegidos por un dispositivo individual de protección contra sobreintensidad en el primario, de valor nominal o programado no superior al 125 por 100 de la intensidad nominal del primario del transformador. (Association, 1996)

Excepción nº. 1: Cuando la intensidad nominal del primario del transformador sea de 9 amperios o más y el 125 por 100 de esa intensidad no corresponda a los valores estándar de un fusible o un interruptor automático no ajustable, se permite tomar el valor inmediato superior al establecido en la Sección 240-6. (Association, 1996)

Cuando la intensidad nominal del primario sea inferior a 9 amperios, se permite instalar un dispositivo de protección contra sobreintensidad de intensidad nominal o programada no superior al 167 por 100 de la intensidad del primario. Cuando la intensidad nominal del primario sea inferior a 2 amperios, se permite instalar un dispositivo de protección contra sobreintensidad de intensidad nominal o programada no superior al 300 por 100. (Association, 1996)

Excepción nº. 2: No es necesario un dispositivo individual de sobreintensidad cuando el dispositivo de protección del primario ofrezca la protección especificada en esta Sección. (Association, 1996)

Excepción nº. 3: Cuando el transformador esté instalado en un circuito de control de motores, de acuerdo con alguna de las Excepciones de la Sección 430-72(c). (Association, 1996)

Excepción nº. 4: Lo que establece la siguiente Sección 450-3(a)(2) b.

(2) Primario y secundario. Cuando un transformador de 600 voltios nominales o menos tenga un dispositivo de protección contra sobreintensidad del secundario de valor nominal o programado para que se abra a valores no superiores al 125 por 100 de la intensidad nominal del secundario, no se requiere que tenga un dispositivo de protección contra sobreintensidad conectado al primario, siempre que el dispositivo de sobreintensidad del circuito de suministro al primario tenga una intensidad nominal o esté programado para que se abra a valores no superiores al 250 por 100 de la intensidad nominal del primario. (Association, 1996)

Cuando un transformador de 600 voltios nominales o menos, equipado con protección combinada térmica y de sobrecarga instalada por el

fabricante y dispuesta de modo que interrumpa la corriente del primario, no es necesario que tenga un dispositivo individual de protección contra sobrecarga en el primario si el dispositivo de protección contra sobreintensidad del circuito de suministro del primario tiene una intensidad nominal o programada no superior a seis veces la intensidad nominal del transformador, en transformadores con una impedancia no superior al 6 por 100, y no superior a cuatro veces la intensidad nominal del transformador en los que tengan una impedancia superior al 6 por 100 pero no superior al 10 por 100. (Association, 1996)

Excepción: Cuando la intensidad nominal del secundario de un transformador sea de 9 amperios o más y el 125 por 100 de la misma no corresponda a un valor estándar de un fusible o un interruptor automático no ajustable, se permite tomar el valor inmediato superior al correspondiente de la Sección 240-6. (Association, 1996)

Cuando la intensidad nominal del secundario sea inferior a 9 amperios, se permite instalar un dispositivo de protección de intensidad nominal o programada no superior al 167 por 100 de la intensidad nominal del secundario. (Association, 1996)

(c) Transformadores de tensión. Los transformadores de tensión instalados en interiores o en envolventes, deben estar protegidos con fusibles en el primario. (Association, 1996)

CAPÍTULO 3

ELABORACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR

3.1. Antecedentes.

El levantamiento eléctrico se lo ha realizado siguiendo las indicaciones contempladas en las normas del código Eléctrico Norteamericano (NEC) y reglamentos de la empresa Eléctrica local (NATSIM - Empresa Eléctrica de Guayaquil EP). El proyecto contempla el edificio de Radio TV de Universidad Católica de Santiago de Guayaquil. Todos los paneles, tableros y circuitos eléctricos estarán claramente indicados en los planos elaborados para el efecto. El inmueble en mención está construido en el interior de Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

3.2. Demanda Eléctrica.

La demanda actual promedio es de 182,41 KVA, y debido a que el edificio cuenta con servicio trifásico se tiene la instalación de 3 transformadores monofásicos de 100 KVA.

3.3. Acometida en Media Tensión.

La acometida en media tensión es trifásica 3#2 AWG Cu - 15KV – Cu + T # 4 TW, para la instalación de esta acometida cuenta con una tubería metálica rígida de 4" con su respectivo reversible y codo metálico hasta una caja de mampostería de 80x80x80 cm. a construir al pie del poste, las cajas porta-fusibles y pararrayos serán proporcionadas por el constructor y su

instalación estará a cargo de la Empresa Eléctrica de Guayaquil EP.

Para una mejor visualización de la entrada, se ha elaborado el detalle respectivo de la acometida el mismo que se adjunta en el plano eléctrico. (Anexo Planos, lámina L7/14, L8/14)

3.4. Transformador 3 X 100 Kva.

Los transformadores 3TR X 100KVA – 1F conexión Y-Y están instalados en un cuarto de transformadores en la parte posterior del edificio. Las dimensiones y ubicación del cuarto de transformadores se indican en el respectivo plano eléctrico detalle de cuarto de transformadores. (Anexo Planos, lámina L10/14)

3.5. Sistema de Medición.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el NATSIM en el numeral 8.2 se instalará un medidor totalizador, tal como se puede observar en el diagrama unifilar. (Anexo Planos, lámina L2/14)

3.6. Alimentadores principales y secundarios.

Estos alimentadores viajarán por un electro-canal hasta cada uno de los paneles y/o tableros.

3.7. Tableros y Paneles de Distribución.

Reciben los alimentadores secundarios y distribuyen la energía eléctrica a los circuitos derivados de alumbrado y tomacorrientes de las distintas aulas, oficinas, estudios y laboratorios.

Construidos en plancha metálica de 1/16" y un acabado con pintura horneable, el detalle de este tablero se lo puede observar en los planos adjuntos. (Anexo Planos, lámina L1/14)

En el diagrama unifilar se indica todos los paneles de distribución considerados en este sistema y su ubicación está en el plano respectivo. (Anexo Planos, lámina L2/14)

3.8. Circuitos derivados.

Tomando en consideración los niveles de iluminación y tomas por áreas se han distribuido los puntos de alumbrado y tomacorrientes, determinando de esta forma el tipo y cantidad de circuitos derivados, teniendo como estándar circuitos de 20 amperios para alumbrado y tomacorrientes de 120 V. El número de puntos para cada uno de los servicios está claramente indicado en los planos y planillas de circuitos.

3.9. Sistema de Puesta a tierra.

Todo el sistema eléctrico estará debidamente puesto a tierra. La puesta a tierra se obtendrá mediante una malla de tierra enterrada en la cercanía del cuarto de transformadores.

Se tendrá en cuenta la resistividad del terreno de tal manera que la resistencia a tierra no exceda:

-En grandes subestaciones	1 Ohm
-En instalaciones industriales	5 Ohm
-En instalaciones residenciales	25 Ohm

3.10. Especificaciones técnicas eléctricas.

Mientras no se indique lo contrario, o se especifique en planos, todos los materiales eléctricos, equipos, instalaciones y pruebas, se registrarán de acuerdo a lo establecido en las siguientes instituciones:

- National Electrical Code de National Fire Protection Association.
(NEC)
- Normas de Acometidas cuartos de Transformadores y Sistemas de Medición para el Suministro de Electricidad.
(NATSIM)

3.10.1. Materiales.

Se comprobará que todos los materiales serán de alta calidad, libres de defectos, adecuados para el uso que se ha determinado y para el voltaje de operación.

3.10.2. Tuberías metálicas.

Mientras no se indique lo contrario las tuberías serán metálicas EMT del diámetro indicado en los planos.

La tubería y sus accesorios quedarán empotrados en paneles, contra-pisos y sobrepuesto en los tumbados, siempre que no se especifique lo contrario en el plano. Generalmente se utilizará este tipo de tubería para los circuitos derivados y circuitos alimentadores.

3.10.3. Cajas Metálicas.

Serán de tipo de acero galvanizado y serán pintadas en su totalidad sumergiéndolas en pintura anticorrosiva para prolongar su vida útil. Tendrán las siguientes características:

- a) Para salidas de alumbrado:
 - Octogonales de 1 1/2" x 3 1/4" Hasta tres derivaciones
 - Octogonales de 1 1/2" x 4" De tres a cinco derivaciones
 - Cuadradas de 1 1/2" x 4" Mas de cinco derivaciones

- b) Para tomacorrientes e interruptores de 120 V:
 - Rectangulares de 4" x 2 1/8" x 1 7/8"
 - Rectangulares de 4" x 2 1/8" x 2 1/8"
 - Cuadradas de 4" x 4" x 1 1/2"
 - Cuadradas de 4" x 4" x 2 1/8"

Cuando sea necesaria la instalación de cajas de mayor tamaño ya sea en los circuitos derivados o alimentadores, deberán ser fabricadas con planchas de hierro galvanizadas de 1/16" de espesor con tapas desmontables y aseguradas a la caja mediante tornillos. Las dimensiones de las mismas deberán tener relación con el número y calibre de los conductores que van en ellas.

3.10.4. Cajas de Mampostería.

Cuando se requieran cajas de mampostería, estas dispondrán de un contramarco de ángulo de hierro de 3/16" x 2" y la tapa será de hormigón armado con un marco de ángulo de hierro de 3/16" x 1 1/2". Las dimensiones de las mismas serán: 0.8 x 0.8 x 0.8 m.

3.10.5. Conductores.

Según (Balcells, Autonell, Brossa, Fornieles, & García, 2011) recomiendan, los conductores serán de cobre electrolítico con aislamiento para 600 voltios, tipo TW. Serán de un solo hilo hasta el número 12 A.W.G. para las cargas monofásicas como tomacorriente y alumbrado, la protección contra sobreintensidad de los conductores no debe superar los 15 Amperios para el número 14, 20 Amperios para el número 12 y 30 Amperios para el número 10, todos de cobre.

Se usará en lo posible, diferentes colores para cada fase y se reservará el color blanco para el conductor neutro y el color verde para los conductores a tierra.

3.10.6. Tableros.

Será de estructura metálica de plancha de 1/16" como mínimo y en su interior contendrá el disyuntor, aisladores y demás accesorios cuyas indicaciones se muestran en el plano. La cubierta y tapa metálica será removible, sujeta a la estructura. La cubierta metálica recibirá un acabado de esmalte de primera calidad, puesto sobre una base de anticorrosivo.

La distancia entre partes bajo tensión y los revestimientos de chapa tienen que ser de 40 mm como mínimo; de 100 mm entre dichas partes y las puertas, y de 200 mm tratándose de largueros. El tablero estará protegido contra contactos accidentales, así como contra la penetración de cuerpos extraños en su interior. En ningún caso se instalará junto al tablero, equipos o materiales que sean fácilmente combustibles.

La barra del neutro y de tierra estará ubicada en un lugar accesible dentro del tablero donde se permita revisar fácilmente todas sus conexiones. Los paneles de distribución serán de caja metálica del tipo empotrable, con tapa frontal, cuya remoción dará acceso al disyuntor y conexiones internas. El panel será para el uso de disyuntor termomagnético del tipo enchufable.

3.10.7. Disyuntores.

(Molina, Cánovas, & Ruz, 2012) indican al respecto que, los disyuntores de protección de los circuitos serán automáticos y estarán provistos de dispositivos termomagnéticos de acción rápida. Se han considerado dos tipos de disyuntores:

a) Disyuntores sobrepuestos.

Van montados sobre una base y se instalarán en el tablero de medición. Estos disyuntores protegen a los circuitos alimentadores y barras de los tableros.

b) Disyuntores enchufables.

Se utilizarán en los paneles de distribución y darán protección a los circuitos derivados.

El amperaje nominal y número de polos de cada disyuntor se indica en las planillas de disyuntores y diagrama unifilar del sistema. La capacidad mínima de interrupción de los disyuntores enchufables será de 10.000 amperios asimétricos mientras no se especifique lo contrario.

3.10.8. Barras.

Las barras serán de cobre electrolítico de alta conductividad y estarán soportados por medio de aisladores de fibra vulcanizada o resina.

Los conductores se conectarán a las barras por intermedio de terminales de cobre o cobre-aluminio del tipo talón o de presión, sujetos a las barras con pernos cadmiados del diámetro apropiado y con sus correspondientes arandelas planas y de presión.

3.10.9. Interruptores y Tomacorrientes.

Los interruptores serán del tipo empotrable 15A-250V, con placa. Los tomacorrientes de los circuitos de 120V, serán del tipo doble 15A-250V, con placa, similar a los interruptores.

Se consideran las siguientes alturas de montaje sobre el nivel del piso terminado:

- Interruptores 1.20 mts.
- Tomacorrientes 0.40 mts.

3.10.10. Sistema de puesta a Tierra.

Todo el sistema estará debidamente aterrizado de acuerdo al artículo 250 del NEC. Se implementará una malla de tierra rectangular a una profundidad de 2m, se agregara compuesto bentonítico (bentonita) y se usara soldadura exotérmica para las uniones entre el electrodo mixto y el cable de 1/0 de cobre, para mayor detalle ver anexo 3 malla de tierra.

3.10.11. Electro-canales.

Actualmente para el Ecuador se encuentra vigente según Registro Oficial No. 519 la Norma INEN 144-2009 NTE INEN 2 486 "Sistema de Bandejas Metálicas Portacables, Electrocanales o Canaletas", que regula la fabricación y comercialización e instalación de bandejas portacables, la misma que deberán cumplir los electrocanales que sean instalados asegurando así la calidad las bandejas portacables y su facilidad de implementación.

CAPÍTULO 4

MEDICIONES ELÉCTRICAS

Se realizaron las mediciones eléctricas en el edificio del canal de radio TV de la UCSG, podemos observar el ultimo poste ubicado frente a la subestación de la Facultad Técnica para el Desarrollo ver Figuras 4.1, 4.2.



Figura 4.1 Edificio del canal de Radio TV UCSG

Fuente: Autor



Figura 4.2 Último Poste para alimentación en media tensión.

Fuente: Autor

Se realizó el levantamiento de información de las mediciones eléctricas en el cuarto de transformadores donde están montados los 3 transformadores de 100 KVA monofásicos conexión Y-Y, ver las siguientes figuras a continuación.



Figura 4.3 Entrada de cuarto de transformadores.

Fuente: Autor



Figura 4.4 Transformadores de 100 KVA monofásicos

Fuente: Autor



Figura 4.5 Placa de Transformador de 100 KVA monofásicos

Fuente: Autor

Podemos observar el tablero de principal de distribución, donde se muestra los equipos de medición para la visualización de las lecturas eléctricas ver las siguientes figuras a continuación.



Figura 4.6 Equipo PowerLogic

Fuente: Autor



Figura 4.7 Tablero Principal con equipo de medición Powerlogic
Fuente: Autor



Figura 4.8 Vista del Tablero Principal
Fuente: Autor



Figura 4.9 Vista de los breaker principales de transferencia

Fuente: Autor

Podemos observar las centrales de aire acondicionado ubicados en la parte posterior del edificio ver figura 4.10.



Figura 4.10 Vista de las centrales de aire acondicionado

Fuente: Autor

Podemos observar el cuarto del generador eléctrico y el generador ubicados en la parte posterior del edificio, ver las figuras a continuación.



Figura 4.11 Vista del cuarto del generador eléctrico

Fuente: Autor

GRUPE ELECTROGENE / GENERATING SET
 Conforme à ISO8528 / In compliance with ISO8528 standard
 PLAQUE CONSTRUCTEUR / MANUFACTURER PLATE

SDMO

Type	J200U
Execution Version	II
Masse (Kg) Weight	2130

V	Hz	rpm	Cos Phi	Phase
208/120	60	1800	0.8	3

	kVA	kW	A	Ambiance (°C) Ambiant	Alt(m)
PRP				25	1000
ESP	238	190	661		

PRP: Puissance Principale / Prime Power
 ESP: Service Secours / Emergency Standby Power

Année Year	2009	Numero de serie Serial Number	J200U09005310
---------------	------	----------------------------------	---------------

SDMO Industries, 12bis rue la Villeneuve - CS 92848 - 29228 Brest Cedex 2 - France
 Tel : 33.02.98.41.41.41 - Fax : 33.02.98.41.63.07 - www.sdmo.com

Figura 4.12 Placa de Generador Eléctrico

Fuente: Autor



Figura 4.13 Generador Eléctrico

Fuente: Autor

Podemos observar la vista interior de los laboratorios de Artes y Humanidades ver figura 4.14.



Figura 4.14 Laboratorios de Artes y Humanidades vista interior.

Fuente: Autor

4.1. Elaboración de las gráficas de potencia, voltaje, corriente y factor de potencia

de potencia

Se realizaron las mediciones eléctricas a través de medidor de energía Powerlogic (captura de datos por 7 días), se muestra a continuación las gráficas obtenidas.

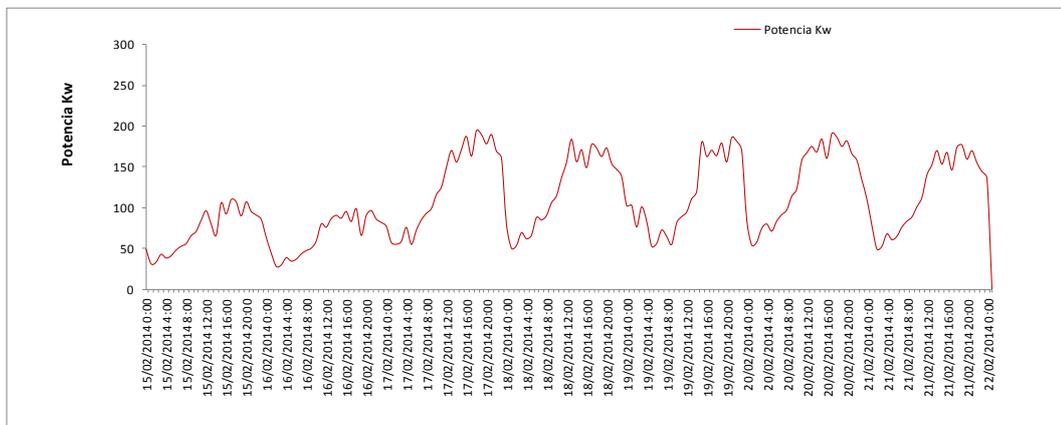


Figura 4.15 Curva de Potencia Kw.

Fuente: Autor

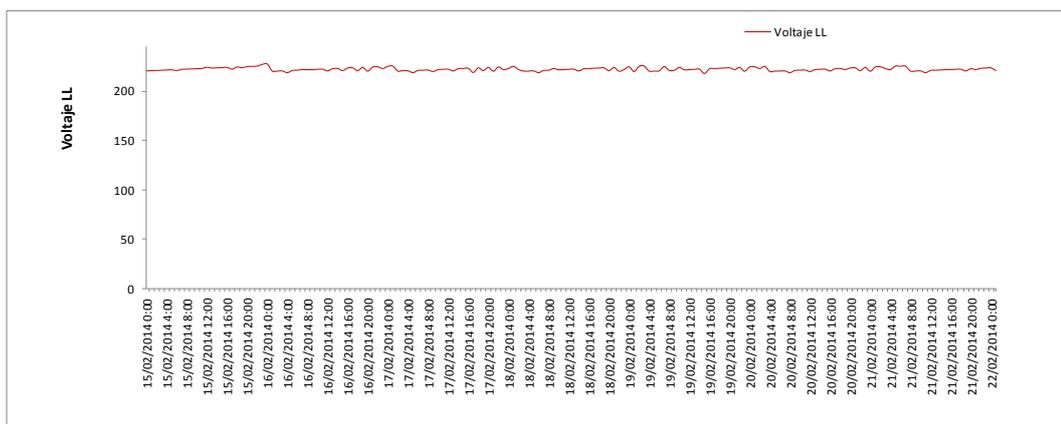


Figura 4.16 Curva de Voltaje LL.

Fuente: Autor

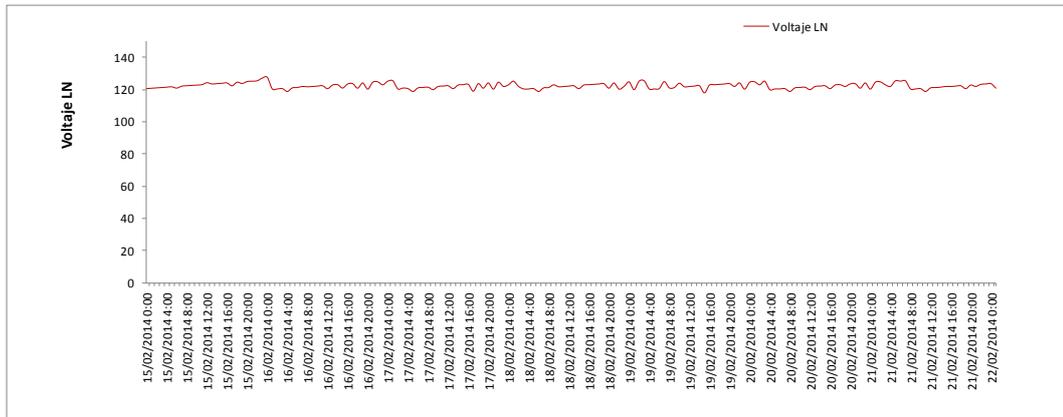


Figura 4.17 Curva de Voltaje LN.

Fuente: Autor

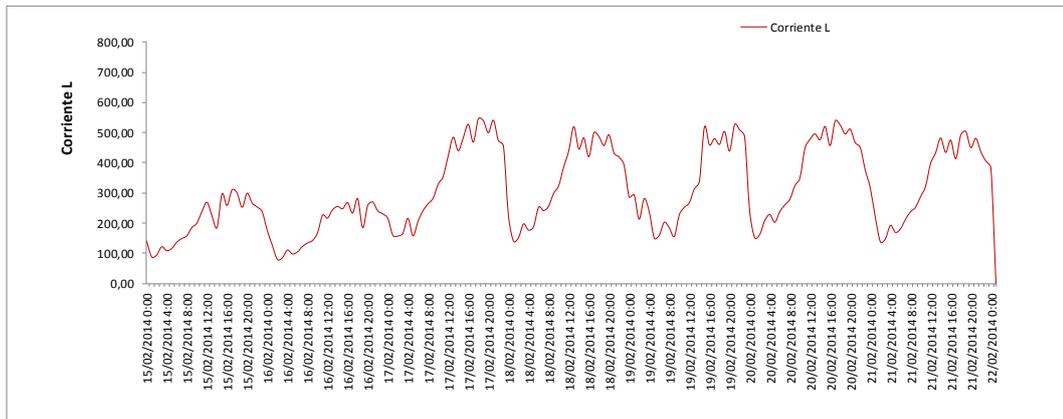


Figura 4.18 Curva de Corriente I.

Fuente: Autor

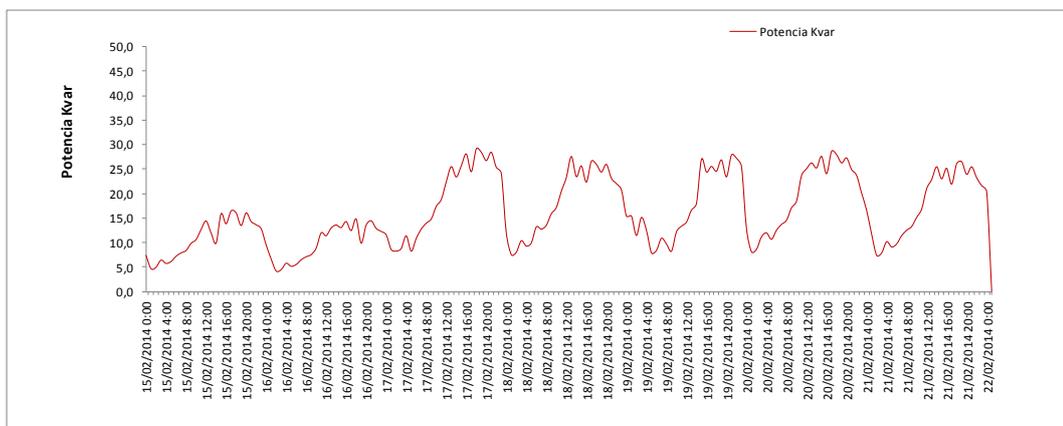


Figura 4.19 Curva de Potencia Kvar.

Fuente: Autor

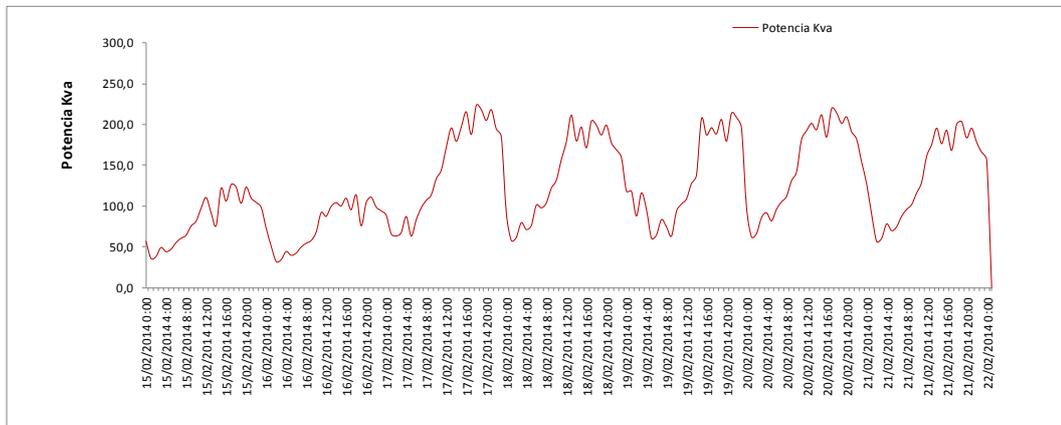


Figura 4.20 Curva de Potencia Kva.

Fuente: Autor

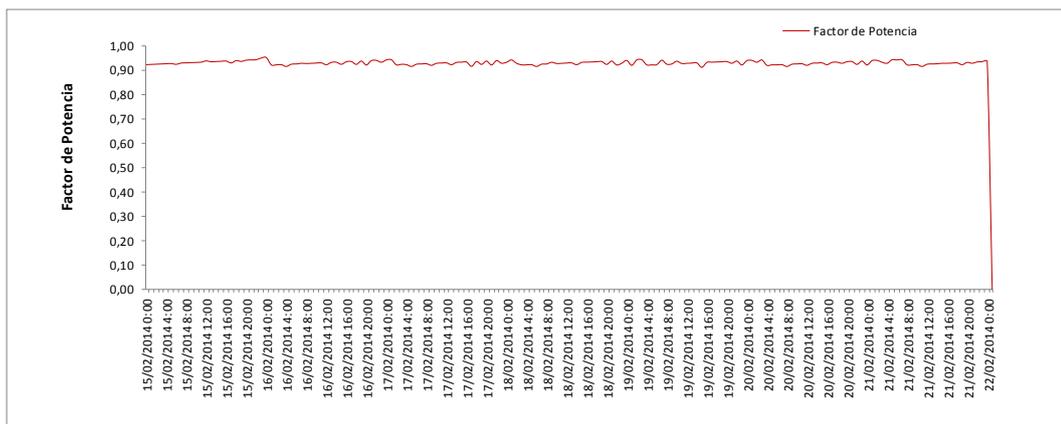


Figura 4.21 Curva de Factor de Potencia.

Fuente: Autor

4.2. Comportamiento de la carga eléctrica

Del análisis de las gráficas obtenidas por medio del equipo Powerlogic se tiene la siguiente tabla.

Resumen de las mediciones eléctricas							
Mediciones	Potencia Kw	Voltaje LL	Voltaje LN	Corriente I	Potencia Kvar	Potencia Kva	Factor de Potencia
Valor Promedio	107,5	222,3	122,3	303,8	16,1	123,6	0,92
Valor Maximo	194,4	227,7	127,7	545,8	29,2	223,5	0,95
Valor Minimo	28,1	218,0	118,0	80,0	4,2	32,3	0,91

Tabla 4.1 Resumen de mediciones eléctricas.

Fuente: Autor

El canal de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil inicio sus actividades en el año 2005 con una carga aproximada de 132Kva, la carga eléctrica actual es de 182Kva lo que indica que hubo un aumento de carga de 50.34Kva y se proyecta la construcción de nuevas aulas para un estudio de HD y set virtual el cual tendrá 4 aulas y tres centrales de aire acondicionado de 60000Btu lo que da un nuevo incremento de carga aproximado de 91Kva totalizando una carga de 273Kva.

Aumento de la Carga Eléctrica	
Carga Eléctrica	Potencia Kva
Inicial	132,0
Actual	182,0
Proyectada	273,0

Tabla 4.2 Aumento de carga eléctrica.

Fuente: Autor

La carga eléctrica proyectada de 273Kva daría un aproximado del 91% de cargabilidad en el banco de transformadores con solo un 9% de carga de reserva, por lo que se sugiere ampliar la capacidad del banco de transformadores actual de 300Kva a 500Kva, es decir ampliar la capacidad instalada de 300Kva repartida en tres transformadores monofásicos de 100Kva tipo convencional c/u, por tres transformadores monofásicos de 167Kva tipo convencional manteniendo la misma conexión Y-Y aterrizada.

CAPÍTULO 5

PLAN DE MEJORAS

5.1. Antecedentes

Las instalaciones eléctricas de media y baja tensión del canal de radio y televisión de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil se encuentran en óptimas condiciones operativas, cumpliendo la mayoría de las normas eléctricas vigentes NATSIM y NEC para el diseño y desarrollo de sistemas eléctricos, por lo que en el presente capítulo se sugiere como plan de mejoras un plan de mantenimiento preventivo, este mantenimiento está relacionado directamente con la vida útil de los equipos por lo que es necesario su aplicación. Debido a que se proyecta la construcción de un estudio de Hd y set virtual lo cual totalizaría una carga eléctrica de 273Kva dando una cargabilidad aproximada del 91% en el banco de transformadores con solo el 9% de carga de reserva, se recomienda la posibilidad de ampliar la capacidad instalada de 300Kva a 501Kva, su respectivo presupuesto para el montaje de los tres transformadores monofásicos de 167Kva se muestra en la tabla 5.8.

El mantenimiento como actividad está diseñado para anticipar y resolver problemas antes de que se produzcan daños o pérdidas que puedan afectar el servicio, por lo que se sugiere el siguiente plan de mantenimiento preventivo con su respectiva planificación anual, análisis de precios unitarios por rubros y fichas de inspección técnicas tanto para el banco de transformadores, generador y tableros eléctricos, ver las tablas a continuación:

UCSG Radio - TV		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Plan de Mantenimiento Electrico 2014													
Edificio Principal	Frecuencia de Mantenimiento												
Tableros Electricos	Timestrales	X			X			X			X		
Tranformadores	Anual												X
Generador	Anual												X

Tabla 5.1 Plan de Mantenimiento Eléctrico

Fuente: Autor

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS POR RUBROS					
DESCRIPCIÓN:	MANTENIMIENTO DE BANCO DE TRANSFORMADORES				
RUBRO:	1			UNIDAD:	C/U
DETALLE:	3 TRANSFORMADORES DE 100 KVA MONOFASICOS				
EQUIPOS					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE MEDICION	1,00	160,00	160,00	1,00	160,00
MEGGER					
PISTOLA TERMOGRAFICA					
ANALISIS DE ACEITE					
SUBTOTAL M					160,00
MANO DE OBRA					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO
	A	B	C=A*B	R	D=C*R*8
Ingeniero Eléctrico	1,00	10,00	10,00	3,00	240,00
Supervisor	1,00	8,00	8,00	2,00	128,00
Electricista	2,00	5,00	10,00	2,00	160,00
Ayudante	2,00	3,00	6,00	2,00	96,00
SUBTOTAL N					624,00
MATERIALES					
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO	
		A	B	C=A*B	
Cintas aislante	Pz	10,00	1,00	10,00	
Cinta de alta	Pz	10,00	8,00	80,00	
Detergente	Funda	1,00	2,00	2,00	
Limpia contacto	Pz	2,00	15,00	30,00	
Desengrasante	Gls	1,00	92,00	92,00	
SUBTOTAL O					214,00
TRANSPORTE					
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO
			A	B	C=A*B
CAMIONETA	1,00	6,00	6,00	1,00	48,00
SUBTOTAL P					48,00
TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)					1.046,00
INDIRECTOS Y UTILIDAD					126,52
OTROS INDIRECTOS					31,38
COSTO TOTAL DEL RUBRO					1.202,90
VALOR OFERTADO					1.202,90

Tabla 5.2 Presupuesto de Mantenimiento de Transformadores

Fuente: Autor

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS POR RUBROS						
DESCRIPCIÓN:	MANTENIMIENTO DE GENERADOR 190KW - 238KVA					
RUBRO:	1			UNIDAD:	C/U	
DETALLE:	GENERADOR JHON DEERE 190KW - 238KVA					
EQUIPOS						
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO	
	A	B	C=A*B	R	D=C*R	
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE MEDICION MEGGER PISTOLA TERMOGRAFICA ANALISIS DE ACEITE	1,00	160,00	160,00	1,00	160,00	
SUBTOTAL M					160,00	
MANO DE OBRA						
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO	
	A	B	C=A*B	R	D=C*R*8	
Ingeniero Eléctrico	1,00	10,00	10,00	3,00	240,00	
Supervisor	1,00	8,00	8,00	2,00	128,00	
Electricista	2,00	5,00	10,00	2,00	160,00	
Ayudante	2,00	3,00	6,00	2,00	96,00	
SUBTOTAL N					624,00	
MATERIALES						
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO		
		A	B	C=A*B		
Cintas aislante	Pz	5,00	1,00	5,00		
Limpia contacto	Pz	4,00	8,00	32,00		
Desengrasante	Gls	1,00	92,00	92,00		
Filtro de aceite	Pz	5,00	120,00	600,00		
Filtro de aire	Pz	1,00	30,00	30,00		
Refrigerante	Gls	4,00	40,00	160,00		
Filtro de Combustible	Pz	1,00	180,00	180,00		
Pintura	Gls	1,00	20,00	20,00		
Acido para bateria	Gls	1,00	12,00	12,00		
SUBTOTAL O					1131,00	
TRANSPORTE						
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO	
			A	B	C=A*B	
CAMIONETA	1,00	6,00	6,00	1,00	48,00	
SUBTOTAL P					48,00	
TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)					1.963,00	
INDIRECTOS Y UTILIDAD					12,00%	235,56
OTROS INDIRECTOS					3,00%	58,89
COSTO TOTAL DEL RUBRO					2.257,45	
VALOR OFERTADO					2.257,45	

Tabla 5.3 Presupuesto de Mantenimiento de Generador

Fuente: Autor

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS POR RUBROS							
DESCRIPCIÓN:	MANTENIMIENTO DE TABLERO ELECTRICO						
RUBRO:	1			UNIDAD:	C/U		
DETALLE:	TABLERO ELECTRICO						
EQUIPOS							
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO		
	A	B	C=A*B	R	D=C*R		
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE MEDICION	1,00	10,00	10,00	3,00	30,00		
SUBTOTAL M					30,00		
MANO DE OBRA							
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO		
	A	B	C=A*B	R	D=C*R*8		
Electricista	1,00	5,00	5,00	3,00	120,00		
Ayudante	1,00	3,00	3,00	3,00	72,00		
SUBTOTAL N					192,00		
MATERIALES							
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO			
		A	B	C=A*B			
Cintas aislante	Pz	10,00	1,00	10,00			
Limpia contacto	Pz	10,00	15,00	150,00			
SUBTOTAL O				160,00			
TRANSPORTE							
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO		
			A	B	C=A*B		
CAMIONETA	1,00	6,00	6,00	1,00	48,00		
SUBTOTAL P					48,00		
			TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)			430,00	
				INDIRECTOS Y UTILIDAD	12,00%	51,60	
				OTROS INDIRECTOS	3,00%	12,90	
				COSTO TOTAL DEL RUBRO			494,50
				VALOR OFERTADO			494,50

Tabla 5.4 Presupuesto de Mantenimiento de Tableros Eléctricos

Fuente: Autor

Como mejora se propone implementar un mantenimiento preventivo basado en inspecciones semanales tanto para el generador, transformador y tableros eléctricos, lo cual mostramos a continuación en las fichas de inspecciones técnicas de equipos:

		CENTRO:						
		REVISIÓN:	FECHA:					
		FRECUENCIA:	CÓDIGO: G. E.					
		EQUIPO O MÁQUINA:	GRUPO ELECTRÓGENO					
CÓD.	POS.	VERIFICACIONES	OPERACIONES	FRECUENCIA				
				D	Q	M	C	A
	01	GRUPO PARADO	COMPROBAR EL NIVEL DEL ACEITE Y FUGAS	X			X	
			COMPROBAR EL NIVEL DEL AGUA DEL RADIADOR Y FUGAS	X			X	
			COMPROBAR EL NIVEL DEL COMBUSTIBLE Y FUGAS	X			X	
			COMPROBAR NIVEL ELECTROLÍTICO DE LAS BATERÍA	X			X	
			COMPROBAR BORNES Y CONEXIONES DE BATERÍA	X			X	
			COMPROBAR QUE LA RESISTENCIA DEL MOTOR FUNCIONA (CON CONTACTO MANUAL)	X			X	
			VISUALIZAR SI HAY ALARMAS SEÑALIZADAS	X			X	
			ESTADO DE LAS CORREAS	X			X	
			COMPROBAR PODER DE ARRANQUE DE BATERÍA				X	
			COMPROBAR SISTEMA DE CARGA DE BATERÍA				X	
			COMPROBAR FILTRO DE AIRE				X	
			COMPROBAR FILTRO DE ACEITE				X	
			COMPROBAR FILTRO DE COMBUSTIBLE				X	
			COMPROBAR ESTADO DE LAS ESCOBILLAS DEL ALTERNADOR				X	
			COMPROBAR ESTADO DE LOS AROS DEL ALTERNADOR				X	
			VERIFICAR LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL GRUPO				X	
			VERIFICAR LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL CUADRO				X	
			COMPROBAR SUJECIÓN DEL MOTOR				X	
			COMPROBAR SUJECIÓN DEL ALTERNADOR				X	
			COMPROBAR SUJECIÓN DEL RADIADOR				X	
			COMPROBAR SUJECIÓN DEL DEPÓSITO				X	
			COMPROBAR SUJECIÓN DEL TEMPLETE				X	
			COMPROBAR SUJECIÓN DEL CUADRO				X	
			APIRIETE DE TORNILLOS				X	
			PROVOCAR FALLO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA Y COMPROBAR FUNCIONAMIENTO DEL GRUPO				X	
			CAMBIO DE ACEITE Y FILTRO					X
			CAMBIO DE CORREA DEL VENTILADOR					X
			QUITAR REFRIGERANTE Y LAVAR CIRCUITO					X
			CAMBIAR FILTRO DEL AIRE					X
	02	GRUPO EN MARCHA	COMPROBAR PRESIÓN DE ACEITE			X	X	
			VERIFICAR FUGA DE AGUA		X		X	
			VERIFICAR FUGA DE ACEITE		X		X	
			VERIFICAR FUGA DE COMBUSTIBLE		X		X	
			COMPROBAR CARGA DE LA BATERÍA		X		X	
			COMPROBAR TEMPERATURA DEL AGUA		X		X	
			COMPROBAR FASES Y NEUTRO, FRECUENCIA		X		X	
			COMPROBAR EQUILIBRADO DE TENSIONES ELÉCTRICAS		X		X	
	03	GRUPO EN CARGA	COMPROBAR PRESIÓN DE ACEITE			X	X	
		La verificación mensual se realizará siempre que en el transcurso de mes no haya habido un corte real por defecto.	VERIFICAR FUGA DE AGUA			X	X	
			VERIFICAR FUGA DE ACEITE			X	X	
			VERIFICAR FUGA DE COMBUSTIBLE			X	X	
			COMPROBAR CARGA DE LA BATERÍA			X	X	
			COMPROBAR TEMPERATURA DEL AGUA			X	X	
			COMPROBAR FASES Y NEUTRO, FRECUENCIA			X	X	
			COMPROBAR EQUILIBRADO DE TENSIONES ELÉCTRICAS			X	X	
			COMPROBAR EQUILIBRADO DE INTENSIDAD ELÉCTRICA			X	X	
			COMPROBAR ALARMAS DE PROTECCIÓN			X	X	
			COMPROBAR FALTA DE COMBUSTIBLE			X	X	
			COMPROBAR FALTA DE ACEITE			X	X	
			COMPROBAR FALTA DE AGUA			X	X	
			COMPROBAR SOBREVELOCIDAD			X	X	
			COMPROBAR SOBREENTENSIDAD			X	X	

Tabla 5.5 Ficha de Inspección Técnica de Generador

Fuente: Protocolo de Revisión de Mantenimiento Preventivo-Correctivo- Universidad de

Sevilla

UCSG Radio - TV				
Ficha de Inspeccion de Mantenimiento de Transformadores		Estado		
Edificio Principal	Observaciones	Mal	Regular	Bueno
1. Inspección general				
2. Inspección de conexiones				
3. Detección de cloro en aceite dieléctrico con kit				
4. Extracción de muestra de aceite				
5. Medida de rigidez dieléctrica del aceite				
6. Medida de resistencia de aislamiento e índice de polarización				
7. Medida de relación de transformación e índice de conexión				
8. Medida de resistencia de bobinados				
9. Prueba de imagen térmica y termómetro				
10. Prueba de ventilación forzada				
11. Prueba de nivel de aceite				
12. Inspeccion visual por daños físicos				

Tabla 5.6 Ficha de Inspección Técnica Transformadores

Fuente: Autor

UCSG Radio - TV				
Ficha de Inspeccion de Mantenimiento de Tableros Electricos		Estado		
Edificio Principal	Observaciones	Mal	Regular	Bueno
1. Inspección general				
2. Inspección de conexiones				
3. Medicion de Voltaje de alimentacion				
3. Medicion de Corriente de alimentacion				
5. Medida de rigidez dieléctrica del aceite de contactores				
6. Ajuste de terminales y borneras de conexión				
7. Verificacion de planos electrico				
8. Verificacion de chapa de puerta				
9. Prueba de imagen térmica				
10. Prueba de ventilación forzada				
11. Verificacion de rotulacion de elementos de control y breaker				

Tabla 5.7 Ficha de Inspección Técnica Tableros Eléctricos

Fuente: Autor

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS POR RUBROS						
DESCRIPCIÓN:	MONTAJE DE TRES TRANSFORMADORES MONOFASICOS DE 167KVA					
RUBRO:	1			UNIDAD:	C/U	
DETALLE:	3 TRANSFORMADORES DE 167 KVA MONOFASICOS					
EQUIPOS						
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO	
	A	B	C=A*B	R	D=C*R	
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE MEDICION	1,00	200,00	200,00	1,00	200,00	
MEGGER	1,00					
PISTOLA TERMOGRAFICA	1,00					
ANALISIS DE ACEITE	1,00					
CAJA DE MOLDE PARA SOLDADURA EXOTERMICA	1,00					
PRENSA HIDRAULICA PARA TERMINAL DE COMPRESION 500mcm	1,00					
PALA DOBLE	1,00					
SUBTOTAL M					200,00	
MANO DE OBRA						
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	JORNAL/HR	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO	
	A	B	C=A*B	R	D=C*R*8	
Ingeniero Eléctrico	1,00	10,00	10,00	3,00	240,00	
Supervisor	1,00	8,00	8,00	2,00	128,00	
Electricista	2,00	5,00	10,00	2,00	160,00	
Ayudante	2,00	3,00	6,00	2,00	96,00	
SUBTOTAL N					624,00	
MATERIALES						
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT.	COSTO		
		A	B	C=A*B		
Transformador	Pz	3,00	1.500,00	4.500,00		
cable de 500mcm	m	100,00	25,00	2.500,00		
Cinta autofundente de alta 3M	Pz	10,00	8,00	80,00		
Cinta aislante 3M	Pz	10,00	1,25	12,50		
Puntas internas 3M	Pz	3,00	45,00	135,00		
pernos de expansion	Pz	2,00	5,00	10,00		
pernos de 5/8 x 1/2 "	Pz	3,00	1,10	3,30		
Amarras	Funda	2,00	2,50	5,00		
Alambre acerado # 2	m	6,00	5,60	33,60		
Electrodos de cobre de alta camada 2.40m	Pz	4,00	65,00	260,00		
Cable #2 de cobre puro desnudo	m	30,00	20,00	600,00		
Kit de soldadura exotermica	Pz	4,00	30,00	120,00		
Terminales de compresion de 500mcm	Pz	13,00	4,50	58,50		
Desengrasante	Gls	1,00	92,00	92,00		
Waipre	Funda	1,00	2,00	2,00		
Detergente	Funda	1,00	2,00	2,00		
Pasta de contacto	Pz	1,00	25,00	25,00		
Limpia contacto	Pz	2,00	15,00	260,00		
SUBTOTAL O					8317,90	
TRANSPORTE						
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	TARIFA	COSTO HORA	DIAS UTILIZADOS	COSTO	
			A	B	C=A*B	
CAMIONETA	1,00	6,00	6,00	1,00	48,00	
SUBTOTAL P					48,00	
			TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)		9.189,90	
			INDIRECTOS Y UTILIDAD		12,00%	1.102,79
			OTROS INDIRECTOS		3,00%	275,70
			COSTO TOTAL DEL RUBRO		10.568,39	
			VALOR OFERTADO		10.568,39	

Tabla 5.8 Presupuesto para montaje de tres transformadores monofásicos de 167Kva

Fuente: Autor

A continuación se muestra la tabla de los Costos Totales tanto para el mantenimiento del Banco de Transformadores monofásicos 3x 100Kva, generador Jhon Deere 190Kw – 238 Kva, Tableros eléctricos y montaje de tres transformadores monofásicos de 167Kva.

Costos Totales (mantenimiento y montaje eléctrico)	
Item	Costo (incluye 12% iva)
Mantenimiento de Banco de Transformadores monofásicos - 3X 100Kva	1202,9
Mantenimiento de Generador Jhon Deere - 190Kw - 238Kva	2257,5
Mantenimiento de Tableros Eléctricos	494,5
Montaje de tres Transformadores monofásicos de 167Kva	10568,4
Costo Total	14523,2

Tabla 5.9 Costos Totales (mantenimiento y montaje eléctrico)

Fuente: Autor

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.2. Conclusiones

Luego de haber realizado el levantamiento eléctrico de las instalaciones de media y baja tensión a nivel de acometidas (poste de arranque de acometida y el tramo que ingresa al cuarto de transformación o centro de carga), transformadores, conductores, equipos de protección y medición, circuitos eléctricos de luz y tomacorrientes, tableros de distribución y generador de emergencia se constató que estas se encuentran en óptimas condiciones operativas, cumpliendo la mayoría de las normas eléctricas NATSIM y NEC.

El Edificio de Radio y Televisión de La Universidad Católica de Santiago de Guayaquil tiene una capacidad instalada de 300Kva repartida en tres transformadores monofásicos de 100Kva tipo convencional con una conexión estrella – estrella aterrizada, la carga eléctrica actual es de 182Kva lo que da una cargabilidad aproximada en el banco de transformadores del 60%, dejando un porcentaje de carga de reserva del 40% que nos posibilita de forma segura un futuro aumento de carga eléctrica.

5.3 Recomendaciones

Se proyecta la construcción de un estudio de Hd y set virtual lo cual totalizaría una carga eléctrica de 273Kva dando una cargabilidad aproximada del 91% en el banco de transformadores con solo el 9% de carga de reserva, por lo que para este incremento de carga sustancial se recomienda la posibilidad de ampliar la capacidad instalada de 300Kva a 501Kva. Su respectivo presupuesto para el montaje de los tres transformadores monofásicos de 167Kva se muestra en la tabla 5.8.

En cuanto al sistema de respaldo de energía no existe ningún inconveniente por cuanto la carga respaldada debe ser necesariamente aquellos sitios o espacios físicos donde se encuentra la parte operativa del canal, sistemas de telecomunicaciones, control master, edición, y sistemas eléctricos.

Se sugiere un plan de mantenimiento integral con su respectiva planificación anual, análisis de precios unitarios por rubros y fichas de inspección técnicas tanto para el banco de transformadores, generador y tableros eléctricos el cual se detalla en el capítulo 5, este mantenimiento está relacionado directamente con la vida útil de los equipos por lo que es necesario su aplicación.

BIBLIOGRAFÍA

Eléctrica de Guayaquil. (Junio de 2012). *Normas de acometidas de cuartos de transformadores y sistemas de medición para el suministro de electricidad NATSIM*. Recuperado el Diciembre de 2013, de [www.slideshare.net: http://www.slideshare.net/albertama/natsim-2012-13326343](http://www.slideshare.net/albertama/natsim-2012-13326343)

Association, N. F. (1996). *Código Eléctrico Nacional 1996*. Massachusetts: NFPA.

Balcells, J., Autonell, J., Brossa, J., Fornieles, F., & García, B. (2011). *Eficiencia en el uso de la energía eléctrica*. Barcelona: Marcombo.

Calioni, J. (2013). *Prácticas eléctricas en inmuebles*. Buenos Aires: Alsina.

Dufo, R., Bernal, J., Yusta, J., & Millán, D. (2012). *Trabajos y maniobras en alta tensión*. Madrid: Paraninfo.

EP, E. E. (2012). *NATSIM*. Guayaquil: Empresa Electrica Publica de Guayaquil EP.

Eumed. (01 de 04 de 2014). www.eumed.net. Recuperado el 01 de 04 de 2014, de Libros gratis: <http://www.eumed.net/libros-gratis/2007a/257/7.1.htm>

Molina, J., Cánovas, F., & Ruz, F. (2012). *Corriente Alterna Monofásica y Trifásica: Fundamentos de electrotecnia para ingenieros*. Barcelona: Marcombo.

Moreno, G., Cárdenas, C., & Vila, W. (2007). *Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra: Respuestas ante fallas eléctricas y rayos*. Antioquía: Ciencia y Tecnología.