

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE LA ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL CENTRO DE INGENIERÍA MECÁNICA DE LA FUNDACIÓN INSTITUTO DE INGENIERÍA PARA LAS CARGAS ELÉCTRICAS ACTUAL Y FUTURA

Prof. Guía. Ing. Nerio Ojeda.

Tutor Industrial: Ing. Miguel Arellano.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Colmenares A., Guillermo A.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2016

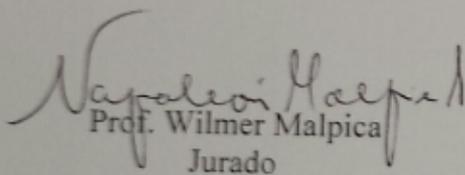
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 02 de junio de 2016

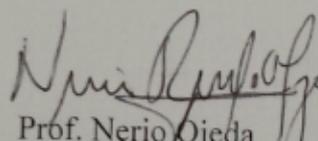
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Guillermo A. Colmenares A., titulado:

DISEÑO DE LA ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL CENTRO DE INGENIERÍA MECÁNICA DE LA FUNDACIÓN INSTITUTO DE INGENIERÍA PARA LAS CARGAS ELÉCTRICAS ACTUAL Y FUTURA

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Daniel Passarello
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA

A Dios, mi madre y padre.

AGRADECIMIENTO

A mi madre, **Lieska Andara** que siempre luchó para darme todo lo necesario para lograr mis metas.

A mi amada esposa, **Mariana Montero** quien me acompañó a lo largo de toda mi carrera universitaria y a mi hija **Arantza** por esa motivación extra para cumplir satisfactoriamente tan añorada meta.

A todos los profesores que me formaron para ser la persona que soy.

A mi hermano, compañeros de vida y amigos, **Osman Colmenares, Andrés Bravo, Adrian Hurtado** y **José Ángel Pérez**, quienes con sus gestiones, consejos y palabras de aliento me brindaron ese apoyo incondicional.

A mis tutores **Miguel Arellano** y **Nerio Ojeda**, que me guiaron en la elaboración del presente trabajo Especial de Grado.

Colmenares A., Guillermo A.

**DISEÑO DE LA ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA
ELÉCTRICA DEL CENTRO DE INGENIERIA MECANICA DE LA
FUNDACION INSTITUTO DE INGENIERIA PARA LAS CARGAS
ELÉCTRICAS ACTUAL Y FUTURA**

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda. Tutor Industrial: Ing. Miguel Arellano. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Fundación Instituto de Ingeniería. 2016.131 h + anexo.

Palabras Claves: Diagrama Unifilar, Conductores eléctricos, Sistema de Protecciones contra descargas atmosféricas, Sistemas de Puesta a Tierra.

Resumen. Se presenta la adecuación de la infraestructura eléctrica del Centro de Ingeniería Mecánica de la Fundación Instituto de Ingeniería (CIMEC), que comprende áreas de oficina y de taller, para las cargas eléctricas actuales y futuras. Para ello se diagnosticó el Sistema Eléctrico, revisando la demanda actual, consumo de energía eléctrica y capacidad instalada del banco de transformadores, utilizando un analizador de redes trifásicas marca “Fluke 435 Power Quality Analyzer (Serial DM9831033)”. La capacidad instalada actualmente es de 150 kVA, con una configuración de 3 transformadores de 50 kVA cada uno 12,47V / 208V-120V, para una “Demanda Contratada” a CORPOELEC de 119 kVA presentando una demanda promedio entre el 30% y 50% de la misma. Del estudio de carga se estima que la demanda promedio una vez se instalen las nuevas máquinas será de 760 kVA, por lo que se propone la instalación de un transformador trifásico de 1000 kVA 12,47kV / 208V-120V, contemplando un 20% de factor de reserva. Cumpliendo con las normas nacionales e internacionales se dimensionaron los alimentadores de la acometida principal y ramales, se determinaron los dispositivos de protección a implementar, los conductores de puesta a tierra de cada equipo y tablero, se diseñaron los sistemas de protección contra descargas atmosféricas y de puesta a tierra y se elaboraron los planos eléctricos del edificio (diagrama unifilar, ubicación de equipos, tomacorriente, iluminación, sistema de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra).

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
RESUMEN	v
ÍNDICE GENERAL.....	vi
LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE FIGURAS	xii
SIGLAS	xiii
VARIABLES ELÉCTRICAS.....	xiv
CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN.....	16
1.1 INTRODUCCIÓN.....	16
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.5 METODOLOGÍA	17
CAPÍTULO II- MARCO TEÓRICO	20
2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA ELÉCTRICA.....	20
2.1.1 Estudio de carga eléctrica.....	20
2.1.2 Carga Conectada	20
2.1.3 Cargas de Operación Continua.....	20
2.1.4 Cargas de Operación Intermitente.....	20
2.1.5 Cargas de Reserva	21
2.1.6 Cargas de Operación Variable	21
2.1.7 Factor de Carga.....	21
2.1.8 Factor de Demanda.....	21
2.1.9 Factor de Coincidencia.....	21

2.1.10	<i>Demanda Máxima para 8 horas</i>	21
2.1.11	<i>Demanda Máxima para 15 minutos</i>	22
2.2	ILUMINACIÓN	22
2.2.1	<i>Iluminancia</i>	22
2.2.2	<i>Método para medir la intensidad luminosa</i>	22
2.3	CONDUCTOR ELÉCTRICO.....	23
2.3.1	<i>Aislamiento de los conductores</i>	23
2.3.2	<i>Calibre de los conductores:</i>	23
2.3.3	<i>Selección del calibre del conductor</i>	23
2.3.4	<i>Cálculo del conductor de puesta a tierra de los equipos</i>	27
2.4	DIMENSIONAMIENTO DE CANALIZACIONES ELÉCTRICAS.....	27
2.5	GENERALIDADES DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	28
2.5.1	<i>Nivel cerámico</i>	28
2.5.2	<i>Densidad de rayos a tierra</i>	28
2.6	SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	28
2.6.1	<i>Método de diseño de SPCDA, esfera rodante</i>	29
2.6.2	<i>Ubicación de los dispositivos de protección contra rayos</i>	30
2.6.3	<i>Conductor principal</i>	32
2.6.4	<i>Soportes conductores</i>	32
2.6.5	<i>Conductores bajantes</i>	32
2.6.6	<i>Evaluación de riesgos</i>	34
2.7	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	36
2.7.1	<i>Funciones de un sistema de puesta a tierra [13]</i>	36
2.7.2	<i>Elementos del sistema de puesta a tierra</i>	36
2.7.3	<i>Resistencia del electrodo de puesta a tierra</i>	37
2.7.4	<i>Medición de resistividad de terreno</i>	37
2.7.5	<i>Resistividad aparente</i>	39
2.7.6	<i>Sondeo eléctrico vertical</i>	39
2.7.7	<i>Programa IPI2WIN</i>	39
	CAPÍTULO III - DIAGNÓSTICO DE LA DEMANDA, CONSUMO ELÉCTRICO ACTUAL, ANÁLISIS DE CARGA Y MEDICIONES DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL CIMEC	41
3.1	CAPACIDAD INSTALADA EN EL CIMEC	41

3.2	MEDICIONES EFECTUADAS POR CORPOELEC	41
3.3	MEDICIONES REALIZADAS CON EL ANALIZADOR DE REDES	42
3.4	ESTUDIO DE CARGAS ELÉCTRICAS DEL CIMEC	43
3.5	DIAGRAMA UNIFILAR ACTUAL.....	47
3.6	PLANOS DE UBICACIÓN DE EQUIPOS DEL CIMEC	49
3.7	DISTRIBUCIÓN DE CARGAS	50
3.8	DIAGRAMA UNIFILAR CON CARGAS FUTURAS.....	51
3.9	SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL CIMEC	53
CAPÍTULO IV- DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CIMEC.....		57
4.1	CÁLCULO DE CIRCUITOS DE TOMACORRIENTES	57
4.2	CÁLCULO DE CALIBRE DE CONDUCTORES [2].....	58
4.2.1	<i>CRITERIOS DE DISEÑO PARA EL CÁLCULO DE CONDUCTORES</i>	<i>58</i>
4.2.2	<i>RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CONDUCTORES DE LOS EQUIPOS</i>	<i>59</i>
4.2.3	<i>RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CONDUCTORES DE LOS CIRCUITOS DE TOMACORRIENTE</i>	<i>67</i>
4.2.4	<i>RESULTADOS DE LOS ALIMENTADORES DE LOS SUB-TABLEROS</i>	<i>68</i>
4.2.5	<i>RESULTADOS DE LOS CONDUCTORES DEL TABLERO PRINCIPAL.....</i>	<i>74</i>
4.3	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	78
4.4	PROTECCIÓN EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN.....	79
4.5	CONDUCTOR DE ALTA TENSIÓN	79
4.6	PROTECCIÓN EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN	80
4.7	SELECCIÓN DE PROTECCIONES DE LOS EQUIPOS Y TABLEROS.....	84
4.8	DETERMINACIÓN DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA DE LOS EQUIPOS	87
4.9	DIMENSIONAMIENTO DE CANALIZACIONES ELÉCTRICAS.....	90
4.9.1	<i>Canalización del tablero principal TP</i>	<i>91</i>
4.9.2	<i>Canalizaciones de los sub- tableros.</i>	<i>92</i>
4.9.3	<i>Canalizaciones de los equipos.....</i>	<i>93</i>
CAPÍTULO V - DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL CIMEC		95

5.1	EVALUACIÓN DE RIESGO EN EL CIMEC	95
5.2	DISEÑO DEL SPCDA PARA EL CIMEC	100
CAPÍTULO VI - DISEÑO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL CIMEC		103
6.1	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DEL SUELO	103
6.2	DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD APARENTE	105
6.3	ANÁLISIS DE LA RESISTIVIDAD APARENTE	105
6.3.1	<i>Resultados de la primera medición</i>	<i>106</i>
6.3.2	<i>Resultados de la segunda medición.....</i>	<i>107</i>
6.3.3	<i>Resultados de la tercera medición</i>	<i>108</i>
6.3.4	<i>Resultados de la cuarta medición.....</i>	<i>109</i>
6.4	CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.....	110
CÓMPUTOS MÉTRICOS.....		112
CONCLUSIONES		124
RECOMENDACIONES.....		126
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		127
BIBLIOGRAFÍA		129
ANEXOS		132

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Fórmulas de cálculo de cortocircuito de los conductores.....	25
Tabla 3.1. Características del Alimentador del CIMEC.....	41
Tabla 3.2. Equipos con cargas de operación continua.....	44
Tabla 3.3. Clasificación de las cargas del CIMEC.....	45
Tabla 3.4. Iluminación en la Planta Baja del CIMEC.....	54
Tabla 3.5. Iluminación en la Planta Alta del CIMEC.....	56
Tabla 4.1. Circuitos de tomacorrientes Planta Baja del CIMEC.....	58
Tabla 4.2. Resultados del cálculo de los conductores de los equipos.....	66
Tabla 4.3. Conductores de los circuitos de tomacorriente del CIMEC PB.....	68
Tabla 4.4. Tablero T-03.....	69
Tabla 4.5. Resultados de calibre de conductor para los sub-tableros.....	73
Tabla 4.6. Resultados de calibre de conductor para los sub-tableros existentes.....	73
Tabla 4.7. Resultados de calibre de conductor para los sub-tableros separados de la planta Alta del CIMEC.....	74
Tabla 4.8. Balance de fases del tablero TP.....	75
Tabla 4.9. Corriente de diseño del TP.....	76
Tabla 4.10. Cálculo de cortocircuito para los sub-tableros.....	84
Tabla 4.11. Protecciones para los equipos del CIMEC.....	85
Tabla 4.12. Selección de protecciones para los tableros.....	87
Tabla 4.13. Determinación de los conductores de puesta a tierra para los equipos del CIMEC.....	88
Tabla 4.14. Determinación de los conductores de puesta a tierra para los tableros.....	90

Tabla 4.15. Diámetro de tubos calculados para los sub-tableros.....	92
Tabla 4.17. Diámetro de tubos calculados para los equipos.....	93
Tabla 5.1. Resultados de Amenaza anual de ocurrencia en el CIMEC.....	96
Tabla 5.2. Resultados de probabilidades de daño del CIMEC.....	97
Tabla 5.3. Resultados de las pérdidas en la estructura del CIMEC.....	98
Tabla 5.4. Resultados de los componentes de riesgo.....	99
Tabla 5.5. Resultados del cálculo de riesgo.....	100
Tabla 6.1. Resultados de medición de resistividad del suelo.....	104
Tabla 6.2. Sondeo E1.....	107
Tabla 6.3. Sondeo E2.....	107
Tabla 6.4. Sondeo E3.....	108
Tabla 6.2. Sondeo E4.....	109
Tabla 7.1. Cómputos métricos del proyecto ampliación del CIMEC.....	111

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Sistema de protección contra descargas atmosféricas.....	29
Figura 2.2. Barrido de la esfera Rodante.....	30
Figura 2.3. Ubicación de terminales aéreos en techo.....	31
Figura 2.4. Ubicación de conductores bajantes.....	33
Figura 2.5. Jabalina terminal para conductor bajante.....	34
Figura 2.6. Procedimiento para decidir la necesidad de protección.....	35
Figura 2.7. Método de Wenner de los cuatro electrodos.....	38
Figura 3.1. Demanda Asignada/Leída/Facturada por CORPOELEC a la FIIIDT...	42
Figura 3.2. Curva de consumo (Período 29/09/13 - 05/10/13).....	43
Figura 3.3. Diagrama unifilar cargas actuales del CIMEC.....	48
Figura 3.4. Ubicación de equipos en el CIMEC.....	49
Figura 3.5. Distribución de tableros eléctricos del CIMEC.....	50
Figura 3.6. Diagrama unifilar con cargas futuras del CIMEC.....	52
Figura 3.7. Distribución de la Planta Baja del CIMEC.....	55
Figura 3.8. Distribución de la Planta Alta del CIMEC.....	55
Figura 4.1. Hoja del tablero T-03.....	72
Figura 4.2. Hoja del tablero principal.....	78
Figura 4.3. Diagrama unifilar del alimentador del tablero principal.....	81
Figura 4.4. Diagrama de impedancias del alimentador del tablero principal.....	81
Figura 5.1. Leyenda de diseño de SPCDA.....	101
Figura5.2. Vista de planta del diseño de SPCDA del CIMEC.....	101
Figura 5.3. Vista de corte del diseño de SPCDA del CIMEC.....	102
Figura 6.1. Ubicación de los electrodos para la medición de Resistividad.....	104
Figura 6.2. Curvas de resistividad aparente.....	105
Figura 6.3. Resultados obtenidos por IPI2win en la primera medición.....	106
Figura 6.4. Resultados obtenidos por IPI2win en la segunda medición.....	107
Figura 6.5. Resultados obtenidos por IPI2win en la tercera medición.....	108
Figura 6.6. Resultados obtenidos por IPI2win en la cuarta medición.....	109

SIGLAS

ANSI: American National Standards Institute.

ASA: American Standards Association.

ASME: American Society of Mechanical Engineers.

CIMEC: Centro de Ingeniería Mecánica.

FIIIDT: Fundación Instituto de Ingeniería para Investigación y el Desarrollo Tecnológico.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

UCV: Universidad Central de Venezuela.

CEN: Código Eléctrico Nacional.

COVENIN: Comisión Venezolana de Normas Industriales.

NEMA: National Electrical Manufacturers Association.

NFPA: National Fire Protection Association.

CDP: Centro de Distribución de Potencia.

PDVSA: Petróleos de Venezuela S.A.

THW: Temperature-Humidity-Weather.

AWG: American wire gauge.

VARIABLES ELÉCTRICAS

$\Delta V\%$: Porcentaje de la caída de tensión.

L : Longitud del alimentador [m].

I : Corriente a plena carga [A].

V : Tensión de alimentación [V].

V_o : Tensión de fase y neutro [V].

R : Resistencia del conductor [Ω /km].

X : Inductancia del conductor [Ω /km].

$\text{COS}(\theta)$: Factor de Potencia

S_B : Potencia aparente base [kVA].

S_T : Potencia aparente del transformador [kVA].

I_B : Corriente base [A].

kV_{BLL} : Voltaje de base [kV].

Z_B : Impedancia de base [Ω].

S_{cc} : Potencia aparente de cortocircuito de la fuente.

R_{CAT} : Resistencia del conductor de alta tensión.

X_{CAT} : Reactancia del conductor de alta tensión.

Z_B : Impedancia base [Ω].

R_{CBT} : Resistencia del conductor de baja tensión.

X_{CBT} : Reactancia del conductor de baja tensión.

Z_B : Impedancia base [Ω].

I_B : Corriente base [A].

FA: Factor de asimetría

A_c : Área de ocupación del cable.

D: Diámetro del conductor.

A_a : Área de ocupación de la acometida.

A_d : Área del ducto.

N_c : Número de conductores.

I_{cc} : Corriente de cortocircuito.

A: Área del conductor.

t_{cc} : Tiempo del cortocircuito.

T1: Temperatura máxima de operación del conductor (60, 75, 90, 105 °C).

T2: Temperatura a la cual se daña el aislante o material de contacto con el elemento metálico que conduce corriente.

R^{\wedge} : Radio de la esfera rodante.

d: Distancia horizontal protegida.

h: Altura del techo.

R_{PAT} : Resistencia del electrodo de puesta a tierra.

CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción [1]

Toda infraestructura eléctrica debe estar diseñada para distribuir la energía eléctrica a los equipos conectados de una manera segura y eficiente. Para lograr esto existen normas y criterios donde se detallan los reglamentos para la planificación y puesta en marcha de un proyecto, como por ejemplo el CEN [6]. Las infraestructuras eléctricas deben contar con una adecuada distribución de cargas, sistema de iluminación, sistema de puesta a tierra y en caso de ser necesario, un sistema de protección contra descargas atmosféricas, que garanticen la seguridad de las personas que hacen uso de las instalaciones y el buen funcionamiento y protección de los equipos.

Actualmente el Centro de Ingeniería Mecánica (CIMEC) de la Fundación Instituto de Ingeniería para Investigación y Desarrollo Tecnológico (FIIIDT), se encuentra en un proceso de expansión, incorporando una serie de nuevos equipos electromecánicos y esto traerá como consecuencia que la capacidad eléctrica instalada no sea suficiente para satisfacer la nueva demanda. Éste trabajo se centra en la adecuación de la infraestructura eléctrica del CIMEC tal que presente un funcionamiento adecuado una vez culmine dichos trabajos de expansión.

1.2 Planteamiento del problema [1]

La capacidad eléctrica instalada en el CIMEC será insuficiente con respecto a la nueva demanda eléctrica del mismo, debido a la incorporación de nuevos equipos electromecánicos. En vista de esto se requiere una adecuación de la infraestructura eléctrica, tomando en consideración las cargas actuales y a ser instaladas en el futuro, contemplando el sistema de iluminación, acometidas de uso general y fuerza, sistemas de protección contra descargas atmosféricas, en caso de que lo amerite y

sistemas de puesta a tierra. Además es necesario documentar con sus respectivos planos y diagramas eléctricos.

1.3 Objetivo general:

Diseñar las instalaciones eléctricas (Iluminación, Fuerza, Protecciones contra descargas atmosféricas y sistema de puesta a tierra) para la carga actual y futura del CIMEC.

1.4 Objetivos específicos:

- ✓ Levantar información de la situación actual y futura del Centro de Ingeniería Mecánica.
- ✓ Elaborar el diagrama eléctrico unifilar actual y nuevo del Centro de Ingeniería Mecánica.
- ✓ Elaborar los planos del edificio con la ubicación de las máquinas instaladas y por adquirir y los planos eléctricos.
- ✓ Diagnosticar la demanda y consumo de energía actual.
- ✓ Diseñar el sistema de protección contra descargas atmosféricas del edificio.
- ✓ Diseñar el sistema de puesta a tierra del edificio.
- ✓ Elaborar los cálculos métricos (específicamente la lista de materiales a requerirse para el proyecto desde el punto de vista eléctrico) de las instalaciones eléctricas adecuadas a la nueva demanda y que comprenden iluminación, acometidas de uso general y fuerza, sistemas de protección contra descargas atmosféricas y sistemas de puesta a tierra.

1.5 Metodología:

La metodología a seguir para la realización de este trabajo será la siguiente:

- Realización del levantamiento de la información asociada al proyecto Centro Industrial de Diseño, planos, lista de los equipos instalados y a instalar con sus respectivas especificaciones técnicas y datos de placa, planos de ubicación

de equipos, estatus y condiciones del sistema eléctrico actual y cargas por sistemas de iluminación y tomacorrientes.

- Elaboración del diagrama eléctrico unifilar actual y nuevo del Centro de Ingeniería Mecánica con el uso de la simbología estipulada en la norma COVENIN 398:1984, “símbolos gráficos para instalaciones eléctricas en inmuebles”.
- Elaboración de los planos del edificio con la ubicación de las máquinas instaladas y por adquirir y los planos eléctricos, con el uso de la simbología estipulada en la norma COVENIN 398:1984, “símbolos gráficos para instalaciones eléctricas en inmuebles”.
- Diagnóstico del Sistema Eléctrico, revisando la demanda actual, consumo de energía eléctrica y capacidad instalada del banco de transformadores, utilizando equipos de registro y tomando como referencias normas nacionales e internacionales.
- Diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas del edificio, siguiendo los estándares nacionales e internacionales como las normas FONDONORMA 599-2:2013 [8] y NFPA 780 [9].
- Diseño del sistema de puesta a tierra del edificio, midiendo la resistividad del suelo y determinando la configuración del electrodo acorde para el caso, siguiendo lo establecido en la norma IEEE Std 142-2007 [13] y usando la aplicación IPI2win, para obtener a partir de las mediciones efectuadas las características del suelo.
- Elaboración de cálculos métricos de las instalaciones eléctricas adecuadas a la nueva demanda y que comprenden iluminación, acometidas de uso general y fuerza, sistemas de protección contra descargas atmosféricas y sistemas de puesta a tierra, enlistando en una tabla todos los materiales y equipos con sus

cantidades a requerirse para la ejecución del proyecto según el diseño realizado.

CAPÍTULO II- MARCO TEÓRICO

A continuación se presentarán los fundamentos teóricos necesarios para la realización y entendimiento de los estudios y diseños de las cargas eléctricas, iluminación, conductores, canalizaciones, sistemas de protección contra descargas atmosféricas y sistemas de puesta a tierra; desarrollados en los capítulos III, IV y V.

2.1 Características de la carga eléctrica:

La estimación de carga es la etapa primordial para el desarrollo de un proyecto de instalaciones eléctricas. Aquí se obtiene una aproximación del comportamiento de la carga conectada al sistema.

2.1.1 Estudio de carga eléctrica:

En un proyecto de instalaciones eléctricas es de principal importancia la obtención de la carga de diseño. Esto implica un estudio de la misma y así determinar las necesidades eléctricas para el diseño de los diferentes tableros y respectivas acometidas eléctricas. Deberá tomarse en cuenta al obtener la carga total, que la magnitud de la misma cumpla con los requerimientos de servicio eléctrico.

2.1.2 Carga Conectada:

Es el valor nominal o suma de los valores nominales en VA de cada equipo, excluyendo reservas [2].

2.1.3 Cargas de Operación Continua:

Son aquellas que operan a demanda máxima durante todo el período de tiempo considerado en nuestro caso será de 8h [2].

2.1.4 Cargas de Operación Intermitente:

Son aquellas que operan a demanda máxima por cortos períodos de tiempo y varias veces durante todo el período de tiempo considerado [2].

2.1.5 Cargas de Reserva:

Se refieren a las que son respaldo de cargas en operación de forma continua.

2.1.6 Cargas de Operación Variable:

Son aquellas que operan de forma alternada durante todo el período de tiempo evaluado (8h) entre su demanda máxima y mínima tal como las unidades condensadores de aire [2].

2.1.7 Factor de Carga:

Es la relación entre la carga promedio para un determinado período de tiempo y la carga pico ocurrida durante ese período [2].

2.1.8 Factor de Demanda:

Es la relación entre la demanda de un sistema o parte de un sistema y la carga total conectada del sistema o parte del sistema en consideración [2].

2.1.9 Factor de Coincidencia:

Es la relación de la carga pico de un sistema y la suma de cargas picos individuales [3].

2.1.10 Demanda Máxima para 8 horas:

Se define como la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 8 horas y corresponde a la suma de todas las cargas de operación continua o que operan normalmente durante un período de ocho horas o más, más las cargas intermitentes evaluadas durante un período de ocho horas de operación, es decir, considerando el factor de operación [2].

2.1.11 Demanda Máxima para 15 minutos:

Se define como la carga pico que puede ocurrir por un período de 15 minutos y corresponde a la suma de todas las cargas de operación continuas o de operación normal, más las cargas intermitentes y las cargas de reserva, evaluadas en un período de 15 minutos de operación, ósea aplicando los factores de coincidencia correspondientes [2].

2.2 Iluminación

Es la aplicación de luz a los objetos, o a sus alrededores para que se puedan ver.

2.2.1 Iluminancia [4]:

Es el cociente del flujo luminoso recibido por un elemento de superficie que contiene el punto, entre el área de dicho elemento.

Símbolo: E,

$$E = \frac{dQ}{dA} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Unidad Lux, (Lx)

2.2.2 Método para medir la intensidad luminosa [4]:

Para medir la intensidad luminosa la norma COVENIN 2249-93 [4] establece como procedimiento simplificado para áreas interiores lo siguiente:

Con el uso de un luxómetro, se deberán tomar mediciones en diferentes puntos dependiendo de la distribución de las luminarias del lugar (según lo indica la tabla A.1), las lecturas deben hacerse con el usuario de la iluminación en la posición normal de su actividad y el instrumento debe ubicarse tal que la superficie de medición se encuentre en el plano de trabajo del usuario y en los puntos seleccionados según sea el caso (como se muestra en la figura A.1).

2.3 Conductor eléctrico

Es el material metálico adecuado para el transporte de corriente eléctrica.

2.3.1 Aislamiento de los conductores:

Para el aislamiento de los conductores las denominaciones varían dependiendo de su utilización o tipo de fabricante, por ejemplo el material termoplástico se identifica como tipo T, y su designación según la norma UL (Under writers Laboratories Inc.) se indica a continuación: TW, THW (de uso general en todos los campos de la industria, en ambientes secos y húmedos. Son la solución más económica para la instalación en bandejas, conduit o ductos. Voltaje de operación: 600V), THHN, TTU. También se encuentran los polímeros que se identifican como: R, RW, RHW, RH, RHH.

2.3.2 Calibre de los conductores:

Los conductores se identifican por el número del calibre que por lo general sigue el sistema de designación americano AWG. En caso de tener un área mayor (superior a 4/0 AWG) se emplea una unidad denominada circular mil (kcmil, sección de un círculo que tiene un diámetro de un milésimo de pulgada).

2.3.3 Selección del calibre del conductor:

➤ *Criterio de capacidad de corriente:*

La temperatura del conductor, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del conductor. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los conductores y suele ser de 75°C para conductores con aislamiento termoplásticos y de 90°C para conductores con aislamiento termoestables.

Para la selección del calibre del conductor por capacidad de corriente se usará el Anexo 2.1, tomado del CEN 200:2009, tabla 310-16, donde se muestran las capacidades de corriente (A) permisibles de conductores aislados de 0 a 2000 voltios,

y también se incluye el factor de corrección para temperaturas diferentes a 30 °C. En aquellos casos donde aplique se usará el Anexo 2.2, con factores de corrección para más de tres conductores en ducto (tabla 310-15 del CEN 200:2009). En el caso del calibre del conductor en el lado de alta tensión se usará el Anexo 1.3 (tabla 310-69 del CEN 200:2009).

➤ *Comprobación por caída de tensión [5]*

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización.

Para el cálculo de la caída de tensión se usarán las siguientes ecuaciones dependiendo del sistema:

Circuitos Monofásicos

$$\Delta V\% = \frac{2 \cdot L \cdot I}{10 \cdot V} \cdot (r \cdot \cos(\theta) + x \cdot \sin(\theta)) \quad \text{Ec. 2.2}$$

Circuitos trifásicos

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I}{10 \cdot V} \cdot (r \cdot \cos(\theta) + x \cdot \sin(\theta)) \quad \text{Ec. 2.3}$$

La sección del conductor se puede obtener de los anexos 2.4.y 2.5 para baja y media tensión respectivamente. El porcentaje de caída de tensión total será de 5% desde la fuente hasta los equipos a conectar, para garantizar el buen funcionamiento de los equipos alimentados por el conductor [6].

➤ *Criterio de la intensidad de cortocircuito*

Los conductores deben seleccionarse de tal forma que puedan soportar el incremento de temperatura producido por la ocurrencia de un cortocircuito en un tiempo “t” determinado antes de que sea despejada la falla.

Las formulas asociadas para tomar en cuenta éste criterio en la selección del conductor se muestran en la tabla 2.1, indicada en el CEN 200:2009 (tabla 240.92)

Tabla 2.1 Fórmulas de cálculo de cortocircuito de los conductores.

Fórmula para conductores de cobre	Fórmula para conductores de aluminio
$\frac{I_{cc}^2}{A^2} \cdot t_{cc} = 0,0297 \cdot \log \left[\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right]$	$\frac{I_{cc}^2}{A^2} \cdot t_{cc} = 0,0125 \cdot \log \left[\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right]$

Según tabla 240.92 (B), T2 es:

- 150 °C para conductores de cobre aislados con PVC

En el anexo A.2.8, se muestra una tabla con el área (A) correspondiente en circular mils para diferentes calibres.

El tiempo del cortocircuito “ t_{cc} ”, está asociado al tiempo de operación del mecanismo de protección inmediato aguas arriba. En el anexo A.2.9, se muestra una tabla con tiempos de operación para distintos dispositivos de protección.

La determinación del calibre se puede hacer comparando la corriente de cortocircuito máxima del cable obtenido por caída de tensión y/o capacidad de corriente contra la capacidad de cortocircuito del sistema, de ésta manera si la última es menor a la del conductor determinado el calibre es válido; de lo contrario se debe aumentar el calibre.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito del sistema se usará el Método de las impedancias [14], a continuación se muestra el procedimiento seguido por este método:

- 1) Elaborar el diagrama unifilar del sistema.
- 2) Convertir el diagrama unifilar en diagrama de impedancias.
- 3) Seleccionar como valores bases los valores del transformador.

$$S_B = S_T \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times kV_{BLL}} \quad \text{Ec. 2.5}$$

$$Z_B = \frac{kV_{BLL}^2}{S_B} \times 10^8 \quad \text{Ec. 2.6}$$

4) Referir el sistema a valores p.u con las bases seleccionadas. En este punto son calculados los valores de las impedancias de los elementos del sistema:

➤ Impedancia de falla (Z_f):

$$Z_f = \frac{S_B}{S_{CC}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

➤ Impedancia del conductor de alta tensión (Z_{CAT}):

$$Z_{CAT} = \frac{R_{CAT}}{Z_B} + j \frac{X_{CAT}}{Z_B} \quad \text{Ec. 2.8}$$

➤ Impedancia del transformador (Z_T):

Suministrado por el fabricante.

➤ Impedancia del conductor de baja tensión (Z_{CBT}):

$$Z_{CBT} = \frac{R_{CBT}}{Z_B} + j \frac{X_{CBT}}{Z_B} \quad \text{Ec. 2.9}$$

5. Utilizando los diferentes métodos de reducción de circuitos. Se calcula la resistencia equivalente, denominada impedancia total de cortocircuito (Z_{TCC}), que sería la sumatoria de las impedancias en serie, de falla, del conductor de alta tensión, del transformador y del conductor de baja tensión.

6. Se calcula la corriente simétrica de cortocircuito ($I_{CCSIMÉTRICA}$).

$$I_{CCSIMÉTRICA} = \frac{V_{BLL}(pu)}{Z_{TCC}(pu)} \cdot I_B(A) \quad \text{Ec. 2.10}$$

2.3.4 Cálculo del conductor de puesta a tierra de los equipos

El conductor de puesta a tierra conecta el chasis de los equipos, circuitos y/o canalizaciones al electrodo ó sistema de puesta a tierra, para determinar dicho calibre se usa la tabla en el Anexo 2.7, con la información del ajuste del dispositivo de protección asociado a cada punto, dicha tabla obtenida del CEN 200:2009, Sección 250-122.

2.4 Dimensionamiento de canalizaciones eléctricas

Se procede a aplicar la siguiente metodología para la determinación del tamaño de los ductos de los distintos alimentadores:

- Calcular el área del conductor con la Ec. 2.11

$$A_c = \frac{\pi \times D^2}{4} \quad \text{Ec. 2.11}$$

- Calcular el área de la acometida con la Ec. 2.12

$$A_a = N_c \times A_c \quad \text{Ec. 2.12}$$

- Calcular el área del ducto con la Ec. 2.13

$$A_d = \frac{A_a}{0,4} \quad \text{Ec. 2.13}$$

- Con el área del ducto, se verifica en la tabla expuesta en el anexo 2.8 (valores comerciales de conduit) cual sería el ducto a utilizar.

- Determinar el porcentaje de ocupación aplicando la Ec. 2.14.

$$\% \text{ ocupación} = \frac{A_{\text{conductores}}}{A_{\text{conduit}}} \times 100\% \quad \text{Ec. 2.14}$$

2.5 Generalidades de las descargas atmosféricas

2.5.1 Nivel cerámico [7]:

El nivel cerámico se define como el promedio anual de días u horas de tormentas eléctricas en una localidad dada. Nivel cerámico diario es llamado día de tormenta eléctrica y es el número promedio de días al año en los cuales se escucharan truenos en un periodo de 24 horas. Por esta definición, es indiferente cuantas veces se escucha el trueno durante el periodo de 24 horas, es decir, si el trueno se escucha en cualquier día más de una vez, el día se sigue clasificado como un día de trueno o día de tormenta eléctrica.

2.5.2 Densidad de rayos a tierra [7]:

Se define como el número promedio de descargas por unidad de área por unidad de tiempo en una locación particular. Se asume usualmente que la densidad de rayos a tierra en un terreno, una subestación o una línea de distribución o transmisión es aproximadamente proporcional al nivel cerámico de la localidad. En la norma Fondonorma NTF 599-2:2013, Anexo A5.3, se muestra un mapa de nacional de Venezuela con valores de densidad de rayos a tierra.

2.6 Sistema de protección contra descargas atmosféricas, SPCDA [8]

Se refiere a una instalación completa destinada a reducir los peligros de daños físicos debido a los impactos directos de los rayos en la estructura (tal y como se observa en la figura 2.1).

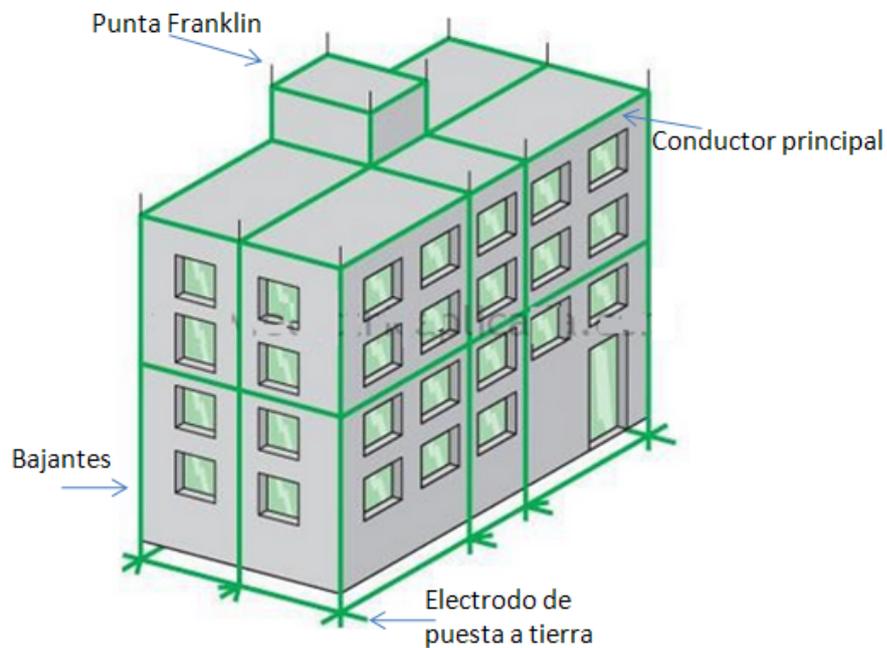


Figura 2.1. Sistema de protección contra descargas atmosféricas.

2.6.1 Método de diseño de SPCDA, esfera rodante [9]:

El método de la esfera rodante se utiliza para establecer el área de protección de las puntas Franklin. Este consiste en rodar una esfera imaginaria sobre tierra, alrededor y encima de la instalación a proteger o cualquier otro objeto en contacto con la tierra, capaz de actuar como un punto de intercepción de la corriente de rayo. La esfera imaginaria debe rodarse desde el nivel de la tierra hacia la estructura a proteger e instalar una terminal aérea en el punto de contacto con la estructura.

Cuando la esfera se encuentra tangente a la tierra y reposando en un dispositivo de protección contra descargas (punta Franklin), todo el espacio en el plano vertical entre los dos puntos de contacto debajo de la esfera se considera que está dentro de la zona de protección. Una zona de protección también se forma cuando la esfera reposa en dos o más dispositivos de protección e incluirá el espacio en el plano vertical

debajo de la esfera y entre estos dispositivos. Todas las posibles colocaciones de la esfera deberán ser tomadas en cuenta cuando se está determinando la zona de protección total, como se observa en la figura 2.2

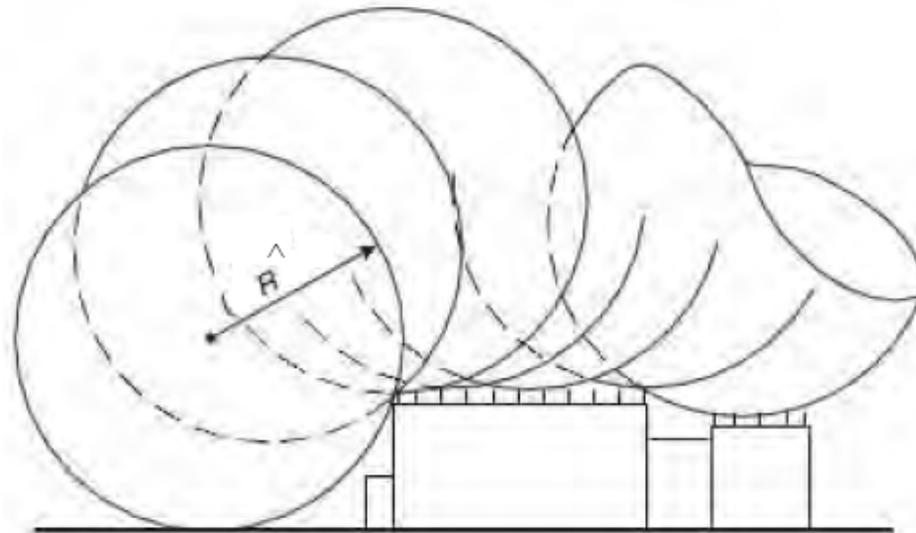


Figura 2.2. Barrido de la esfera Rodante.

El radio de la esfera variará dependiendo del nivel de protección y la distancia entre las terminales aéreas se determina mediante la ecuación 2.15.

$$d = 2\sqrt{2R^{\wedge}h - h^2} \quad \text{Ec. 2.15}$$

Según la NFPA 780 [9] el 91% de las descargas atmosféricas son de 10 kA, esta es la magnitud de corriente utilizada para éste método, con la que se determina una distancia de impacto de 45m (radio de la esfera rodante).

2.6.2 Ubicación de los dispositivos de protección contra rayos [9]:

Como se muestra en la figura 2.3, la distancia entre la punta Franklin y las terminaciones en cresta de los techos dos aguas o bordes y esquinas exteriores en techos planos o con inclinaciones pequeñas, no deben exceder 0,6 m.

Las puntas Franklin deben ubicarse en las crestas de los techos dos aguas y alrededor del perímetro de techos planos o con pequeña inclinación, en intervalos no mayores a 6 m. Las puntas Franklin a 0,6 m o más sobre el objeto o área a ser protegida pueden ubicarse en intervalos no mayores a 7,6 m.

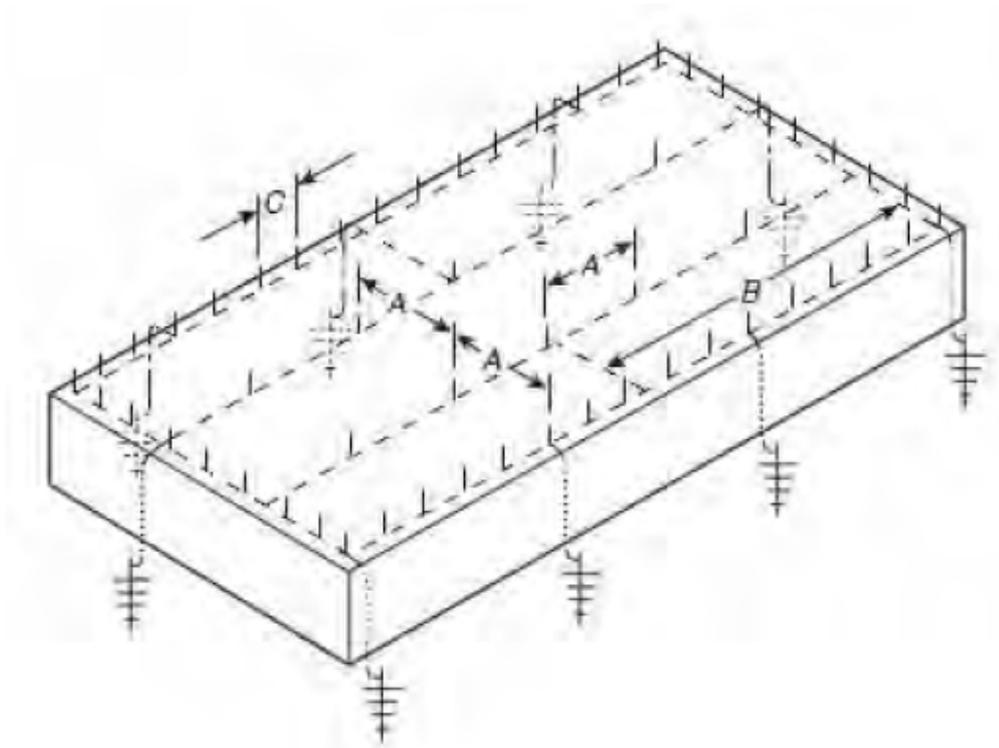


Figura 2.3.Ubicación de terminales aéreas en techo. [9]

La distancia mostrada en la figura 2.3 se refieren a diferentes separaciones concernientes a puntas Franklin y conductores:

- A: 15 m. Máximo espaciamiento entre puntas Franklin.
- B: 45 m. Máxima longitud del conductor transversal permitida sin conectar dicho conductor al conductor principal o uno de bajada.
- C: 6 m o 7,6 m. Máximo espaciamiento entre puntas Franklin a lo largo del borde.

2.6.3 Conductor principal [9]:

Los conductores principales deben interconectarse a todas las puntas Franklin y deben formar dos o más caminos desde cada punta Franklin hacia abajo, horizontalmente a las conexiones con electrodos de tierra.

El conductor del SPCDA debe ser de un calibre igual o mayor a 2 AWG, según lo establecido en la norma NFPA 780 [9].

2.6.4 Soportes conductores [9]:

Se permite que los conductores recorran una distancia en aire sin soporte de 0,9 m o menos. Conductores que deban recorrer distancias en aire mayores a la establecida anteriormente, deberán contar con un medio efectivo de soporte que prevenga el daño o desplazamiento del conductor.

2.6.5 Conductores bajantes [9]:

Los conductores bajantes se utilizan para conducir la energía absorbida de la descarga atmosférica a la tierra y para disiparla.

La ubicación de los conductores de bajada dependerá de las siguientes consideraciones:

- Colocación de los dispositivos de protección contra descarga.
- La trayectoria más directa de los conductores hacia tierra.
- Condiciones de la tierra.
- Seguridad contra desplazamiento.
- Ubicación de grandes cuerpos metálicos
- Ubicación de tuberías metálicas subterráneas.

El número de conductores bajantes de un SPCDA debe ser de al menos dos, para cualquier tipo de estructura. Aquellas estructuras que excedan 76 m de perímetro deberán tener conductores de bajada cada 30 m de perímetro, tal como se muestra en la figura 2.4.

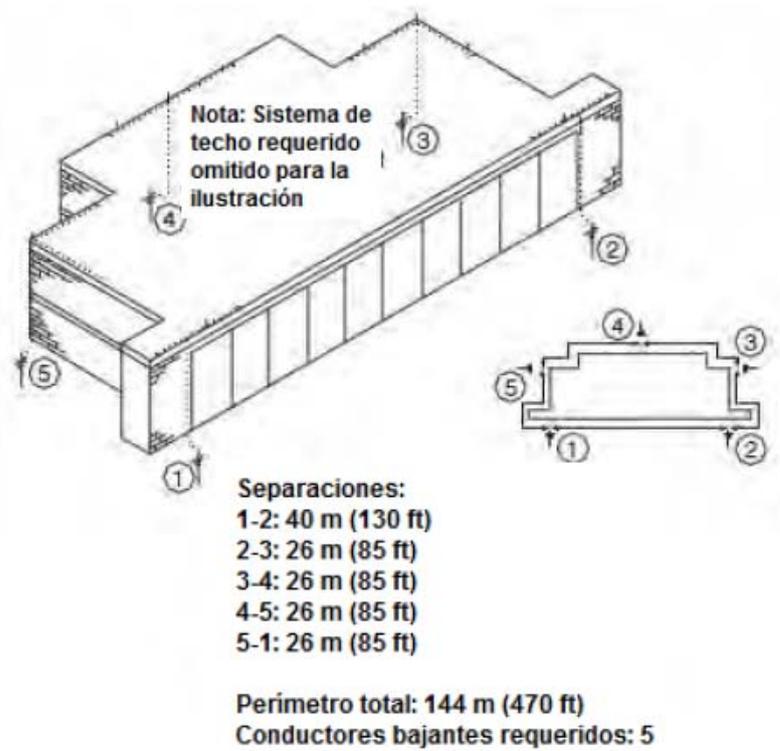


Figura 2.4.Ubicación de conductores bajantes. [9]

Cada conductor bajante debe terminar en un electrodo de puesta a tierra (jabalina) dedicado al SPCDA. Dicho electrodo deben ser extendidos verticalmente no menos de 3 m en la tierra, como se muestra en la figura 2.5.

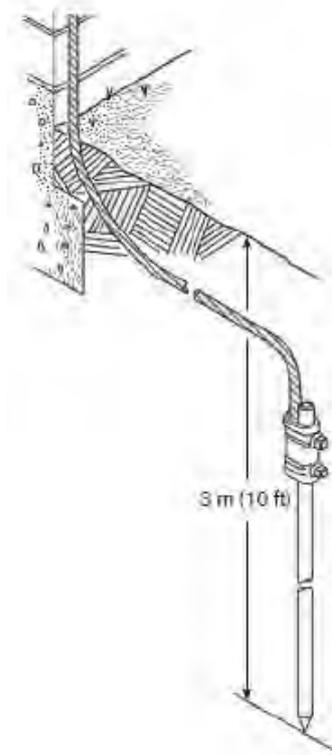


Figura 2.5. Jabalina terminal para conductor bajante. [9]

2.6.6 Evaluación de riesgos[8]:

Esta metodología involucra la comparación del riesgo de pérdida calculado debido a descarga con el nivel de riesgo tolerable. El procedimiento involucra la comparación del riesgo estimado con el tolerable o riesgo aceptable a una estructura. Estas evaluaciones determinan el riesgo de una descarga atmosférica causando pérdida de vidas o daños, pérdida de elementos históricos, pérdida de servicio(s), y la probable pérdida económica.

A continuación se en la figura 2.6, se muestra un diagrama de flujo donde se observa el procedimiento a seguir para efectuar una evaluación de riesgo y así poder decidir la necesidad de protección. En el anexo 5.1 se detalla la metodología para

evaluar el riesgo, mostrando la ubicación de las ecuaciones en la norma NTF 599-2:2013 y los diferentes cálculos.

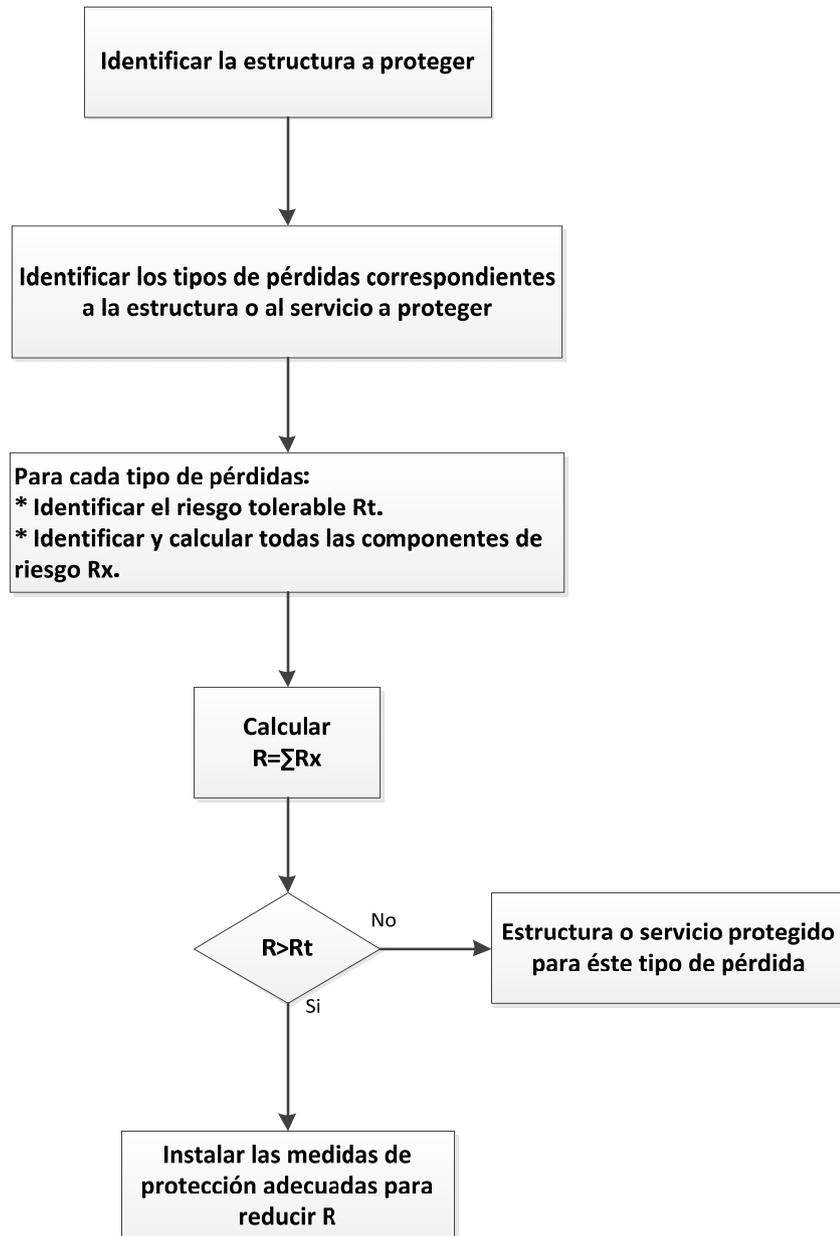


Figura 2.7. Procedimiento para decidir la necesidad de protección. [8]

2.7 Sistema de puesta a tierra

2.7.1 Funciones de un sistema de puesta a tierra [13]

Un sistema de puesta a tierra se implementa por los siguientes propósitos:

- Controlar las tensiones de toque y paso dentro de los límites previsibles.
- Proporcionar una vía de baja impedancia para garantizar la rápida operación de los dispositivos de protección ante la ocurrencia de fallas.
- Conducir a tierra las corrientes que provienen de rayos, tratando de minimizar las tensiones que se producen en los equipos afectados, evitando así daños colaterales.
- Servir de referencia de potencial para equipos sensibles de control, cómputos y/o monitoreo.
- El control de la tensión también permite la reducción del riesgo de la descarga eléctrica a las personas que puedan entrar en contacto con los conductores activos.

2.7.2 Elementos del sistema de puesta a tierra [10]

Un sistema de puesta a tierra está compuesto por distintos elementos los cuales deben ser seleccionados dependiendo de las necesidades, ya sean eléctricas, térmicas y/o mecánicas. Son aquellos componentes (conductores, jabalinas, tuberías metálicas, etc.), que se colocan bajo el suelo y que unidos entre sí forman un arreglo electródico con el cual se llega a una resistencia de puesta a tierra objetivo.

- **Conductores:**

El conductor del electrodo para puesta a tierra será de cobre. El material elegido deberá presentar una alta vida útil ante condiciones de corrosión que se puedan producir en la instalación o estar adecuadamente protegido contra la corrosión. El conductor será sólido o trenzado, aislado con cubierta o desnudo. [6]

El electrodo se instalará de modo tal que se tengan como mínimo 2,44 m de su longitud en contacto con el terreno. Estarán enterrados a una profundidad no menor

de 2,44 m, exceptuando que se encuentre roca, en cuyo caso el electrodo será enterrado en forma oblicua no excediendo los 45 grados, se permitirá instalar el electrodo en una zanja a una profundidad mínima de 750 mm. La parte superior del electrodo estará enterrada al ras y los accesorios del conductor del electrodo estarán protegidos contra daños físicos.

- **Anillo de puesta a tierra [6]:**

Consistirá en un conductor de cobre desnudo no menor que 2 AWG y con una longitud mínima de 6,0 m, en contacto directo con el terreno, que circunscriba al inmueble o estructura. El anillo de tierra se instalará a una profundidad no menor que 750 mm.

2.7.3 Resistencia del electrodo de puesta a tierra [10]

Para determinar la resistencia del electrodo de puesta a tierra se procede a aplicar las fórmulas desarrolladas por Dwight, donde para una configuración de anillo, con diámetro D, diámetro del cable d y profundidad S/2 es la presentada a continuación en la ecuación 2.16.

$$R_{PAT} = \left(\frac{\rho}{2 \times \pi^2 \times D} \right) \times \left[\ln \left(8 \frac{D}{d} \right) + \ln \left(4 \frac{D}{S} \right) \right] \quad Ec. 2.16$$

2.7.4 Medición de resistividad de terreno

El método recomendado en la práctica de la medición de resistividad de tierra es el método de los cuatro electrodos. Según sea el espaciamiento entre electrodos utilizado, se clasifican en: método de Wenner y método de Schlumberger-Palmer. En nuestro caso se empleará el de Wenner.

Método de Wenner:

Fue desarrollado por Frank Wenner en 1915 y consiste en medir la resistividad del suelo insertando 4 electrodos en línea recta y equidistante a una determinada distancia, como se muestra en la figura 2.7.

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos de corriente (C1 y C2), mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos de potencial (P1 y P2). La resistividad aparente del terreno está dada por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{4\pi\chi a x R}{\left[1 + \left\{\frac{2xa}{(a^2+4xb^2)^{0.5}}\right\} - \frac{2xa}{(4xa^2+4xb^2)^{0.5}}\right]} \quad Ec..2.17$$

Donde,

ρ = Resistividad aparente [Ω -m].

a = Distancia entre electrodos [m].

b = Profundidad de enterrado de los electrodos [m].

R = Lectura del instrumento [Ω].

Si la distancia enterrada (b) es muy pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos (a). Es decir $a \gg b$, se pudiese aplicar la simplificada ecuación 2.18.

$$\rho = 2 \pi \chi a x R \quad Ec..2.18$$

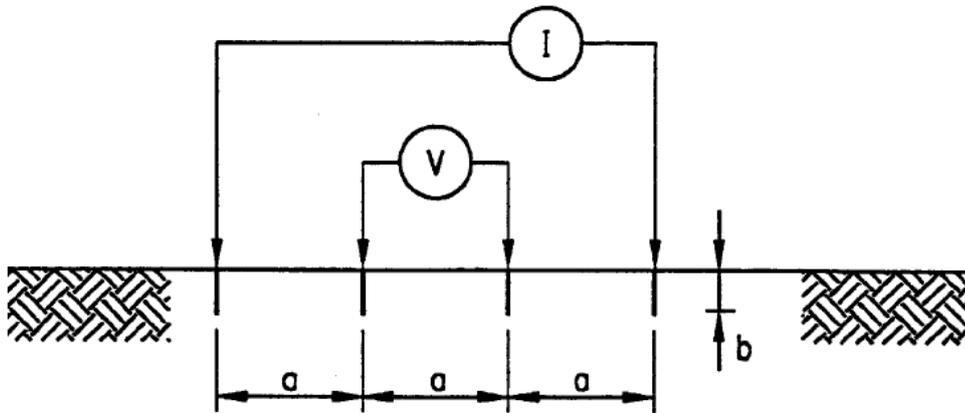


Figura 2.7. Método de Wenner de los cuatro electrodos [10].

2.7.5 Resistividad aparente

Es la resistividad obtenida con una medida directa en el suelo natural, bajo el esquema geométrico especificado por el método de cuatro electrodos, aplicado con circuitos independientes de corriente y potencial, sólo es representativo para un punto de la característica del suelo estratificado.

2.7.6 Sondeo eléctrico vertical

“Es quien genera la información necesaria para la determinación de los cambios verticales de las propiedades geoelectricas del subsuelo. La interpretación de la información obtenida de los sondeos permite determinar la profundidad y espesores de los diferentes estratos de diferentes resistividades, al incrementarse sistemáticamente las distancias interelectrónicas con el consecuente aumento en la penetración del sondeo.” [11]

2.7.7 Programa IPI2WIN

“El IPI2WIN es un programa que está diseñado para la interpretación en una dimensión de las curvas de sondeo eléctrico a lo largo de un perfil. Para iniciar un estudio con este programa son necesarios los datos obtenidos en campo sobre el sistema de mediciones y los valores de resistividad aparente que forman una curva dividida por segmentos.

La interpretación de un perfil constituye la base de la creación de este programa. Esto significa que los datos para un perfil son tratados como una unidad que representa la estructura geológica del área estudiada. Este principio es implementado principalmente mediante el uso de técnicas de interpretación interactiva.

El proceso interactivo es resuelto usando filtrado lineal. Los filtros fueron desarrollados en el Laboratorio de Prospección Eléctrica Somero de la Facultad de Geología de la Universidad Estatal de Moscú, Rusia. La implementación del algoritmo del filtrado provee una solución precisa para una amplia gama de modelos que cubren todas las situaciones geológicas razonables.”[12]

CAPÍTULO III - DIAGNÓSTICO DE LA DEMANDA, CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA ACTUAL, ANÁLISIS DE CARGA Y MEDICIONES DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN (NIVELES DE LUMINANCIA) DEL CIMEC

Esta sección tiene como finalidad presentar las estimaciones de las cargas eléctricas a partir del estudio realizado, además la distribución de las cargas y los resultados obtenidos a partir de las mediciones efectuadas referente al comportamiento de las cargas y sistema de iluminación actuales en el CIMEC.

3.1 Capacidad instalada en el CIMEC

El Centro de Ingeniería Mecánica (CIMEC) cuenta con un banco de 3 transformadores de 50 kVA cada uno (Total 150 kVA), adicionalmente presenta una acometida de 2 conductores por fase de 350 kcmil con una configuración de tres (3) Fases y Un (1) Neutro para una tensión de servicio de 3x208V/120V (Y).

En la Tabla 3.1 se muestra las capacidades del Banco de Transformadores y de los Conductores que energizan el tablero principal.

Tabla 3.1. Características del Alimentador del CIMEC

Capacidad Banco de Transformadores	Capacidad Conductores Alimentador
3x50 kVA	350kcmil (2 Conductores por Fases)
416,36 A	700 A

3.2 Mediciones efectuadas por CORPOELEC

La cuenta contrato que posee el Centro de Ingeniería Mecánica con la Empresa Distribuidora de Electricidad (CORPOELEC), tiene una Demanda Asignada de 119 kVA. Sin embargo en las facturaciones emitidas se puede observar que la Demanda

promedio (Leída) oscila en un rango entre 40 kVA y 60 kVA (lo que representa entre un 33,61% y 50,42%) para el periodo 2.013. (Ver figura 3.1)

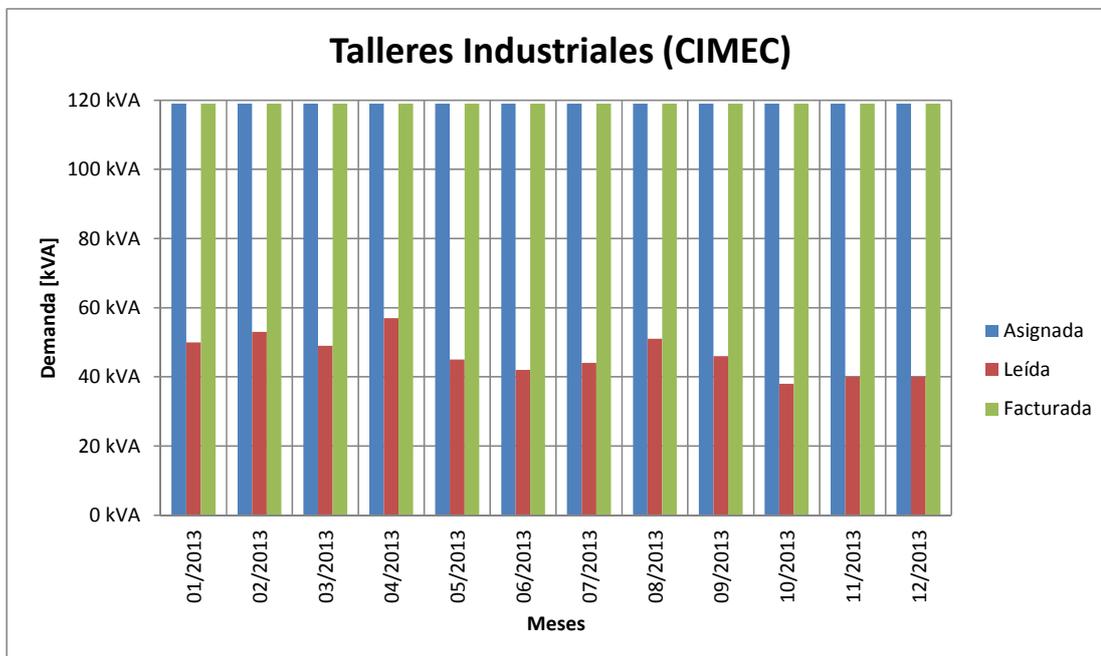


Figura 3.1. Demanda Asignada/Leída/Facturada por CORPOELEC a la FIIIDT

3.3 Mediciones realizadas con el Analizador de Redes

Para evaluar la Demanda actual y constatar con la información suministrada por CORPOELEC, se realizó una campaña de medición según lineamientos de la Gaceta Oficial No. 38.006 (Normas de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad) durante siete (7) días continuos (Período: 29/09/13 - 05/10/13). En esta actividad se utilizó un analizador de redes trifásicas marca “Fluke 435 Power Quality Analyzer (Serial DM9831033)”.

La figura 3.2 representa la curva de demanda actual para el periodo de estudio antes mencionado. En dicho gráfico se puede apreciar que la demanda máxima alcanzada es cercana a los 40 kVA (lo que representa un 33,61%). Es importante acotar que fuera de las horas laborales se observa una carga importante operando que oscila entre 5 kVA y 10 kVA aproximadamente la misma se debe a un compresor que eventualmente queda encendido por descuido. Se procedió a informar al encargado del taller para que se tomen las medidas pertinentes.

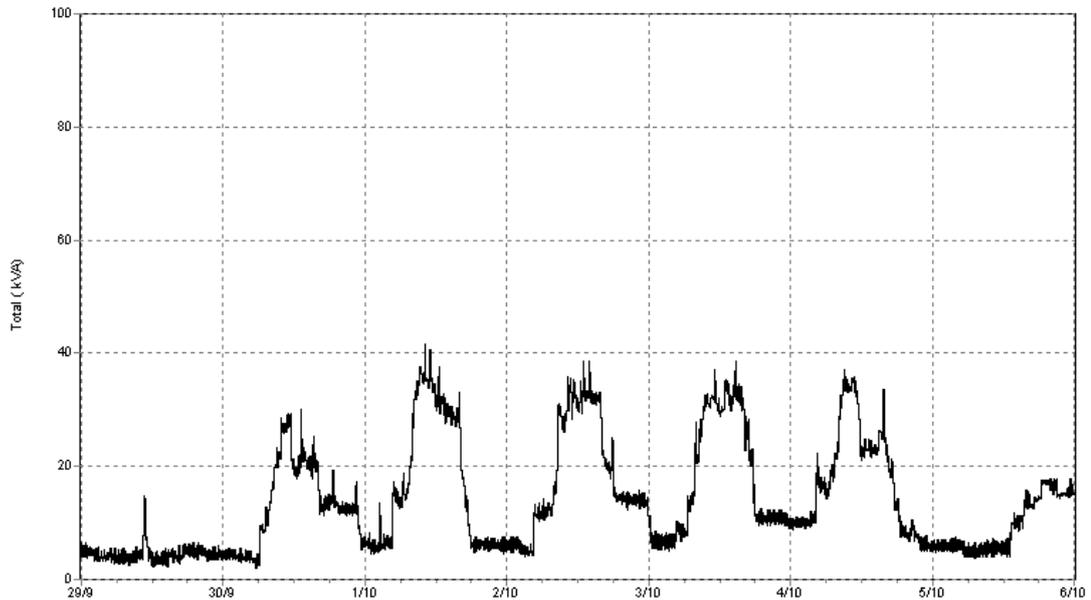


Figura 3.2. Curva de consumo (Período 29/09/13 - 05/10/13)

Es importante destacar que la demanda registrada, se debe en su mayoría a las áreas administrativas, ingeniería y de ensayos automotrices; el área del taller mecánico que presenta una carga instalada de 300 kVA aproximadamente no tuvo una gran contribución en este periodo debido al poco uso que tuvieron las máquinas que lo componen puesto que el mismo está en proceso de ampliación. También es relevante mencionar la concordancia de los valores obtenidos con las mediciones realizadas con el analizador de redes trifásicas y lo observado en los recibos emitidos por CORPOELEC, validando así el consumo existente en el CIMEC.

3.4 Estudio de Cargas Eléctricas del CIMEC

Las cargas se clasifican según el tipo de operación, en cargas continuas, intermitentes y de reserva. Para ello se realizó un análisis basado en la relación personal/máquina y la utilidad de equipos de consumo eléctrico en los distintos procesos de trabajo del CIMEC.

Inicialmente se tiene que el área del taller será la de mayor capacidad instalada, con aproximadamente 600 kVA distribuidos en un total de 39 máquinas, esto representaría más del 60% de la capacidad total del CIMEC. Se estima que estarán trabajando simultáneamente 12 operadores y según el personal técnico del taller y de acuerdo a sus procesos de trabajo las máquinas con mayor utilidad serán las indicadas en la tabla 3.2 (cargas de operación continua), totalizando una carga de 313,11kVA. El resto de las máquinas ubicadas en el taller entrarían en operación después de que alguna de las anteriores deje de ser utilizada. Adicionalmente estos equipos por lo general estarán operando en horario comprendido entre 8:30am y 4:30pm, de lunes a viernes, para el caso de mayor intensidad de trabajo.

Tabla 3.2 Equipos con cargas de operación continua.

DENOMINACIÓN	MARCA	TENSIÓN (V)	FASES	DEMANDA NOMINAL (kVA)
Centro Mecanizado 750B	HYUNDAI	208	3	35,00
Centro Mecanizado 510M	HYUNDAI	208	3	30,00
Torno Slant L-400LC	HYUNDAI	208	3	40,00
Soldadora MIG 452	MILLER	208	3	25,10
Sierra PP602	PILOUS	208	3	8,21
AA por precisión	-	208	3	10,27
Compresor	INGERSOLL RAND	208	3	30,91
Fresadora CME	CME-BF-05	208	3	58,75
Torno de puntos	COLCHESTER MASTER 2500	208	3	4,60
Centro de torneado CNC	MOREI SEIKI SL-25M	208	3	32,00
Sierra Pillous	PILOUS ARG 240 PLUS	208	3	3,88
Torno de puntos CNC	FELCO TURNCRAFT 510-02	208	3	10,00
Fresadora vertical CNC	FELCO (FAGOR) FMC- B1	208	3	7,50

<i>Continuación de la Tabla 3.2</i>				
Fresadora vertical CNC	FELCO (FAGOR) FMC-B1	208	3	7,50
Cizalla guillotina loirsafe	LOIRSAFE ZH CHVT-63	208	3	9,40

Basado en la guía de diseño PDVSA 90619.1.050 “Análisis de cargas” [2] y en la información suministrada por el CIMEC, los factores de operación a utilizar dependerán del tipo de carga. Para las cargas de operación continua se les aplica un factor igual a 1, para las cargas de operación intermitente se les aplica un factor de 0,5 y para las cargas de reserva se les aplica un factor de 0,1. Las cargas de reserva corresponden a todos esos equipos que sólo operarán cuando la carga continua asociada a éste no esté operando.

En la tabla 3.3 se observa la identificación de la carga, el factor de operación correspondiente y además del tipo de carga, explicadas anteriormente.

Tabla 3.3 Clasificación de las cargas del CIMEC

Equipo	Marca	Tensión (V)	Fases	I nom (A)	Tipo de Carga	Factor de Operación	Demanda Estimada (A)
Mortajadora	CNC SLOTER	208	3	16,70	Intermitente	0,5	8,35
Torno Paralelo ML 35/80	ML35	208	3	79,00	Intermitente	0,5	39,5
Punzonadora ZX 1250	Euromac	208	3	29,51	Intermitente	0,5	14,76
Centro Mecanizado 750B	Hyundai	208	3	97,15	Continua	1	97,15
Centro Mecanizado 510M	Hyundai	208	3	83,27	Continua	1	83,27
Torno Slant L-400LC	Hyundai	208	3	111,03	Continua	1	111,03
Soldadora MIG 452	Miller	208	3	69,67	Continua	1	69,67
Sierra PP602	Pilous	208	3	22,80	Continua	1	22,8
Calandra MRB-S 1506	Durma	208	3	14,50	Intermitente	0,5	7,25
Multicizalla IW 55/110	Durma	208	3	20,00	Intermitente	0,5	10
Rectificador Cilindrico	ACRA AIG 250 CNC	208	3	16,70	Intermitente	0,5	8,35
Proyector de Perfiles PH-3515F(110V)	Mitutoyo	120	1	3,13	Intermitente	0,5	1,565
Medición por Coordenadas	Mitutoyo	120	1	10,42	Intermitente	0,5	5,21

Continuación de Tabla 3.3

AA por precisión	-	208	3	28,50	Continua	1	28,5
Lector de Contorno y Computadora	-	120	1	12,50	Intermitente	0,5	6,25
Medición Universal	DMS 680	120	1	1,92	Intermitente	0,5	0,96
Chorro de Agua	OMAX	208	3	168,46	Intermitente	0,5	84,23
Horno de Cámara	Nabertherm	208	3	52,50	Intermitente	0,5	26,25
Estaciones de Trabajo	(Lab. De Ing inv)	120	1	10,83	Intermitente	0,5	5,415
Escaner 3D		120	1	20,00	Intermitente	0,5	10
Impresora 3D	Projet 5000	120	1	27,50	Intermitente	0,5	13,75
Aire Acondicionado 1	-	208	3	24,29	Intermitente	0,5	12,145
DESHUMIDIFICADOR		208	3	16,65	Intermitente	0,5	8,325
Compresor	Ingersoll Rand	208	3	85,80	Continua	1	85,8
Secador	Ingersoll Rand	208	2	12,92	Intermitente	0,5	6,46
Puente Grúa	SWF	208	3	13,28	Intermitente	0,5	6,64
Fresadora CME	CME-BF-05	208	3	163,07	Continua	1	163,07
Torno de puntos	Colchester Master 2500	208	3	12,77	Continua	1	12,77
Centro de torneado CNC	MoreiSeiki SL-25M	208	3	88,82	Continua	1	88,82
Centro de mecanizado CNC	Maho MH800C	208	3	74,94	Intermitente	0,5	37,47
Torno Enco	Enco	208	3	5,55	Intermitente	0,5	2,78
Plegadora	Loiresafe	208	3	38,17	Intermitente	0,5	19,08
Torno de puntos geminis	Geminis GE-5-650-5	208	3	62,45	Intermitente	0,5	31,23
Cizalla guillotina	Newton TM5	208	3	12,93	Intermitente	0,5	6,47
Sierra Pillous	Pilous ARG 240 Plus	208	3	10,76	Continua	1	10,76
Esmeril de Banco 2	DEM	208	3	19,99	Intermitente	0,5	9,99
Fresadora Convencional	Lagun, FTV-2S	208	3	11,69	Intermitente	0,5	5,84
Torno de puntos CNC	Felco Turncraft 510-02	208	3	27,76	Continua	1	27,76
Fresadora vertical CNC	Falco (Fagor) FMC-B1	208	3	20,82	Continua	1	20,82
Fresadora vertical CNC	Felco (Fagor) FMC-B1	208	3	20,82	Continua	1	20,82
Cizalla guillotina loirsafe	Loirsafe ZH CHVT-63	208	3	26,09	Continua	1	26,09
Maquina de Corte Plasma	PRO CUT 80	208	3	27,76	Intermitente	0,5	13,88
Soldadora Miller	Miller TIG	208	3	60,00	Intermitente	0,5	30,00
Soldadora MIG CP 300	Miller	208	3	36,36	Intermitente	0,5	18,18
Esmeril de Banco 1	Bench Grinder	120	1	6,42	Intermitente	0,5	3,21
Electropunto	Minsa	208	3	49,96	Intermitente	0,5	24,98
Electroerosión de penetración	ONA, Compact 2	208	3	14,27	Intermitente	0,5	7,13

Continuación de Tabla 3.3

Rectificador Cilindrico	GER	208	3	37,82	Intermitente	0,5	18,91
Afiladora	Elite	208	3	2,08	Intermitente	0,5	1,04
Rectificadora Plana	GER	208	3	41,64	Intermitente	0,5	20,82
Computadora de Escritorio (Metrl)	-	120	1	5,21	Intermitente	0,5	2,60
Tronzadora de Sierra	-	208	3	4,27	Intermitente	0,5	2,14
Taladro de Columna	Strand	208	3	2,55	Intermitente	0,5	1,28
Prensa Hidraulica	Gexim	208	3	11,55	Intermitente	0,5	5,77
Prensa Hidraulica	Minsa	208	3	15,96	Reserva	0,1	1,60
Sierra	Sabi	208	3	7,77	Intermitente	0,5	3,89
Sierra de Disco (corte de madera)	Rulherman	208	3	6,94	Intermitente	0,5	3,47
Compresor	Ingersoll Rand	208	3	88,00	Reserva	0,1	8,80

Observando la lista de cargas indicada en la tabla 3.3 (las cargas mostradas pertenecen a diferentes tableros y circuitos), se puede decir que la carga total del CIMEC sería de 2064,21 A, para unos 727,62 kVA y que aplicando los factores de operación la carga sería de 1425,08 A, para unos 505,38 kVA de demanda estimado una vez instalados los nuevos equipos, conocer éste valor permitirá establecer una cuenta contrato con CORPOELEC cercano a la demanda real.

3.5 Diagrama Unifilar Actual

En vista de que en el CIMEC no existían ningún tipo de planos eléctricos, se realizó un levantamiento de información sobre las cargas eléctricas existentes en el CIMEC y así se realizó el plano de diagrama unifilar cargas actuales que se puede observar en la figura 3.3. Los detalles del mismo se pueden ver en el Anexo 3.1.

3.6 Planos de Ubicación de Equipos a futuro del CIMEC



Figura3.4 Ubicación de equipos en el CIMEC.

En la figura 3.4 se observa la distribución de los equipos y tableros eléctricos en el CIMEC, los detalles pueden verse en el plano en el Anexo 3.2.

3.7 Distribución de cargas

Tomando en cuenta las cargas actuales y a instalarse en el CIMEC y contemplando la ubicación de los equipos (Anexo 3.2), se procedió a realizar la distribución de las cargas en los diferentes tableros y sub-tableros eléctricos, distribuidos estratégicamente en las diferentes áreas del CIMEC.

Esta distribución de tableros se puede apreciar en el diagrama de la figura 3.5.

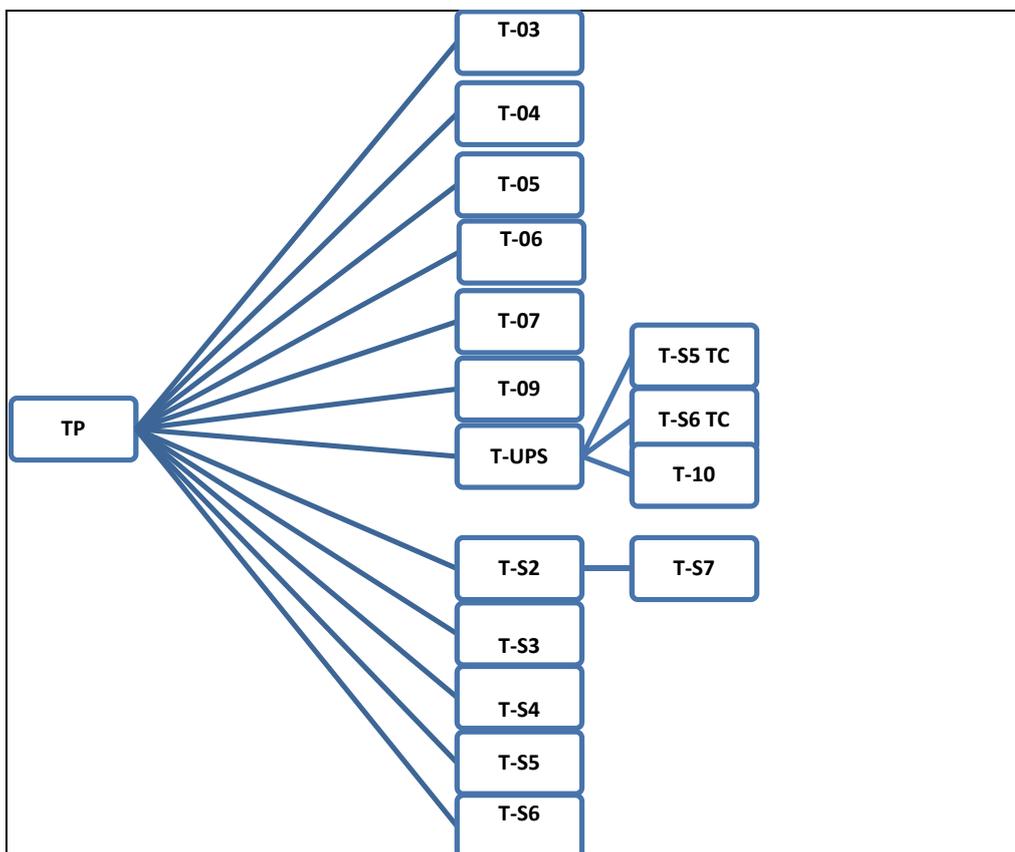


Figura3.5 Distribución de tableros eléctricos del CIMEC.

En el Anexo 3.3, se podrán observar las hojas de los tableros eléctricos del CIMEC, donde se representan todas las cargas asociadas a cada uno de ellos y la distribución dentro de éstos.

3.8 Diagrama Unifilar con cargas futuras

Partiendo de la distribución de cargas realizada, se elaboró el diagrama unifilar del CIMEC con las cargas a instalar, utilizando un programa de computación y siguiendo los parámetros establecidos en la norma COVENIN 398:1984 “símbolos gráficos para instalaciones eléctricas en inmuebles”. El mismo se puede observar en la figura 3.6 y de manera detallada en el Anexo 3.4.

3.9 Sistema de iluminación del CIMEC

El CIMEC está conformado por dos niveles, la planta baja, que contempla el área de taller, depósitos, comedor y laboratorios (distribuido por áreas, tal y como se observa en la figura 3.7), y la planta alta correspondiente al área administrativa que igualmente está dividida por sub-áreas tal y como se observa en la figura 3.8. Se realizó un levantamiento del sistema de iluminación existente y se determinó la estimación de las cargas asociadas al mismo a partir de la cantidad y tipo de luminarias. Además con el fin de comprobar el cumplimiento de los requerimientos mínimos de iluminación en las distintas áreas, se efectuó una campaña de medición de intensidad luminosa, para ello se utilizó un luxómetro marca Extech modelo 407026 y se siguió el procedimiento indicado en el punto 2.2.2 (*Método para medir la intensidad luminosa*), ubicando el sensor a una altura acorde con la actividad cotidiana que se desarrolla en cada una de las áreas, aproximadamente a un 1m del suelo; se tomaron las medidas en distintos puntos de las áreas en estudio, dependiendo de su tipografía para así posteriormente calcular el promedio de la misma, según indica el procedimiento mencionado. Esto se aplicó en todas las áreas de trabajo salvo las de “materia prima”, “área de compresores” y “pintura”, ya que las mismas no están construidas aún. En las tablas 3.4 y 3.5 se observan los resultados obtenidos.

Tabla 3.4 Iluminación en la Planta Baja del CIMEC.

LUMINARIAS							
Área	Tipo de luminaria	Potencia unitaria (W)	Cantidad	Total (W)	Tensión (V)	Iluminancia media Medida (Lux)	Iluminancia mínima requerida según COVENIN 2249-93 (Lux)
Almacén	4x32 W	128	4	512	120	391,5	150
Cuarto eléctrico	4x32 W	128	4	512	120	305,2	300
Zona por definir	4x32 W	128	10	1280	120	357,3	200
Lab. de ing. Inv.	4x32 W	128	9	1152	120	521,7	500
Duchas	4x32 W	128	2	256	120	500,3	200
Lavamanos	4x32 W	128	3	384	120	425,7	200
Comedor	4x32 W	128	2	256	120	1034	200
PB-Nueva 1	4x32 W	128	34	4352	120	402,6	300
PB-Nueva 2	4x32 W	128	25	3200	120	531,7	300
Lab. de Metrología	4x32 W	128	8	1024	120	536	500
Área de Soldadura	Reflector tipo Campana 150 W	150	15	2250	208	350	300
Área de Taller	Reflector tipo Campana Led 85 W	85	21	1785	208	410	300
Pasillo del Taller	4x32 W	128	19	2432	120	360,7	200
	2x32 W	64	19	1216	120		
Materia prima	4x32 W	128	3	384	120	N/A	150
Área de compresores	4x32 W	128	2	256	120	N/A	200
Pintura	4x32 W	128	3	384	120	N/A	300
Exteriores	Reflector Led 140 W	140	6	840	120	230	150
	Reflector 400 W	400	4	1600	120		

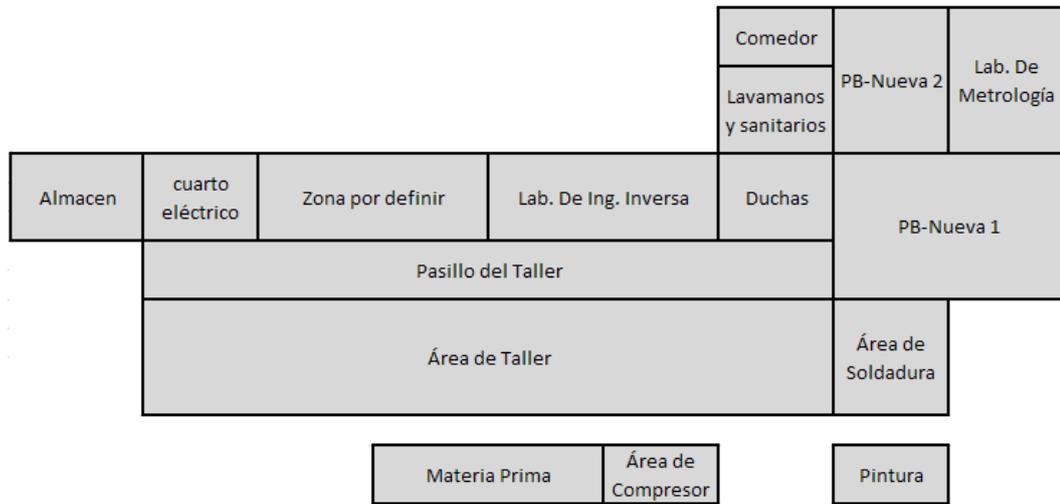


Figura 3.7 Distribución de la Planta Baja del CIMEC.

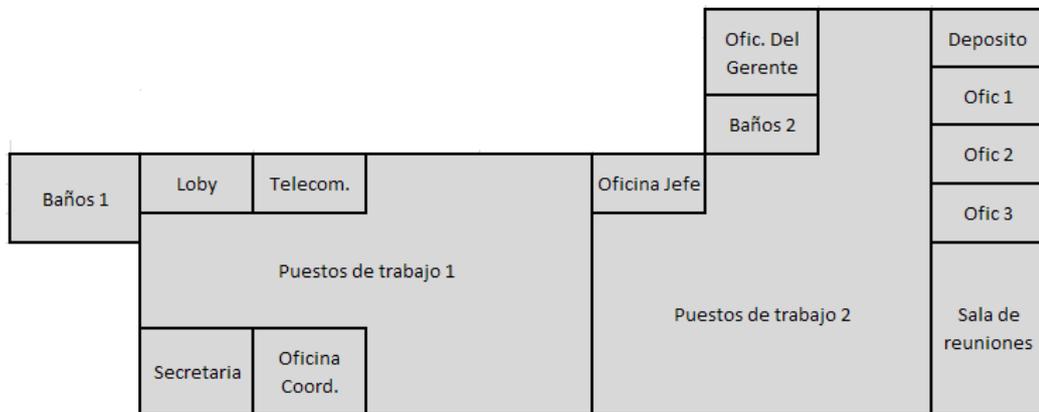


Figura 3.8 Distribución de la Planta Alta del CIMEC.

Tabla 3.5. Iluminación en la Planta Alta del CIMEC.

LUMINARIAS							
Área	Tipo de luminaria	Potencia unitaria (W)	Cantidad	Total (W)	Tensión (V)	Iluminancia media Medida (Lux)	Iluminancia mínima requerida según COVENIN 2249-93 (Lux)
Baños 1	2x32 W	64	4	256	120	286,3	200
Loby	3x32 W	96	2	192	120	482	200
Telecom.	3x32 W	96	2	192	120	349,5	200
Secretaria	3x32 W	96	2	192	120	334,5	200
Ofic Coord.	3x32 W	96	2	192	120	405,3	200
Puestos de trabajo 1	3x32 W	96	29	2784	120	360	200
Puestos de trabajo 2	4x32 W	128	50	6400	120	480	200
Oficina Jefe	4x32 W	128	2	256	120	396	200
Baños 2	4x32 W	128	4	512	120	348,5	200
Oficina del gerente	4x32 W	128	6	768	120	468	200
Depósito	4x32 W	128	2	256	120	564,8	150
Oficina 1	4x32 W	128	1	128	120	370	200
Oficina 2	4x32 W	128	1	128	120	350	200
Oficina 3	4x32 W	128	1	128	120	380	200
Sala de reuniones	4x32 W	96	10	960	120	520	200

El consumo teórico total correspondiente al sistema de iluminación de la planta baja del CIMEC es de **24 075 W**, mientras que de la planta alta sería de **13 344 W**. Adicionalmente se tiene que en todas las Áreas, los lux medidos están por encima de los mínimos requeridos por la norma COVENIN 2249-93 “Iluminancias en tareas y áreas de trabajo”, por lo que se entiende como un Sistema de iluminación que no requiere modificación alguna. En los anexos 4.2 y 4.3 se observan los planos del sistema de iluminación de la planta baja y la planta alta del CIMEC respectivamente.

CAPÍTULO IV- DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CIMEC

Esta sección contiene el diseño del sistema eléctrico del CIMEC, abarcando los cálculos de tomacorrientes, dimensionamiento de conductores, balance de cargas en los tableros, determinación de acometida principal y transformador principal, selección de protecciones y cable de tierra de los equipos y cálculo de canalizaciones eléctricas.

4.1 Cálculo de circuitos de tomacorrientes

El alcance para el cálculo de los tomacorrientes encierra sólo la planta baja del CIMEC, ya que esta es la única que presentará modificación por la ampliación.

En la planta baja del CIMEC, se tiene un total de 19 circuitos de tomacorrientes de uso general, que se obtuvieron luego de la distribución en los planos respectivos. (Ver Anexo 4.1. Plano de tomacorrientes del CIMEC).

Cada toma de uso general estará diseñada para soportar 120V – 15A. El CEN recomienda que en cada salida de tomacorriente, para los efectos de diseño se asuma una carga de 1,5A conectada en cada uno. Los circuitos ramales de tomacorrientes de uso general tendrán como máximo 10 salidas, sencillas o dobles, con calibre de conductor mínimo N° 12 THW de cobre. En la tabla 4.1 se muestran los resultados obtenidos para los cálculos de los circuitos de tomacorriente de la planta baja del CIMEC.

Tabla 4.1 Circuitos de tomacorrientes Planta Baja del CIMEC.

CIRCUITO	TABLERO ASOCIADO	VOLTAJE (V)	POTENCIA (VA)	I (A)
TC1	T-S3	120	1800	15
TC2	T-S3	120	1800	15
TC3	T-S3	120	1800	15
TC4	T-S3	120	1800	15
TC5	T-S2	120	1800	15
TC6	T-S2	120	1800	15
TC7	T-S2	120	1800	15
TC8	T-S2	120	1800	15
TC9	T-S4	120	1800	15
TC10	T-S4	120	1800	15
TC11	T-S4	120	1800	15
TC12	T-S4	120	1800	15
TC13	T-S4	120	1800	15
TC14	T-S7	120	1800	15
TC15	T-S7	120	1800	15
TC16	T-S7	120	1800	15
TC17	T-S7	120	1800	15
TC18	T-09	120	1800	15
TC19	T-09	120	1800	15

4.2 Cálculo de calibre de conductores [2]

4.2.1 Criterios de diseño para el cálculo de conductores

Todos los conductores de fuerza, iluminación y puesta a tierra deberán de ser de cobre, los calibres mínimos de los conductores en sistemas de potencia e iluminación serán de N° 12 AWG. Los conductores de baja tensión serán con aislamiento THW (termoplástico retardador de la llama y resistente a la humedad y al calor, según CEN 200:2009 310.13A) con temperatura de operación de 75°C.

Se considerará el factor de potencia en los circuitos (alimentadores y ramales) con un valor de 90%, basados en lo que dice la **Gaceta Oficial #39694 resolución N°77**, en donde establece que para cargas superiores o iguales a 200 kVA se debe tener un factor de potencia mayor o igual a 0.9; para los circuitos de aires acondicionados y equipos especiales se usará un factor de potencia de 86%.

La temperatura ambiente registrada en el CIMEC se encuentra entre los 26 °C – 30 °C (según registros de la NASA, obtenidos mediante la página WEB <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>), por lo que el factor de corrección por temperatura indicado en el Anexo 2.1 obtenida del CEN 200:2009 Sección 300.16, sería igual a uno (1).

4.2.2 Resultados del cálculo de conductores de los equipos

➤ **Mortajadora CNC Slotter**

Por capacidad de corriente:

Factor de ajuste por agrupamiento de conductores: 1.00 (3 conductores), Anexo 2.2.

Factor de temperatura: 1.00 (26 °C – 30 °C), Anexo 2.1.

$I_N = 16,7$ A (Dato del fabricante).

$I_{125\%} = 16,7$ A x 1,25

$I_{125\%} = 20,875$ A = I_{fase}

Ubicando este valor en el Anexo 2.1, tomada del CEN 200:2009, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es el **#10 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

Por caída de tensión:

Longitud = L = 20 m

Voltaje = 208 V

FP = 0,86

Del Anexo 2.4, se tiene que para un conductor calibre **#10 AWG** su resistencia y reactancia serían:

R = 3,9 Ω/km.

X = 0,207 Ω/km.

Con el uso de la Ecuación 4.2, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times L \times I}{V} \times (R \cos(\theta) + X \sin(\theta))$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times 20 \times 20,875}{208} \times (3,9 \times 0,86 + 0,207 \times \text{sen}(\arccos(0,86)))$$

$$\Delta V\% = 1,20 \%$$

Por corriente de cortocircuito:

Para verificar el alimentador por corriente de cortocircuito, es necesario conocer el nivel de cortocircuito del sistema y éste cálculo se presenta detalladamente más adelante en el punto 4.6, por los momentos asumimos que conocemos dicho valor.

Nivel de cortocircuito en el tablero T-04 (asociado a la mortajadora) = 4,82 kA

Ahora se procede a calcular la corriente de cortocircuito que el conductor seleccionado pudiese llegar a soportar, para ello se aplica la fórmula ofrecida en la tabla 2.1.

$$\frac{I_{cc}^2}{A^2} \cdot t_{cc} = 0,0297 \cdot \log \left[\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right]$$

De los anexos la tabla A2.9 se tiene que para un calibre 10 en circular mils sería 10380.

De los anexos la tabla A2.10 se tiene que un breaker limitador de corriente presenta un tiempo de operación igual a 0,010 s

La temperatura de operación del conductor (T1) es de 75°C por diseño y la temperatura final (T2) sería igual a 150 °C, según lo indicado en el ítem 2.3.3.

Con ésta información se tiene que,

$$I_{cc} = 5,50 \text{ kA}$$

Esto significa que el conductor seleccionado es capaz de soportar el nivel de cortocircuito del sistema, por lo que la selección definitiva para el calibre del conductor es el **#10 AWG**, de cobre aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

➤ **Torno Paralelo ML 35/80**

Por capacidad de corriente:

Factor de ajuste por agrupamiento de conductores: 1.00 (3 conductores), Anexo 2.2.

Factor de temperatura: 1.00 (26 °C – 30 °C), Anexo 2.1.

$I_N = 79$ A (Dato del fabricante).

$I_{125\%} = 79$ A x 1,25

$I_{125\%} = 98,75$ A = I_{fase}

Ubicando este valor en el Anexo 2.1, tomada del CEN 200:2009, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es el **#2 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

Por caída de tensión:

Longitud = L = 20 m

Voltaje = 208 V

FP = 0,86

Del Anexo 1.4, se tiene que para un conductor calibre **#2 AWG** su resistencia y reactancia serían:

R = 0,66 Ω/km.

X = 0,187 Ω/km.

Con el uso de la Ecuación 4.2, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times L \times I}{V} \times (R \cos(\theta) + X \sin(\theta))$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times 20 \times 98,75}{208} \times (0,66 \times 0,86 + 0,187 \times \sin(\arccos(0,86)))$$

$$\Delta V\% = 1,09 \%$$

Por corriente de cortocircuito:

Al igual que con la mortajadora se conoce que el nivel de cortocircuito en el tablero T-04 es igual a 4,82 kA.

Ahora se procede a calcular la corriente de cortocircuito que el conductor seleccionado pudiese llegar a soportar, para ello se aplica la formula ofrecida en la tabla 2.32.

$$\frac{I_{cc}^2}{A^2} \cdot t_{cc} = 0,0297 \cdot \log \left[\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right]$$

De los anexos la tabla A2.9 se tiene que para un calibre 2 en circular mils sería 66360.

De los anexos la tabla A2.10 se tiene que un breaker limitador de corriente presenta un tiempo de operación igual a 0,010 s

La temperatura de operación del conductor (T1) es de 75C° por diseño y la temperatura final (T2) sería igual a 150 °C.

Con ésta información se tiene que,

$$I_{cc} = 35,13 \text{ kA}$$

Esto significa que el conductor seleccionado es capaz de soportar el nivel de cortocircuito del sistema, por lo que la selección definitiva para el calibre del conductor es el #2 AWG, de cobre aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

➤ **Torno Slant L-400LC**

Por capacidad de corriente:

Factor de ajuste por agrupamiento de conductores: 1.00 (3 conductores), Anexo 2.2.

Factor de temperatura: 1.00 (26 °C – 30 °C), Anexo 2.1.

$I_N = 111,03 \text{ A}$ (Dato del fabricante).

$I_{125\%} = 111,03 \text{ A} \times 1,25$

$$I_{125\%} = 138,79\text{A} = I_{fase}$$

Ubicando este valor en el Anexo 2.1, tomada del CEN 200:2009, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es el **#2/0 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

Por caída de tensión:

$$\text{Longitud} = L = 37\text{m}$$

$$\text{Voltaje} = 208\text{ V}$$

$$\text{FP} = 0,86$$

Del Anexo 2.4, se tiene que para un conductor calibre **#2/0 AWG** su resistencia y reactancia sería:

$$R = 0,33\ \Omega/\text{km.}$$

$$X = 0,177\ \Omega/\text{km.}$$

Con el uso de la Ecuación 4.2, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times L \times I}{V} \times (R \cos(\theta) + X \sin(\theta))$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times 37 \times 138,79}{208} \times (0,33 \times 0,86 + 0,177 \times \sin(\arccos(0,86)))$$

$$\Delta V\% = 1,60\%$$

Por corriente de cortocircuito:

Al igual que en los casos anteriores se conoce que el nivel de cortocircuito en el tablero T-03 es igual a 5,27 kA.

Ahora se procede a calcular la corriente de cortocircuito que el conductor seleccionado pudiese llegar a soportar, para ello se aplica la formula ofrecida en la tabla 2.32.

$$\frac{I_{cc}^2}{A^2} \cdot t_{cc} = 0,0297 \cdot \log \left[\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right]$$

De los anexos la tabla A2.9 se tiene que para un calibre 2/0 en circular mils sería 133100.

De los anexos la tabla A2.10 se tiene que un breaker limitador de corriente presenta un tiempo de operación igual a 0,010 s

La temperatura de operación del conductor (T1) es de 75°C por diseño y la temperatura final (T2) sería igual a 150 °C.

Con ésta información se tiene que,

$$I_{cc} = 70,47 \text{ kA}$$

Esto significa que el conductor seleccionado es capaz de soportar el nivel de cortocircuito del sistema, por lo que la selección definitiva para el calibre del conductor es el **#2/0 AWG**, de cobre aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

➤ **Medición por coordenadas**

Por capacidad de corriente:

Factor de ajuste por agrupamiento de conductores: 1.00 (3 conductores), Anexo 2.2.

Factor de temperatura: 1.00 (26 °C – 30 °C), Anexo 1.3.

$I_N = 10,42 \text{ A}$ (Dato del fabricante).

$I_{125\%} = 10,42 \text{ A} \times 1,25$

$I_{125\%} = 13,03 \text{ A} = I_{fase}$

Ubicando este valor en el Anexo 2.1, tomada del CEN 200:2009, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es el **#12 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

Por caída de tensión:

Longitud = $L = 20 \text{ m}$

Voltaje = 120 V

FP = 0,90

Del Anexo 2.4, se tiene que para un conductor calibre **#12 AWG** su resistencia y reactancia serían:

$R = 6,6 \Omega/\text{km}$.

$X = 0,223 \Omega/\text{km}$.

Con el uso de la Ecuación 4.1, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{0,2xLxI}{V} x (R\cos(\theta) + X\sen(\theta))$$
$$\Delta V\% = \frac{0,2x20x13,03}{120} x (6,6x0,90 + 0,223x\sen(\arccos(0,90)))$$
$$\Delta V\% = 2,62 \%$$

Por corriente de cortocircuito:

Al igual que en los casos anteriores se conoce que el nivel de cortocircuito en el tablero T-09 es igual a 2,24 kA.

Ahora se procede a calcular la corriente de cortocircuito que el conductor seleccionado pudiese llegar a soportar, para ello se aplica la formula ofrecida en la tabla 2.32.

$$\frac{I_{cc}^2}{A^2} \cdot t_{cc} = 0,0297 \cdot \log \left[\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right]$$

De los anexos la tabla A2.9 se tiene que para un calibre 12 en circular mils sería 6530.

De los anexos la tabla A2.10 se tiene que un breaker limitador de corriente presenta un tiempo de operación igual a 0,010 s

La temperatura de operación del conductor (T1) es de 75C° por diseño y la temperatura final (T2) sería igual a 150 °C.

Con ésta información se tiene que,

$$I_{cc} = 3,46 \text{ kA}$$

Esto significa que el conductor seleccionado es capaz de soportar el nivel de cortocircuito del sistema, por lo que la selección definitiva para el calibre del conductor es el **#12 AWG**, de cobre aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

Se aplicó la misma metodología para el resto de los conductores a calcular obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Resultados del cálculo de los conductores de los equipos.

Equipo	Tensión (V)	Fases	I nom (A)	I 125% (A)	Cable Seleccionado	Factor de Pot.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Longitud (m)	ΔV% (< 3%)
EQUIPOS NUEVOS										
Mortajadora	208	3	16,7	20,88	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	20	1,20
Torno Paralelo ML 35/80	208	3	79	98,75	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	20	1,09
Punzonadora ZX 1250	208	3	29,51	36,89	#8 AWG	0,86	2,56	0,213	23	1,63
Centro Mecanizado 750B	208	3	97,15	121,44	#1/0 AWG	0,86	0,39	0,18	27	1,17
Centro Mecanizado 510M	208	3	83,27	104,09	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	32	1,84
Torno Slant L-400LC	208	3	111,03	138,79	#2/0 AWG	0,86	0,33	0,177	37	1,60
Soldadora MIG 452	208	3	69,67	87,09	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	14	0,67
Sierra PP602	208	3	22,8	28,50	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	25	2,05
Calandra MRB-S 1506	208	3	14,5	18,13	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	20	1,75
Multicizalla IW 55/110	208	3	20	25,00	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	8	0,58
Rectificador Cilíndrico	208	3	16,7	20,88	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	13	0,78
Proyector de Perfiles PH-3515F(110V)	120	1	3,13	3,91	#12 AWG	0,9	6,6	0,223	15	0,59
Medición por Coordenadas	120	1	10,42	13,03	#12 AWG	0,9	6,6	0,223	20	2,62
AA por precisión	208	3	28,5	35,63	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	25	2,57
Lector de Contorno y Computadora	120	1	12,5	15,63	#12 AWG	0,9	6,6	0,223	11	1,73
Medición Universal	120	1	1,92	2,40	#12 AWG	0,9	6,6	0,223	23	0,56
Chorro de Agua	208	3	125	156,25	#2/0 AWG	0,86	0,33	0,177	30	1,46
Horno de Cámara	208	3	52,5	65,63	#4 AWG	0,86	1,02	0,197	16	0,85
Estaciones de Trabajo	120	1	10,83	13,54	#12 AWG	0,9	6,6	0,223	19	2,59
Escáner 3D	120	1	20	25,00	#10 AWG	0,9	3,9	0,207	14	2,10
Impresora 3D	120	1	27,5	34,38	#6 AWG	0,9	1,61	0,21	16	1,41
Aire Acondicionado 1	208	3	24,29	30,36	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	19	1,66
DESHUMIDIFICADOR	208	3	16,65	20,81	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	17	1,02
Compresor	208	3	85,8	107,25	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	36	2,13
Secador	208	2	12,92	16,15	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	35	2,73
EQUIPOS EXISTENTES										
Puente Grúa	208	3	13,28	16,60	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	23	1,84
Fresadora CME	208	3	163,07	203,84	#4/0 AWG	0,86	0,207	0,167	15	0,67
Torno de puntos	208	3	12,77	15,96	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	16	1,23
Centro de torneado CNC	208	3	88,82	111,03	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	21	1,29
Centro de mecanizado CNC	208	3	74,94	93,68	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	27	1,40
Torno Enco	208	3	5,55	6,94	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	17	0,57
Plegadora	208	3	38,17	47,71	#8 AWG	0,86	2,56	0,213	32	2,94
Torno de puntos Geminis	208	3	62,45	78,07	#4 AWG	0,86	1,02	0,197	15	0,95

<i>Continuación de Tabla 4.2</i>										
Cizalla guillotina	208	3	12,93	16,17	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	19	1,48
Sierra Pillous	208	3	10,76	13,44	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	19	1,23
Esmeril de Banco 2	208	3	19,99	24,98	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	16	1,93
Fresadora Convencional	208	3	11,69	14,61	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	15	1,06
Torno de puntos CNC	208	3	27,76	34,70	#8 AWG	0,86	2,56	0,213	35	2,34
Fresadora vertical CNC	208	3	20,82	26,02	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	40	3,00
Fresadora vertical CNC	208	3	20,82	26,02	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	40	3,00
Cizalla guillotina loirsafe	208	3	26,09	32,61	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	22	2,07
Maquina de Corte Plasma	208	3	27,76	34,70	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	13	1,30
Soldadora Miller	208	3	60,00	75,00	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	14	1,16
Soldadora MIG CP 300	208	3	36,36	45,45	#8 AWG	0,86	2,56	0,213	15	1,31
Esmeril de Banco 1	120	1	6,42	8,02	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	14	1,08
Electropunto	208	3	49,96	62,45	#6 AWG	0,86	1,61	0,21	11	0,85
Electroerosión de penetración	208	3	14,27	17,83	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	20	1,72
Rectificador Cilindrico	208	3	37,82	47,27	#8 AWG	0,86	2,56	0,213	16	1,46
Afiladora	208	3	2,08	2,60	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	22	0,28
Rectificadora Plana	208	3	41,64	52,04	#6 AWG	0,86	1,61	0,21	30	1,94
Computadora de Escritorio (Metrl)	120	1	5,21	6,51	#12 AWG	0,9	6,6	0,223	17	1,11
Tronzadora de Sierra	208	3	4,27	5,34	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	37	0,95
Taladro de Columna	208	3	2,55	3,19	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	36	0,55
Prensa Hidráulica	208	3	11,55	14,43	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	35	2,44
Prensa Hidráulica	208	3	15,96	19,95	#10 AWG	0,86	3,9	0,207	34	1,95
Sierra	208	3	7,77	9,72	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	14	0,66
Sierra de Disco (corte de madera)	208	3	6,94	8,67	#12 AWG	0,86	6,6	0,223	13	0,54
Compresor	208	3	88,00	110,00	#2 AWG	0,86	0,66	0,187	38	2,31

4.2.3 *Resultados del cálculo de conductores de los circuitos de tomacorriente*

A continuación en la tabla 4.3 se muestran los resultados obtenidos para los calibres de los conductores de los circuitos de tomacorrientes del CIMEC.

Tabla 4.3 Conductores de los circuitos de tomacorriente del CIMEC PB.

TOMA	TABLERO ASOCIADO	CIRCUITO	VOLTAJE (V)	I (A)	L (m)	Calibre del cable	R (Ω /km)	X (Ω /km)	$\Delta V\%$ (< 3%)
TC1	T-S3	2	120	15	17	#12 AWG	6,6	0,223	2,57
TC2	T-S3	4	120	15	14	#12 AWG	6,6	0,223	2,11
TC3	T-S3	6	120	15	13	#12 AWG	6,6	0,223	1,96
TC4	T-S3	8	120	15	25	#10 AWG	3,9	0,207	2,25
TC5	T-S2	5	120	15	16	#12 AWG	6,6	0,223	2,41
TC6	T-S2	7	120	15	23	#10 AWG	3,9	0,207	2,07
TC7	T-S2	3	120	15	17	#12 AWG	6,6	0,223	2,57
TC8	T-S2	1	120	15	28	#10 AWG	3,9	0,207	2,52
TC9	T-S4	7	120	15	12	#12 AWG	6,6	0,223	1,81
TC10	T-S4	9	120	15	22	#10 AWG	3,9	0,207	1,98
TC11	T-S4	5	120	15	19	#12 AWG	3,9	0,207	2,87
TC12	T-S4	3	120	15	26	#10 AWG	3,9	0,207	2,34
TC13	T-S4	1	120	15	29	#10 AWG	3,9	0,207	2,61
TC14	T-S7	5	120	15	28	#10 AWG	3,9	0,207	2,52
TC15	T-S7	2	120	15	22	#10 AWG	3,9	0,207	1,98
TC16	T-S7	3	120	15	21	#10 AWG	3,9	0,207	1,89
TC17	T-S7	1	120	15	22	#10 AWG	3,9	0,207	1,98
TC18	T-09	8	120	15	23	#10 AWG	3,9	0,207	2,07
TC19	T-09	15	120	15	12	#12 AWG	6,6	0,223	1,81

4.2.4 Resultados de los alimentadores de los sub-tableros

Antes de definir los conductores de los tableros se procede a realizar el balance de las cargas por fase en cada uno de estos, para ello se distribuye las cargas asociadas a cada tablero en las diferentes fases del mismo. El porcentaje de desbalance se calcula obteniendo la diferencia entre, la corriente total en cada una de las fases de los tableros y el promedio existente entre esas 3 corrientes, el resultado se divide entre dicho promedio. Como ejemplo del cálculo se muestra a continuación el sub-tablero T-03, el resto de los tableros se mostrarán en el anexo A.2.11.

Tablero T-03

Tabla 4.4 Tablero T-03

DESCRIPCIÓN DE LA CARGA	CARGA EN AMPERE		
	FASE A	FASE B	FASE C
Punzonadora ZX 1250	29,51		
		29,51	
			29,51
Centro Mecanizado 750B	97,15		
		97,15	
			97,15
Centro Mecanizado 510M	83,27		
		83,27	
			83,27
Torno Slant L-400LC	111,03		
		111,03	
			111,03
Torno de puntos CNC	27,76		
		27,76	
			27,76
Fresadora vertical CNC	20,82		
		20,82	
			20,82
Fresadora vertical CNC	20,82		
		20,82	
			20,82
Tronzadora de Sierra	4,27		
		4,27	
			4,27
Taladro de Columna	2,55		
		2,55	
			2,55
Prensa Hidraulica Gexim	11,55		
		11,55	
			11,55
Prensa Hidraulica Minsa	15,96		
		15,96	
			15,96
TOTAL (A)	424,69	424,69	424,69
Promedio =	424,69		
%Desbalance =	0,00	0,00	0,00

Para determinar la corriente de fase del tablero que permitirá calcular el calibre del conductor asociado a éste, se deben aplicar los factores de operación indicados en el capítulo 3 para cada una de las cargas, luego la sumatoria de éstas resultaría la corriente de fase del tablero. Para contemplar un margen de reserva se usa el criterio de incrementar un 25% la carga más grande presente en el tablero.

$$I_{fase} = I_{Carga\ Mayor} \times 1,25 + \sum I_{resto\ de\ las\ cargas}$$

$$I_{fase} = 414,16\ A$$

Selección del conductor por capacidad de corriente:

Factor de ajuste por agrupamiento de conductores: 1,00 (3 conductores), Anexo 2.2.

Factor de temperatura: 1,00 (26 °C – 30 °C), Anexo 1.1.

$$I_{fase} = 414,16\ A$$

Ubicando este valor en el Anexo 2.1, tomada del CEN 200:2009, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es de dos conductores por fase de **#4/0 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

Comprobación por caída de tensión:

Longitud = L = 28 m

Voltaje = 208 V

FP = 0,90

Del Anexo 2.4, se tiene que para dos conductores calibre **#4/0 AWG** su resistencia y reactancia serían:

$$R = \frac{0,207}{2} \ \Omega/\text{km.}$$

$$X = \frac{0,167}{2} \ \Omega/\text{km.}$$

Con el uso de la Ecuación 4.2, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times L \times I}{V} \times (R \cos(\theta) + X \sin(\theta))$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times 0,1 \times 28 \times 414,16}{208 \times 2} \times (0,207 \times 0,90 + 0,167 \times \sin(\arccos(0,90)))$$

$$\Delta V\% = 1,25\ \%$$

Comprobación por corriente de cortocircuito:

Al igual que en los casos anteriores se conoce que el nivel de cortocircuito en el tablero T-03 es igual a 5,27 kA.

Ahora se procede a calcular la corriente de cortocircuito que el conductor seleccionado pudiese llegar a soportar, para ello se aplica la formula ofrecida en la tabla 2.32.

$$\frac{I_{cc}^2}{A^2} \cdot t_{cc} = 0,0297 \cdot \log \left[\frac{T2 + 234}{T1 + 234} \right]$$

De los anexos la tabla A2.9 se tiene que para un calibre 2x4/0 en circular mils sería 423200.

De los anexos la tabla A2.10 se tiene que un breaker limitador de corriente presenta un tiempo de operación igual a 0,010 s

La temperatura de operación del conductor (T1) es de 75C° por diseño y la temperatura final (T2) sería igual a 150 °C.

Con ésta información se tiene que,

$$I_{cc} = 224,05 \text{ kA}$$

Esto significa que el conductor seleccionado es capaz de soportar el nivel de cortocircuito del sistema, por lo que la selección definitiva para el calibre del conductor sería de **2 x#4/0 AWG**, de cobre aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

La hoja del tablero T03 quedaría como se muestra a continuación en la figura 4.1:

										AMPLIACIÓN DEL CIMEC									
										TAG TABLERO: T-03									
										ELABORADO POR: GUILLERMO COLMENARES		REV: 1							
										CHEQUEADO POR: MIGUEL ARELLANO		FECHA: 25/03/2016							
UBICACIÓN: CIMEC					ALIMENTADOR					CARGA TOTAL (kVA): 139,10									
TIPO DE TABLERO: NAB			# FASES: 3		FASES: 2X3C#4/0AWG					VOLTAJE		CARGA ILUMINACIÓN (kVA): 0,00							
NÚMERO DE CIRCUITOS: 42					NEUTRO: 2X1C#4/0AWG					Volt. (V): 208		CARGA TC USO GENERAL (kVA): 0,00							
TIPO DE MONTAJE: ADOSADO: x			EMPOTRADO:		TIERRA: 1C#2AWG							OTRAS CARGAS (kVA): 139,10							
CAPACIDAD DE LA BARRA: 500 A					CONDUIT: Rígido 2 x ø 21/2"					CORRIENTE		CARGA DE RESERVA (kVA): 10,11							
NIVEL DE CORTOCIRCUITO: 10 kA rms sym.					VER PLANO:					Amp.(A): 414,16		(kVA): 149,21							
INTERRUPTOR PRINCIPAL: 450 A																			
CARGAS										CARGAS									
Total VA	FO	FP	Potencia	Tipo	Descripción	Calibre	PROT	N°		N°	PROT	Calibre	Descripción	Tipo	Potencia	FP	FO	Total VA	
1771	0,5	0,86	3.541 VA	O	Punzonadora ZX 1250	#8AWG	35 A	1		2	100 A	#10AWG	Centro Mecanizado 750B	O	11.658 VA	0,86	1,0	11658	
1771	0,5	0,86	3.541 VA	O		#8AWG	35 A	3		4	100 A	#10AWG		O	11.658 VA	0,86	1,0	11658	
1771	0,5	0,86	3.541 VA	O		#8AWG	35 A	5		6	100 A	#10AWG		O	11.658 VA	0,86	1,0	11658	
9992	1,0	0,86	9.992 VA	O	Centro Mecanizado 510M	#2AWG	100 A	7		8	150 A	#20AWG	Tomo Siant L-400LC	O	13.323 VA	0,86	1,0	13323	
9992	1,0	0,86	9.992 VA	O		#2AWG	100 A	9		10	150 A	#20AWG		O	13.323 VA	0,86	1,0	13323	
9992	1,0	0,86	9.992 VA	O		#2AWG	100 A	11		12	150 A	#20AWG		O	13.323 VA	0,86	1,0	13323	
3331	1,0	0,86	3.331 VA	O	Torno de puntos CNC	#8AWG	40 A	13		14	30 A	#10AWG	Fresadora vertical CNC	O	2.498 VA	0,86	1,0	2498	
3331	1,0	0,86	3.331 VA	O		#8AWG	40 A	15		16	30 A	#10AWG		O	2.498 VA	0,86	1,0	2498	
3331	1,0	0,86	3.331 VA	O		#8AWG	40 A	17		18	30 A	#10AWG		O	2.498 VA	0,86	1,0	2498	
2498	1,0	0,86	2.498 VA	O	Fresadora vertical CNC	#10AWG	30 A	19		20	20 A	#12AWG	Tronzadora de Sierra	O	513 VA	0,86	0,5	256	
2498	1,0	0,86	2.498 VA	O		#10AWG	30 A	21		22	20 A	#12AWG		O	513 VA	0,86	0,5	256	
2498	1,0	0,86	2.498 VA	O		#10AWG	30 A	23		24	20 A	#12AWG		O	513 VA	0,86	0,5	256	
153	0,5	0,86	306 VA	O	Taladro de Columna	#12AWG	20 A	25		26	20 A	#12AWG	Prensa Hidraulica Gexim	O	1.386 VA	0,86	0,5	693	
153	0,5	0,86	306 VA	O		#12AWG	20 A	27		28	20 A	#12AWG		O	1.386 VA	0,86	0,5	693	
153	0,5	0,86	306 VA	O		#12AWG	20 A	29		30	20 A	#12AWG		O	1.386 VA	0,86	0,5	693	
192	0,1	0,86	1.915 VA	O	Prensa Hidraulica Minsa	#10AWG	30 A	31		32			RESERVA						
192	0,1	0,86	1.915 VA	O		#10AWG	30 A	33		34									
192	0,1	0,86	1.915 VA	O		#10AWG	30 A	35		36									
					RESERVA			37		38			RESERVA						
								39		40									
								41		42									
						FASE A 46,37 kVA		386,38 A								Carga de Iluminación (kVA): 0,00			
						FASE B 46,37 kVA		386,38 A								Carga de Tomacorrientes(kVA): 0,00			
						FASE C 46,37 kVA		386,38 A								Otras Cargas (kVA): 139,10			
												Carga Total (kVA): 139,10							

Figura 4.1 Hoja de Tablero T-03

En el anexo 3.3 se pueden observar las hojas para el resto de los tableros.

A continuación en la Tabla 4.5 se muestra el resumen de los resultados del cálculo de cable de los tableros.

Tabla 4.5 Resultados de calibre de conductor para los sub-tableros

Tablero	Tensión (V)	Fases	Corriente de diseño (A)	Calibre del Conductor	Factor de Potencia	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Longitud (m)	$\Delta V\%$ (<2%)
T-03	208	3	414,16	2x#4/0 AWG	0,9	0,207	0,167	28	1,25
T-04	208	3	406,48	2x#4/0 AWG	0,9	0,207	0,167	44	1,93
T-05	208	3	204,06	2x#250 kcmil	0,9	0,177	0,171	80	1,59
T-06	208	3	214,97	2x#4/0 AWG	0,9	0,207	0,167	76	1,76
T-07	208	3	219,17	#500 kcmil	0,9	0,095	0,157	65	1,83
T-09	208	3	57,43	#1/0 AWG	0,9	0,39	0,18	80	1,64
T-10	208	3	17,19	#8 AWG	0,9	2,56	0,213	41	1,41
T-S2	208	3	98,20	#1/0 AWG	0,9	0,39	0,18	55	1,93
T-S4	208	3	61,82	#2 AWG	0,9	0,66	0,187	51	1,77
T-S7	208	3	33,75	#2 AWG	0,9	0,66	0,187	85	1,79

Los tableros existentes TS3, TS5 y TS6, fueron verificados y a continuación en la tabla 4.6 se pueden apreciar que los resultados están acordes con lo requerido en las normas para un buen funcionamiento.

Tabla 4.6 Resultados de calibre de conductor para los sub-tableros existentes.

Tablero	Tensión (V)	Fases	Corriente (A)	Calibre del Conductor	Factor de Potencia	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Longitud (m)	$\Delta V\%$ (<2%)
T-S3	208	3	56,94	#2 AWG	0,9	0,66	0,187	26	0,83
T-S5	208	3	66,64	#4 AWG	0,9	1,02	0,197	35	1,95
T-S6	208	3	100,05	#3/0 AWG	0,9	0,259	0,171	71	1,82

Los tableros T-S5 y T-S6 corresponden a todas las cargas asociadas a la planta alta de CIMEC, incorporando iluminación y tomas de uso general. Es requerimiento en el proyecto establecer un diseño para conectar los tomacorrientes de la planta alta al sistema de UPS del CIMEC. Es por ello que se hace indispensable separar las cargas de tomacorrientes de éstos y reubicarlas en tableros independientes. Entonces se propone la creación de dos sub-tableros, T-S5 TC y T-S6 TC en donde se dispondrán

los servicios de tomacorrientes de la planta alta y que serán alimentados mediante el UPS.

A continuación en la tabla 4.7, se muestran los resultados obtenidos producto de esta separación tanto de los sub-tableros T-S5 TC y T-S6 TC, como los nuevos T-S5' y T-S6'.

Tabla 4.7 Resultados de calibre de conductor para los sub-tableros separados de la planta alta del CIMEC.

Tablero	Tensión (V)	Fases	Corriente (A)	Calibre del Conductor	Factor de Potencia	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Longitud (m)	$\Delta V\%$ (<2%)
T-S5'	208	3	13,35	#10 AWG	0,9	3,9	0,207	20	0,80
T-S5 TC	208	3	47,96	#4 AWG	0,9	1,02	0,197	35	1,40
T-S6'	208	3	33,43	#4 AWG	0,9	1,02	0,197	59	1,65
T-S6 TC	208	3	59,96	#1/0 AWG	0,9	0,39	0,18	71	1,61

4.2.5 Resultados de los conductores del tablero principal

Tablero principal (TP)

Para efectuar el balance de fases en el tablero principal, al igual que con los sub-tableros se reflejan las corrientes que se estima circularían por cada una de las fases en los distintos tableros conectados, en la tabla 4.8 se muestra como quedaría.

Tabla 4.8 Balance de fases del tablero TP

DESCRIPCIÓN DE LA CARGA	CARGA EN AMPERE		
	FASE A	FASE B	FASE C
T-03	414,16		
		414,16	
			414,16
T-04	406,48		
		406,48	
			406,48
T-05	204,06		
		204,06	
			204,06
T-06	214,97		
		214,97	
			214,97
T-07	198,1		
		194,89	
			194,89
T-09	48,63		
		48,71	
			34,75
T-S2	72,66		
		85,44	
			79,99
T-S4	58,07		
		58,07	
			41,95
T-S3	53,19		
		44,16	
			34,06
T-S5	8,98		
		12,63	
			11,79
T-S6	36,49		
		28,07	
			19,09
T-UPS	107,67		
		95	
			81,88
TOTAL (A)	1823,46	1806,64	1738,07
Promedio =	1789,39	I_fase (A) =	1927,00
%Desbalance =	1,90	0,96	2,87

En la tabla 4.8 se puede observar que el mayor desbalance ocurriría en la fase C, en donde presentaría un porcentaje de 2,87%, valor que se considera aceptable.

Para obtener la corriente de diseño del tablero principal se deberán sumar todas las corrientes de diseño de los tableros conectados a éste. Además contemplar un

20% de reserva para cargas futuras en el mismo (por condición del cliente). En la tabla 4.9 se observa la obtención de dicha corriente.

Tabla 4.9 Corriente de diseño del TP

Tablero	Tensión (V)	Fases	Corriente de diseño (A)
T-03	208	3	414,16
T-04	208	3	406,48
T-05	208	3	204,06
T-06	208	3	214,97
T-07	208	3	219,17
T-09	208	3	57,43
T-S2	208	3	98,20
T-S4	208	3	61,82
T-S3	208	3	56,94
T-S5	208	3	13,35
T-S6	208	3	33,43
T-UPS	208	3	166,67
Total de Suma de corrientes			1 946,68
20% de Reserva			389,34
Corriente de diseño del TP			2334,28

Selección del conductor por capacidad de corriente:

Factor de temperatura: 1,00 (26 °C – 30 °C), Anexo 2.1.

$$I_{fase} = 2\,334,28 \text{ A}$$

Ubicando este valor en el Anexo 2.1, tomada del CEN 200:2009, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es de 7 conductores por fase de **#500 kcmil** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

Comprobación por caída de tensión:

Longitud = L = 60 m

Voltaje = 208 V

$$FP = 0,90$$

Del Anexo 2.4, se tiene que para siete conductores calibre **#500 kcmil** su resistencia y reactancia serían:

$$R = \frac{0,095}{7} (\Omega/\text{km}).$$

$$X = \frac{0,157}{7} (\Omega/\text{km}).$$

Con el uso de la Ecuación 4.2, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3}x0,1xLxI}{V} x (R\cos(\theta) + X\sin(\theta))$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3}x0,1x60x2\ 334,28}{208x7} x (0,095x0,90 + 0,157x\sin(\arccos(0,90)))$$

$$\Delta V\% = 2,56 \%$$

Como excede el 2% de caída de tensión establecido se procede a seleccionar un calibre superior a este y se verifica nuevamente la caída de tensión.

Del Anexo 2.4, se tiene que para nueve (9) conductores calibre **#500 kcmil** su resistencia y reactancia serían:

$$R = \frac{0,095}{9} (\Omega/\text{km}).$$

$$X = \frac{0,157}{9} (\Omega/\text{km}).$$

Con el uso de la Ecuación 4.2, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3}x0,1xLxI}{V} x (R\cos(\theta) + X\sin(\theta))$$

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3}x0,1x60x2\ 334,28}{208x9} x (0,095x0,90 + 0,157x\sin(\arccos(0,90)))$$

$$\Delta V\% = 1,99 \%$$

La selección definitiva para el calibre del conductor sería de **9x #500 kcmil**, de cobre aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

La hoja del tablero principal se puede ver a continuación en la figura 4.2.

										TAG TABLERO: TP											
										ELABORADO POR: GUILLERMO COLMENARES					REV: 1						
										CHEQUEADO POR: MIGUEL ARELLANO					FECHA: 25/03/2016						
UBICACIÓN: CIMEC										ALIMENTADOR					CARGA TOTAL (kVA): 700,8						
TIPO DE TABLERO: CDP										# FASES: 3					FASES: 9X3X1C#500AWG						
NÚMERO DE CIRCUITOS:										42					NEUTRO: 9X1C#500AWG						
TIPO DE MONTAJE: ADOSADO: x EMPOTRADO:															TIERRA: 1C#350AWG						
CAPACIDAD DE LA BARRA:										3000 A					CONDUIT: Rígido 3 x ø 3"						
NIVEL DE CORTOCIRCUITO: 10 kA rms sym.															VER PLANO:						
INTERRUPTOR PRINCIPAL:										2500 A					E Amp.(A): 2334,28						
CARGAS										CARGAS											
Total VA	FO	FP	Potencia	Tipo	Descripción	Calibre	PROT	Nº		Nº	PROT	Calibre	Descripción	Tipo	Potencia	FP	FO	Total VA			
49699	1,0	0,86	49.699 VA	O	T-03	2x#4/0AWG	450 A	1		2	450 A	2x#4/0AWG	T-04	O	48.778 VA	0,86	1,0	48778			
49699	1,0	0,86	49.699 VA	O		2x#4/0AWG	450 A	3		4	450 A	2x#4/0AWG		O	48.778 VA	0,86	1,0	48778			
49699	1,0	0,86	49.699 VA	O		2x#4/0AWG	450 A	5		6	450 A	2x#4/0AWG		O	48.778 VA	0,86	1,0	48778			
24487	1,0	0,86	24.487 VA	O	T-05	2x#350AWG	450 A	7		8	400 A	2x#4/0AWG	T-06	O	25.796 VA	0,86	1,0	25796			
24487	1,0	0,86	24.487 VA	O		2x#350AWG	450 A	9		10	400 A	2x#4/0AWG		O	25.796 VA	0,86	1,0	25796			
24487	1,0	0,86	24.487 VA	O		2x#350AWG	450 A	11		12	400 A	2x#4/0AWG		O	25.796 VA	0,86	1,0	25796			
26300	1,0	0,86	26.300 VA	O	T-07	#500AWG	300 A	13		14	100 A	#1/0AWG	T-09	O	6.892 VA	0,90	1,0	6892			
26300	1,0	0,86	26.300 VA	O		#500AWG	300 A	15		16	100 A	#1/0AWG		O	6.892 VA	0,90	1,0	6892			
26300	1,0	0,86	26.300 VA	O		#500AWG	300 A	17		18	100 A	#1/0AWG		O	6.892 VA	0,90	1,0	6892			
11784	1,0	0,90	11.784 VA	TC	T-S2	#1/0AWG	40 A	19		20	125 A	#2AWG	T-S3	I	6.833 VA	0,95	1,0	6833			
11784	1,0	0,90	11.784 VA	TC		#1/0AWG	40 A	21		22	125 A	#2AWG		I	6.833 VA	0,95	1,0	6833			
11784	1,0	0,90	11.784 VA	TC		#1/0AWG	40 A	23		24	125 A	#2AWG		I	6.833 VA	0,95	1,0	6833			
7418	1,0	0,95	7.418 VA	I	T-S4	#2AWG	80 A	25		26	175 A	#3/0AWG	T-UPS	TC	20.000 VA	0,90	1,0	20000			
7418	1,0	0,95	7.418 VA	I		#2AWG	80 A	27		28	175 A	#3/0AWG		TC	20.000 VA	0,90	1,0	20000			
7418	1,0	0,95	7.418 VA	I		#2AWG	80 A	29		30	175 A	#3/0AWG		TC	20.000 VA	0,90	1,0	20000			
1602	1,0	0,95	1.602 VA	I	T-S5	#10AWG	30 A	31		32	60 A	#4AWG	T-S6	I	4.012 VA	0,95	1,0	4012			
1602	1,0	0,95	1.602 VA	I		#10AWG	30 A	33		34	60 A	#4AWG		I	4.012 VA	0,95	1,0	4012			
1602	1,0	0,95	1.602 VA	I		#10AWG	30 A	35		36	60 A	#4AWG		I	4.012 VA	0,95	1,0	4012			
					RESERVA			37		38			RESERVA								
									39		40										
									41		42										
						FASE A	233,60 kVA	1.946,68 A								Carga de Iluminación (kVA):	59,5				
						FASE B	233,60 kVA	1.946,68 A								Carga de Tomacorrientes(kVA):	95,3				
						FASE C	233,60 kVA	1.946,68 A								Otras Cargas (kVA):	545,8				
																		Carga Total (kVA):	700,8		

Figura 4.2 Hoja de Tablero principal

4.3 Capacidad del transformador

$$I_{Tfase} = I_{TPfase}$$

$$I_{Tfase} = 2\ 334,28\ A$$

La capacidad del Transformador sería:

$$S_T = I_{Tfase} \times V \times \sqrt{3}$$

$$S_T = 2\,334,28\text{ A} \times 208\text{ V} \times \sqrt{3} = 840,96\text{ kVA}$$

$$S_T = 840,96\text{ kVA}$$

Se requiere un transformador de 1 000 kVA.

4.4 Protección en el lado de Alta Tensión

$$I_{PAT} = \frac{1\,000\text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 12,47\text{ kV}} = 46,30\text{ A}$$

Entonces se tiene que:

$$I_{PAT} = 55,56\text{ A}$$

La protección seleccionada es **3 x 60 A**.

4.5 Conductor de Alta Tensión

$$V = 12,47\text{ kV}$$

Conexión Y-Y

$$I_{PAT} = 46,30\text{ A}$$

Selección por capacidad de corriente:

Del Anexo 2.3 se obtiene que el calibre indicado para ese valor de corriente sería un conductor de **#6 AWG** de cobre, aislamiento Tipo MV con temperatura de operación de 90°C.

Comprobación por caída de tensión:

$$\text{Longitud} = L = 10\text{ m}$$

$$\text{Voltaje} = 12\,470\text{ V}$$

$$FP = 0,90$$

Del Anexo 1.4, se tiene que para un conductor calibre **#6 AWG** su resistencia y reactancia serían:

$$R = 1,6728\ \Omega/\text{km.}$$

$$X = 0,261088\ \Omega/\text{km.}$$

Con el uso de la Ecuación 4.2, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3}x0,1xLxI}{V}x(R\cos(\theta) + X\sin(\theta))$$
$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3}x0,1x10x46,30}{12470}x(1,6728x0,90 + 0,261088x\sin(\arccos(0,90)))$$
$$\Delta V\% = 0,01$$

La selección definitiva para el calibre del conductor sería de **#6 AWG**, de cobre aislamiento Tipo MV con temperatura de operación de 90°C.

4.6 Protección en el lado de Baja Tensión

4.6.1 Cálculo de la corriente de cortocircuito de los tableros principales

$$S_B = S_T = 1000 \text{ kVA}$$

$$I_B = \frac{1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0,208 \text{ kV}} = 2775,72 \text{ A}$$

$$Z_{BASE} = \frac{(0,208 \text{ kV})^2}{1000 \text{ kVA}} = 0,0433 \Omega$$

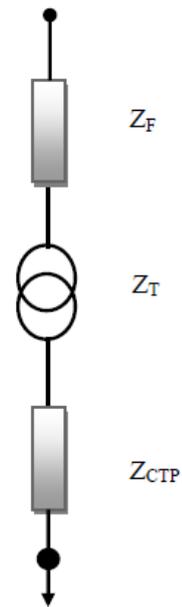


Figura 4.3 Diagrama unifilar del alimentador del tablero principal

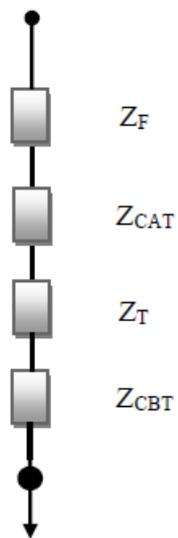


Figura 4.4 Diagrama de impedancias del alimentador del tablero principal

➤ Impedancia de falla (Z_f)

En la fuente se tiene una corriente de cortocircuito $I_{cc} = 52,43$ kA, **valor suministrado por CORPOELEC**. Esto a su vez nos permite obtener la potencia aparente de cortocircuito de la fuente de la siguiente manera:

$$S_{cc} = \sqrt{3} \times I_{cc} \times 208 = 18.888,22 \text{ kVA}$$

$$Z_f = \frac{1000 \text{ kVA}}{18.888,22 \text{ kVA}} = j0,0529 \text{ p.u}$$

➤ Impedancia del conductor de alta tensión (Z_{CAT})

Conductor: #6 AWG

Longitud: 10 m

R = 1,6728 Ω /km

X = 0,261088 Ω /km

$$\begin{aligned} Z_{CAT} &= \frac{1,6728 \text{ } \Omega/\text{km} + j0,261088 \text{ } \Omega/\text{km}}{0,0433 \text{ } \Omega} \times 10 \times 10^{-3} \text{ km} \\ &= (0,38633 + j0,06029746) \text{ p.u} \end{aligned}$$

➤ Impedancia del transformador (Z_T), según especificaciones técnicas del mismo.

$Z_T = 5\%$

$$Z_T = \frac{5\%}{100\%} = j0,05 \text{ p.u}$$

➤ Impedancia del conductor de baja tensión del tablero principal TP (Z_{BTP})

Conductor: 9x#500 kcmil

Longitud: 60 m

R = 0,095 Ω /km

$$X = 0,157 \Omega/\text{km}$$

$$\begin{aligned} Z_{CBT162} &= \left(\frac{0,095 \Omega/\text{km} + j0,157 \Omega/\text{km}}{0,0433 \Omega \cdot 9} \right) \times 60 \times 10^{-3} \text{km} \\ &= (0,014627 + j0,02427223) p.u \end{aligned}$$

$$Z_{TOTAL} = Z_f + Z_{CAT} + Z_T + Z_{CBT}$$

$$\begin{aligned} Z_{TOTAL} &= (j0,0529 + (0,38633 + j0,06029746) + j0,05 \\ &\quad + (0,014627 + j0,02427223)) p.u \end{aligned}$$

$$Z_{TOTAL} = (0,40095 + j0,1873699) p.u$$

$$|Z_{TOTAL}| = 0,44257 p.u$$

Aplicando la ecuación 2.10 para obtener la $I_{CCSIMÉTRICA}$ se tiene que,

$$I_{CCSIMÉTRICA} = 6,27 \text{ kA}$$

Para la protección del tablero principal (TP) en el lado de baja tensión se necesita un interruptor con capacidad de interrupción de 10 kA.

Del mismo modo se procede al cálculo de la corriente de cortocircuito de todos los sub-tableros. A continuación se muestran los resultados en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Cálculo de cortocircuito para los sub-tableros.

Tablero	I _{cc} (kA)	Breaker seleccionado (kA)
T-03	5,27	10
T-04	4,82	10
T-05	4,18	10
T-06	4,12	10
T-07	4,02	10
T-09	2,24	10
T-10	0,82	10
T-S2	2,80	10
T-S3	4,66	10
T-S4	2,22	10
T-UPS	4,50	10
T-S7	1,25	10
T-S5	1,69	10
T-S6	2,09	10

4.7 Selección de protecciones de los equipos y tableros

Para el caso de selección de medios de desconexión para aquellos circuitos alimentadores de motores, el CEN 200:2009, en la sección 430-110, establece que, para tensiones menores a 600 V, dichos equipos tendrán una capacidad de corriente mínima del 115% de la corriente nominal del motor a plena carga. Mientras que para el resto de las cargas la protección estaría alrededor del promedio entre la corriente de diseño del circuito y la capacidad máxima del calibre del conductor calculado. Adicionalmente se debe contemplar la corriente de arranque de los motores de tal forma que los dispositivos de protección dejen pasar la misma sin accionarse.

A continuación en la Tabla 4.11 se muestran las protecciones que tendrán los diferentes equipos nuevos en el CIMEC y en la tabla 4.12 las protecciones de los sub-tableros y tablero principal.

Tabla 4.11 Protecciones para los equipos del CIMEC.

Equipo	I nom (A)	Cable Seleccionado	Capacidad del cable (A)	Ip (A)	Protección Seleccionada CEN 240.6
Mortajadora	16,7	#12 AWG	25	19,21	20
Torno Paralelo ML 35/80	79	#2 AWG	115	90,85	100
Punzonadora ZX 1250	29,51	#8 AWG	50	33,94	35
Centro Mecanizado 750B	97,15	#1/0 AWG	150	111,72	100
Centro Mecanizado 510M	83,27	#2 AWG	115	95,76	100
Torno Slant L-400LC	130,62	#2/0 AWG	175	150,21	150
Soldadora MIG 452	69,67	#2 AWG	115	92,34	100
Sierra PP602	22,8	#10 AWG	35	26,22	30
Calandra MRB-S 1506	14,5	#12 AWG	25	16,68	20
Multicizalla IW 55/110	20	#10 AWG	35	23,00	30
Rectificador Cilíndrico	16,7	#12 AWG	25	19,21	20
Proyector de Perfiles PH-3515F(110V)	3,13	#12 AWG	25	14,07	20
Medición por Coordenadas	10,42	#12 AWG	25	17,71	20
AA por precisión	28,5	#10 AWG	35	32,78	30
Lector de Contorno y Computadora	12,5	#12 AWG	25	18,75	20
Medición Universal	1,92	#12 AWG	25	13,46	20
Chorro de Agua	125	#2/0 AWG	175	143,75	150
Horno de Cámara	52,5	#4 AWG	85	68,75	70
Estaciones de Trabajo	10,83	#10 AWG	35	22,92	30
Escáner 3D	20	#10 AWG	35	27,50	30
Impresora 3D	27,5	#6 AWG	65	46,25	50
Aire Acondicionado 1	24,29	#10 AWG	35	27,93	30
DESHUMIDIFICADOR	16,65	#10 AWG	35	19,15	20
Compresor	85,8	#2 AWG	115	98,67	100
Secador	12,92	#12 AWG	25	14,86	20
Puente Grúa	13,28	#12 AWG	25	15,27	20
Fresadora CME	163,07	#4/0 AWG	230	187,53	200
Torno de puntos	12,77	#12 AWG	25	14,68	20
Centro de torneado CNC	88,82	#2 AWG	115	102,15	110
Centro de mecanizado CNC	74,94	#2 AWG	115	86,19	90
Torno Enco	5,55	#12 AWG	25	6,38	20

<i>Continuación de Tabla 4.11</i>					
Plegadora	38,17	#8 AWG	50	43,89	45
Torno de puntos Geminis	62,45	#4 AWG	85	71,82	80
Cizalla guillotina	12,93	#12 AWG	25	14,88	20
Sierra Pillous	10,76	#12 AWG	25	12,37	20
Esmeril de Banco 2	19,99	#12 AWG	25	22,98	20
Fresadora Convencional	11,69	#12 AWG	25	13,44	20
Torno de puntos CNC	27,76	#8 AWG	50	31,92	40
Fresadora vertical CNC	20,82	#10 AWG	35	23,94	30
Fresadora vertical CNC	20,82	#10 AWG	35	23,94	30
Cizalla guillotina loirsafe	26,09	#10 AWG	35	30,01	30
Maquina de Corte Plasma	27,76	#10 AWG	35	31,92	30
Soldadora Miller	60	#2 AWG	115	84,59	100
Soldadora MIG CP 300	36,36	#8 AWG	50	41,81	45
Esmeril de Banco 1	6,42	#12 AWG	25	7,38	20
Electropunto	49,96	#6 AWG	65	57,46	60
Electroerosión de penetración	14,27	#12 AWG	25	16,41	20
Rectificador Cilíndrico	37,82	#8 AWG	50	43,49	45
Afiladora	2,08	#12 AWG	25	2,39	20
Rectificadora Plana	41,64	#6 AWG	65	47,88	50
Computadora de Escritorio (Metrl)	5,21	#12 AWG	25	15,10	20
Tronzadora de Sierra	4,27	#12 AWG	25	4,92	20
Taladro de Columna	2,55	#12 AWG	25	2,94	20
Prensa Hidráulica	11,55	#12 AWG	25	13,28	20
Prensa Hidráulica	15,96	#10 AWG	35	18,35	30
Sierra	7,77	#12 AWG	25	8,94	20
Sierra de Disco (corte de madera)	6,94	#12 AWG	25	7,98	20
Compresor	88,00	#2 AWG	115	101,20	110

Tabla 4.12 Selección de protecciones para los tableros.

Tablero	Corriente por fase (A)	Calibre del Conductor	Capacidad del Cable (A)	Ip (A)	Protección Seleccionada CEN 240.6
T-03	414,16	2x#4/0 AWG	460	449,33	450
T-04	406,48	2x#4/0 AWG	460	433,24	450
T-05	204,06	2x#250 kcmil	408	329,20	400
T-06	214,97	2x#4/0 AWG	368	291,49	300
T-07	219,17	#500 kcmil	380	300	300
T-09	57,43	#1/0 AWG	150	103,72	100
T-10	17,19	#8 AWG	50	33,60	40
T-S2	98,20	#1/0 AWG	150	125,35	125
T-S3	56,94	#2 AWG	115	99,69	100
T-S4	61,82	#2 AWG	115	83,72	80
T-S5	13,35	#4 AWG	85	75,83	80
T-S6	33,43	#3/0 AWG	200	150,03	150
T-S7	33,75	#2 AWG	115	76,26	80
T-UPS	166,67	#4/0 AWG	230	198,27	200
TP	2334,28	9x#500 kcmil	3420	2877,14	2500

4.8 Determinación de los conductores de tierra de los equipos

Con el uso de la tabla mostrada en el Anexo 2.7 y las capacidades de los dispositivos de protección obtenidos en el punto anterior, se procede a la selección de los calibres para los conductores de puesta a tierra de cada uno de los equipos y tableros del CIMEC. A continuación se muestran los resultados en las tablas 4.13 y 4.14.

Tabla 4.13 Determinación de los conductores de puesta a tierra para los equipos del CIMEC.

Equipo	I nom (A)	Cable Seleccionado	Protección Seleccionada CEN 240.6	Cable de tierra Seleccionado CEN 200:2009 250.122
Mortajadora	16,7	#12 AWG	20	#12 AWG
Torno Paralelo ML 35/80	79	#2 AWG	100	#8 AWG
Punzonadora ZX 1250	29,51	#8 AWG	35	#10 AWG
Centro Mecanizado 750B	97,15	#1/0 AWG	100	#8 AWG
Centro Mecanizado 510M	83,27	#2 AWG	100	#8 AWG
Torno Slant L-400LC	130,62	#2/0 AWG	150	#6 AWG
Soldadora MIG 452	69,67	#2 AWG	100	#8 AWG
Sierra PP602	22,8	#10 AWG	25	#10 AWG
Calandra MRB-S 1506	14,5	#12 AWG	20	#12 AWG
Multicizalla IW 55/110	20	#10 AWG	30	#10 AWG
Rectificador Cilíndrico	16,7	#12 AWG	20	#12 AWG
Proyector de Perfiles PH-3515F(110V)	3,13	#12 AWG	20	#12 AWG
Medición por Coordenadas	10,42	#12 AWG	20	#12 AWG
AA por precisión	28,5	#10 AWG	30	#12 AWG
Lector de Contorno y Computadora	12,5	#12 AWG	20	#12 AWG
Medición Universal	1,92	#12 AWG	20	#12 AWG
Chorro de Agua	125	#2/0 AWG	150	#6 AWG
Horno de Cámara	52,5	#4 AWG	70	#8 AWG
Estaciones de Trabajo	10,83	#10 AWG	30	#10 AWG
Escaner 3D	20	#10 AWG	30	#10 AWG
Impresora 3D	27,5	#6 AWG	50	#10 AWG
Aire Acondicionado 1	24,29	#10 AWG	30	#10 AWG
DESHUMIDIFICADOR	16,65	#10 AWG	20	#12 AWG
Compresor	85,8	#2 AWG	100	#8 AWG
Secador	12,92	#12 AWG	20	#12 AWG
Puente Grúa	13,28	#12 AWG	20	#12 AWG
Fresadora CME	163,07	#4/0 AWG	200	#6 AWG
Torno de puntos	12,77	#12 AWG	20	#12 AWG
Centro de torneado CNC	88,82	#2 AWG	110	#6 AWG
Centro de mecanizado CNC	74,94	#2 AWG	90	#8 AWG

<i>Continuación de Tabla 4.13</i>				
Torno Enco	5,55	#12 AWG	20	#12 AWG
Plegadora	38,17	#8 AWG	45	#10 AWG
Torno de puntos Geminis	62,45	#4 AWG	80	#8 AWG
Cizalla guillotina	12,93	#12 AWG	20	#12 AWG
Sierra Pillous	10,76	#12 AWG	20	#12 AWG
Esmeril de Banco 2	19,99	#12 AWG	20	#12 AWG
Fresadora Convencional	11,69	#12 AWG	20	#12 AWG
Torno de puntos CNC	27,76	#8 AWG	40	#10 AWG
Fresadora vertical CNC	20,82	#10 AWG	30	#10 AWG
Fresadora vertical CNC	20,82	#10 AWG	30	#10 AWG
Cizalla guillotina loirsafe	26,09	#10 AWG	30	#10 AWG
Maquina de Corte Plasma	27,76	#10 AWG	30	#10 AWG
Soldadora Miller	60	#2 AWG	100	#8 AWG
Soldadora MIG CP 300	36,36	#8 AWG	45	#10 AWG
Esmeril de Banco 1	6,42	#12 AWG	20	#12 AWG
Electropunto	49,96	#6 AWG	60	#10 AWG
Electroerosión de penetración	14,27	#12 AWG	20	#12 AWG
Rectificador Cilindrico	37,82	#8 AWG	45	#10 AWG
Afiladora	2,08	#12 AWG	20	#12 AWG
Rectificadora Plana	41,64	#6 AWG	50	#10 AWG
Computadora de Escritorio (Metrl)	5,21	#12 AWG	20	#12 AWG
Tronzadora de Sierra	4,27	#12 AWG	20	#12 AWG
Taladro de Columna	2,55	#12 AWG	20	#12 AWG
Prensa Hidráulica	11,55	#12 AWG	20	#12 AWG
Prensa Hidráulica	15,96	#10 AWG	30	#12 AWG
Sierra	7,77	#12 AWG	20	#12 AWG
Sierra de Disco (corte de madera)	6,94	#12 AWG	20	#12 AWG
Compresor	88,00	#2 AWG	110	#6 AWG

Tabla 4.14 Determinación de los conductores de puesta a tierra para los tableros.

Tablero	Corriente por fase (A)	Calibre del Conductor	Ip (A)	Protección Seleccionada CEN 240.6	Cable de tierra Seleccionado CEN 200:2009 250.122
T-03	414,16	2x#4/0 AWG	449,33	450	#2 AWG
T-04	406,48	2x#4/0 AWG	433,24	450	#2 AWG
T-05	204,06	2x#250 kcmil	329,20	400	#3 AWG
T-06	214,97	2x#4/0 AWG	291,49	300	#4 AWG
T-07	219,17	#500 kcmil	300	300	#4 AWG
T-09	57,43	#1/0 AWG	103,72	100	#8 AWG
T-10	17,19	#8 AWG	33,60	40	#10 AWG
T-S2	98,20	#1/0 AWG	125,35	125	#6 AWG
T-S3	56,94	#2 AWG	99,69	100	#8 AWG
T-S4	61,82	#2 AWG	83,72	80	#8 AWG
T-S5	13,35	#4 AWG	75,83	80	#8 AWG
T-S6	33,43	#3/0 AWG	150,03	150	#6 AWG
T-S7	33,75	#2 AWG	76,26	80	#8 AWG
T-UPS	166,67	#2/0 AWG	198,27	175	#6 AWG
TP	2334,28	9x#500 kcmil	2364,14	2500	#350 AWG

4.9 Dimensionamiento de canalizaciones eléctricas

En el perímetro interno de toda la planta baja del CIMEC se encuentra una disposición de bandeja portacable, la misma se puede observar en el anexo A.6.1, “plano de sistema de puesta a tierra”. El diseño contempla que todos los conductores deberán ser canalizados por dicha bandeja, desde los tableros hasta los equipos. Sin embargo, la llegada a los tableros y a los equipos desde dicha bandeja deberá hacerse por medio de tuberías. A continuación se realiza el cálculo siguiendo la metodología explicada en el punto 2.4, del dimensionamiento de las tuberías correspondiente a cada uno de los tableros y equipos.

4.9.1 Canalización del tablero principal TP

Conductor de fase: 9x#500 kcmil

Diámetro 24,95 mm = 2,495 cm (Datos de cable de ELECON)

Cantidad de cables: 3 x 3 x 4 = 9 x 4

Conductor de tierra: #350 kcmil

Diámetro 21,70 mm = 2,17 cm (Datos de cable de ELECON)

$$A_{cfase} = \frac{3,1416 \times 2,495^2}{4} = 4,8891 \text{ cm}^2$$

$$A_{ctierra} = \frac{3,1416 \times 2,17^2}{4} = 3,70 \text{ cm}^2$$

$$A_a = (4 \times 4,8891 + 3,70) \text{ cm}^2 = 23,25 \text{ cm}^2$$

$$A_d = \frac{23,25 \text{ cm}^2}{0,4} = 58,14 \text{ cm}^2$$

El diámetro del ducto será:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times A_d}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 58,14 \text{ cm}^2}{3,1416}} = 8,60 \text{ cm}$$

Del Anexo 2.8 (diámetros comerciales de tuberías), se observa la viabilidad de seleccionar 9 tubos de 3½' pulgadas para toda la acometida; esto implicaría que en la misma se presentaría un factor de ajuste por agrupamiento según el Anexo 2.2 del 100% de la capacidad máxima del conductor, debido a que por el mismo ducto pasarían 3 conductores activos. Esto nos daría una capacidad total de la acometida de 3.420 A, estando por encima de la demanda total. Entonces la selección definitiva para la acometida principal sería de tres (9) tubos 3½ (9 x 3½).

$$\% \text{ ocupación} = \frac{4 \times 23,25}{3,1416 \times 8,89^2} \times 100\% = 37,46\%$$

4.9.2 Canalizaciones de los sub- tableros.

Del mismo modo se calculan los tamaños de los tubos para los sub-tableros obteniéndose los siguientes resultados mostrados en la tabla 4.15.

Tabla 4.15. Diámetro de tubos calculados para los sub-tableros.

Tablero	Cable	Calibre del Conductor	Cantidad de Cables de fase	% de ocupación	Tubos (pulgadas)
T-03	2x #4/0 AWG	#2 AWG	4	31,96	2 x 2 ½
T-04	2x#4/0 AWG	#2 AWG	4	31,96	2 x 2 ½
T-05	2x#250 kcmil	#3 AWG	8	38,14	3 ½
T-06	2x#4/0 AWG	#4 AWG	8	30,81	3 ½
T-07	#500 kcmil	#4 AWG	4	32,54	3 ½
T-S2	#1/0 AWG	#6 AWG	4	30,01	2
T-S3	#2 AWG	#8 AWG	4	33,48	1 ½
T-S4	#2 AWG	#8 AWG	4	33,48	1 ½
T-S5	#4 AWG	#8 AWG	4	25,09	1 ½
T-S6	#3/0 AWG	#6 AWG	4	26,14	2 ½
T-S7	#2 AWG	#8 AWG	4	33,48	1 ½
T-09	#1/0 AWG	#8 AWG	4	29,04	2
T-10	#8 AWG	#10 AWG	4	23,00	1

4.9.3 Canalizaciones de los equipos.

Tabla 4.16 Diámetro de tubos calculados para los equipos.

Equipo	Calibre del Conductor	Cable de tierra	Cantidad de Cables de fase	% de ocupación	Tubos (pulgadas)
Mortajadora	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Torno Paralelo ML 35/80	#2 AWG	#8 AWG	4	33,16	1 ½'
Punzonadora ZX 1250	#8 AWG	#10 AWG	4	22,53	1'
Centro Mecanizado 750B	#1/0 AWG	#8 AWG	4	28,86	2'
Centro Mecanizado 510M	#2 AWG	#8 AWG	4	33,16	1 ½'
Torno Slant L-400LC	#2/0 AWG	#6 AWG	4	34,98	2'
Soldadora MIG 452	#2 AWG	#8 AWG	4	33,16	1 ½'
Sierra PP602	#10 AWG	#10 AWG	4	24,30	¾'
Calandra MRB-S 1506	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Multicizalla IW 55/110	#10 AWG	#10 AWG	4	24,30	¾'
Rectificador Cilíndrico	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Proyector de Perfiles PH-3515F(110V)	#12 AWG	#12 AWG	2	29,02	½'
Medición por Coordenadas	#12 AWG	#12 AWG	2	29,02	½'
AA por precisión	#10 AWG	#12 AWG	4	23,74	¾'
Lector de Contorno y Computadora	#12 AWG	#12 AWG	2	29,02	½'
Medición Universal	#12 AWG	#12 AWG	2	29,02	½'
Chorro de Agua	#2/0 AWG	#6 AWG	4	34,98	2'
Horno de Cámara	#4 AWG	#8 AWG	4	24,77	1 ½'
Estaciones de Trabajo TC15	#10 AWG	#10 AWG	2	32,81	½'
Escáner 3D	#10 AWG	#10 AWG	2	32,81	½'
Impresora 3D	#6 AWG	#10 AWG	2	38,82	¾'
Aire Acondicionado 1	#10 AWG	#10 AWG	4	24,30	¾'
DESHUMIDIFICADOR	#10 AWG	#12 AWG	4	23,74	¾'
Compresor	#2 AWG	#8 AWG	4	33,16	1 ½'
Secador	#12 AWG	#12 AWG	2	29,02	½'
Puente Grúa	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Fresadora CME	#4/0 AWG	#6 AWG	4	30,71	2 ½'

<i>Continuación de Tabla 4.16</i>					
Torno de puntos	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Centro de torneado CNC	#2 AWG	#6 AWG	4	35,21	1 ½'
Centro de mecanizado CNC	#2 AWG	#8 AWG	4	33,16	1 ½'
Torno Enco	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Plegadora	#8 AWG	#10 AWG	4	22,53	1'
Torno de puntos Geminis	#4 AWG	#8 AWG	4	24,77	1 ½'
Cizalla guillotina	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Sierra Pillous	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Esmeril de Banco 2	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Fresadora Convencional	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Torno de puntos CNC	#8 AWG	#10 AWG	4	22,53	1'
Fresadora vertical CNC	#10 AWG	#10 AWG	4	24,30	¾'
Fresadora vertical CNC	#10 AWG	#10 AWG	4	24,30	¾'
Cizalla guillotina loirsafe	#10 AWG	#10 AWG	4	24,30	¾'
Maquina de Corte Plasma	#10 AWG	#10 AWG	4	24,30	¾'
Soldadora Miller	#3/0 AWG	#6 AWG	2	38,42	1 ½'
Soldadora MIG CP 300	#8 AWG	#10 AWG	4	22,53	1'
Esmeril de Banco 1	#12 AWG	#12 AWG	2	29,02	½'
Electropunto	#6 AWG	#10 AWG	4	18,20	1 ½'
Electroerosión de penetración	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Rectificador Cilíndrico	#8 AWG	#10 AWG	4	22,53	1'
Afiladora	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Rectificadora Plana	#6 AWG	#10 AWG	4	18,20	1 ½'
Computadora de Escritorio (Metrl)	#12 AWG	#12 AWG	2	29,02	½'
Tronzadora de Sierra	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Taladro de Columna	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Prensa Hidráulica	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Prensa Hidráulica	#10 AWG	#12 AWG	4	23,74	¾'
Sierra	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Sierra de Disco (corte de madera)	#12 AWG	#12 AWG	4	21,50	¾'
Compresor	#2 AWG	#6 AWG	4	35,21	1 ½'

CAPÍTULO V - DISEÑO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DEL CIMEC

En éste capítulo se expone la comprobación de la necesidad de un sistema de protección contra descargas atmosféricas mediante el procedimiento de evaluación de riesgo explicado en el marco teórico, además de esto se presenta el diseño del SPCDA del CIMEC, utilizando el método de la esfera rodante. Así como también la localización y selección de los elementos de protección externos.

5.1 Evaluación de riesgo en el CIMEC

Siguiendo el diagrama de flujo de la figura 2.9 y las instrucciones dadas en el anexo A5.1, se aplicó el procedimiento para el cálculo de la evaluación de riesgo para el edificio del CIMEC.

PASO 1: Insumos.

Primeramente se determina el área del edificio del CIMEC, para ello se obtienen sus dimensiones a partir de los planos de arquitectura del mismo, encontrándose lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Largo (L)} &= 60 \text{ m} \\ \text{Ancho (W)} &= 29,5 \text{ m} \\ \text{Alto (H)} &= 10 \text{ m} \end{aligned}$$

Como es una estructura rectangular el área equivalente colectiva se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} A_d &= LW + 6H(L + W) + 9\pi H^2 && \text{Ec. 5.1} \\ A_d &= 9957,43 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

PASO 2: Amenaza anual de ocurrencia.

Según mapa A1 de la norma NTF 599-2:2013, la densidad de rayo a tierra (N_g) del estado Miranda es 3 (impactos/ km^2).

El factor de localización (Cd) es igual a 0,25, según la tabla A.2 de la norma NTF 599-2:2013.

El factor del transformador Ct es igual a 0,2 según la tabla A.4 de la norma NTF 599-2:2013.

Aplicando la ecuación Ec. A.1, se obtiene que, $A_m = 241099,54 \text{ m}^2$.

Utilizando las ecuaciones la tabla A.3 de la norma NTF 599-2:2013 para superficies de captación, se obtiene que,

$H_c = 10 \text{ m}$; $L_c = 1000 \text{ m}$; $H_a = 10 \text{ m}$; $H_b = 1,5 \text{ m}$

$A_i = [L_c - 3 \cdot (H_a + H_b)] \cdot 6 \cdot H_c = 57930 \text{ m}^2$

$A_i = 1000 \cdot L_c = 1000000 \text{ m}^2$

El factor ambiental Ce es igual a 0,1 según la tabla A.5 de la norma NTF 599-2:2013.

Una vez obtenidos los diferentes factores y las áreas equivalentes de colección, se determina la amenaza anual de ocurrencia en el CIMEC según lo explicado en el anexo 5. En la tabla 5.1 se observan los resultados de las mismas.

Tabla 5.1 Resultados de Amenaza anual de ocurrencia en el CIMEC.

Variable	Símbolo	Resultados obtenido para el CIMEC
Impactos directos a estructura	N_d	0,007476
Impactos a estructura adyacente	ND_a	0,001495
Impactos cerca de la estructura	NM	0,173349
Impactos en servicio entrante	NL	0,008690
Impactos cercanos a un servicio entrante	NI	0,060000

PASO 3: Probabilidad de daño.

En la tabla 5.2 se observan los resultados de las probabilidades de daño del CIMEC.

Tabla 5.2 Resultados de probabilidades de daño del CIMEC

Probabilidad de daño	Símbolo	Resultados en el CIMEC
Probabilidad PA de que una descarga en la estructura produzca daños a los seres vivos	P_A	1
Probabilidad PB de que una descarga en la estructura produzca daños físicos	P_B	1
Probabilidad PC de que una descarga en la estructura produzca fallas en los sistemas internos	P_C	1
Probabilidad PM de que una descarga cerca de la estructura produzca fallas en los sistemas internos	P_M	1
Probabilidad PU de que una descarga en un servicio produzca daños a los seres vivos	P_U	1
Probabilidad PV de que una descarga en un servicio produzca daños físicos	P_V	1
Probabilidad PW de que una descarga en un servicio produzca fallas en los sistemas internos	P_W	1
Probabilidad PZ de que una descarga cerca de un servicio produzca fallas en los sistemas internos	P_Z	1

PASO 4: Evaluación de las pérdidas Lx en una estructura.

Tomando en cuenta que:

- El tipo de estructura del CIMEC es “Todo tipo – interior de los edificios” / “tipo industrial”.

- Que la superficie es de hormigón.
- Que no presenta medidas para reducir los efectos del fuego.
- Que el riesgo de incendio es bajo.
- Que es una estructura de 2 pisos y con un número menor de 100 personas en su interior.

De las diferentes tablas del anexo C de la norma NTF 599-2:2013 mencionadas en el anexo 5 del presente informe, se tiene que las pérdidas son las mostradas en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Resultados de las pérdidas en la estructura del CIMEC

Factor/pérdida	Resultados en el CIMEC
r_a	0,1
r_p	1
r_f	0,001
h_z	2
L_t	0,0001
L_f	0,5
L_o	0,01
L_A	0,000001
L_B	0,001
L_C	0,01
L_M	0,01
L_U	0,000001
L_V	0,001
L_W	0,01
L_Z	0,01

PASO 5: Componentes de riesgo.

Luego de obtener todos los valores de las variables anteriores, los componentes del riesgo se calculan utilizando empleando las ecuaciones indicadas en el anexo 5. Los resultados de las mismas se presentan a continuación en la tabla 5.4.

Tabla 5.4 Resultados de los componentes de riesgo

Componente de riesgo	Símbolo	Resultado
Riesgo de lesión o pérdida de vida debido a un impacto directo	R_A	$7,47558 \times 10^{-9}$
Riesgo de daño físico debido a un impacto directo	R_B	$7,47558 \times 10^{-6}$
Riesgo de falla del sistema interno debido a un impacto directo en la estructura	R_C	$7,47558 \times 10^{-5}$
Riesgo de falla del sistema interno debido a un impacto cerca de la estructura	R_M	0,001733491
Riesgo de lesión a seres vivos debido a un impacto directo en el servicio entrante	R_U	$1,01846 \times 10^{-8}$
Riesgo de daño físico debido a un impacto directo en el servicio entrante	R_V	$1,01846 \times 10^{-5}$
Riesgo de falla en el sistema interno debido a un impacto directo en el servicio entrante	R_W	0,000101846
Riesgo de falla en el sistema interno debido a un impacto cercano al servicio entrante	R_Z	0,000513105

PASO 6: Cálculo del riesgo.

Aplicando las ecuaciones indicadas en el anexo 5, se procede a determinar el riesgo en el CIMEC. Los resultados se muestran en la tabla 5.5.

Tabla 5.5 Resultados del cálculo de riesgo

Componente de riesgo	Símbolo	Resultado
Riesgo de pérdida de vida humana	R_1	1,76779
Riesgo de pérdida de servicio público	R_2	0,002440858
Riesgo de pérdida de patrimonio cultural	R_3	1,76602
Riesgo de pérdida de valor económico	R_4	0,002440858
Riesgo a estructura total	R	0,004917054

Según la norma NTF 599-2:2013, el riesgo tolerable (R_T) para pérdida de vida humana o daños permanentes es de 10^{-5} . Esto implica que el riesgo a estructura total (R) del CIMEC, es mayor al tolerable lo que conlleva a la instalación de medidas de protección adecuadas para reducir el mismo.

5.2 Diseño del SPCDA para el CIMEC

Para definir la ubicación, altura y características necesarias de los elementos de protección, se tomaron como premisas las condiciones expuestas en el CAPÍTULO 2. El diseño fue realizado mediante el método de la esfera rodante con lo que se determinó la zona de protección del CIMEC para un radio de protección de cuarentaicinco (45) metros.

El diseño consta de dos vistas, la vista de planta, donde se presenta la ubicación y el tipo de elemento de protección utilizado, así como los radios de protección asociados a estos, la ubicación de los conductores de bajada y las conexiones con el sistema de puesta a tierra; y la vista de corte, que muestra la ubicación de los elementos de protección y el área de protección con respecto a una persona de altura igual a dos (2) metros.

A continuación se muestra el diseño obtenido para el CIMEC. En la figura 5.1 se presenta la leyenda asociada a los planos del SPCDA.

LEYENDA	
	PUNTA FRANKLIN 5/8" Y 2' DE LONGITUD
	CONDUCTOR DE BAJADA
	CONEXIÓN AL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA
	STUB UP EN AREA NO PAVIMENTADA, ADJUNTO A CONCRETO
	AISLADOR DE SOPORTE PARA CONDUCTOR
	CONEXIÓN HORIZONTAL EXOTERMICA TIPO "T" PASANTE #2 AWG Y DERIVACIÓN #2 AWG
	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO CALIBRE #2 AWG
	ÁREA PROTEGIDA CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

Figura 5.1 Leyenda de diseño de SPCDA.

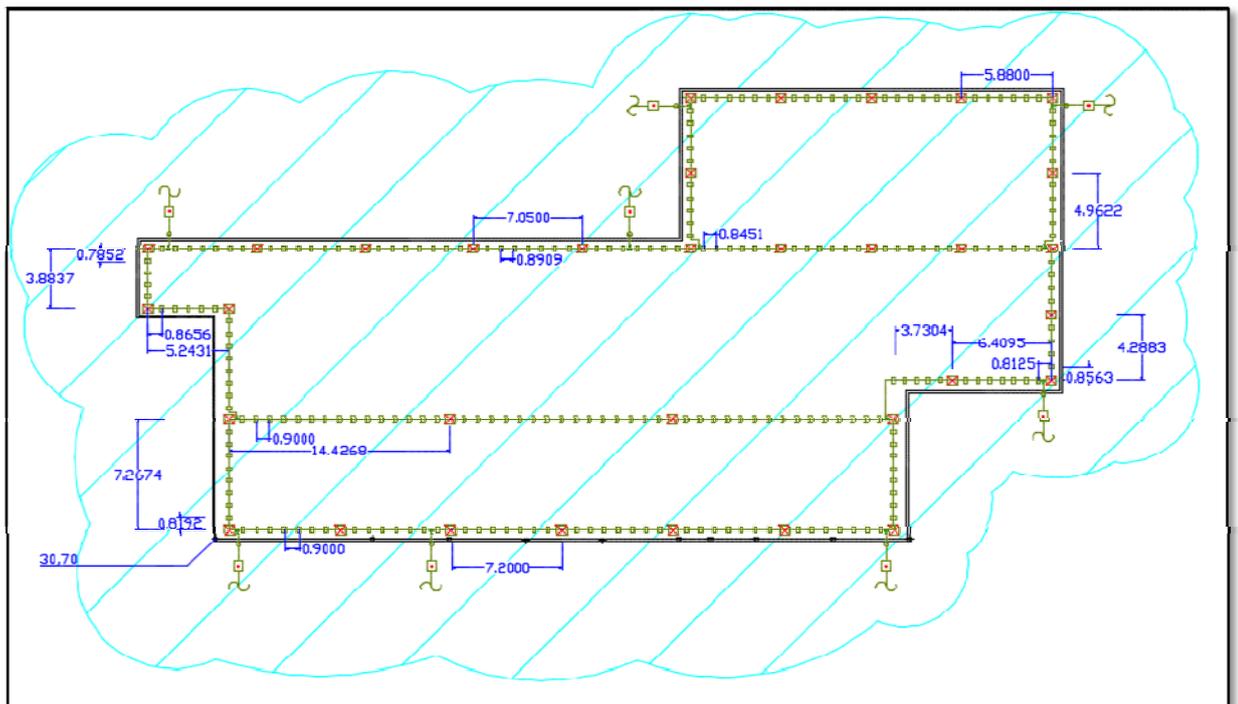


Figura 5.2 Vista de planta del diseño de SPCDA del CIMEC.

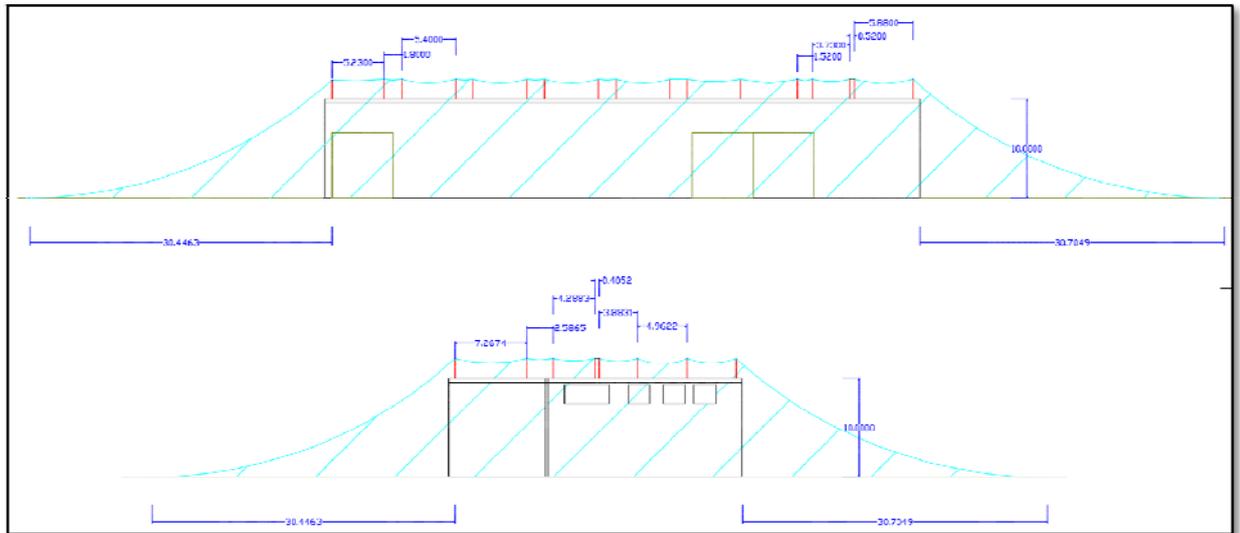


Figura 5.3 Vista de corte del diseño de SPCDA del CIMEC.

El edificio del CIMEC presenta un arreglo de 33 puntas Franklin a lo largo de su perímetro exterior para garantizar la protección del mismo, éste se muestra en la figura 5.2 y figura 5.3.

Se observa el cumplimiento las distancias límites establecidas.

- Separación entre puntas Franklin son de 15 m.
- Separación entre puntas Franklin en el borde 7,6 m.
- Separación entre aisladores 0,9 m.

Por tener un perímetro mayor a 76 metros (128,16 m) el SPCDA del CIMEC tiene 8 conductores de bajada separados entre sí a distancias menores de 30 metros.

Los planos ampliados del SPCDA del CIMEC se muestran en el anexo A5.2.

CAPÍTULO VI - DISEÑO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL CIMEC

Esta sección tiene como finalidad presentar el diseño del sistema de puesta a tierra del CIMEC, para ello fue necesario efectuar mediciones del terreno para así calcular la resistividad del mismo.

6.1 Medición de resistividad del suelo:

La medición se realizó tal que cubra el mayor espacio requerido hacia ambos lados desde un punto céntrico. Se ubicó el centro del terreno y de ahí se llevaron los cables de corriente hasta los diferentes puntos de medición. Tanto los electrodos de potencial como los de corriente se enterraron a una profundidad de 30cm. Una vez ubicado los electrodos se procede a inyectar la corriente al suelo. Se observa el valor de resistencia arrojado por el equipo y se registra el valor del mismo para proceder a tomar otra medición. Este procedimiento se repitió para diferentes separaciones entre electrodos.

Para realizar las mediciones fue necesario tomar en consideración algunas precauciones para que los resultados sean satisfactorios. Inicialmente se debió comprobar que los electrodos tengan un buen contacto con el terreno, como el mismo presenta una capa gruesa de arena se agregó agua en el punto de clavado de los electrodos y se verificó el punto de contacto de la bornera de los instrumentos y la toma de los electrodos. Además se verificó la inexistencia de corrientes inducidas y que la resistencia de los electrodos auxiliares y conductores sea de tal magnitud que no influyesen en las mediciones.

Los sondeos eléctricos se realizaron con el uso del equipo Advanced Earth/ Ground Tester GEO Modelo 1625, marca Fluke, serial S124807653B4; Para ello se seleccionó un área extensa que se encuentra en las cercanías del Taller del CIMEC y que permitiera el sondeo para una separación de electrodos aceptable (hasta 30 m de

largo y 15m de ancho). Las direcciones tomadas para la medición de resistividad se muestran en la figura 6.1 y Los resultados de la medición se muestran en la Tabla 6.1.

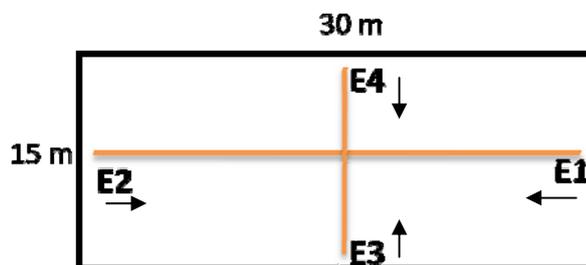


Figura 6.1 Ubicación de los electrodos para la medición de Resistividad.

Tabla 6.1 Resultados de medición de resistividad del suelo.

EJE	SEPARACIÓN ENTRE ELECTRODOS a(m)	RESISTENCIA R(Ω)	RESISTIVIDAD (Ω x m)
E1	2,5	2,12	33,30
	5,0	1,41	44,30
	10,0	1,22	76,65
	15,0	0,9	84,82
	20,0	0,78	98,02
	25,0	0,63	98,96
	30,0	0,53	99,90
E2	2,5	2,01	31,57
	5,0	1,37	43,04
	10,0	1,2	75,40
	15,0	0,84	79,17
	20,0	0,72	90,48
	25,0	0,61	95,82
	30,0	0,51	96,13
E3	2,5	1,81	28,49
	5,0	1,04	32,78
	10,0	0,88	55,26
	15,0	0,65	60,88
E4	2,5	1,73	27,23
	5,0	0,99	31,21
	10,0	0,85	53,09
	15,0	0,59	55,61

6.2 Determinación de la resistividad aparente:

Para poder obtener las curvas de la resistividad aparente se graficaron los valores obtenidos de resistividad versus la separación de los electrodos tomados en cada dirección tal y como se muestra en la figura 6.2.

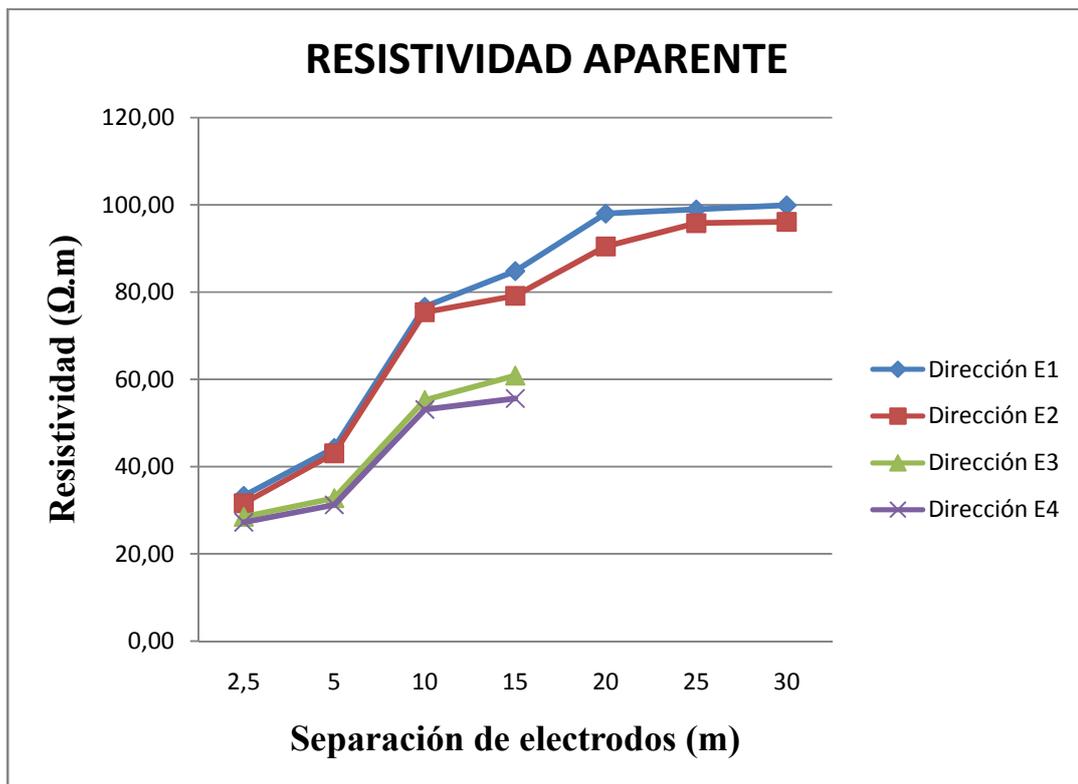


Figura 6.2 Curvas de resistividad aparente.

6.3 Análisis de la resistividad aparente:

Se usó el programa de computación IPI2win (“diseñado para la interpretación semi-automática de datos de sondeo eléctrico vertical obtenidos con varios arreglos utilizados con más frecuencia en la prospectiva eléctrica”), para procesar los resultados y obtener a partir de la gráfica de resistividad aparente obtenida de las mediciones, los valores de resistividad y profundidad de las distintas capas.

Tabla 6.2 Sondeo E1.

N		h	d	Alt.
1	26,1	1,93	1,93	-1,927
2	121			

6.3.2 *Resultados de la segunda medición:*

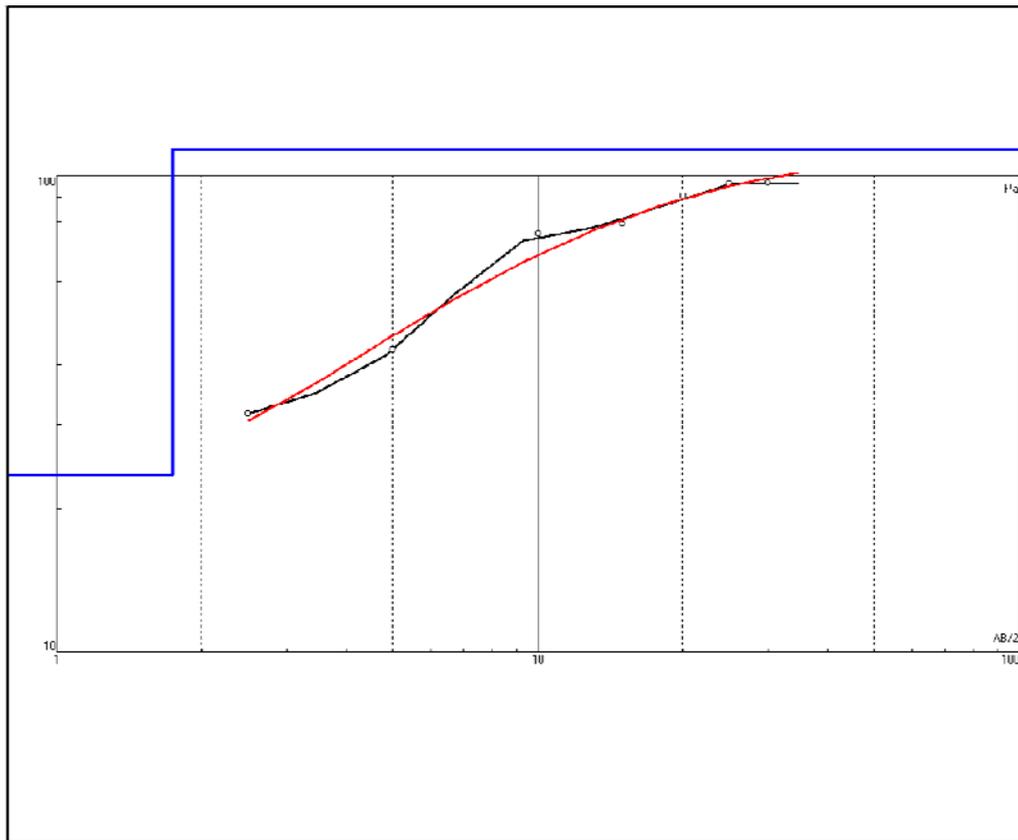


Figura 6.4 Resultados obtenidos por IPI2win en la segunda medición.

Tabla 6.3 Sondeo E2.

N		h	d	Alt.
1	23,5	1,74	1,74	-1,742
2	113			

6.3.3 Resultados de la tercera medición:

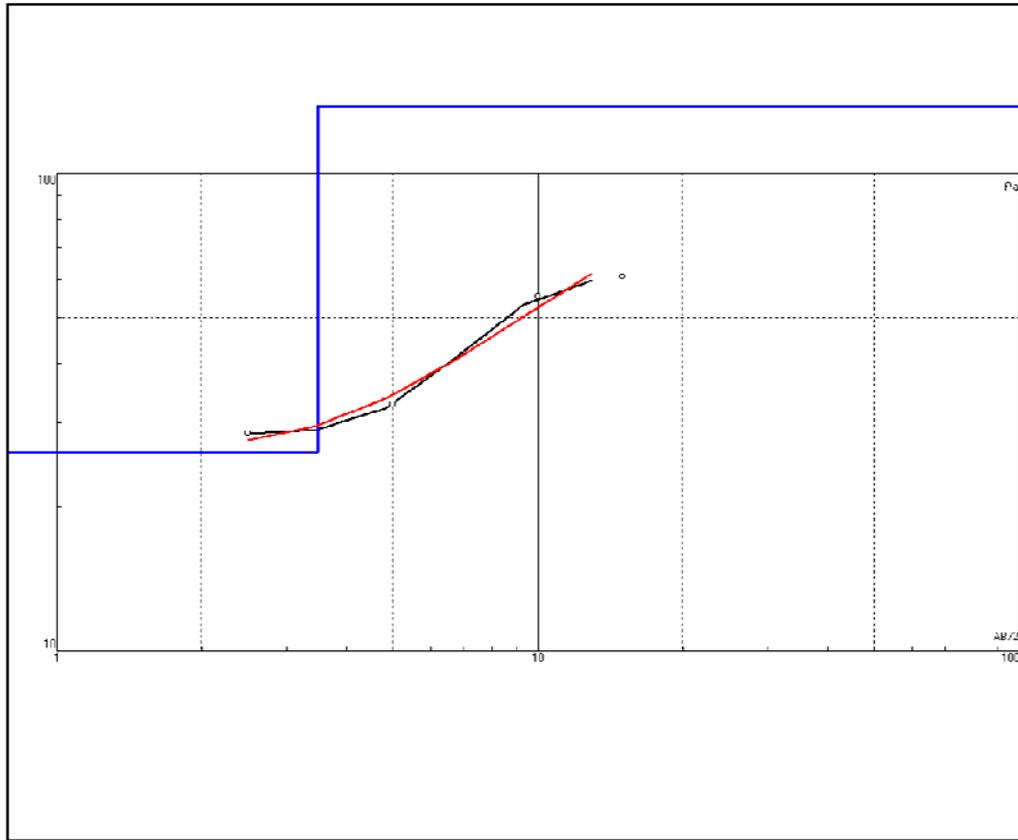


Figura 6.5 Resultados obtenidos por IPI2win en la tercera medición.

Tabla 6.4 Sondeo E3.

N		h	d	Alt.
1	26	3,49	3,49	-3,491
2	138			

6.3.4 Resultados de la cuarta medición:

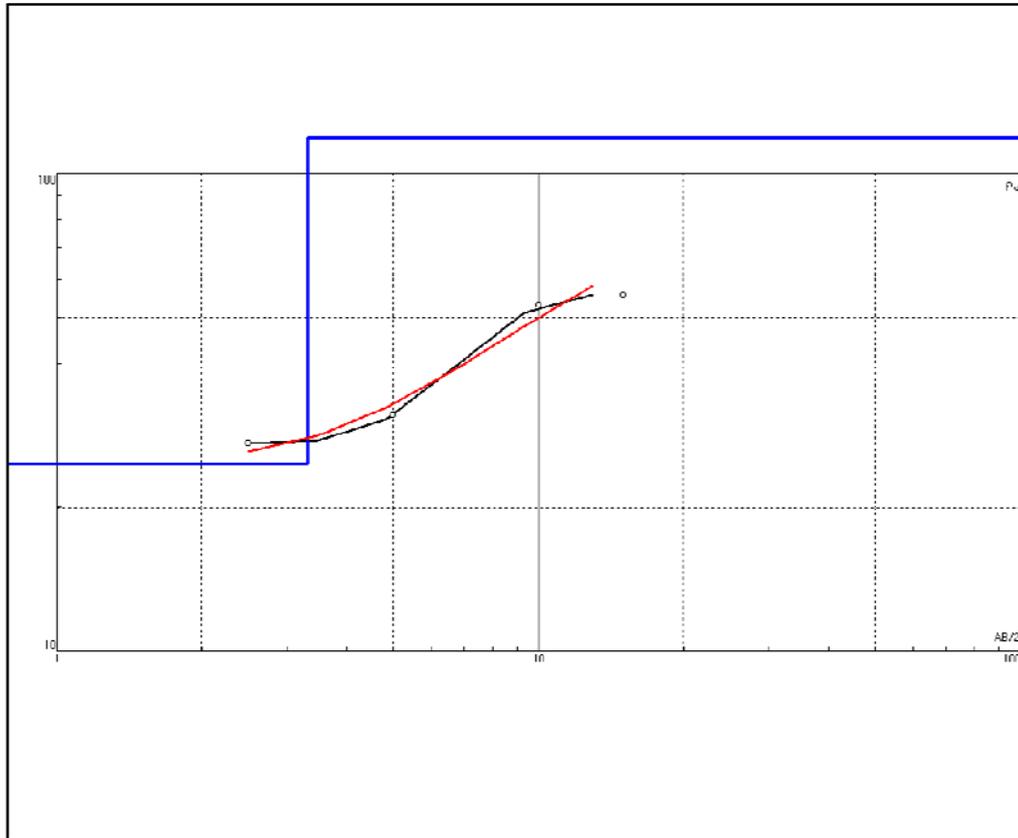


Figura 6.6 Resultados obtenidos por IPI2win en la cuarta medición.

Tabla 6.2 Sondeo E4.

N		h	d	Alt.
1	24,6	3,32	3,32	-3,32
2	119			

De los resultados obtenidos con el programa IPI2win para los distintos sondeos se obtiene el siguiente modelo: con una separación máxima entre electrodos de 30m, la capa superficial presenta una resistividad (1) igual a **26,10 Ω .m** hasta una profundidad (h) de **1,93 m**. Posteriormente la segunda capa con una resistividad (2) igual a **121 Ω .m**.

6.4 Cálculo de la resistencia del electrodo de puesta a tierra:

Por la conveniencia de la arquitectura del lugar y las características del suelo, el electrodo seleccionado para el diseño es el de un cable horizontal desnudo en anillo que bordea todo el edificio del CIMEC. A continuación se determinan los detalles del mismo verificando que cumpla con el requisito de un valor de resistencia menor a los 10 Ω .

Para determinar la resistencia del electrodo se emplea la ecuación 2.16, según lo indicado en el punto 2.13.

$$R = \left(\frac{\rho}{2\pi^2 \times D} \right) \times \left[\text{Ln} \left(8 \frac{D}{d} \right) + \text{Ln} \left(4 \frac{D}{S} \right) \right] \quad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

R: resistencia de puesta a tierra de un electrodo en anillo [Ω].

ρ : resistividad del terreno [$\Omega \cdot \text{m}$]

D: diámetro del anillo [m].

d: diámetro del cable [m].

s/2: profundidad del anillo [m].

- Debido a las características del terreno analizadas en el punto anterior, es estratégico instalar el electrodo tipo anillo a una profundidad menor a la del estrato superior ya que el mismo posee una menor resistividad, es por ello que se toma como profundidad del anillo (s/2) la mínima, es decir 0,75 m.
- Trabajando a la profundidad constante definida previamente, se tendrá una resistividad (ρ) asociada de 26,1 $\Omega \cdot \text{m}$.
- El diámetro del anillo (D) vendría dado por la longitud del edificio más la separación que se tendría del mismo, esto sería unos 62 m.
- Según lo expresado en la tabla 250.66 de la norma COVENIN, el calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra está relacionado con el calibre de la acometida principal, como la acometida está compuesta por un arreglo de 9

conductores por fase de 500 kcmil el calibre del electrodo deberá de ser de 3/0 AWG, lo implicaría un diámetro del cable (d) igual a 0,01575 m.

Evaluando estos datos en la ecuación 2.16 quedaría que,

$$R = \left(\frac{26,1}{2 \times 3,14^2 \times 62} \right) \times \left[\text{Ln} \left(8 \frac{62}{0,01575} \right) + \text{Ln} \left(4 \frac{62}{0,75 \times 2} \right) \right]$$

$$R = 0,33 \Omega$$

El diseño se basa en un electrodo de puesta a tierra, compuesto por un conductor calibre #3/0 AWG, enterrado a una profundidad de 0,75 m, a lo largo de todo el edificio del CIMEC (tal y como se muestra en el “Plano de Sistema de Puesta a Tierra del CIMEC” Anexo A6.1); el mismo se conectará directamente a la barra de puesta a tierra del tablero principal ubicado en el cuarto eléctrico a través de un cable de cobre trenzado, THW, 75 °C calibre #3/0 AWG canalizado por una tubería de 2” de diámetro, PVC.

Los tableros, el transformador y las bandejas porta cables se conectarán a tierra mediante la barra de puesta a tierra del tablero principal a través de su respectivo cable y las estructuras metálicas del edificio deberán conectarse al electrodo de puesta tierra mediante soldaduras exotérmicas tal y como se muestra en el “Plano de Sistema de Puesta a Tierra del CIMEC” Anexo A6.1.

CÓMPUTOS MÉTRICOS

A continuación en la tabla 7.1 se presentan los cálculos métricos asociados a la disciplina de electricidad del proyecto de ampliación del CIMEC. Las cantidades son estimadas y se pueden tomar como referencia.

Tabla 7.1 Cálculos métricos del proyecto ampliación del CIMEC.

COMPUTOS MÉTRICOS				
DISCIPLINA: ELECTRICIDAD				
No	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD
1	TRANSFORMADOR			
1.1	TRANSFORMADOR SUMERGIBLE, Trifásico 1 000 KVA, 12470Y/208Y-120V, SAP 55655	UND		1
2	TABLEROS ELECTRICOS Y PROTECCIONES			
2.1	Tablero eléctrico tipo CDP, de cuarenta idos circuitos, (42) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 3000 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 2500A de tres (03) polos (3P x 2500A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (TP).	PZA		1
2.1.1	Interruptor termo magnético de 450 A, de tres polos (3 x 450 A)	PZA		3
2.1.2	Interruptor termo magnético de 400 A, de tres polos (3 x 400 A)	PZA		1
2.1.3	Interruptor termo magnético de 300 A, de tres polos (3 x 250 A)	PZA		1
2.1.4	Interruptor termo magnético de 175 A, de tres polos (3 x 175 A)	PZA		1
2.1.5	Interruptor termo magnético de 175 A, de tres polos (3 x 150 A)	PZA		1

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
2.1.6	Interruptor termo magnético de 125 A, de tres polos (3 x 125 A)	PZA		1
2.1.7	Interruptor termo magnético de 100 A, de tres polos (3 x 100 A)	PZA		1
2.1.8	Interruptor termo magnético de 80 A, de tres polos (3 x 80 A)	PZA		1
2.1.9	Interruptor termo magnético de 40 A, de tres polos (3 x 40 A)	PZA		2
2.2	Tablero eléctrico tipo NAB, de cuarenta idos circuitos, (42) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 500 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 450A de tres (03) polos (3P x 450A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-03) .	PZA		1
2.2.1	Interruptor termo magnético de 150 A, de tres polos (3 x 150 A)	PZA		1
2.2.2	Interruptor termo magnético de 100 A, de tres polos (3 x 100 A)	PZA		2
2.2.3	Interruptor termo magnético de 40 A, de tres polos (3 x 40 A)	PZA		1
2.2.4	Interruptor termo magnético de 35 A, de tres polos (3 x 35 A)	PZA		1
2.2.5	Interruptor termo magnético de 30 A, de tres polos (3 x 30 A)	PZA		3
2.2.6	Interruptor termo magnético de 20 A, de tres polos (3 x 20 A)	PZA		3
2.3	Tablero eléctrico tipo NAB, de treinta circuitos, (30) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 500 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 450A de tres (03) polos (3P x 450A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-04) .	PZA		1

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
2.3.1	Interruptor termo magnético de 200 A, de tres polos (3 x 200 A)	PZA		1
2.3.2	Interruptor termo magnético de 110 A, de tres polos (3 x 110 A)	PZA		1
2.3.3	Interruptor termo magnético de 100 A, de un polo (1 x 100 A)	PZA		1
2.3.4	Interruptor termo magnético de 90 A, tres un polos (3 x 90 A)	PZA		1
2.3.5	Interruptor termo magnético de 45 A, de un polo (1 x 45 A)	PZA		1
2.3.6	Interruptor termo magnético de 20 A, de un polo (1 x 20 A)	PZA		3
2.4	Tablero eléctrico tipo NAB, de treinta circuitos, (30) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 450 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 400A de tres (03) polos (3P x 400A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-05) .	PZA		1
2.4.1	Interruptor termo magnético de 100 A, de dos polos (1 x 100 A)	PZA		1
2.4.2	Interruptor termo magnético de 100 A, de tres polos (3 x 100 A)	PZA		1
2.4.3	Interruptor termo magnético de 60 A, de tres polos (3 x 60 A)	PZA		1
2.4.4	Interruptor termo magnético de 45 A, tres un polos (3 x 45 A)	PZA		1
2.4.5	Interruptor termo magnético de 30 A, tres un polos (3 x 30 A)	PZA		1
2.4.6	Interruptor termo magnético de 25 A, tres un polos (3 x 25 A)	PZA		1
2.4.7	Interruptor termo magnético de 20 A, tres un polos (3 x 20 A)	PZA		1

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
2.5	Tablero eléctrico tipo NAB, de treinta circuitos, (30) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 450 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 400A de tres (03) polos (3P x 400A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-06).	PZA		1
2.5.1	Interruptor termo magnético de 110 A, de tres polos (3 x 110 A)	PZA		1
2.5.2	Interruptor termo magnético de 100 A, de tres polos (3 x 100 A)	PZA		1
2.5.3	Interruptor termo magnético de 50 A, de tres polos (3 x 50 A)	PZA		1
2.5.4	Interruptor termo magnético de 45 A, tres un polos (3 x 45 A)	PZA		1
2.5.5	Interruptor termo magnético de 30 A, tres un polos (3 x 30 A)	PZA		2
2.5.6	Interruptor termo magnético de 20 A, tres un polos (3 x 20 A)	PZA		3
2.5.7	Interruptor termo magnético de 20 A, de dos polos (2 x 20 A)	PZA		1
2.6	Tablero eléctrico tipo NAB, de cuarenta idos circuitos, (42) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 350 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 300A de tres (03) polos (3P x 250A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-07).	PZA		1
2.6.1	Interruptor termo magnético de 200 A, de tres polos (3 x 200 A)	PZA		1
2.6.2	Interruptor termo magnético de 80 A, de tres polos (3 x 80 A)	PZA		1

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
2.6.3	Interruptor termo magnético de 70 A, de tres polos (3 x 70 A)	PZA		1
2.6.4	Interruptor termo magnético de 20 A, de tres polos (3 x 20 A)	PZA		7
2.6.5	Interruptor termo magnético de 20 A, de un polo (1 x 20 A)	PZA		1
2.7	Tablero eléctrico tipo NLAB, de dieciocho circuitos, (18) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 150 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 100A de tres (03) polos (3P x 100A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-09) .	PZA		1
2.7.1	Interruptor termo magnético de 30 A, de tres polos (3 x 30 A)	PZA		1
2.7.2	Interruptor termo magnético de 30 A, de un polo (1 x 30 A)	PZA		1
2.7.3	Interruptor termo magnético de 20 A, de un polo (1 x 20 A)	PZA		6
2.8	Tablero eléctrico tipo NLAB, de doce circuitos, (12) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 100 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 40A de tres (03) polos (3P x 40A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-10) .	PZA		1
2.8.1	Interruptor termo magnético de 50 A, de un polo (1 x 50 A)	PZA		1
2.8.2	Interruptor termo magnético de 30 A, de un polo (1 x 30 A)	PZA		2

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
2.9	Tablero eléctrico tipo NAB, de dieciocho circuitos, (18) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 150 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 125A de tres (03) polos (3P x 125A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-S2).	PZA		1
2.9.1	Interruptor termo magnético de 80 A, de tres polos (3 x 80 A)	PZA		1
2.9.2	Interruptor termo magnético de 30 A, de tres polos (3 x 30 A)	PZA		1
2.9.3	Interruptor termo magnético de 30 A, de un polo (1 x 30 A)	PZA		2
2.9.4	Interruptor termo magnético de 20 A, de tres polos (3 x 20 A)	PZA		1
2.9.5	Interruptor termo magnético de 20 A, de un polo (1 x 20 A)	PZA		3
2.10	Tablero eléctrico tipo NAB, de veinticuatro circuitos, (24) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 150 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 100A de tres (03) polos (3P x 100A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-S3).	PZA		1
2.10.1	Interruptor termo magnético de 30 A, de un polo (1 x 30 A)	PZA		1

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
2.10.2	Interruptor termo magnético de 20 A, de dos polos (2 x 20 A)	PZA		2
2.10.3	Interruptor termo magnético de 20 A, de un polo (1 x 20 A)	PZA		10
2.11	Tablero eléctrico tipo NAB, de dieciocho circuitos, (18) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 100 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 80A de tres (03) polos (3P x 80A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-S4).	PZA		1
2.11.1	Interruptor termo magnético de 30 A, de un polo (1 x 30 A)	PZA		3
2.11.2	Interruptor termo magnético de 20 A, de un polo (1 x 20 A)	PZA		9
2.12	Tablero eléctrico tipo NLAB, de veinticuatro circuitos, (12) polos, 208 V, con capacidad de la barra de 100 A, 3F, 5H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termo magnético de 80A de tres (03) polos (3P x 80A) Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-S7).	PZA		1
2.12.1	Interruptor termo magnético de 30 A, de un polo (1 x 30 A)	PZA		4
2.12.2	Interruptor termo magnético de 20 A, de un polo (1 x 20 A)	PZA		1
3	CABLES DE BAJA TENSIÓN			
3.1	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #500 kcmil 75°C	m		2420
3.2	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #250 kcmil 75°C	m		640

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
3.3	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #4/0 AWG 75°C	m		1444
3.4	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #3/0 AWG 75°C	m		56
3.5	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #2/0 AWG 75°C	m		148
3.6	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #1/0 AWG 75°C	m		884
3.7	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #2AWG 75°C	m		1620
3.8	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #4AWG 75°C	m		124
3.9	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #6AWG 75°C	m		800
3.10	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #8AWG 75°C	m		664
3.11	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #10AWG 75°C	m		1038
3.12	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Negro), calibre #12AWG 75°C	m		1725
3.13	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #350 kcmil 75°C	m		60
3.14	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #2 AWG 75°C	m		72

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
3.15	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #3 AWG 75°C	m		156
3.16	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #4 AWG 75°C	m		65
3.17	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #6 AWG 75°C	m		289
3.18	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #8 AWG 75°C	m		449
3.19	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #10 AWG 75°C	m		423
3.20	Conductor de cobre, trenzado, revestido THW (Color Verde ó Verde c/franja amarilla), calibre #12 AWG 75°C	m		566
3.21	Marcadores para Cables desde #10 AWG hasta #500 kcmil Amarillo	Rollo		5
3.22	Marcadores para Cables desde #10 AWG hasta #500 kcmil Azul	Rollo		5
3.23	Marcadores para Cables desde #10 AWG hasta #500 kcmil Rojo	Rollo		5
3.24	Marcadores para Cables desde #10 AWG hasta #500 kcmil Blanco	Rollo		5
4	CABLES DE ALTA TENSION			
4.1	Cable monopolar trenzado de cobre, 15 KV-100%, #6 AWG/MV/90°C.	m		168

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
5	TOMACORRIENTES			
5.1	Tomacorriente doble con tapa metálica, 120 V, 20 A, con puesta a tierra, para uso interior.	PZA		65
5.2	Tomacorriente doble con tapa metálica, 220 V, 30 A. con puesta a tierra, para uso interior.	PZA		5
5.3	Tomacorriente doble para conexión trifásica, con tapa metálica, 220 V, 40 A. Con puesta a tierra, para uso interior.	PZA		60
6	CANALIZACIONES EMBUTIDAS			
6.1	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 3 ½", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		52
6.2	Codo EMT 3 ½"	PZA		10
6.3	Acople ó Anillo EMT 3 ½"	PZA		10
6.4	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 3", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		82
6.5	Codo EMT 3"	PZA		20
6.6	Acople ó Anillo EMT 3"	PZA		20
6.7	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 2 ½", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		85
6.8	Codo EMT 2 ½"	PZA		20
6.9	Acople ó Anillo EMT 2 ½"	PZA		20
6.10	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 2", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		47
6.11	Codo EMT 2"	PZA		15
6.12	Acople ó Anillo EMT 2"	PZA		15

<i>Continuación de Tabla 7.1</i>				
6.13	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 1 ½", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		179
6.14	Codo EMT 1 ½"	PZA		60
6.15	Acople ó Anillo EMT 1 ½"	PZA		50
6.16	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 1", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		56
6.17	Codo EMT 1"	PZA		15
6.18	Acople ó Anillo EMT 1"	PZA		10
6.19	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro ¾", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		210
6.20	Codo EMT ¾"	PZA		100
6.21	Acople ó Anillo EMT ¾"	PZA		100
6.22	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro ½", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	PZA (3m)		51
6.23	Codo EMT ½"	PZA		25
6.24	Acople ó Anillo EMT ½"	PZA		20
7	PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS			
7.1	Pararrayos tipo Franklin de 4 puntas con base aislador	UND		33
7.2	Barras de cobre de 5/8' , 8 pies	UND		8
7.3	Conductor de cobre desnudo 15 KV-100%, #2 AWG/MV/90°C.	m		330
7.4	Aislador de soporte para conductor	UND		305

Continuación de Tabla 7.1

8	ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA			
8.1	Conductor de cobre calibre #3/0 AWG, sólido desnudo, SBTC.	m		200

CONCLUSIONES

- El proyecto realizado cumple con las características y condiciones exigidas por el CEN y COVENIN, apoyándose además en las Normas PDVSA y estándares internacionales como IEEE y NFPA.
- La capacidad instalada actualmente en el CIMEC es de 150 kVA, con una configuración de 3 transformadores de 50 kVA cada uno, para una “Demanda Contratada” a CORPOELEC de 119 kVA. De las campañas de medición efectuadas e información obtenida de las facturaciones del servicio eléctrico, se tiene que el mismo presenta un consumo entre el 30% y 50% de la “Demanda Contratada”.
- El transformador que se requiere a partir de la sumatoria de las cargas futuras y actuales es un trifásico tipo padmounted de 1 000 kVA, fue seleccionado de acuerdo al estudio de cargas del CIMEC, contemplando una reserva estimada del 20% y su uso será exclusivo para las instalaciones del CIMEC.
- En el diseño se logró el correcto dimensionamiento de los conductores de los circuitos ramales y acometidas, considerando su longitud, capacidad de corriente, caída de tensión y capacidad de cortocircuito.
- De acuerdo al estudio realizado es necesario la instalación de un sistema contra descargas atmosféricas, en donde el diseño obtenido consta de 33 puntas Franklin, aisladores soportes y 8 conductores. Para el diseño se utilizó el método de la esfera rodante, para un radio de 45 m, cumpliendo además con las distancias máximas establecidas por la norma NTF 599:2013. Este diseño se muestra en el anexo A5.2.
- El sistema de puesta a tierra diseñado consta de un electrodo compuesto por un conductor calibre #3/0 AWG enterrado a una profundidad de 0,75 m, a lo largo de todo el edificio del CIMEC. Este diseño se muestra en el Anexo A6.1. El valor de la resistencia de puesta a tierra determinada es de 0,33 Ω , para obtenerla se usó el

valor de resistividad del suelo conseguido a partir de las medidas efectuadas y simulaciones con el software IPI2win.

RECOMENDACIONES

- Se debe respetar el orden de los circuitos en los tableros, ya que dicha ubicación obedece al balance de las fases. Identificar cada tablero con su código asignado y hoja de tablero correspondiente adosado a la tapa.
- Los planos desarrollados en este proyecto, son para la asistencia y guía en la ejecución de los trabajos, pero las localizaciones exactas, distancias y niveles quedarán regidos por las condiciones reales de la obra.
- Basado en la Gaceta Oficial #39694 resolución N°77, en donde indica que las instalaciones con cargas superiores a 100 kVA deben tener capacidad de autogeneración, se recomienda la instalación de un sistema electrógeno de al menos 500 kVA de capacidad.
- Como medida para reducir el consumo energético se recomienda la sustitución de las luminarias fluorescentes por tecnología led y la instalación de sensores de ocupación o de movimiento, específicamente en la planta alta (área administrativa).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIMEC. “Diseño industrial para el escalamiento productivo de partes, piezas e insumos de la industria nacional”. Fundación Instituto de Ingeniería para Investigación y Desarrollo Tecnológico. 2012.
- [2] PDVSA 90619.1.050, *Análisis de Cargas*, Venezuela, 1993
- [3] PDVSA N-201, *Obras Eléctricas*, Venezuela, 2010
- [4] COVENIN2249-93 “Iluminancias en tareas y áreas de trabajo”.
- [5] Penissi, O. (2001) “Canalizaciones Eléctricas Residenciales”. Séptima Edición.
- [6] CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL. FONDONORMA 200:2009 (8va REVISIÓN). Caracas 2009.
- [7] IEEE Std. 998, *Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations*, 2002.
- [8] FONDONORMA 599-2:2013 “Protección contra rayos. Parte 2: Evaluación del riesgo”. 2012.

- [9] NFPA 780. "Standard for the installation of lightning protection systems". Edición 2011.
- [10] Héctor J. Cárdenas P. Puesta a Tierra y Protección contra Descargas Atmosféricas en Áreas de la Refinería Guaraguao./ Héctor Cárdenas (Tesis)--Caracas: Universidad Simón Bolívar, 2012.
- [11] Alersio, José. Distribución de la energía eléctrica, (Tesis).--Chile: Universidad del BIO BIO, 2005.
- [12] Alexei A. Bobachev, Igor. N. Modin, Vladimir A. Shevnin. "IPI2Win Guía de Usuario". Universidad Estatal de Moscú, Facultad de Geología, Departamento de Geofísica. Moscú-2000.
- [13] IEEE Std 142-2007 (Revision of IEEE Std 142-1991) "IEEE recommended practice for grounding of industrial an commercial power systems". Edición 2007.
- [14] De Metz-Noblat Beonít, Dumes Frédéric, Thomasset Georges. "Cálculo de corriente de cortocircuito". Schneider Electric.
- [15] IEEE (80:2000). Guide for safety in AC substation grounding.-New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.

BIBLIOGRAFÍA

Jiménez G., Ángela G. Diseño del Sistema Eléctrico del Anexo al Edificio Tres Yacimientos de PDVSA Campo Rojo en Punta de Mata-Estado Monagas./ Ángela Jiménez (Tesis)--Barcelona: Universidad de Oriente, 2009.

Chinchilla D., Luis G. Diseño del Sistema de Puesta a Tierra de una Planta Termoeléctrica de Generación./ Luis Chinchilla (Tesis)--Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2008.

Laverde M., Vanessa C. Ingeniería básica de subestación eléctrica 34,5-4,16 kV para la alimentación de una planta de acondicionamiento de gas del mercado interno./ Vanessa Laverde (Tesis)--Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2007

Código Eléctrico Nacional. Fondo para la Normalización y Certificación de la Calidad / Comité de Electricidad.--Caracas: Fondonorma 200:2009.

IEEE (142:2007). Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007.

IEEE (80:2000). Guide for safety in AC substation grounding.-New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.

COVENIN (398-1984). Símbolos gráficos para instalaciones eléctricas en inmuebles.- Caracas: Comité de Electricidad de Venezuela, 1984.

COVENIN (2249-93). Iluminancias en tareas y áreas de trabajo.- Caracas: Comité de Electricidad de Venezuela, 1993.

FONDONORMA NTF (599-2: 2013). Protección contra rayos. Parte 2: Evaluación del riesgo- Caracas: CODELECTRA, 2013.

NFPA 780. Standard for the installation of lightning protection systems.- Massachusetts: National Fire Protection Association, 2011.

PDVSA (90619.1.050). Análisis de Cargas.- Caracas: Petróleos de Venezuela, 1993.

PDVSA (N-201). Obras Eléctricas.- Caracas: Petróleos de Venezuela, 2010.

Penissi, Oswaldo. Canalizaciones Eléctricas Residenciales. Caracas. Presa Peiran Editores. Séptima Edición. 2001.

Carmona, Joffre. Medición de Resistividad de Suelos y Resistencia de Puesta a Tierra. Caracas. Comité de Electricidad. 2013.

Manual de referencia: IPI2WIN Guía de Usuario. / Universidad Estatal de Moskú, 2000.

“Earth/Ground Tester, Fluke 1625, Manual de usuario”, www.fluke.com.

“Principles testing methods and applications, earth ground resistance, FLUKE”, www.fluke.com.