

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



**Montaje de Subestación Eléctrica
Compacta Tipo Espejo para Alimentar
Pista de Hielo**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO:
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A N:

**CRYSTIAN ALDO MARTÍNEZ RIVERA
JESÚS HUERTA JUÁREZ**



DIRECTOR DE TESIS
ING. CÉSAR MAXIMILIANO LÓPEZ PORTILLO ALCÉRRECA

MÉXICO, DF. A 2 DE SEPTIEMBRE 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIA

A Dios

A tí las infinitas gracias por sentir tu presencia, bondad y tu amor, así mismo por iluminar mi camino a cada paso que doy.

A mi mamá Socorro

Por darme tu amor, dedicación, educación y tu apoyo para seguir adelante en mi vida. Pero sobre todo por saber escuchar y velar por mi bienestar.

Nany; tu sacrificio no fue en vano. Te amo mucho.

A mi papá Roberto

Por brindarme tu amor, paciencia, así como enseñarme el valor del trabajo y superar obstáculos día con día para conseguir mis metas. Pero sobre todo por creer siempre en mí.

Toto; tu sacrificio no fue en vano. Te amo mucho.

A Lourdes

Por entregarme tu cariño, ayuda, comprensión, fortaleza y tu guía para seguir superándome. Pero sobre todo por siempre estar ahí cuando te necesito.

Cochy; Te quiero mucho.

A Carlos

Por darme tú cariño, tu guía para seguir superándome. Pero sobre todo por los momentos tan gratos que hemos compartido en la vida.

Valedor; Te quiero mucho.

A Gloria

Por brindarme tu amor, cariño, paciencia, dedicación, y tu colaboración en cada logro y meta cumplida. Pero sobre todo gracias por estar conmigo y ser mi compañera en la vida.

Wupo; T.A.M.T.Q.M.T.E.T.N.T.D.

A Gloria y Delfino

Por otorgarme su cariño, apoyo, ayuda y paciencia. Pero sobre todo muchas gracias por hacerme sentir como un miembro más de su familia.

Doña Glo y don Delfino; Los quiero mucho.

A Fernando Aguilar

Muchas gracias por ayudarme a conseguir uno de mis sueños más anhelados. Tío lo aprecio mucho.

A la Banda

Mis abuelitos, abuelitas, tíos, tías, primos, primas, sobrinos, sobrinas. Por brindarme todo su amor, cariño, cuidado, pero sobre todo por siempre estar ahí cuando los necesito. A todos y cada uno de ustedes los aprecio, quiero y los estimo en demasía.

AGRADECIMIENTOS

A Rasmac

Por su amistad, esfuerzo y sobre todo por la dedicación en la elaboración de esta tesis, por todo el tiempo dedicado muchas gracias rastafaray.

Al Ingeniero César Maximiliano López Portillo Alcérreca

Por brindarme su amistad, y gracias por todo su apoyo recibido en la elaboración de esta tesis, asimismo por compartir desinteresadamente sus amplios conocimientos y experiencia. Ingeniero lo estimo mucho.

A C. Luis Felipe Salmones Viveros

Por regalarme tu amistad y sobre todo tu apoyo para la elaboración de este proyecto. Amigo; Te aprecio mucho.

A mis amigos y compañeros del trabajo.

A todos y cada unos de ustedes muchas gracias por brindarme su amistad y compañerismo. Muchas gracias a todos. Los estimo mucho.

A la UNAM en especial a la Facultad de Ingeniería

A ti máxima casa de estudios por darme la oportunidad de formarme como persona y profesionista dentro de tus instalaciones.

A mis Profesores de la Facultad de Ingeniería por brindarme sus conocimientos y experiencias.

A todos mis amigos y compañeros que tuve en mi estancia en la Facultad de Ingeniería, nunca los olvidare.

DEDICATORIA

A Allmighty I JAH Rastafari

Por brindarme su cobijo en momentos difíciles, iluminar mi camino cuando titubeaba y darme la oportunidad de vivir todas estas experiencias. “Aquellos que han tenido la oportunidad de aprender deben siempre estar a disposición de aquellos que no han tenido su beneficio”.

Su Majestad Imperial Haile Selassie I

A Alicia Rivera Reyes

Por que a partir de que llegue a este mundo, cada minuto de su vida lo ha dedicado a mi, por todas sus enseñanzas, sus consejos, su comprensión, apoyo y porque siempre me ha dado la seguridad de que cuento con alguien incondicionalmente. Gracias por todo Mamá donde quiera que esté nunca hare nada de lo que puedas estar avergonzada.

A Agustín Martínez González

Por que ha sacrificado su bienestar para satisfacer el de su familia, porque me enseñó el valor de la responsabilidad y ha sentado las bases para los logros que he tenido. Gracias Papa por el apoyo siempre tratare de que estés orgullo de mí.

A Braulio Esteban Martínez Rivera

Por su apoyo y compañía por que me enseñó que a veces también ganas con las palabras, porque a pesar de nuestras diferencias sabemos que siempre estaremos para ayudarnos. Gracias hermano por que siempre puedo estar seguro de contar con alguien que me ayudara sin importar nada.

A Virginia Reyes González

Por su amor y apoyo, enseñarme el valor de la honestidad y respeto para con los demás, porque me enseñaste que nada es imposible o difícil de realizar, porque siempre estuviste orgullosa de mí. Gracias Abue por que siempre tuviste las palabras correctas para confortarme y guiarme en momentos difíciles, siempre vivirás en mi corazón.

A Ángela González

Por su amor, por que aprendí de ella que a veces es necesario sacrificar todo por las personas que quieres. Gracias Abue por que siempre estamos presentes en tu vida.

A mis Tías.

Graciela Rivera Reyes

Por que siempre entendió mi sentir.

Hortensia Rivera Reyes

Por hacer hincapié en “el flojo y el mezquino andan dos veces el camino”.

Josefina

Virginia Amaya

Por brindarme sus consejos y apoyo.

Por su apoyo y confianza.

A mis Tíos.

Raúl Rivera Reyes

Por su apoyo, consejos y enseñanzas.

Rubén Rivera Reyes

Por sus enseñanzas y experiencias.

Ángel Hernández

Por brindarme sus experiencias.

Estanislao Reyes

Por que a pesar de la distancia sé que puedo contar con él.

Agradecimientos

A casa UNAM y la Facultad de Ingeniería Por darme la oportunidad de vivir las mejores experiencias de mi vida, porque es el lugar que alberga mayor tolerancia y por hacer siempre presente el lema “por mi raza hablara el espíritu”

Graciela López López Gracias por su ayuda y consejo.
Carlos Raúl Dante Arcos López Gracias por su ayuda, consejo y apoyo.
Elvia Flores Zetina Gracias por su brindarme su ayuda desinteresada.

A la Bandita.
Guinny Kena Rodríguez Juárez Por darme su respeto apoyo y comprensión. Porque pasé muy buenos momentos a su lado y por que en ella encontré no solo una compañera sino una amiga para siempre.

Mariana Flores Serrano Porque siempre pude contar con su amistad, apoyo y consejo. Gracias por estar en momentos difíciles.

Marisol Granados Cruz Por devolverme la esperanza y fe, por brindarme tu amistad, apoyo y aliento. Porque espero y deseo que tu amistad sea duradera y porque se que encontré en ti a alguien especial.

Daniel González Duarte Por tu amistad y ayuda; por saber que puedo contar contigo en cualquier momento.

José Luis Francisco Cervantes Rico Por su amistad, apoyo y aliento. Gracias Foco por las retas.

Ramón Ramiro Real Rendón Por los momentos buenos que hemos pasado por tu amistad y apoyo.

A Jesús Huerta Juárez. Por su amistad, apoyo y confianza para el desarrollo de la tesis.

Al Ingeniero César Maximiliano López Portillo Alcérreca
Por todo su apoyo recibido en la elaboración de esta tesis, por compartir sus amplios conocimientos y experiencia.

Al Ingeniero Julio Cesar Mujica Castillo
Por brindarme sus conocimientos, experiencias

A Mantto IEPSA
Rodolfo Cano
Daniel Jaramillo
José Martínez
Armando León
Salvador Rangel
Ismael Franco
Omar Rodríguez

ÍNDICE GENERAL

_Toc263962606	
Capítulo I INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTE HISTORICO.....	2
1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.	4
1.3 ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.	4
Capítulo II SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	6
2.1. DEFINICIÓN.....	6
2.2 CLASIFICACIÓN.	6
2.2.1 CLASIFICACIÓN POR SU INSTALACIÓN.....	7
a) <i>Subestación Eléctrica Intemperie</i>	7
b) <i>Subestación Eléctrica Interior</i>	7
c) <i>Subestación Eléctrica Blindada</i>	7
2.2.2 CLASIFICACIÓN POR LA CORRIENTE DE OPERACIÓN.....	7
a.a) <i>Subestación Eléctrica de Corriente Directa Rectificadora.</i>	7
a.b) <i>Subestación Eléctrica de Corriente Directa Inversora.</i>	7
b) <i>Subestación Eléctrica de Corriente Alterna.</i>	8
2.2.3 CLASIFICACIÓN POR LA FUNCIÓN QUE DESEMPEÑAN.....	8
a) <i>Subestaciones eléctricas elevadoras.</i>	8
b) <i>Subestaciones eléctricas reductoras (Receptoras primarias).</i>	9
c) <i>Subestaciones eléctricas reductoras (Receptoras secundarias).</i>	9
d) <i>Subestación eléctrica de distribución.</i>	9
e) <i>Subestaciones eléctricas maniobra.</i>	10
f) <i>Subestaciones eléctricas convertidoras.</i>	10
g) <i>Subestaciones eléctricas rectificadoras.</i>	10
2.2.4 CLASIFICACIÓN POR SU CONSTRUCCIÓN.....	10
a) <i>Subestación eléctrica interior convencional.</i>	10
b) <i>Subestación eléctrica interior compacta.</i>	11
c) <i>Subestación eléctrica interior blindada en hexafluoruro de azufre (SF₆).</i>	12
d) <i>Subestación eléctrica intemperie convencional.</i>	13
e) <i>Subestación eléctrica intemperie Compacta.</i>	13
f) <i>Subestación eléctrica intemperie blindada en hexafluoruro de azufre SF₆.</i>	13
2.3 ELEMENTOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	14
2.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	14
2.3.2 INTERRUPTOR DE POTENCIA.	18
2.3.3 CUCHILLAS.	19
2.3.5 CUCHILLAS DESCONECTADORAS.....	19
2.3.6 BARRAS COLECTORAS.....	19

2.3.7 APARTARRAYOS.....	20
2.3.8 TABLERO DE CONTROL.....	20
2.3.9 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.....	21
2.3.10 EQUIPO DE MEDICIÓN.....	22
2.3.11 AISLADORES.....	23
2.3.12 CONECTORES.....	23
2.3.13 BLINDAJE.....	23
2.3.14 SISTEMA DE TIERRAS.....	24
Capítulo III CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.....	28
3.1 NATURALEZA DEL CORTO CIRCUITO.....	28
3.2 FUENTES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.....	29
3.3 INTRODUCCIÓN A LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	30
3.4 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.....	34
3.4.1 MÉTODO DE VALORES EN POR UNIDAD.....	35
3.4.2 MÉTODO DIRECTO O MÉTODO ÓHMICO.....	36
3.4.3 MÉTODO DE LOS MVA'S.....	37
3.4.4 MÉTODO DE Z_{BUS}	38
Capítulo IV INSTALACIÓN DE LA PISTA.....	40
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE LA PISTA.....	40
4.1.1 SELECCIÓN DE MATERIALES.....	41
4.1.2 SELECCIÓN DEL EQUIPO.....	44
4.1.3 PROCESO DE MONTAJE.....	47
4.1.4 PROCESO DE CONGELACIÓN.....	49
Capítulo V ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	51
5.1 DESCRIPCIÓN DEL MONTAJE DE LA SUBESTACIÓN.....	51
5.1.1 TIPO Y SISTEMA DE SUMINISTRO.....	53
5.1.2 PUNTO DE CONEXIÓN.....	54
5.1.3 MATERIALES EN LA SUBESTACIÓN.....	55
5.1.4 ARREGLO DE LA SUBESTACIÓN.....	56
5.2 OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	56
5.2.1 INSPECCIÓN FÍSICA.....	56
5.2.2 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO.....	57
5.2.3 PUESTA EN SERVICIO.....	58
5.2.4 OPERACIÓN DEL EQUIPO.....	58
5.3 CONEXIÓN DE LA PLANTA DE EMERGENCIA.....	62
5.3.1 FORMA DE OPERACIÓN DE LA PLANTA ELÉCTRICA.....	62
5.3.2 OPERACIÓN AUTOMÁTICA.....	62

5.3.3 OPERACIÓN MANUAL.....	63
Capítulo VI ESTUDIO CUANTITATIVO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS	64
6.1 Dimensionamiento eléctrico.....	64
6.1.1 Cálculo de la capacidad del transformador	64
6.1.2 Carga para transformador 1	65
6.1.3 Carga para transformador 2.....	66
6.2 Cálculo de corrientes nominales del equipo.....	66
6.3 Cálculo del área de los conductores de alimentación.....	66
6.4 Cálculo de protecciones y alimentadores derivados.....	68
6.5 Cálculo de corto circuito trifásico.....	70
6.6 Corrección del factor de potencia.....	78
6.7 Cálculo de Interruptores Principales, Interruptor principal de BT, Interruptor de los TGS. 81	
6.8 Sistema de Tierra.....	82
6.8.1 El electrodo de puesta a tierra.....	82
6.8.2 Cálculo del sistema de tierra.....	86
6.9 Cálculo de la iluminación.....	87
Capítulo VII PROPUESTA DE MEJORA	90
7.1 Observaciones al proyecto.....	90
Conclusiones.....	92
Masografía.....	94
Anexos.	
Anexo A: Información Técnica del Proveedor.	
Anexo B: Memoria de cálculo Dirección General de Servicios Urbanos G.D.F.	
Anexo C: Manuales de operación.	
1. Power-R-Designer.	
2. Visual Professional Edition.	
Anexo D: Planos y Diagramas del Proyecto.	
1. Plano esquemático pista de hielo.	
2. Arreglo del equipo.	
3. Diagrama unifilar.	
4. Diagrama de corto circuito.	
5. Plano de iluminación.	
Anexo E: Bitácora del consumo de energía de las unidades refrigeradoras.	
Anexo F: Corto circuito de la Cia. Suministradora.	
Anexo G: Tablas de datos técnicos.	

Capítulo

I

INTRODUCCIÓN

Este proyecto se realizó con la finalidad de proporcionar un panorama de suministro de energía eléctrica en todo tipo de instalaciones provisionales para diversos usos, acordes a la demanda de tensión en los nuevos escenarios que permitan llevar a cabo los eventos culturales. Para dar mayor realce a dichas actividades, el proyecto del que trata este documento consta de la instalación de una alimentación en media tensión para la pista de patinaje sobre hielo, cuya ubicación es en la Plaza de la Constitución (Zócalo) de la Ciudad de México. Es de recalcar, que dicha instalación deberá cumplir con las consideraciones técnicas de la Norma Oficial Mexicana vigente NOM 001 SEDE 2005, Instalaciones Eléctricas (utilización), así como con los manuales de especificaciones técnicas de los fabricantes de los equipos eléctricos.

Deberá cumplir como mínimo con los siguientes requisitos:

- a.- Seguridad
- b.- Eficiencia
- c.- Flexibilidad
- d.- Accesibilidad

Primordialmente se cumplirá con la seguridad requerida para garantizar la integridad del personal que opere estas instalaciones así como de las personas que hagan uso de esta instalación. Sin embargo la eficiencia, flexibilidad y accesibilidad debido a las características especiales del lugar de montaje son de suma importancia. Es necesario que el proyecto tenga la capacidad de adaptarse sin afectar las condiciones de dicho lugar. Por tal motivo se deberá tomar sumo cuidado en la aplicación de las técnicas de la NOM 001 SEDE 2005, Instalaciones Eléctricas (utilización), Código Eléctrico Nacional (NEC 2008 por sus siglas en inglés), además de las normas que se considere necesaria su aplicación para poder cumplir con los requisitos antes mencionados

Para poder llevar a cabo tal proyecto es necesario contar con toda la información técnica de los diferentes equipos que se utilizaron y así poder dar seguimiento a la instalación y operación.

1.1 ANTECEDENTE HISTÓRICO.

Historia de la electricidad.

Podemos considerar que aproximadamente en el año 600 A.C. el filósofo griego *Tales de Mileto* observó que al realizar el frotamiento entre una varilla de ámbar con un trozo de piel o lana, ocurría un fenómeno donde se podía apreciar cómo la varilla era capaz de atraer objetos pequeños y al frotarlo durante un periodo de tiempo más prolongado se presentaba una chispa. A este fenómeno se le conoció como efecto triboeléctrico.

Durante la misma época en la ciudad de la antigua Grecia, Magnesia, fue encontraron las piedras del mismo nombre, las cuales contenían magnetita. Los antiguos griegos notaron la atracción de las piedras entre si, además de la atracción con el hierro. A partir de este momento. "Las palabras magneto (equivalente en español a imán) y magnetismo derivan de ese topónimo".¹

A partir de estos descubrimientos sucedieron un sin fin de nuevos hallazgos y los primeros estudios sobre electrostática y magnetismo fueron realizados por William Gilbert (1544-1603), físico a quien se le atribuye el descubrimiento de la electricidad.

Sus primeros estudios los realizó hacia el año 1600, en donde por primera vez aplicó el término *eléctrico* a la fuerza que existe entre algunas sustancias al ser frotadas. Verificó que muchas sustancias se comportaban como el ámbar al ser frotadas, mientras que otras no presentaban atracción alguna. Clasificó dichas sustancias: llamando a las primeras cuerpos "eléctricos" (actualmente conductores) y las segundas "aneléctricos" (actualmente aislantes). Quizá su aportación más importante en las ciencias fue la de demostrar experimentalmente el magnetismo terrestre. Su obra "The Magnete" fue la primera obra científica escrita en Inglaterra.

Para el año 1663, el físico alemán Otto Von Guericke (1602-1686) desarrolló la primera máquina electrostática para producir cargas eléctricas. Esta máquina estaba formada por una esfera de azufre que se movía con una manivela, sobre la cual se inducía una carga al apoyar una mano sobre ella. Para los años posteriores el físico Inglés Stephen Gray (1666-1736), estudió la conductibilidad de los cuerpos y fue el primero en transmitir electricidad a través de un conductor en 1729. En sus experimentos también descubrieron que para que la electricidad, *o los efluvios o virtud eléctrica*, como ellos lo llamaron, pudiera circular por el conductor, éste tenía que estar aislado de tierra. Junto con los científicos G. Wheler y J Godfrey, efectuó la clasificación de los materiales en eléctricamente *conductores y aislantes*.

Una vez difundidos los trabajos de Stephen Gray, Charles Francois de Cisternay Du Fay (1698-1739) publicó en 1733 sus trabajos en donde pudo identificar la existencia de dos tipos de cargas eléctricas (las denominadas hoy en día *positiva y negativa*), que él denominó carga vitria y carga resinosa, (debido a que ambas se manifestaban: de distinta forma, una al frotar vidrio con un paño de seda (carga positiva) y de otra forma al frotar un trozo de piel con algunas sustancias resinosas como el ámbar o la goma (carga negativa) .

A partir de 1780, la Revolución Industrial impulsó investigaciones y conocimiento científico. En esta época, Benjamín Franklin rebatió las teorías de Du Fay y postuló que la electricidad era un fluido único, calificando a las sustancias en eléctricamente positivas y negativas de acuerdo con el exceso o defecto de ese fluido.

¹ Dr. Francisco M. González-Langatt (2008) Sistemas de Generación Distribuida, Tema 1 Introducción a la generación distribuida. p. 6

También confirmó que el rayo era efecto de la conducción eléctrica a través de un célebre experimento, en el cual la chispa bajaba desde un barrilete remontado a gran altura hasta una llave que él tenía en la mano.

En 1785, el francés Charles Coulomb corroboró que la fuerza entre cargas eléctricas era proporcional al producto de las cargas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que las separaba. Este enunciado se conoció como Ley de Coulomb. El italiano Luigi Galvani hizo otro descubrimiento importante en forma accidental hacia fines del siglo XVIII. En 1786 observó que al conectar un alambre de hierro o latón al nervio de una pata de rana y una varilla al músculo, éste se contraía del mismo modo que cuando se le hacían pasar una descarga eléctrica. Para los años posteriores Alejandro Volta (1745-1827), fabricó una pila con placas de cobre y zinc superpuestas, en contacto con una solución salina. El resultado fue una corriente eléctrica que fluía por un alambre. Alejandro Volta construyó lo que posteriormente se llamó una pila voltaica, que fue el primer dispositivo electroquímico que sirvió como fuente de electricidad. La unidad de tensión eléctrica o fuerza electromotriz, conocida como volt, recibió ese nombre en su honor.

En 1819 salió a la luz un aspecto enteramente nuevo de la electricidad. Desde los tiempos de Gilbert se pensaba que la electricidad y el magnetismo debían estar relacionados de alguna manera desconocida. Cuando Hans Cristian Oersted provocó el desvío de una brújula magnética colocándole encima un cable que conducía una corriente eléctrica, demostró la naturaleza de esta relación: un conductor por el cual circule una corriente eléctrica se comporta como un imán. Al año siguiente Oersted demostró que el conductor queda rodeado por un campo magnético. Andrés María Ampere desarrolló estos descubrimientos con una serie de experimentos, mediante los cuales dedujo claramente las leyes de atracción y repulsión entre cables conductores de corrientes eléctricas: había inventado el electroimán. Como estas fuerzas obedecían a leyes precisas y a medida que era más grande la corriente, mayor era la fuerza que ejercía, este efecto pudo ser utilizado para mediciones eléctricas y es el principio en que se basan el galvanómetro y la mayoría de los amperímetros y voltímetros. Posteriormente se definió la unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica como amperio, denominada así en su honor.

En 1827 Jorge Ohm enunció la ley que lleva su nombre y que establece la relación existente entre corriente, tensión y resistencia en un circuito. “Por primera vez la electricidad pasó a ser una ciencia exacta”². Miguel Faraday en 1831 analizando las consecuencias de la Ley de Ampere tras un experimento fallido en donde supuso que una corriente que circulara cerca de un circuito eléctrico induciría otra corriente en él, decidió sustituir la corriente por un imán y encontró que su movimiento en la proximidad del circuito inducía en éste una corriente. Con este descubrimiento encontró que el trabajo mecánico empleado en mover un imán podía transformarse en corriente eléctrica. Este fenómeno se denomina ahora inducción electromagnética.

A partir de estos descubrimientos, las bases para el desarrollo eléctrico estaban puestas para comenzar con una nueva era y probablemente el comienzo de ello se lo debemos a Tomas Alba Edison (1778–1829). “Generalmente se considera que los sistemas de energía eléctrica se inician en 1882 con las instalaciones de Edison en New York”³,

² EPEC, Centro de Capacitación Profesional “Ing. José Ibar Romero” (2008), Historia de la electricidad. p. 5-7.

³ Jacinto Viqueira Landa (1997) Redes Eléctricas primera parte tercera edición ; Redes Eléctricas en Régimen Permanente Equilibrado Tercera Edición, UNAM

entonces el suministro de energía eléctrica se realizó mediante corriente continua a partir del Dinamo desarrollado por Werner M. von Siemens (1816-1892). Los primeros sistemas estaban constituidos por 2 hilos con un potencial constante y con el paso del tiempo el aumento de carga obligó a utilizar sistemas de tres hilos. El uso de este tipo de sistemas a base de corriente continua era limitado, debido al distanciamiento con que podía transmitirse la energía con una regulación de tensión aceptable.

En el año 1883 se hizo posible la elevación eficiente de tensión mediante sistemas de corriente alterna; esto gracias al invento del transformador, hecha por Lucien Gaulard y John Dixon Gibbs. En 1882 este tipo de sistema desplazó al de corriente continua, permitiendo la transmisión de grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias. Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos, y para el mismo año, Nicolas Tesla inventó las corrientes polifásicas y en 1887 patentó en Estados Unidos los sistemas de transmisión trifásicos.

El sistema de corriente alterna trifásica se desarrolló rápidamente. Actualmente es de uso general. Con ello la humanidad ha logrado sacar el mayor provecho posible, y es capaz de utilizar la energía eléctrica para su comodidad y para su diversión creando luz artificial, así como máquinas que sirven como transporte, diversión y placer. El propósito de este trabajo es analizar una aplicación de este tipo de energía así como todo lo que se involucra a su alrededor, además de proponer mejoras en el desarrollo del mismo.

1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Sistema Eléctrico de Potencia (SEP): Es un conjunto de elementos que interconectados llevan la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo, es por ello que el SEP comprende a los subsistemas de generación, distribución, y utilización de energía eléctrica.

1.3 ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Elementos que conforman un Sistema Eléctrico de Potencia:

Generadores de potencia.

Transformadores (elevan y bajan la Tensión).

Líneas de Transmisión.

Transformadores de Distribución (bajan los niveles de tensión).

Redes o Líneas de Distribución.

Cargas (consumo industrial, comercial y residencial).

La generación de energía se realiza en plantas hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleares, eólicas, vapor y de gas, normalmente en tensiones de 13.8 kV. La energía que proviene de una planta es conectada a un transformador elevador, el cual proporciona la tensión del sistema de transmisión, a través del cual se transporta energía eléctrica generalmente a tensiones de 230 KV y 400 KV en el sistema mexicano. El sistema de transmisión termina en una subestación reductora o subestación de potencia, donde la tensión de servicio normalmente es de 230 KV, 400KV y 150KV y de la cual se distribuyen circuitos de Subtransmisión que van a alimentar subestaciones de distribución, cuyos circuitos alimentadores generalmente trabajan en el orden de 34.5 KV, 23 KV y 13.5 KV.

Debido a que la palabra distribución se encuentra asociada con la utilización de energía, se considera que las grandes plantas industriales son casos especiales del subsistema de potencia, ya que pueden estar directamente conectados a tensiones de 230 KV y 150 KV; mientras que de los transformadores de distribución se alimentan usuarios comerciales, residenciales e industria pequeña.

Tabla 1.1 Tensiones comúnmente utilizadas en sistemas eléctricos de potencia (IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. 1999).

Clase de Tensión	Tensión de Sistemas Nominales (Volts)	Tensión de Sistemas Asociados (Volts)
SISTEMAS MONOFÁSICOS		
Baja Tensión	(120) 120/240 V	110,115,125,127
SISTEMAS TRÍFASICOS		
Baja Tensión	240	220,230,250
	480	440,460
	600	550,575
Media Tensión	2400 (Distribución Primaria)	2200,2300
	4160	4,000
	4800	4,600
	6900	6600,7200
	12000Y/6930	11000,11500
	12470Y/7200, 13200Y/7620	
	13800	14400
	22860Y/13200	
	23000	
	24940Y/14400	
	34500	33000
	46000 (Subtransmisión)	48300
69000	66000	
Alta Tensión	115000	110000,120000
	138000	132000
	161000	154000
	230000 (Transmisión)	220000
Extra Alta Tensión	354000	400000
	500000	550000
	735000-765000	800000
Ultra Alta Tensión	1000000	

Capítulo

II

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

Las subestaciones eléctricas, en la función de transformación, desempeñan un papel muy importante en los sistemas eléctricos de potencia, esta transformación se refiere al tipo de tensiones, manteniéndolas en la mayoría de los casos invariante en su potencia. En algunas ocasiones las subestaciones no requieren de transformación, simplemente desempeñan la función de enlace o interconexión entre las partes del sistema.

Podemos considerar que es el equipo básico de una industria, toda la energía eléctrica consumida por los diferentes equipos y áreas de iluminación provienen de una subestación eléctrica.

2.1. DEFINICIÓN.

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de dispositivos, máquinas, aparatos y circuitos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, que tiene la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, tensión y corriente, y de proveer un medio de interconexión que permite el suministro de la misma al sistema y líneas de transmisión existentes.

Sin embargo, uno de los objetivos primordiales de una subestación eléctrica es el de garantizar un servicio continuo de energía eléctrica, por lo que es indispensable que dicha subestación posea un medio de desconexión eficaz para efectos de control, protección, medición y mantenimiento.

2.2 CLASIFICACIÓN.

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar de acuerdo a su corriente, tensión, instalación o su construcción.

2.2.1 CLASIFICACIÓN POR SU INSTALACIÓN.

a) Subestación Eléctrica Intemperie

Se encuentra al aire libre sometida a condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, contaminación e inclemencias atmosféricas diversas). Generalmente se usan para sistemas de alta y extra alta tensión.

b) Subestación Eléctrica Interior

Son instaladas en el interior de edificios, por lo tanto, no se encuentran sometidas a condiciones atmosféricas. Este tipo de subestaciones ocupa poco espacio y operan con potencias relativamente bajas.

c) Subestación Eléctrica Blindada

Se emplean en instalaciones de altos riesgos como son las áreas peligrosas. En estas subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido.

2.2.2 CLASIFICACIÓN POR LA CORRIENTE DE OPERACIÓN.

Debido a esto se puede clasificar al tipo de subestaciones eléctricas de la siguiente forma:

- a) Corriente Directa.*
- b) Corriente Alterna.*

a.1) Subestación Eléctrica de Corriente Directa Rectificadora.

Este tipo de subestación sirve para rectificar la corriente alterna en corriente directa, se usan de gran capacidad para la transmisión de corriente directa, utilizando para la rectificación tiristores e IGBT^S (Transistor bipolar de puerta aislada). Las de baja capacidad se usan principalmente en la industria. Podemos encontrar algunas ventajas al usar este tipo de subestación.

- Tienen bajas pérdidas (2-3%).
- Son económicas en altas potencias a través de largas distancias.
- Necesitan generación local para la rectificación.

a.2) Subestación Eléctrica de Corriente Directa Inversora.

En ocasiones es necesario transmitir energía eléctrica en corriente directa, por lo que la función principal de este tipo de subestaciones es realizar la inversión de corriente, es decir, pasar de corriente directa a corriente alterna, para así poder distribuir la energía eléctrica al consumidor.

b) Subestación Eléctrica de Corriente Alterna.

Este tipo de subestación es la más utilizada en nuestro país ya que aquí la transmisión de la energía eléctrica se hace con corriente alterna, añadiendo que se involucra en la generación, distribución y utilización, puesto que la energía eléctrica se genera a tensiones que van desde los 5 a 25 kV, para después elevarlas a tensiones apropiadas para la transmisión y después reducirla a valores óptimos de distribución.

2.2.3 CLASIFICACIÓN POR LA FUNCIÓN QUE DESEMPEÑAN.

a) Subestaciones eléctricas elevadoras.

Este tipo podemos encontrarlas dentro de una planta generadora para modificar los valores de tensión y corriente de generación a valores apropiados de transmisión. Esto con el fin de poder transmitir la energía eléctrica al menor costo, con un mínimo de pérdidas.

La potencia de los transformadores de estas subestaciones eléctricas por lo general corresponde al tipo de unidades generadoras. La potencia a transmitir en la salida de la subestación eléctrica generadora, así como la ubicación eléctrica del sistema es lo que determina la tensión de transmisión. Se pueden encontrar en un rango de 115 a 800 kV, encontrándose en algunos países valores aún superiores en corriente alterna de sus sistemas eléctricos.

De igual manera para la transmisión de corriente directa se pueden encontrar niveles de tensión en un rango de hasta 800 kV. En la siguiente tabla se muestran algunos valores típicos de tensión usados en los sistemas eléctricos de potencia, agrupándose en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

Tabla 2.1 Niveles típicos de tensiones trifásicas en sistemas eléctricos de potencia (IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. 1999).

Extra Alta Tensión (transmisión)	Alta Tensión (Subtransmisión)	Media Tensión (Distribución)	Baja Tensión (Utilización)
800 KV	115 KV	34.5 KV	600 V, 3Φ
765 KV	85 KV	23.0 KV	480 V, 3Φ
400 KV	69 KV	13.8 KV	440 V, 3Φ
365 KV		6.6 KV	240 V, 3Φ
230 KV		4.16 KV	220 V, 3Φ
220 KV		2.1 KV	120/240 V, 1Φ 127 V, 1Φ

Tabla 2.2 Niveles de tensiones eléctricas normalizadas en México (NOM-J-098-1999).

100 V <	Baja Tensión	≤ 1000 V
1000 V <	Media Tensión	≤ 34.5 KV
34.5 KV <	Alta Tensión	≤ 230 KV
230 KV <	Extra Alta Tensión	≤ 400 KV

Para interpretar de forma correcta los valores de las tablas 2.1 y 2.2, cabe señalar que la red de subtransmisión recibe potencia del sistema o red de transmisión en distintos puntos ubicados en las subestaciones de transmisión; a su vez la red de subtransmisión se utiliza para alimentar a la red de distribución por medio de las subestaciones de subtransmisión, y de estas redes de distribución se alimentan a los distintos tipos de usuarios (residenciales y comerciales). Para el caso de que se trate de usuarios o clientes tipo industrial, se puede alimentar de la red de subtransmisión, o bien, de la transmisión de acuerdo al tipo de tensión requerida; según el tamaño de la carga.

b) Subestaciones eléctricas reductoras (Receptoras primarias).

Ya que estas subestaciones eléctricas se encuentran alimentadas por las líneas de transmisión, son subestaciones en donde los niveles de tensión de transmisión se reducen al nivel de subtransmisión, de subtransmisión a distribución, o eventualmente a utilización. Estas subestaciones se localizan en las redes de transmisión, subtransmisión o distribución y son el mayor número de subestaciones que conforman el sistema eléctrico.

Ahora bien para cada nivel de tensión de la subestación se emplean normalmente un esquema con doble juego de barras colectoras y con interruptor en paralelo. Es importante notar que las conexiones para subestaciones receptoras son en general las mismas que para las subestaciones elevadoras.

c) Subestaciones eléctricas reductoras (Receptoras secundarias)

Estas subestaciones se caracterizan por estar alimentadas directamente por las líneas de subtransmisión, y tienen valores de tensión apropiada en el primario, para tener en un lado del secundario tensiones comprendidas entre 34.5 y 6.9 kV, las cuales son adecuadas para la distribución de la energía eléctrica. Sin embargo, estas subestaciones eléctricas se distinguen por tener un juego sencillo de barras colectoras que conecta directamente la línea de alimentación con el transformador de la instalación.

En estas subestaciones se utilizan interruptores tripolares de gran capacidad para evitar problemas en la red de suministro en caso de desconexión por alguna falla técnica o eléctrica.

Es práctica normal no usar más de dos transformadores en este tipo de subestaciones y con potencias que no excedan a los 25 MVA. Para la selección de tensión media es posible adoptar un sistema que prevea la barra de translación.

Es importante mencionar que cuando los generadores se encuentran conectados a la barra por medio de un transformador, entonces se dice que cada generador forma con cada transformador una unidad de bloque. La conexión de bloque es de las más empleadas, y se utilizan en aquellos casos en que la tensión de transmisión es mayor a la de generación.

d) Subestación eléctrica de distribución.

La construcción de estas subestaciones eléctricas se debe principalmente a la importancia que tiene el tener unidos todos los sistemas de potencia, sin que exista necesariamente transformación de los valores de tensión y corriente.

Sin embargo, en los sistemas eléctricos, se requiere tener mayor flexibilidad de operación para poder incrementar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad, por lo que es conveniente el uso de este tipo de subestaciones para distribuir la energía en áreas de abastecimiento específicas y con niveles de tensión adecuados.

e) Subestaciones eléctricas maniobra

Dentro de los sistemas de potencia normalmente se tienen variaciones considerables de carga, por lo que surge la necesidad de realizar maniobras de conmutación para modificar la estructura del sistema para lograr con esto un régimen de operación económico, confiable y seguro.

Cabe señalar, que por las noches cuando existe poca demanda energética se desconectan las líneas y por las mañanas se vuelven a conectar. Algunas subestaciones muy importantes del sistema sirven para este propósito y se les conoce como subestaciones de maniobra.

f) Subestaciones eléctricas convertidoras.

Para este tipo de subestaciones mencionaremos las características que tienen:

- Son propiedad de las compañías suministradoras.
- En lo general por su volumen son de diseño convencional intemperie.
- La capacidad instalada en sus bancos es de MVA.
- Son capaces de enviar o recibir gran cantidad de potencia eléctrica a tensiones muy elevadas.

g) Subestaciones eléctricas rectificadoras.

Este tipo de subestaciones convierte la energía de corriente alterna a corriente directa para después transmitirla a través de líneas aéreas o conductores de corriente alterna. Estas subestaciones pueden ser de gran capacidad, en los sistemas eléctricos de potencia y de mediana o baja capacidad para sistemas de transporte tales como el metro, trolebús, ferrocarriles eléctricos, etc.

2.2.4 CLASIFICACIÓN POR SU CONSTRUCCIÓN.

Esta es otra de las clasificaciones que podemos tener de acuerdo al tipo de estructura física de las subestaciones eléctricas, de las cuales podemos encontrar la de tipo interior y la de tipo intemperie. A su vez podemos clasificarlas en convencional y compacta, así como también blindada en hexafluoruro de azufre (SF₆), la cual mencionaremos posteriormente.

a) Subestación eléctrica interior convencional.

En este tipo de subestación eléctrica todos los elementos que la conforman se localizan dentro de un local que los protege de las condiciones atmosféricas adversas como pudiesen ser la lluvia, viento, rayos del sol, nieve y otro tipo de inclemencias.

La característica principal de este tipo de subestación consiste en que las barras colectoras son desnudas, por lo que a mayores tensiones es más grande el área ocupada, estas barras se encuentran soportadas por aisladores, y la mayor parte de los accesorios y equipo que componen la subestación eléctrica se encuentran soportadas por estructuras de hierro galvanizado diseñadas de acuerdo al arreglo deseado, lo que representa una gran ventaja pues se pueden prever ampliaciones futuras dada la accesibilidad de las barras.

Sin embargo, desde el punto de vista de seguridad significa un alto riesgo para las personas con acceso a estas, ya que al menor descuido podría ocasionar un contacto con las partes energizadas (partes vivas)

b) Subestación eléctrica interior compacta.

En este tipo de subestación eléctrica, todos los accesorios y equipo que la integran, tales como barras, cuchillas, interruptor, apartarrayos, etc., se encuentran contenidos en gabinetes de lámina estirada en frío que están diseñados para estar dentro un local que los proteja de los agentes atmosféricos; dichos gabinetes se encuentran aislados de las partes vivas y conectados sólidamente a tierra.

Estos gabinetes brindan protección de cualquier contacto involuntario, a todas las personas que tienen acceso a está. Debido a ello todas las operaciones o maniobras que se realizan en los equipos, tales como son cuchillas e interruptores, son por medio de palancas colocadas en el frente del tablero con un mecanismo totalmente aislado.

Además de esto, podemos decir que tienen mayor seguridad ya que en caso de falla por cortocircuito, y debido a las normas de fabricación, las subestaciones eléctricas deben estar diseñadas mecánicamente para soportar los efectos dinámicos provocados por esta falla, evitando con ello el peligro de explosión en caso de siniestro.

Para estos casos podemos mencionar los principales elementos de este tipo de subestación eléctrica; estos se encuentran en gabinetes o celdas individuales con sus correspondientes barras colectoras y en forma típica pueden describirse en el orden siguiente:

- Celda de medición.

Una celda de medición tiene el espacio adecuado para alojar el equipo de medición de la compañía suministradora y para la colocación de una terminal (mufa) tripolar o monopolar. Esta celda generalmente tiene dos puertas en la parte frontal.

- Celda de cuchillas de prueba.

Esta celda aloja en su interior una o tres cuchillas tripolares de operación en grupo y desconexión sin carga. La operación de estas cuchillas se puede efectuar por medio de volantes o bien con una palanca que acciona un mecanismo para abrir o cerrar las cuchillas.

- Celda de interruptor.

En esta celda se encuentra alojado un interruptor tripolar de operación con carga, el cual es utilizado como dispositivo de conexión y desconexión de la subestación. También se encuentran alojados tres fusibles limitadores de corriente de alta capacidad interruptiva, además tres apartarrayos que protegen la subestación contra efectos de descargas atmosféricas.

- Celda de acoplamiento.

Esta es una celda de transmisión entre la subestación y el transformador conteniendo en su interior un juego de barras de cobre o aluminio apoyadas en aisladores de resina sintética y necesaria para la conexión del transformador.

c) Subestación eléctrica interior blindada en hexafluoruro de azufre (SF_6).

Esta subestación eléctrica tiene como característica principal, que todos sus elementos que la integran como son interruptores, barras, dispositivos de protección, etc., se encuentran aislados en SF_6 , debido a la alta rigidez dieléctrica de este compuesto se reduce el área de montaje considerablemente, , además de poseer la gran habilidad para absorber los electrones producidos durante el arqueo. Como dato adicional y estimativo se considera que el espacio ocupado por una subestación eléctrica blindada en SF_6 es aproximadamente 1/10 de lo ocupado por una subestación eléctrica convencional, teniendo en cuenta que ambas son de características similares en tensión y potencia.

Entre las principales ventajas de esta subestación eléctrica podemos enunciar las siguientes:

- Alta seguridad para el personal con acceso a la subestación ya que las partes con tensión se encuentran contenidas en envolventes metálicos conectados sólidamente a tierra con lo cual se disminuye la probabilidad de un contacto accidental en las partes vivas.

- La construcción blindada protege la instalación de los efectos de la contaminación.

- Disminuye los efectos de la subestación eléctrica sobre el medio ambiente, evitando la radio interferencia y disminuyendo el nivel de ruido debido a la operación de interruptores.

- La dimensión de la subestación eléctrica y especialmente la altura mejora la apariencia y permite realizar en caso necesario, instalaciones subterráneas.

Ahora se mencionarán ciertas propiedades que tiene el SF_6 que lo han colocado como el aislante por excelencia:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Estabilidad química.
- Estabilidad térmica.
- Baja temperatura de licuefacción.
- No inflamabilidad.
- Inerte fisiológico.

- Habilidad para contrarrestar el arco eléctrico.

De igual forma sus principales propiedades químicas más importantes son las siguientes:

- Puede calentarse sin descomposición hasta 500 °C.
- Es insoluble en el agua.
- No es atacado por los ácidos.
- El hidrógeno, y oxígeno no ejercen acción química sobre él.

d) Subestación eléctrica intemperie convencional.

Son aquellas que se encuentran instaladas en el exterior. Tienen sus elementos y dispositivos en lugares visibles, por lo tanto, están diseñados para resistir los efectos de los agentes atmosféricos externos tales como lluvia, viento, humo, salinidad, etc.

Se usan generalmente cuando las tensiones son muy altas, debido a que las distancias que deben existir entre conductores, así como respecto a tierra, son muy grandes.

e) Subestación eléctrica intemperie Compacta.

Esta subestación eléctrica tiene las mismas características de construcción que la interior compacta, con la diferencia que están contenidas dentro de un gabinete tipo metálico fabricado de lámina calibre 12 que permite el resguardo de los elementos naturales; como son, lluvia, viento, polvo, contaminación, salinidad, etc.

f) Subestación eléctrica intemperie blindada en hexafluoruro de azufre SF₆.

Al igual que la de tipo interior tiene todo su equipo y dispositivos dentro de una envolvente metálica y aislados en SF₆, y solo el diseño es lo que varía, puesto que estas subestaciones eléctricas están fabricadas para soportar de forma eficaz los agentes atmosféricos.

Sin embargo, es preciso describir las principales ventajas de este tipo de subestación eléctrica:

- A tensiones del orden de 230kV y en lugares céntricos de ciudades grandes, las subestaciones en SF₆ de esta índole comienzan a ser más baratas que las convencionales al intemperie, de igual capacidad y con igual disposición física. Para tensiones menores de 230kV el costo de las subestaciones en gas crece, por lo que solo se recomienda su uso en lugares de alta contaminación o en donde se tenga problemas de espacio disponible.

- Para tensiones superiores a 400kV, el costo de las subestaciones en SF₆ desciende a valores en donde puede ser económica su instalación aun en lugares periféricos de ciudades grandes.

- Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto

accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad del servicio.

- En lugares donde la contaminación atmosférica es muy alta, por ejemplo en las cementeras, este tipo de subestación, a su vez protegida bajo techo, protege perfectamente la instalación.

- La construcción blindada evita la radio interferencia y disminuye el nivel de ruido, debido a la operación de los interruptores.

Sin embargo dentro de las subestaciones blindadas en SF₆ hay que tomar en cuenta los siguientes factores:

Humedad. El contenido de humedad en el SF₆ no debe exceder ciertos valores, de acuerdo con el fabricante, ya que los productos de descomposición del gas debidos al arco eléctrico, en presencia de humedad forman compuestos corrosivos que atacan la porcelana y la hacen conductora.

2.3 ELEMENTOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Es importante tener la noción de cuáles son los elementos que integran una subestación eléctrica, así como la función que desempeñan cada uno de ellos. Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación tienen una función primordial y cada uno es indispensable de acuerdo al tipo de ubicación que tenga dentro de la instalación, sin embargo, hay que hacer énfasis en los elementos que representan mayor importancia dentro del sistema.

2.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador es una máquina estática eléctrica, que por inducción electromagnética transforma energía eléctrica. Usualmente cambia los valores de tensión y de corriente, manteniendo constante la frecuencia. Un transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica, ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica de un circuito a otro -que son por lo general de diferente tensión y sólo están acoplados magnéticamente-, o bien por su costo en relación a otras partes de la instalación.

Clasificación de los transformadores:

a) Operación.

- 1.-De potencia, arriba de 500 kVA y 69kV.
- 2.-De distribución, menores de 500 kVA y 69kV.
- 3.-De instrumento.
- 4.-De horno eléctrico.

b) La forma de su núcleo.

- 1.-Tipo columna.
- 2.-Tipo acorazado.

3.-Tipo envolvente.

4.-Tipo radial.

c) Por el número de fases.

1.-Monofásico.

2.-Trifásico.

d) Por el número de devanados.

1.-Dos devanados.

2.-tres devanados.

e) Por el medio refrigerante.

1.- Aire.

2.-Aceite.

3.-Líquido inerte.

f) Por la regulación.

1.-Regulación fija.

2.-Regulación variable con carga.

3.-Regulación variable sin carga.

g) Por el tipo de enfriamiento.

1.- Enfriamiento OA.

Sumergido en aceite con enfriamiento propio

2.- Enfriamiento OA/FA.

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado.

3.- Enfriamiento OA/FA/FOA.

Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite.

4.- Enfriamiento OW.

Sumergido en aceite y enfriado con agua.

5.- Enfriamiento FOA.

Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado.

6.- Enfriamiento AA.

Tipo seco con enfriamiento propio. No contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento.

7.- Enfriamiento AFA.

Tipo seco, enfriado por aire forzado.

Partes principales del transformador:

a) Parte activa. Esta formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal que agrupa los siguientes elementos:

1.- Núcleo. Constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0.28mm. El núcleo puede ir unido en la tapa y

levantarse con ella o puede ir unido en la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

2.- Bobinas. Constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que pueden tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va estar sumergida. Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior.

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador, pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas.

3.- Cambiador de derivaciones. Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye en un transformador. Puede ser de operación automática o manual; puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

4.- Bastidor. Formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

b) Parte pasiva. Consta del tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos. El tanque debe ser hermético, soporta el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, protege eléctrica y magnéticamente el transformador, ofrece puntos de apoyo para su transporte y su carga, soporta los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga de éste. El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55 °C o más, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por si solos, no son capaces de disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se forza aire sobre ellos, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

c) Accesorios. Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Entre ellos podemos destacar los siguientes:

1.- Tanque conservador. Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por el incremento de carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente en la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración.

En el conservador no debe permanecer al aceite en contacto con el aire ya que al estar variando el nivel de aceite, el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia adentro del transformador. Por otro lado, porque el aceite en contacto con el aire se oxida y pierde también características dieléctricas. Para evitar lo anterior, se utilizan diferentes métodos de protección; uno es por medio de una lámina de neopreno que se mueve simultáneamente con la variación del nivel de aceite y evita el contacto aire-aceite, y otro es llenar la parte superior del conservador con nitrógeno seco y sellar el tanque conservador.

2.- Boquillas. Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador. Sin embargo es de gran importancia mencionar que para mejorar la resistencia sísmica de estas conviene tomar en cuenta lo siguiente.

- Fabricar las boquillas en forma cónica, reduce peso.
- Al reducir peso disminuye la carga sísmica en la magnitud del orden de un 30%.
- Utilizar porcelanas de alta resistencia mecánica (óxido de aluminio).
- Cuando las características de contaminación lo permitan utilizar resinas epóxicas, que logran reducir el peso en un 60%.

3.- Tablero. Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

4.- Válvulas. Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite.

5.- Conectores a tierra. Son piezas de cobre soldadas al tanque, de donde se conecta el transformador y la red de tierra.

6.- Placa de características. Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagramas fasorial de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.

2.3.2 INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Un interruptor de potencia consiste en un juego de contactos que se separan en gas o en aceite bajo la influencia de un mecanismo acelerador puesto en operación al ocurrir una falla en el sistema; por un solenoide excitado por un sistema eléctrico detector; el arco se extingue fundamentalmente desplazándolo de tal manera que aumenta su longitud enfriándolo para desionizarlo y sustituyendo los gases ionizados por fluidos no ionizados.

El interruptor es un dispositivo destinado para cerrar y abrir en condiciones normales, y está en su función principal bajo condiciones de cortocircuito. Sin embargo, el interruptor sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor y el transformador son dispositivos importantes de una subestación eléctrica. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes.

Las partes principales que conforman el interruptor de potencia son las siguientes:

- a) Parte activa. Constituida por las cámaras de extinción, donde se encuentran los contactos fijos y el mecanismo de operación que soportan los contactos móviles.
- b) Parte pasiva. Está formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, en lo que se aloja la parte activa. La parte pasiva desempeña las siguientes funciones:
 - Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
 - Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
 - Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.
- c) Accesorios. En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:
 - Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
 - Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
 - Conectores de tierra.
 - Placa de datos.
 - Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

2.3.3 CUCHILLAS.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para afectar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse el interruptor correspondiente.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos la cuchilla.

2.3.4 FUSIBLES.

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo más baratos que éstos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los interruptores no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobre corriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, está formado por una base metálica semejante a las utilizadas en las cuchillas, dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resina sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema. Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de las cuales entra a presión el cartucho del fusible.

Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible, que normalmente está formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, que esta calibrada de acuerdo con su capacidad de corriente. Para los elementos fusibles se utiliza como material un alambre de aleación a base de plomo, para el caso de bajas tensiones y corrientes, y una cinta de aleación a base de cobre o de aluminio, para el caso de mayores corrientes.

2.3.5 CUCHILLAS DESCONECTORAS.

Las cuchillas desconectoras se utilizan para seccionar una red de distribución. Su empleo puede ser para separar los equipos de alta tensión, seccionando las barras colectoras. Además deben ser operadas bajo tensión pero sin carga, de lo contrario el arco producido puede dañar los contactos. No obstante, para pequeñas capacidades pueden operarse con carga. Para mantenimiento del equipo es conveniente conectar a tierra las líneas de alimentación por medio de unas cuchillas auxiliares que van montadas en este equipo o cuchillas.

2.3.6 BARRAS COLECTORAS.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una

subestación; se puede tener uno o varios juegos de barras que agrupan diferentes circuitos en uno o varios niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de subestación.

Las barras colectoras están formadas de los siguientes elementos:

- 1.- Conductores eléctricos.
- 2.- Aisladores, que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- 3.- Conectores y herrajes, que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que se denomina barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que integran el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa.

2.3.7 APARTARRAYOS.

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originales por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance de sistemas.

Los apartarrayos cumplen con las siguientes funciones:

- 1.- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- 2.- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- 3.- Deben desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- 4.- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- 5.- La tensión residual debe ser menor que la tensión que soportan los aparatos que protegen.

2.3.8 TABLERO DE CONTROL.

Los tableros de una subestación contienen una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, medición y protección, así como los indicadores luminosos y alarmas. Los tableros pueden fabricarse con lamina de acero de 3mm de espesor, o bien de plástico reforzado, y se montan sobre bases formadas por acero estructural tipo canal de 100mm de ancho, que van ancladas en la base de concreto del salón de tableros.

Podemos encontrar diferentes tipos de tableros como son:

Tableros de un solo frente. Son tableros de tipo vertical, que se utilizan en subestaciones pequeñas, aprovechando el mismo frente para montar la protección, la medición y el control. Son los tableros con mayor uso en las subestaciones. En la

parte media inferior se fijan los relevadores, más abajo se fijan las cuchillas de prueba y las tablillas de conexión de los cables que llegan al tablero desde el exterior. Arriba de los relevadores se montan los conmutadores y la señalización.

Tableros de doble frente o duplex. Estos tableros son de tipo vertical con frentes opuestos, con un pasillo al centro, techo y puertas a los extremos de los pasillos. Se pueden utilizar en subestaciones de tamaño mediano, En estos tableros se acostumbra instalar, en el frente principal, los dispositivos de control, de medición y la señalización, mientras que en la parte posterior se montan los diferentes relevadores de protección.

Tableros separados por mando y protección. Se acostumbra utilizar tableros separados en tableros grandes y muy grandes en donde, debido al complejo sistema de protecciones, los relevadores no cabrían si se usaran los tableros antes mencionados. En un tablero, fácilmente visible y accesible al operador, se instalan los elementos de control, los aparatos de medición, y los indicadores luminosos y de maniobra. En tableros separados se montan los relevadores de las protecciones, en otro frente colocado en un plano posterior al de los tableros de mando, o bien, en casetas situadas en las cercanías del equipo de alta tensión desde donde, por medio de transductores de corriente y tensión, se transmiten las señales a través de cables con calibres de tipo telefónico hasta el tablero principal de la subestación.

Tablero tipo mosaico. Este tipo de arreglo con elementos modulares, se utilizan en tableros de frente vertical o tipo consola, que se instalan generalmente en subestaciones operadas a control remoto, los relevadores se fijan en tableros separados, dentro del edificio principal de tableros, o en casetas. Estos tableros son sumamente compactos y esta reducción se debe al uso de transductores para la medición, relevadores de interposición y cable de control tipo telefónico.

2.3.9 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

Se denominan transformadores para instrumento los que se emplean para alimentación de equipos de medición, control o protección. Los Transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

1) Transformador de corriente.

En los sistemas eléctricos de potencia, de distribución y de utilización industrial, resulta de gran importancia el uso de transformadores de corriente debido al flujo de energía que se maneja, pues esta se presenta en grandes cantidades de corriente y tensión, Dichos equipos cubren las siguientes finalidades:

- Facilitar las mediciones de corriente elevadas en los circuitos principales, permitiendo el empleo de instrumentos de medición de bajo alcance.
- Obtener niveles de aislamiento y corriente razonables para que los relevadores de protección (diferencial, distancia, sobrecarga, tierra, etc.) e instrumento de medición trabajen a una base común de 5 A y una frecuencia industrial de 60Hz.

- Aislar eléctricamente los instrumentos de medición y relevadores de protección del circuito principal, lo que permite la utilización de equipos de medición y de protección de baja tensión en los circuitos principales de alta tensión (generadores, bancos de transformadores, líneas de transmisión, cables subterráneos, banco de capacitores, etc.).

- Lograr una buena protección para la seguridad de los operadores y equipos eléctricos secundarios, contra las corrientes y tensiones elevadas, que normalmente se tienen en los sistemas eléctricos.

Los transformadores de corriente se utilizan en los sistemas como sensores de las señales primarias, que a su vez las transforman a valores apropiados para los sistemas de medición y protección. Tales aplicaciones imponen dos requerimientos técnicos:

- a) Medición. Exige alta precisión en cuanto al tipo de relación de transformación y ángulo de fase durante las condiciones normales de operación (estado estable).

- b) Protección. Requiere una razonable precisión en cuanto a relación de transformación, durante las condiciones de cortocircuito (estado dinámico), cuando circula una corriente como máximo de 20 veces la corriente nominal.

2) Transformador de potencial.

Se denomina transformador de potencial a aquel cuya función principal es transformar los valores de tensión manejables (220V, 110V). Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control y protección que requieren señal de tensión.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja ya que se determina sumando las capacidades bajas de los instrumentos de medición que se va a alimentar, y varía de 15 a 60 VA. Los aislamientos usados son de muy buena calidad y son por lo regular los mismos que se emplean en la fabricación de los de corriente.

Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero la tensión en el secundario es normalmente 115V, para sistemas trifásicos se conectan en cualquiera de las conexiones trifásicas conocidas, según las necesidades técnicas.

2.3.10 EQUIPO DE MEDICIÓN.

Se entiende por sistema de medición de un sistema eléctrico y en particular de una subestación, al modo de operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate.

2.3.11 AISLADORES

Son los elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y proporcionan además el nivel de aislamiento necesario. La selección adecuada para determinado tipo de aislador depende de varios factores, como son; el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que se esté sujeto, condiciones ambientales, etc.

Se usan tres tipos de aisladores: los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

1.- Aisladores rígidos. Este tipo de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son los tubos, las soleras, etc. Podemos encontrar dos tipos: alfiler y columna.

2.- Cadena de aisladores. Se emplean para soportar conductores. La selección del aislador adecuado se hace de acuerdo a los esfuerzos mecánicos que se van a sujetar. Se enlaza un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

3.- Aisladores especiales. Son todos los aisladores que tienen un diseño especial debido al acondicionamiento del lugar en donde se van a instalar. Algunos de ellos, son de tipo aislamiento reforzado que se usan en los casos en que las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humo químico, humedad, etc.).

2.3.12 CONECTORES.

Son los elementos que nos sirven para unir al sistema de red de tierras, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los transformadores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierras son principalmente de tres tipos:

1.- Conectores atornillados. Se fabrican con bronce de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronce al silicio que le da alta resistencia mecánica al deterioro por corrosión.

2.- Conectores a presión. Son más económicos que los atornillados y proporcionan mayor garantía de buen contacto.

3.- Conectores soldados (cadweld). Son los más económicos y seguros por lo que se usan con mucha frecuencia. Los conectores para sistemas de tierras difieren de los usados en barras colectoras, que se fabrican para unir los electrodos de tierra al cable, es decir, de la malla de tierra al cable de las estructuras.

2.3.13 BLINDAJE.

Es una malla formada por cables de guarda que se instala sobre la estructura de la subestación. Llamamos cables de guarda a una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación formando una red que actúa como blindaje, para proteger las partes vivas de la subestación de

las descargas directas de los rayos. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra. A veces se complementa o se sustituye por una serie de bayonetas de tubo de acero galvanizado, también conectadas al sistema de red de tierras de la instalación, que se fijan en la parte superior de los remates de las columnas de la estructura de la subestación.

2.3.14 SISTEMA DE TIERRA.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es el de disponer de una red de tierra adecuada al lugar donde son conectados los neutros de los trafos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- Limitar las sobretensiones por descargas atmosféricas o por operación de interruptores.
- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya que se deben a una falla de cortocircuito u operación de un apartarrayos, sin exceder los límites de operación de los equipos.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra en condiciones de cortocircuito puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, lo cual significa un peligro para el personal,
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Elementos que constituyen el sistema de tierra.

Conductores. Los conductores que se utilizan en la red de tierra deberá de ser cable de cobre, cuyo calibre es arriba de 4/0 AWG, dependiendo del sistema que vaya a instalarse. Se emplea el cobre por su mayor conductividad eléctrica y térmica además de poseer una alta resistencia al deterioro por corrosión.

Electrodos. Reciben el nombre de electrodos las varillas que se clavan en los diversos tipos de terrenos y tienen la función de aumentar la longitud del conductor de la red de tierra. Podemos encontrar electrodos de tubos o varillas de hierro galvanizado o bien con varillas de copperweld que consiste en una varilla de hierro con un recubrimiento de lámina de cobre.

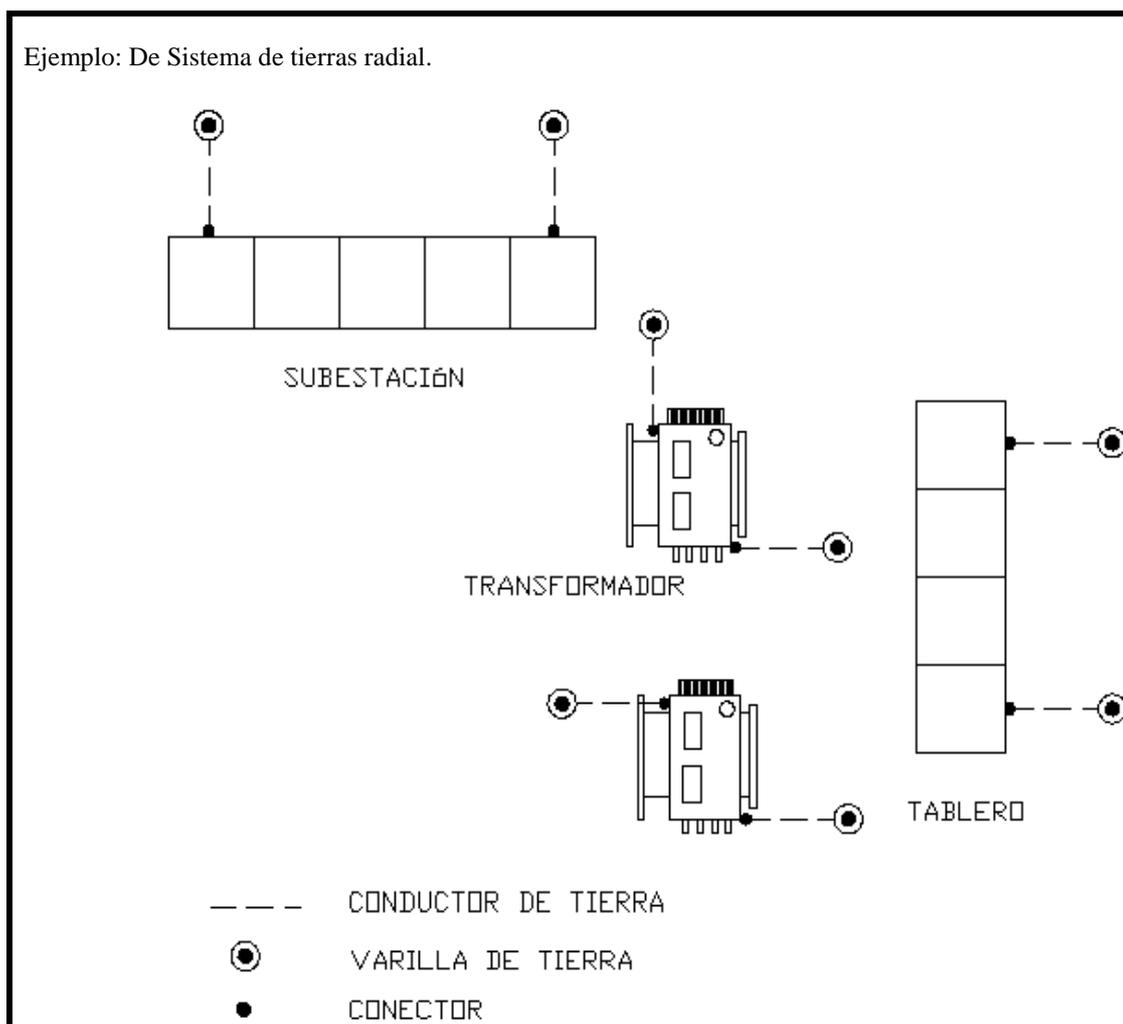
Por lo general los electrodos se instalan en las esquinas de la red, en cada tercera conexión sobre el perímetro de la malla, y en especial en la zona próxima que rodea la instalación del equipo principal (transformadores, interruptores y pararrayos de estación), en donde es conveniente aumentar el número de electrodos. La profundidad de una red de tierra puede variar entre 20 y 120 cm, pero lo más común es 40 cm a 50 cm, dando la separación apropiada entre conductores. En la tabla 2.3 se ilustran los valores de resistividad de los diferentes terrenos que se pueden encontrar.

Tabla 2.3 Resistividad de los diferentes tipos de terreno (Sverko, 1999).

Terreno	Resistividad ($\Omega\text{-cm}$)	
	Inferior	Superior
Superficie de los suelos	100	5,000
Arcilla	200	10,000
Arcilla arenosa	10,000	15,000
Grava húmeda	5,000	70,000
Grava seca	70,000	120,000
Caliza	500	1,000,000
Arenisca	2,000	200,000
Granitos	90,000	110,000
Hormigón	30,000	50,000

Con lo anterior podemos considerar los siguientes sistemas de tierra:

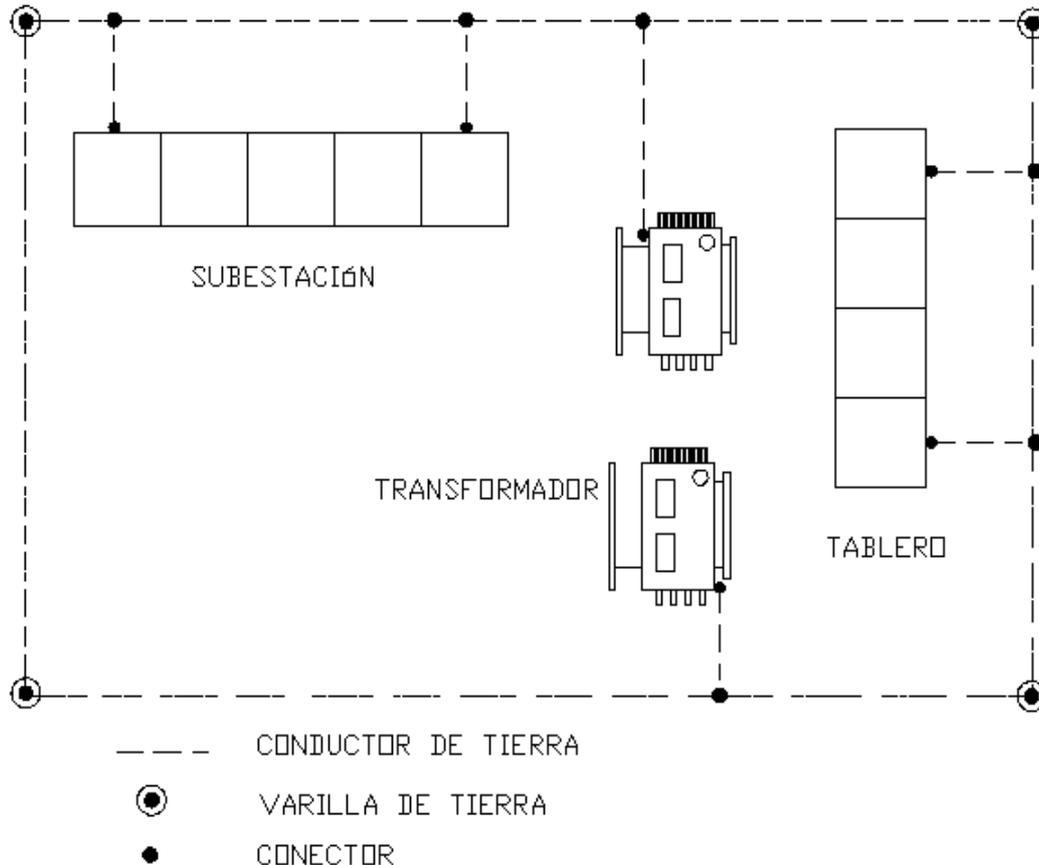
Sistema radial. Este sistema es el más económico, consiste en uno o varios electrodos de tierra a los cuales se conecta la derivación de cada uno de los equipos. Este sistema es el menos seguro ya que al producirse una falla en cualquier parte de la subestación se obtienen grandes gradientes de potencial.



Sistema de anillo. Consiste en instalar un cable de suficiente calibre alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación, conectando derivaciones a cada aparato mediante un cable más delgado. Es un sistema menos económico que el anterior. Los potenciales peligrosos disminuyen al dispararse la corriente de falla por varios caminos, lo que da origen a gradientes de potenciales menores. Es empleado para corrientes de cortocircuito intermedias.

Ejemplo:

Anillo de tierra. Un anillo de tierra alrededor del edificio o estructura, en contacto directo con la tierra, por lo menos a 76 cm bajo tierra y formado por conductor desnudo de cobre de calibre 2 o mayor.



Sistema de malla. Es el sistema más confiable y utilizado en los sistemas eléctricos y consiste en una red formada por cables de cobre, conectada a través de electrodos de varillas copperweld a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad. Debido a los tipos de materiales este sistema resulta ser el más caro de los dos anteriores.

Ejemplo:

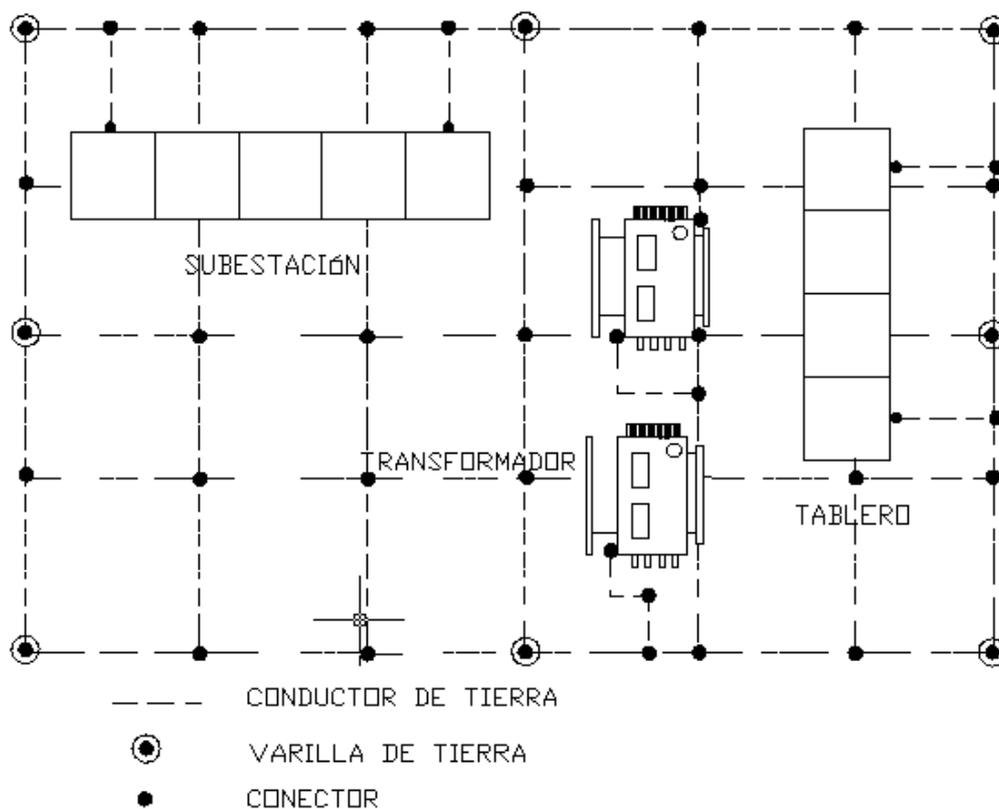
La malla de tierra. Es un conjunto de conductores desnudos que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra. Tres componentes constituyen la resistencia de la malla de tierra:

- La resistencia del conductor que conecta los equipos a la malla de tierra.
- La resistencia de contacto entre la malla y el terreno.
- La resistencia del terreno donde se ubica la malla.

Una malla de tierra puede estar formada por distintos elementos:

- Una o más barras enterradas.
- Conductores instalados horizontalmente formando diversas configuraciones.
- Un reticulado instalado en forma horizontal que puede tener o no barras conectadas en forma vertical en algunos puntos de ella.

En la figura se muestra un esquema general de una malla de puesta a tierra.



Configuración general de una malla. Las barras verticales utilizadas en la construcción de las mallas de tierra reciben el nombre de barras copperweld y están construidas con alma de acero revestidas en cobre. El valor de la resistencia de una malla de tierra depende entre otros parámetros de la resistividad del terreno.

Capítulo

III

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos de potencia, requiere de cuidadosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Los estudios que comúnmente se realizan son: flujos de potencia, estabilidad, coordinación de protecciones, cálculo de cortocircuito, etc. Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio en que se incluye la selección de tensión, adecuado tamaño del equipamiento y selección apropiada de protecciones. La mayoría de los estudios necesita un modelo complejo y detallado el cual represente al sistema de potencia. El estudio de cortocircuito es un ejemplo de éstos, siendo esencial para la selección de equipos, y protecciones.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

Los resultados obtenidos del cálculo de cortocircuito son:

La corriente en los diferentes componentes del sistema.

Las tensiones después de la falla en todas las barras del sistema eléctrico.

3.1 NATURALEZA DEL CORTO CIRCUITO.

Podemos decir que una corriente de corto circuito es aquella que circula en un circuito eléctrico cuando existe el contacto entre dos o más conductores al perderse el aislamiento entre ellos o entre ellos y tierra.

La magnitud de la corriente de corto circuito es mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el circuito.

En condiciones normales de operación, la carga consume una corriente proporcional al valor de tensión aplicada y la impedancia de la propia carga. Si se presenta un corto circuito en las terminales de la carga, la tensión queda aplicada únicamente a la baja impedancia de los conductores de alimentación y la impedancia de la fuente hasta el punto de corto circuito, ya no oponiéndose la impedancia normal de la carga y generándose una corriente mucho mayor.

3.2 FUENTES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Cuando se determinan las magnitudes de las corrientes de corto circuito, es importante que se consideren todas las fuentes de corriente de corto circuito y que las reactancias características de estas fuentes sean conocidas.

Existen 4 fuentes básicas de corriente.

- Generadores.
- Motores y condensadores síncronos.
- Motores de inducción.
- Sistema de la Cia. Suministradora.

Todas ellas alimentan con corriente de corto circuito la falla.

Generadores.

Los generadores son movidos por turbinas, motores diesel, u otro tipo de primotores. Cuando ocurre un corto circuito en el circuito, el cual está conectado al generador, éste continúa produciendo tensión por que la excitación de campo se mantiene y el primotor sigue moviéndolo a velocidad normal. La tensión generada produce una corriente de corto circuito de gran magnitud, la cual fluye del generador (o generadores) al punto de falla.

Este flujo de corriente se limita únicamente por la impedancia del generador y las impedancias del corto circuito entre el generador y el punto donde ocurre la falla. Si el corto circuito ocurre en las terminales del generador, la corriente queda limitada solamente por la impedancia de la máquina.

Motores Síncronos.

Los motores síncronos están contruidos substancialmente igual que los generadores; tienen un campo excitado por corriente directa y un devanado en el estator por el cual fluye la corriente alterna. Normalmente el motor toma la potencia de la línea y convierte la energía eléctrica en energía mecánica. Durante un corto circuito en el sistema, el motor síncrono actúa como un generador y entrega corriente de corto circuito. Tan pronto como el corto circuito se establece, la tensión en el sistema se reduce a un valor mucho muy bajo. Consecuentemente el motor deja de entregar energía a la carga mecánica y empieza a detenerse.

Sin embargo, la inercia de la carga y el rotor impiden al motor que se detenga. En otras palabras, la energía rotatoria de la carga y el rotor mueven al motor síncrono como un primotor mueve a un generador.

La magnitud de la corriente de corto circuito depende de la potencia, tensión nominal y reactancia del motor síncrono.

Motores de inducción.

La energía de la carga y el rotor de un motor de inducción tienen exactamente el mismo efecto sobre el motor de inducción como en el motor síncrono; siguen moviendo al motor después de que ocurre un corto circuito en el sistema. Sólo existe una diferencia: el motor de inducción no tiene un campo excitado por corriente directa, pero existe un flujo en el motor durante la operación normal. Este flujo actúa en forma similar al flujo producido por el campo de corriente directa en el motor síncrono.

El campo del motor de inducción se produce por inducción desde el estator en lugar del devanado de corriente directa. El flujo del rotor permanece normal mientras se aplica tensión al estator desde una fuente externa (el sistema eléctrico). Sin embargo, si la fuente externa de tensión se elimina súbitamente, esto es, cuando ocurre el corto circuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede decaer instantáneamente y la inercia sigue moviendo al motor, se genera una tensión en el devanado del estator causando una corriente de corto circuito que fluye hasta el punto de falla hasta que el flujo del rotor decae a cero.

La magnitud de la corriente de corto circuito producida por el motor de inducción depende de su potencia, tensión nominal, reactancia del motor y la reactancia del sistema hasta el punto de falla. Consecuentemente, el valor inicial simétrico de la corriente de corto circuito es aproximadamente igual a la corriente de arranque a tensión plena del motor.

Sistema de la compañía suministradora.

Los modernos sistemas eléctricos de las compañías suministradoras, representan una grande y compleja red de plantas generadoras interconectadas.

En un sistema típico, los generadores no se ven afectados por las altas corrientes de corto circuito que se producen en una planta industrial, únicamente aparece en ellos un incremento en su corriente de carga que tiende a permanecer constante.

Las líneas de transmisión y distribución, así como los transformadores, introducen impedancias entre las plantas generadoras y los consumidores industriales; de no ser así las compañías suministradoras serían una fuente muy grande de corriente de falla.

La representación de la compañía suministradora para estudio de corto circuito, será una impedancia equivalente referida al punto de conexión (punto de acometida).

3.3 INTRODUCCIÓN A LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS.

Este método fue desarrollado en 1918 por D. L. Fortescue en “Método de las coordenadas simétricas”; el cual se aplica a la resolución de redes polifásicas, para soluciones analíticas o analizadores de redes. Es útil para la resolución de los sistemas polifásicos desequilibrados: en donde n fasores relacionados entre sí pueden descomponerse en n sistemas de vectores equilibrados (componentes simétricos).

Operador a.

Se define el operador a como un número complejo de módulo unidad y de argumento 120° :

$$a = 1 \angle 120^\circ \quad (3.1)$$

Al multiplicar un fasor por el operador a, se obtiene un nuevo fasor de igual módulo que el primero y girado 120° en el sentido positivo de los ángulos (contrario a las manecillas del reloj). Ver figura 3.0.

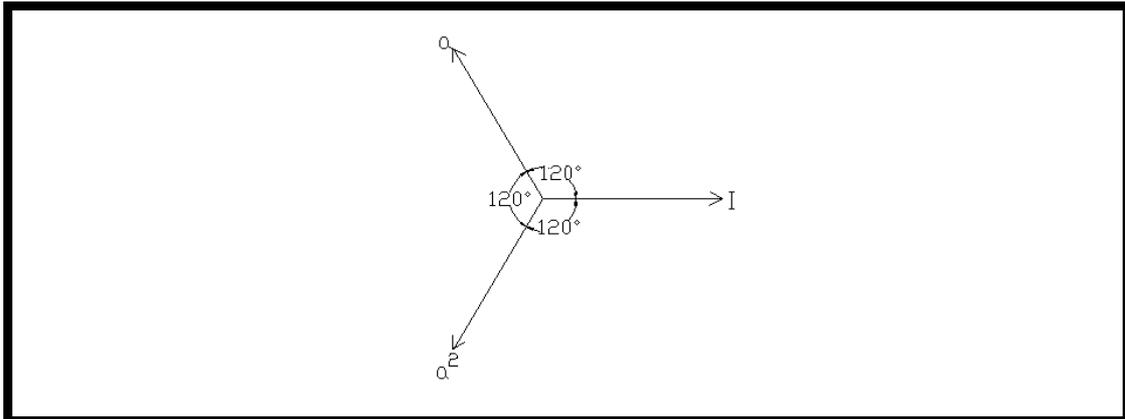


Figura 3.0 Sistema de tres fasores (Bautista, 1992)

De la definición (3.1) del operador “a” resultan evidentes las siguientes relaciones:

	Polar	Rectangular
a	$1 \angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
a^2	$1 \angle 240^\circ$	$-0.5 - j0.866$
a^3	$1 \angle 0^\circ$	$1.0 + j0$
a^4	$1 \angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
$1 + a - a^2$	$1 \angle 60^\circ$	$0.5 + j0.866$
$1 + a^2 - a$	$1 \angle -60^\circ$	$0.5 - j0.866$
$1 - a$	$\sqrt{3} \angle -30^\circ$	$1.5 - j0.866$
$1 - a^2$	$\sqrt{3} \angle 30^\circ$	$1.5 + j0.866$
$a - 1$	$\sqrt{3} \angle 150^\circ$	$-1.5 + j0.866$
$a^2 - 1$	$\sqrt{3} \angle -150^\circ$	$-1.5 - j0.866$
$a - a^2$	$\sqrt{3} \angle 90^\circ$	$0.0 + j1.732$
$a^2 - a$	$\sqrt{3} \angle -90^\circ$	$0.0 - j1.732$
$a + a^2$	$\sqrt{3} \angle 180^\circ$	$-1.0 + j0$
$1 + a + a^2$	0	0

Descomposición de un sistema trifásico desequilibrado en sus componentes simétricas.

Todo sistema trifásico senoidal desequilibrado, representado por tres fasores desequilibrados, puede sustituirse por la suma de tres sistemas de fasores simétricos: un sistema directo o de secuencia positiva; un sistema inverso o de secuencia negativa y un sistema homopolar o de secuencia cero, que constituyen simétricas del sistema desequilibrado.

Definición del sistema directo o de secuencia positiva.

Es un sistema trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual módulo. Que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tienen una secuencia de fase a, b, c. En la figura 3.1 se puede observar el diagrama de un sistema de fasores de secuencia positiva.

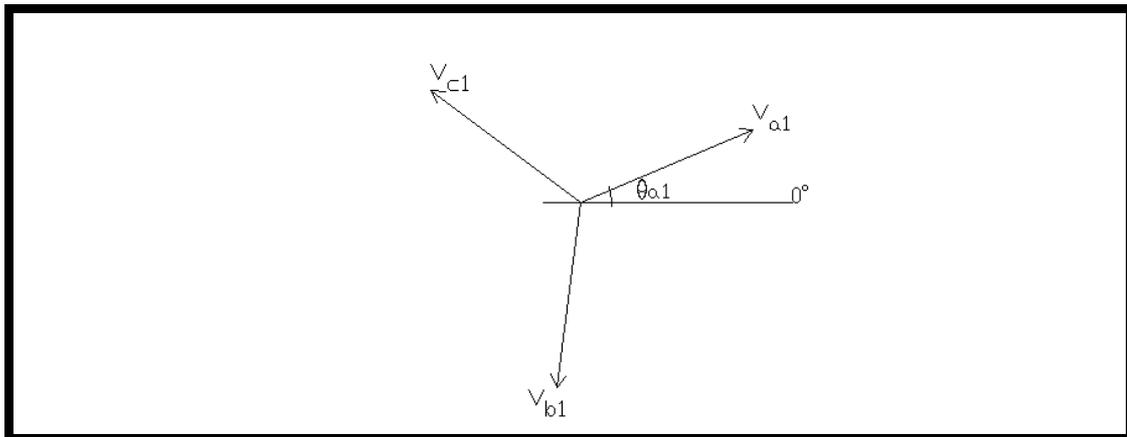


Figura 3.1 Sistema de fasores de secuencia positiva (Bautista, 1992).

Utilizando el operador a, puede escribirse:

$$v_{b1} = a^2 v_{a1} \quad (3.2)$$

$$v_{c1} = a v_{a1} \quad (3.3)$$

Definición de sistema inverso o de secuencia negativa.

Es un sistema trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual módulo, que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tienen una secuencia de fases a, c, b. Obsérvese la figura 3.2 donde se ilustra el diagrama de fasores de secuencia negativa.

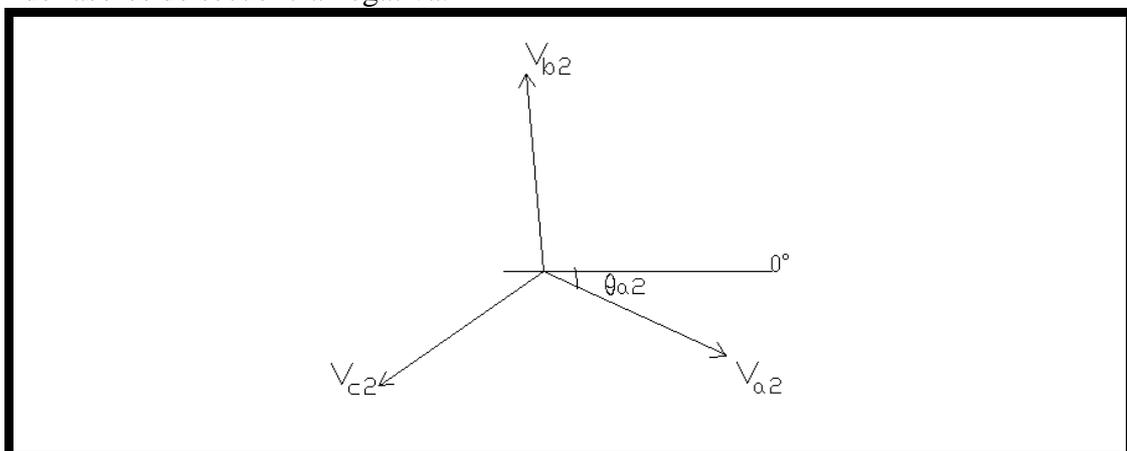


Figura 3.2 Sistema de fasores de secuencia negativa (Bautista, 1992).

Utilizando el operador a , puede escribirse:

$$v_{b2} = a v_{a2} \quad (3.4)$$

$$v_{c2} = a^2 v_{a2} \quad (3.5)$$

Definición del sistema homopolar o de secuencia cero.

Es un sistema trifásico que puede representarse por tres fasores de igual módulo y en fase. Ver figura 3.3

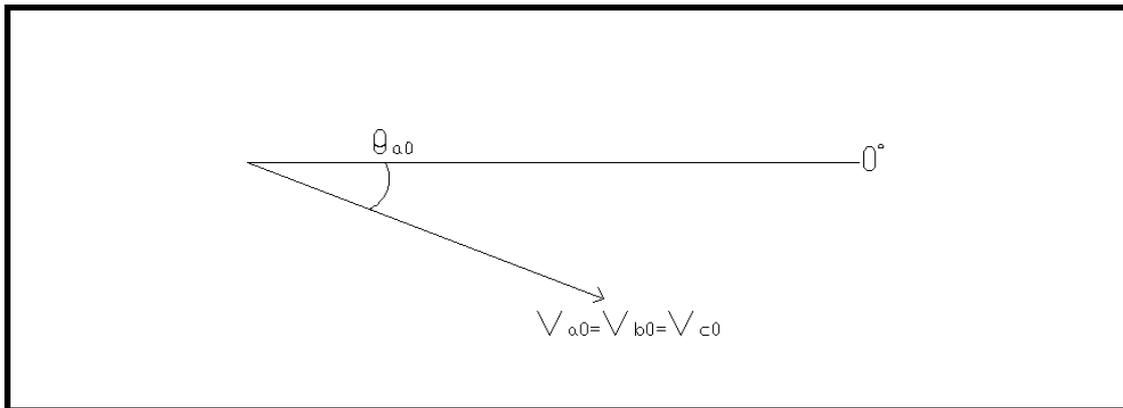


Figura 3.3 Sistema de fasores de secuencia cero (Bautista, 1992).

La suma de los tres sistemas: de secuencia positiva, negativa y cero, nos da un sistema de tres fasores desequilibrados. Ver figura 3.4

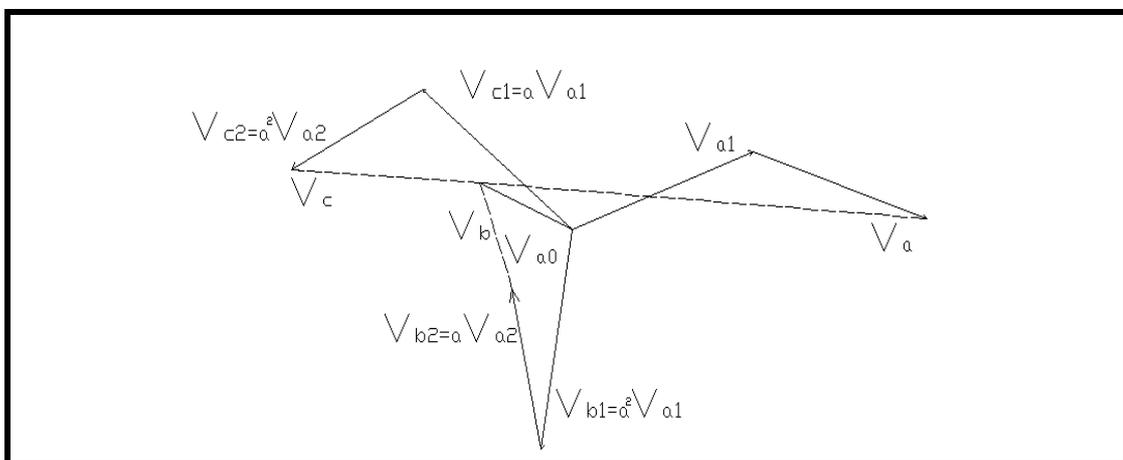


Figura 3.4 Sistema de tres fasores desequilibrados obtenidos sumando los sistemas de secuencia positiva, negativa y cero. (Bautista, 1992).

En general, cualquier sistema de tres fasores desequilibrados puede expresarse como la suma de tres sistemas de fasores: uno de secuencia positiva, uno de secuencia negativa y uno de secuencia cero:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (3.6)$$

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} \quad (3.7)$$

$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \quad (3.8)$$

A partir de las expresiones anteriores podemos obtener las siguientes ecuaciones:

$$I_{a0} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (3.9)$$

$$I_{a1} = \frac{I_a + aI_b + a^2I_c}{3} \quad (3.10)$$

$$I_{a2} = \frac{I_a + a^2I_b + aI_c}{3} \quad (3.11)$$

Estas ecuaciones nos permiten hallar las componentes de secuencia positiva, negativa y cero.

De este modo en forma matricial, las ecuaciones para determinar las tensiones de las fases y las tensiones de secuencia, pueden representarse como:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad \text{Ó} \quad V_{abc} = AV_{012} \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad \text{Ó} \quad V_{012} = CV_{abc} \quad (3.13)$$

Donde la matriz C es la matriz inversa de A.

En un sistema trifásico, la corriente que circula por el neutro es:

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (3.14)$$

Si el sistema esta en equilibrio, la corriente por el neutro será igual a cero:

$$I_n = 0 \quad (3.15)$$

Si el sistema trifásico no esta en equilibrio habrá una circulación de corriente por el neutro:

$$I_n = 3I_{a0} \quad (3.16)$$

Ecuación básica para el cálculo de corto circuito a tierra.

3.4 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.

Tradicionalmente los métodos de cálculo han sido clasificados como completos y simplificados. Un método completo es aquel que evalúa todos los parámetros del circuito. Un método simplificado utiliza tablas y gráficas, o hace alguna consideración para obtener un resultado aproximado. La utilidad de cada método dependerá del uso que le demos al resultado.

Los métodos más conocidos en orden de complejidad son:

- Método a Bus Infinito
- Método Óhmico o de Impedancias (Z_{bus})
- Método por MVA
- Método por unidad
- Método por componentes simétricas

3.4.1 MÉTODO DE VALORES EN POR UNIDAD.

El primer paso para calcular la potencia y corriente de corto circuito simétrico, es establecer una base de potencia en kVA o MVA y una base de tensión en kV y convertir todas las impedancias del sistema a valores por unidad en dichas bases.

Después de convertir todas las impedancias a una base común, el sistema puede reducirse a una sola impedancia en el punto de falla por combinaciones sucesivas serie o paralelo o por transformaciones delta estrella. Lo anterior lo conocemos como teorema de Thevenin. En la figura 3.5 se ilustra un circuito reducido por el teorema de Thevenin.

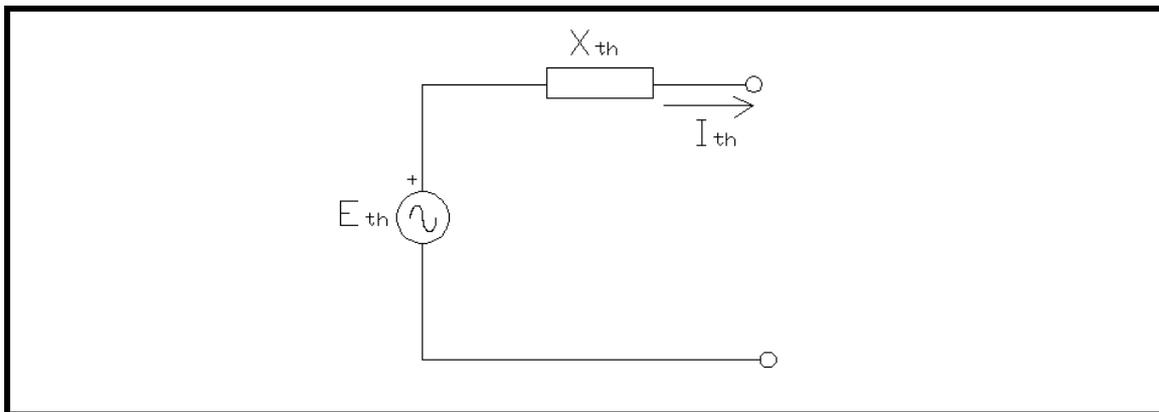


Figura 3.5 Reducción por el teorema de Thevenin.

La corriente de corto circuito se puede calcular por la siguiente relación:

$$I_{p.u.} = \frac{E_{p.u.}}{X_{p.u.}} \quad (3.17)$$

La corriente en Amperes se determina multiplicando la corriente en por unidad por la corriente base:

$$I = I_{p.u.} \times I_{base} \quad (3.18)$$

De donde:

$$I_{base} = \frac{KVA_{base}}{\sqrt{3} \times KV_{base}} \quad (3.19)$$

La potencia de corto circuito será:

$$P_{cc} = \frac{E_{p.u.}^2}{X_{p.u.}} P_{base} \quad (3.20)$$

Para realizar cambio de base, para dos sistemas de base distintos tales como E_{base1} ; S_{base1} y E_{base2} ; S_{base2} ; tenemos que:

$$X_{p.u1} X_{B1} = X_{p.u2} X_{B2}$$

Despejando obtenemos

$$X_{p.u2} = X_{p.u1} \frac{\frac{E_{B1}^2}{S_{B1}}}{\frac{E_{B2}^2}{S_{B2}}} = X_{p.u1} \frac{S_{B2}}{S_{B1}} \frac{E_{B1}^2}{E_{B2}^2} \quad (3.21)$$

3.4.2 MÉTODO DIRECTO O MÉTODO ÓHMICO.

El método directo para el cálculo de las corrientes o potencias de corto circuito se utiliza cuando en el diagrama unifilar se tienen los datos del equipo y del sistema en volts, amperes y ohms directamente.

A diferencia del método de valores por unidad, en este caso consideramos las relaciones de transformación de los transformadores para determinar los valores de impedancia conectadas en el lado de alta o de baja tensión en el sistema.

Con los valores de impedancia en ohms, el sistema puede reducirse a una sola impedancia en el punto de falla por combinaciones sucesivas serie o paralelo o por transformaciones delta- estrella aplicando el teorema de Thevenin. Véase figura 3.5.

La corriente de corto circuito se puede calcular por la siguiente relación:

$$I = \frac{E}{Z} \quad (3.22)$$

Donde: E= Tensión de línea-neutro en el punto de falla en volts

Z= Impedancia equivalente en el punto de falla en ohms

La potencia de corto circuito por fase será:

$$P_{cc} = \frac{E^2}{Z} \quad (3.23)$$

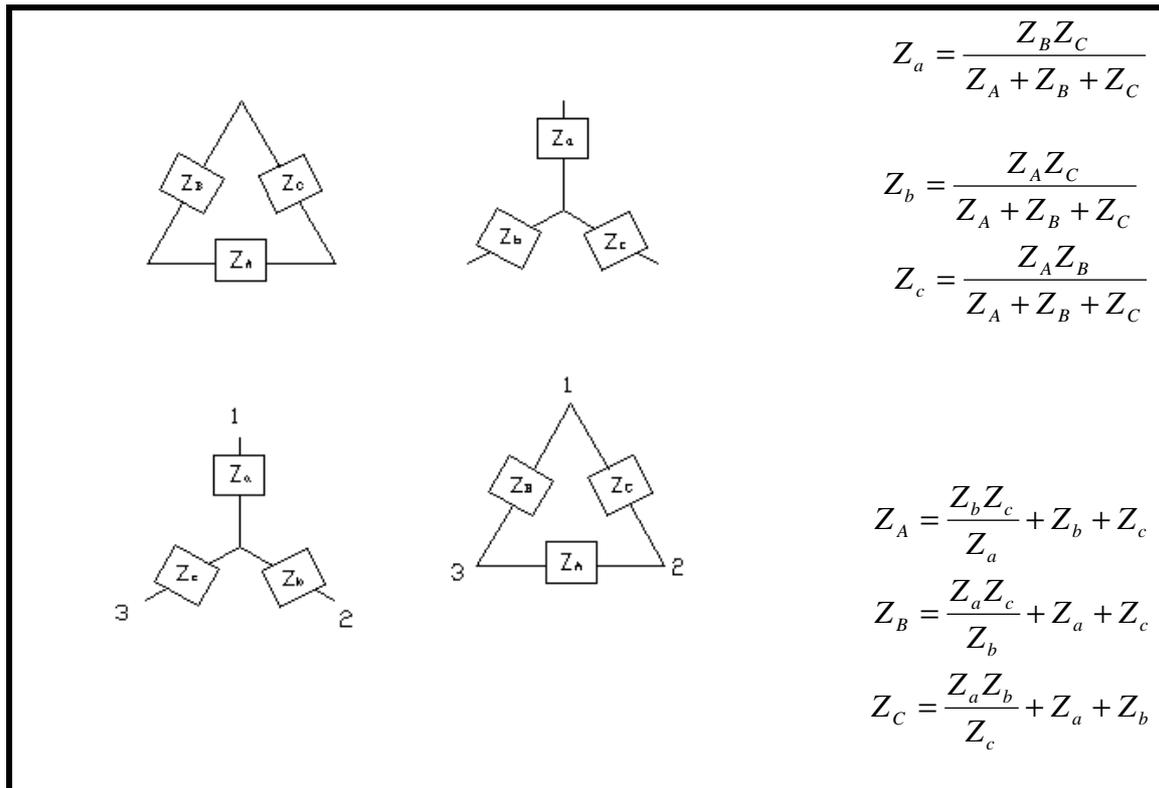


Figura 3.6 Conversiones Delta-Estrella, Estrella-Delta (Bautista, 1992).

3.4.3 MÉTODO DE LOS MVA'S.

Donde no sea necesario considerar la resistencia de los elementos que integran al sistema, un método de cálculo puede emplearse para calcular la potencia de corto circuito simétrico en MVA's.

Para este método, únicamente hay que recordar las siguientes relaciones:

1.- La impedancia del equipo deberá convertirse directamente en MVA de corto circuito por la ecuación (3.24) si la reactancia del equipo está en %, o por la ecuación (3.25) si la reactancia está por unidad:

$$MVA_{CC} = \frac{MVA_{equipo} \times 100}{X\% \text{ del equipo}} \quad (3.24)$$

$$MVA_{CC} = \frac{MVA_{equipo}}{X_{pu} \text{ del equipo}} \quad (3.25)$$

2.- La impedancia de líneas y alimentadores deberá convertirse directamente a MVA de corto circuito por la ecuación (3.25) si la reactancia de la línea está en Ohms.

$$MVA_{CC} = \frac{KV^2}{X_{ohms}} \quad (3.26)$$

Donde kV= kilovoltio línea-línea del cable.

3.- Dibujar dentro de rectángulos o círculos todos los MVA de corto circuito de equipos y alimentadores siguiendo el mismo arreglo que éstos tienen en el diagrama unifilar.

4.- Sucesivamente combinar los MVA de cortocircuito del sistema hasta encontrar un valor equivalente en el punto de falla:

- Valores en paralelo se suman directamente.
- Valores en serie se combinan como si fueran impedancias en paralelo.

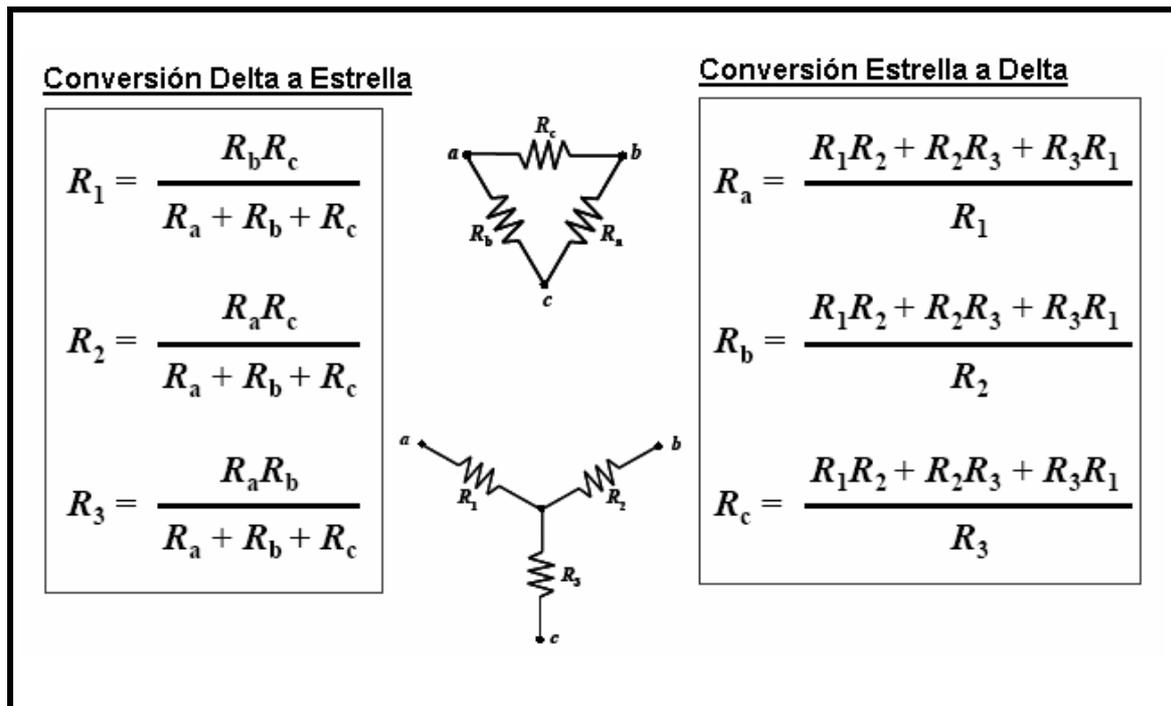


Figura 3.7 Expresiones para transformar Delta-Estrella y Estrella-Delta (Bautista, 1992).

Con el valor encontrado en el punto anterior, calculamos la corriente de corto circuito trifásico en Amperes, para el punto de falla.

$$I_{cc} = \frac{MVA_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} \quad (3.27)$$

Donde: kV= Tensión línea-línea en kilovolts en el punto de falla.

3.4.4 MÉTODO DE Z_{BUS} .

Procedimiento:

1.- Calcular las admitancias de secuencia positiva de las ramas del circuito de impedancias, en por unidad.

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}} \quad (3.28)$$

Z_{ij} = Impedancia entre los nodos i y j

2.- Se forma la matriz de admitancias Y_{bus} de secuencia positiva por inspección de la red.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

n= No. de barras.

3.- Se calcula la matriz de impedancias de secuencia positiva Z_{bus}

$$Z_{bus} = [Y_{bus}]^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

4.- Se calculan las corrientes de corto circuito en cada barra:

Para la barra k:

$$I_k = \frac{V_k}{Z_{kk}} \quad (3.31)$$

k= 1, 2, 3, n

V_k = Tensión en por unidad en la barra

5.- Se calculan las tensiones nodales en todas las barras del sistema cuando ocurre la falla en la barra "k";

$$V_n = V_{Pn} - \frac{Z_{nk}}{Z_{kk}} V_k = V_{Pn} - Z_{nk} I_k \quad (3.32)$$

V_{Pn} = Tensión de prefalla en la barra "n"

6.- Se calculan las corrientes en las ramas al ocurrir la falla:

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{\wp_{ij}} = Y_{ij} (V_i - V_j) \quad (3.33)$$

V_i = Tensión en la barra "i" cuando ocurre la falla en la barra "k"

V_j = Tensión en la barra "j" cuando ocurre la falla en la barra "k"

\wp_{ij} = Impedancia primitiva de la línea entre las barras "i" y "j"

Y_{ij} = Admitancia de la línea entre las barras "i" y "j"

Si se calculan las corrientes sólo en función de las impedancias:

$$I_{ij} = \frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{\wp_{ij} Z_{kk}} \quad (3.34)$$

Capítulo

IV

INSTALACIÓN DE LA PISTA.

Una Pista de hielo es un espacio en el que el suelo es una gruesa capa de hielo. Generalmente son recintos cerrados habilitados para mantener éste hielo continuamente, sin embargo para los casos en donde son instaladas en espacios al aire libre, existen empresas especializadas que han sabido optimizar la tecnología frigorífica para poder mantener el hielo en optimas condiciones. De esa manera y gracias a la implantación de esas pistas de hielo móviles en centros comerciales y en las plazas de las ciudades, los deportes de hielo son difundidos y han originado más atención pública y cada vez más aficionados.

Para montar una pista de hielo, el primer requisito es tener un suelo plano, firme y nivelado. El suelo se cubre con lo que llamamos la manta frigorífica que esta constituida por una red de tuberías conectadas entre si, formando un circuito cerrado; llenado con una mezcla de anti-congelante y agua.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE LA PISTA.

Para el desarrollo del proyecto es indispensable definir las dimensiones de la pista, para así poder definir la ubicación, tipo y capacidad del equipo a emplearse. En base a esto se asigna el lugar y la capacidad de las demás áreas.

Para la mayoría de las pistas se toma en cuenta una proporción de anchura-longitud igual a 1:2; de acuerdo esto las dimensiones de la pista a instalarse son de 30m x 60m. Sin embargo, diferentes proporciones son posibles.

Hay que tener en cuenta que al definir las medidas de la pista, la máquina de enfriado, deberá estar lo más cercano posible de la misma, debido a que así, el líquido refrigerante no perderá tanta energía en el trayecto que tiene que recorrer entre la máquina y la pista (véase anexo D). Es importante mencionar que al tratarse de un fluido (agua), la superficie en la cual se verterá dicho fluido, deberá estar completamente nivelada; es decir que no debemos tener ningún tipo de inclinación en ningún punto; esto como medida de seguridad para los usuarios; para ello es necesario realizar una nivelación del terreno antes de instalar la pista.

Para las demás áreas como son los casilleros de patines y el área de cambio de los mismos, la instalación comienza posterior a la pista, debido a la premura que exigen estos trabajos, con esto se pretende que las obras concluyan de manera simultánea. La figura 4.1 muestra a grandes rasgos el inicio y el fin de la instalación de la pista de hielo.

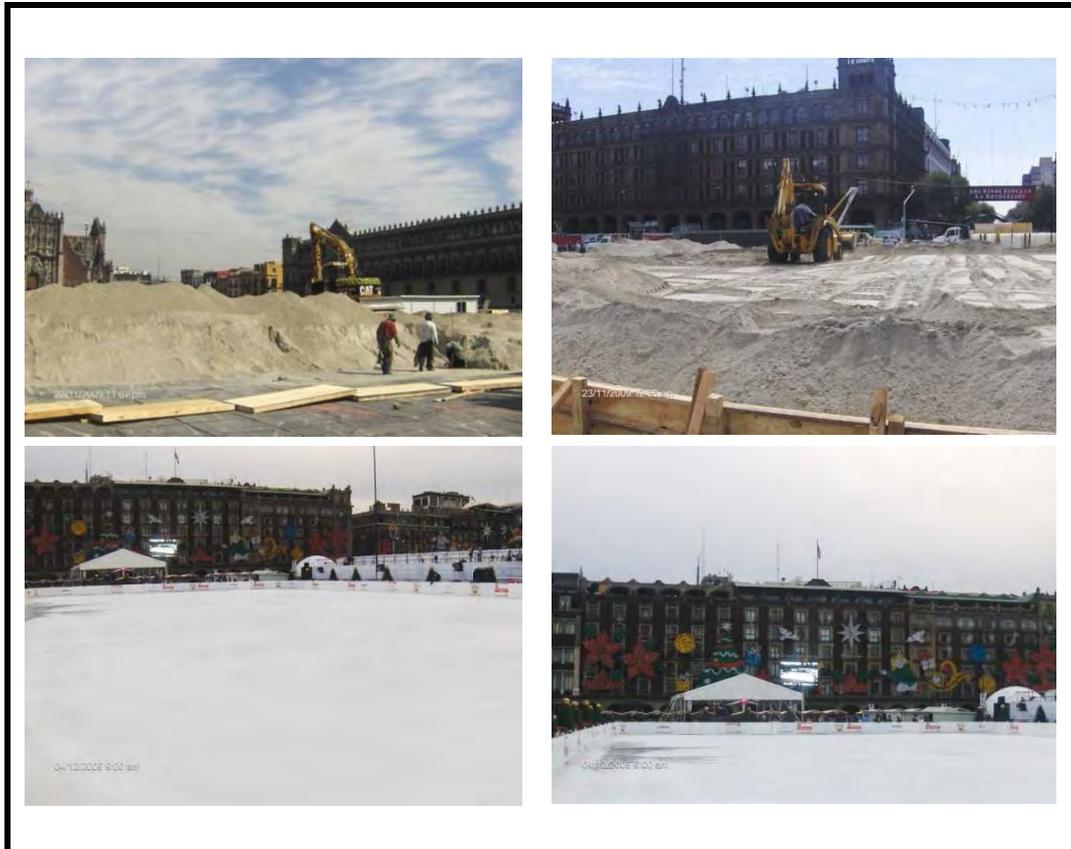


Figura 4.1 Instalación de pista de hielo (Información recabada 2009).

4.1.1 SELECCIÓN DE MATERIALES.

Arena.

En general la arena empleada se compone de tierra continental; en las costas no tropicales, encontramos la sílice, generalmente en forma de cuarzo. Las importantes aplicaciones industriales de este grupo de minerales radican en sus propiedades físico-químicas. Dichas propiedades derivan, principalmente de que son partículas extremadamente pequeñas (inferior a 2mm). Es decir el volumen de un grano de arena de cuarzo, de un diámetro de 0,06 mm (el límite inferior), es $2,51 \times 10^{-10} \text{ m}^3$ con una masa de $6,66 \times 10^{-4} \text{ g}$ (0,67 mg). En el límite superior, el volumen y la masa de un grano de arena con diámetro de 2,10 mm son $8,80 \times 10^{-9} \text{ m}^3$ y $2,33 \times 10^{-2} \text{ g}$ (23 mg).

Las razones por las cuales se emplea arena para la construcción de este tipo de proyectos, es la capacidad de absorción que tiene, esto debido a que pueden absorber agua u otras moléculas. La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad), y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la

arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato). La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje con respecto a la masa y depende, para una misma arena, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua puede ser mayor del 100% con respecto al peso. Otra de las razones por las cuales es utilizada es la capacidad de funcionar como aislante térmico ya que por las características ya antes mencionadas la transferencia térmica es menor que si se empleara otro tipo de material. En la figura 4.2 se ilustra la arena empleada para la construcción de la pista.



Figura 4.2 Arena utilizada en la construcción de la pista de hielo (Información recabada 2009).

Agua.

El tema del agua puede ser bastante delicado; para asegurar que se tenga la cantidad de agua suficiente, alrededor de 144000 litros de agua, es necesario llenar depósitos de almacenaje, El llenado se realiza por medio de una pipa proporcionada por el departamento de aguas del G.D.F., la cual es conectada a una red de tuberías que llega a los depósitos, después se necesita contar con una manguera con una boca reguladora para regar el suelo frigorífico, para este caso se cuentan con bombas las cuales transportaran el fluido para conseguir así la capa de hielo deseada. La figura 4.3 muestra la red de tuberías y los contenedores instalados en la plancha del zócalo.

Durante el servicio de la pista de hielo, es necesario que se rellenen los contenedores una vez más esto debido al desgaste que sufre la pista, Una vez terminado el evento, la pista es descongelada. El agua es removida con camiones tipo vector y transportada para su reciclaje.

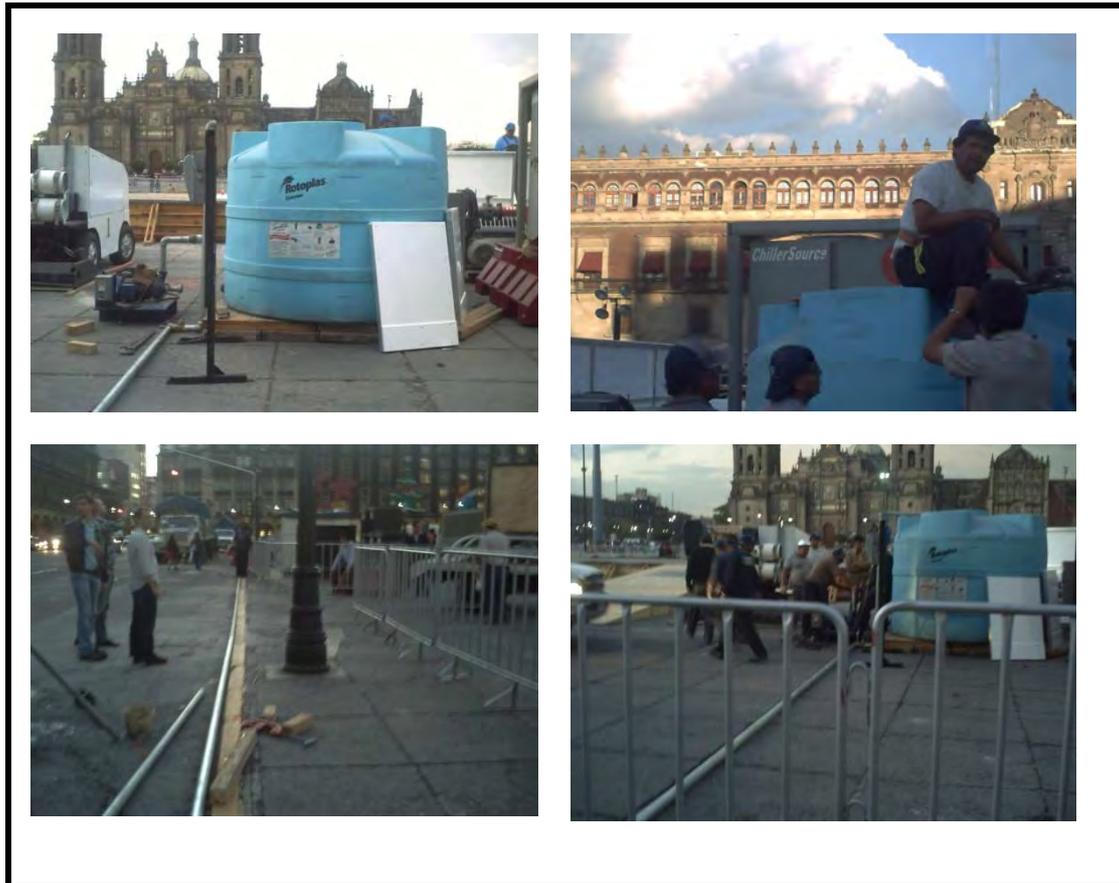


Figura 4.3 Red de contenedores de agua (Información recabada 2009).

Refrigerante.

Para congelar el suelo frigorífico, se utiliza el anti-congelante glicol de propileno, (Propylen Glicolio), El glicol de propileno es un líquido transparente, incoloro de consistencia espesa a temperatura ambiente. En el aire puede existir en forma de vapor, aunque se debe agitar enérgicamente para que llegue a ese estado. El glicol de propileno practicamente no tiene olor ni sabor, se usa para fabricar soluciones anticongelantes ya que se considera una sustancia súper fría debido a que su punto de fusión puede ser menor a los $-57\text{ }^{\circ}\text{C}$. Véase la figura 4.4, tambos contenedores de glicol.



Figura 4.4 Tambos contenedores de glicol para pista de hielo (Información recabada 2009).

4.1.2 SELECCIÓN DEL EQUIPO.

Zamboni.

Debido al constante uso de la pista, el hielo esta constantemente siendo cortado y picado, por ello es importante darle mantenimiento a la pista y esto se logra mediante una maquina de pavimentación de hielo. Antes de que las máquinas de renovación de hielo firme existieran, las pistas de hielo se regeneraban de forma manual, utilizando raspadores, toallas, y una manguera de agua. La regeneración de hielo de una pista de gran tamaño llevaba mucho tiempo y se necesitaba de una gran cantidad de mano de obra intensiva. En la década de 1940, Frank Zamboni empezó a experimentar con la construcción de máquinas que afeita, raspa, lava y rasqueta la superficie del hielo de una sola vez antes de poner una nueva capa de agua.

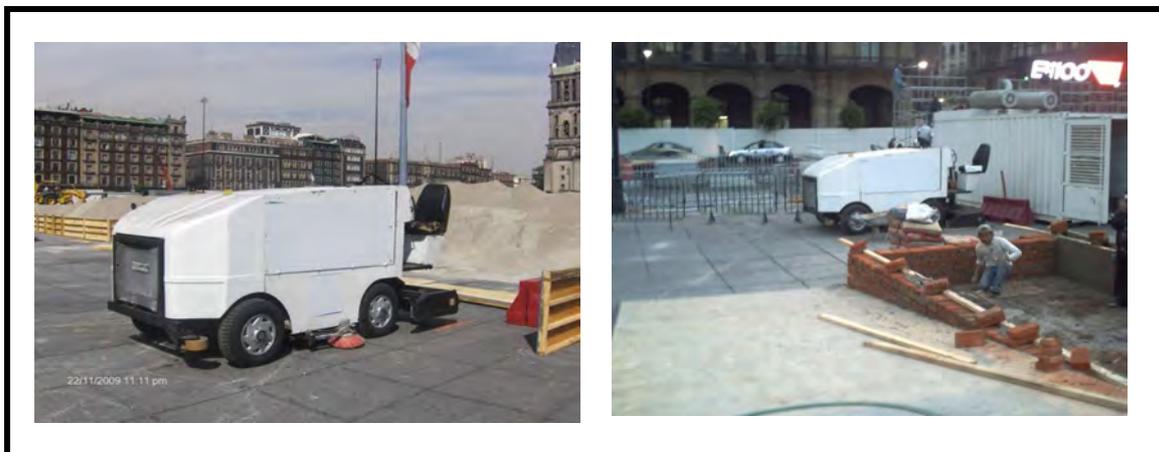


Figura 4.5 Zamboni utilizado en Pista de hielo (Información recabada 2009).



Figura 4.6 Diagrama de carro tipo Zamboni (<http://greenvillerec.com>).

La mayoría de las máquinas de hielo rejuvenecimiento tienen una velocidad máxima de 9 a 10 mph (14 a 16 km / h) y pesan entre (5.000 y 6.000) libras 2.300 a 2.700 kg. En la figura 4.5 se muestra el diagrama de sus componentes y su funcionamiento.

1) Hoja para rasurar: Es una hoja que tiene (779 pulgadas de largo y $(\frac{1}{2})$ pulgada de gruesa; La hoja es capaz de raspar la superficie de hielo desde 1/16-pulgada a 1/8-pulgada, corre por todo el ancho de la máquina y semeja a una hoja de afeitar. La cantidad de hielo retirado depende de las condiciones de hielo. Cuanto más rugosa sea la superficie del hielo (es decir, cuanto mas haya tenido), los recortes de la hoja deberán ser más profundos.

2) Tornillo rotativo, o taladro: Se encuentra justo por encima de la hoja de rasurar. La barrena reúne el hielo raspado, o la nieve y lo hace girar hasta un fin vertical.

3) Sinfín vertical: Transporta la nieve hacia arriba hasta una cuchilla giratoria, que recoge la nieve y la deposita dentro del cubo.

4) Cubo: Este puede tener la capacidad de almacenar hasta 1180 kilos (1136 litros) de nieve.

5) Tanque de lavado: A medida que la maquina de repavimentación avanza sobre el hielo, la hoja de raspar desprende capas del mismo, las cuales se depositan en cubo y a su vez pasan al tanque de lavado con forme se evapora, para ser bombeada hacia el limpiador.

6) Acondicionador: En este lugar se “enjuaga el hielo”, el agua sucia es aspirada con una escobilla de goma; se filtra y se devuelve al tanque.

7) Tanque de fabricación de hielo: aquí es donde se almacena el agua limpia que proviene del acondicionador.

8) Toalla: Está localizada tras el acondicionador y su función es la de distribuir de manera uniforme el hielo el cual proviene de una tubería.

Cabe mencionar que el agua caliente afloja la estructura cristalina del hielo; por lo que al combinarse forman un vínculo solido, en lugar de una capa de fácil rompimiento. De tal forma que el último paso es bombear agua precalentada y posteriormente pasar una segunda vez con la maquina de repavimentación para obtener una capa homogénea de hielo. Finalmente la máquina es llevada a un depósito en donde se vierte la nieve.

Unidad refrigeradora.

Una unidad refrigeradora es empleada para enfriar un líquido, como un sistema de expansión directa, mediante el intercambio térmico, o bien, calienta o enfría. En la figura 4.6 se ilustra el modo de operación de una unidad refrigeradora.

La unidad refrigeradora tiene como característica principal:

- Mantener el líquido refrigerado cuando funciona en función frío.
- Mantener el líquido caliente en función bomba de calor.

La idea consiste en extraer el calor generado en un proceso por contacto con agua a una temperatura menor a la que el proceso finalmente debe quedar. Así, el proceso cede

calor bajando su temperatura y el agua, durante el paso por el proceso, la eleva. El agua ahora "caliente" retorna a la unidad refrigeradora, adonde nuevamente se reduce su temperatura para ser enviada nuevamente al proceso.

La unidad refrigeradora es un sistema completo de refrigeración que incluye un compresor, un condensador, evaporador, válvula de expansión (evaporación), refrigerante y tuberías, además de bomba de impulsión de agua.

El agua se puede enfriar a temperaturas finales que alcanzan los 20 °C o inclusive temperaturas negativas con la adición de anticongelantes, como por ejemplo -20 °C (20 °C bajo cero).

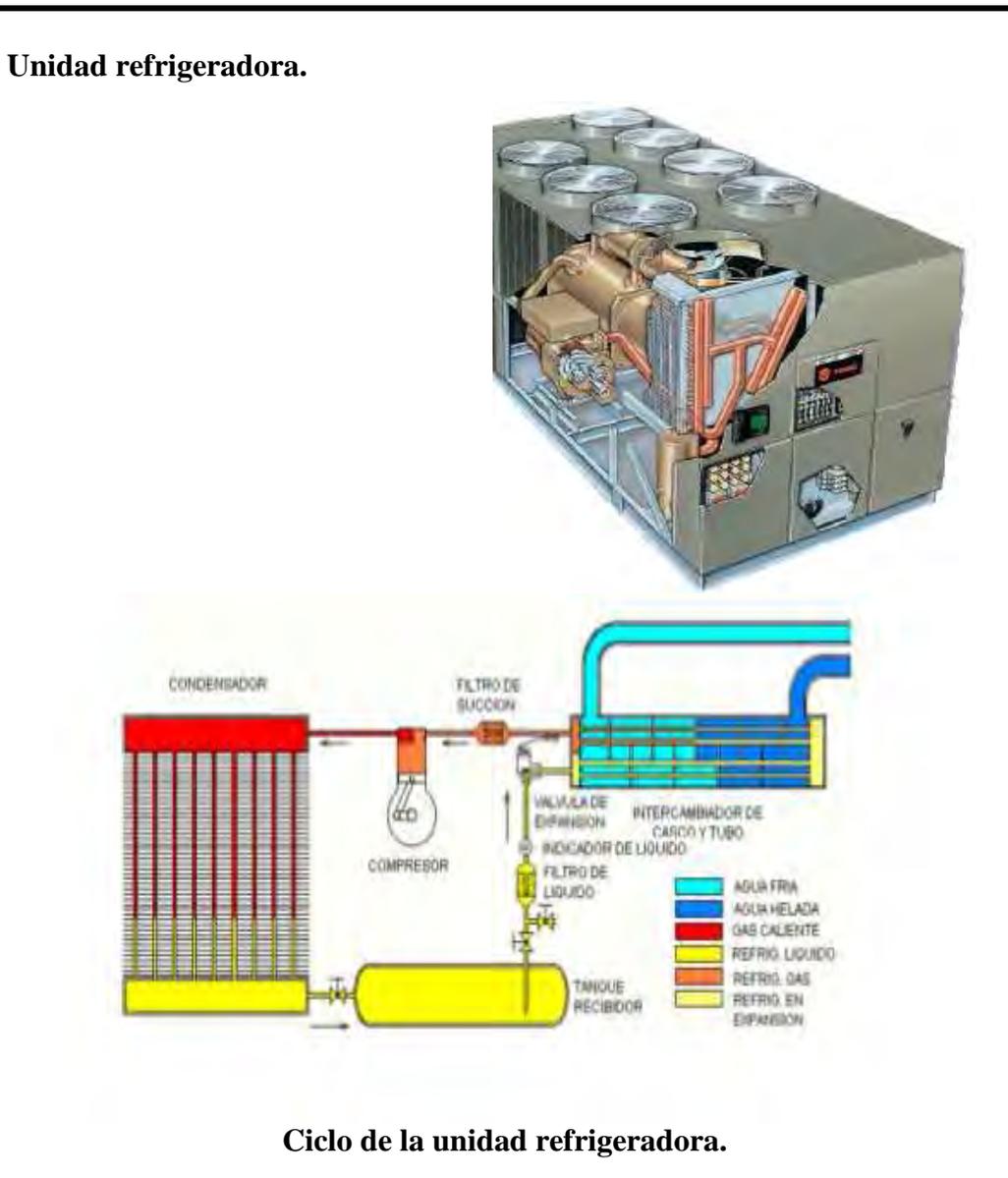


Figura 4.7 Diagrama de unidad refrigeradora y ciclo de refrigeración. (<http://www.trane.com>).

Equipo eléctrico.

Depende de la dimensión de la pista y en que zona geográfica sea montada. Hay que tener en cuenta que la potencia eléctrica máxima, carga cuando la máquina está funcionando a plena potencia durante las primeras 24 horas, haciendo las primeras capas de hielo. Un dato interesante: se requiere tanta energía para transformar agua a 0 °C en hielo, como para calentar la misma agua desde 0 a 80 °C. Una vez conseguida la capa de hielo, el consumo eléctrico se reduce considerablemente cuando la máquina solo debe mantener la capa de hielo existente y variará según la temperatura ambiental. Una vez decidida la dimensión de la pista y su ubicación, se determinan los requerimientos de energía necesaria para su buen funcionamiento, así como la ubicación y capacidad de los tableros de distribución, protecciones y líneas. Véase figura 4.8.



Figura 4.8 Equipo eléctrico empleado en la pista de hielo (Información recabada 2009).

4.1.3 PROCESO DE MONTAJE.

Para la nivelación del terreno fue necesario utilizar arena para la fabricación de una plancha de 2079 m² sobre la cual posteriormente se instalaría la pista. Esta plancha es nivelada cuidadosamente además debe tener la capacidad de soportar 300 kg/m². La figura 4.9 ilustra el proceso de nivelación del terreno con arena.



Figura 4.9 Proceso del montaje de la plancha de arena (Información recabada 2009).

Una vez instalada la plancha de arena se procede a la instalación del serpentín por donde se transportara el líquido refrigerante en forma cíclica y el cual se empleará para congelar el agua. En la figura 4.9 se muestra el proceso de instalación del serpentín de refrigeración.

El serpentín consta de numerosos paneles los cuales se interconectan entre si cubriendo toda la superficie del terreno, formando el ciclo de recirculación. Estos serpentines son puestos encima de una cama de polietileno que sirve para tener una base para realizar el llenado así como también funge como aislante térmico, al concluir el tendido de los tubos refrigerantes, se delimitan las áreas con la barandilla para proceder al llenado de la pista con un sistema de bombeo.

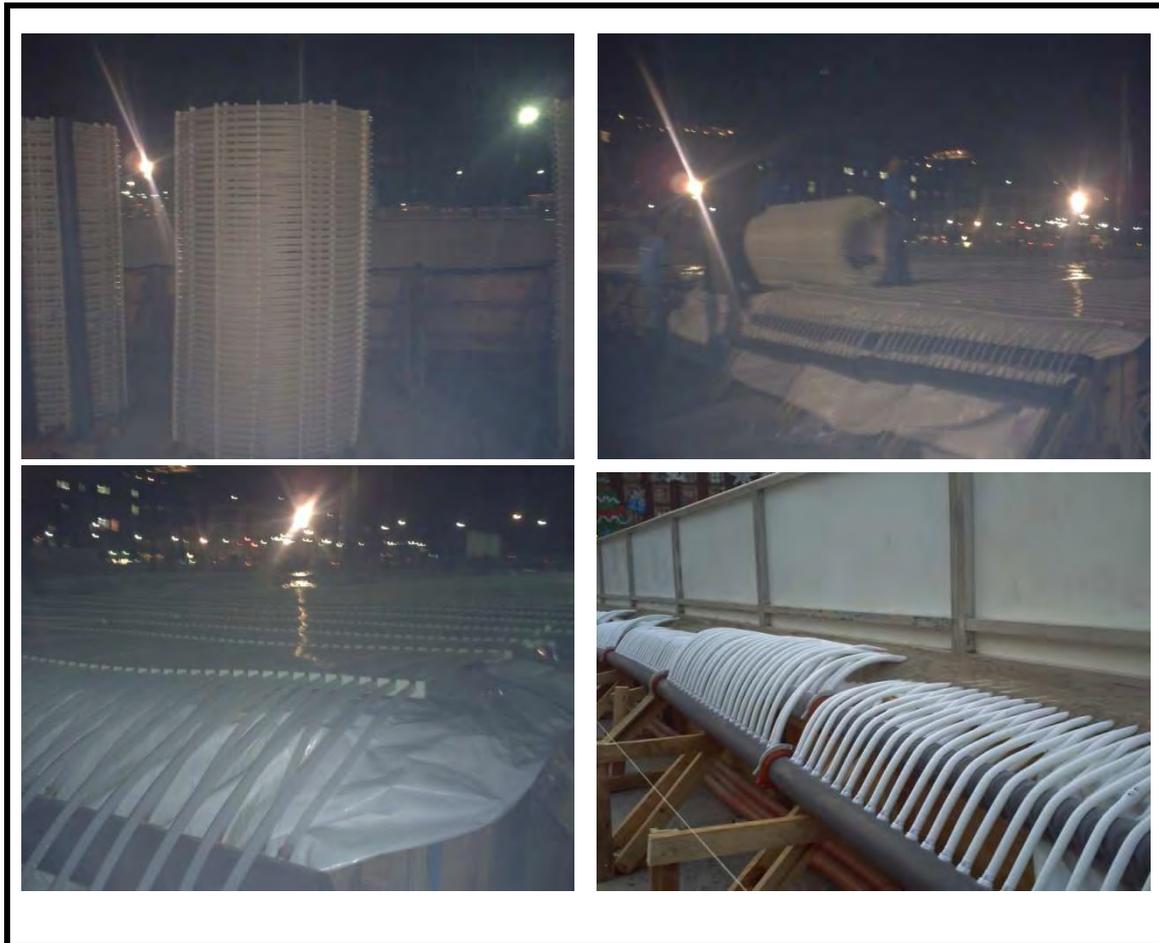


Figura 4.10 Instalación del Serpentín para el ciclo de refrigeración (Información recabada 2009).

4.1.4 PROCESO DE CONGELACIÓN.

El llenado se realiza con agua, es importante mencionar que la cantidad de agua necesaria, se basa, en que por cada 10 m^2 se necesitan en promedio unos 800 litros de agua; por lo tanto necesitamos 144000 litros de agua. La cantidad de agua se vierte en diferentes etapas para que esta pueda ser congelada con la menor cantidad de energía posible y así poder completar el grosor necesario de mas o menos 8 cm, esto por que, un grosor mucho más fino provoca fracturas y un grosor más grueso exigiría más energía de la máquina de congelación.

El proceso de generar la capa de hielo depende, en gran medida de las condiciones meteorológicas del momento y puede variar entre dos y tres días, después de este tiempo se garantiza que el fluido se encuentre en estado solido y mantenga su temperatura de 0° C. , con una tolerancia de $+ 5^\circ \text{ C.}$ Durante el proceso y posterior al mismo la temperatura del refrigerante esta siendo censada continuamente para mantener una temperatura constante. Véase figura 4.11 donde se muestra el proceso de congelación de la pista.

Una vez que ya se consiguió la capa de hielo deseada es necesario re nivelarla, para esta tarea se emplea una recortadora de hielo conocida como Zamboni.

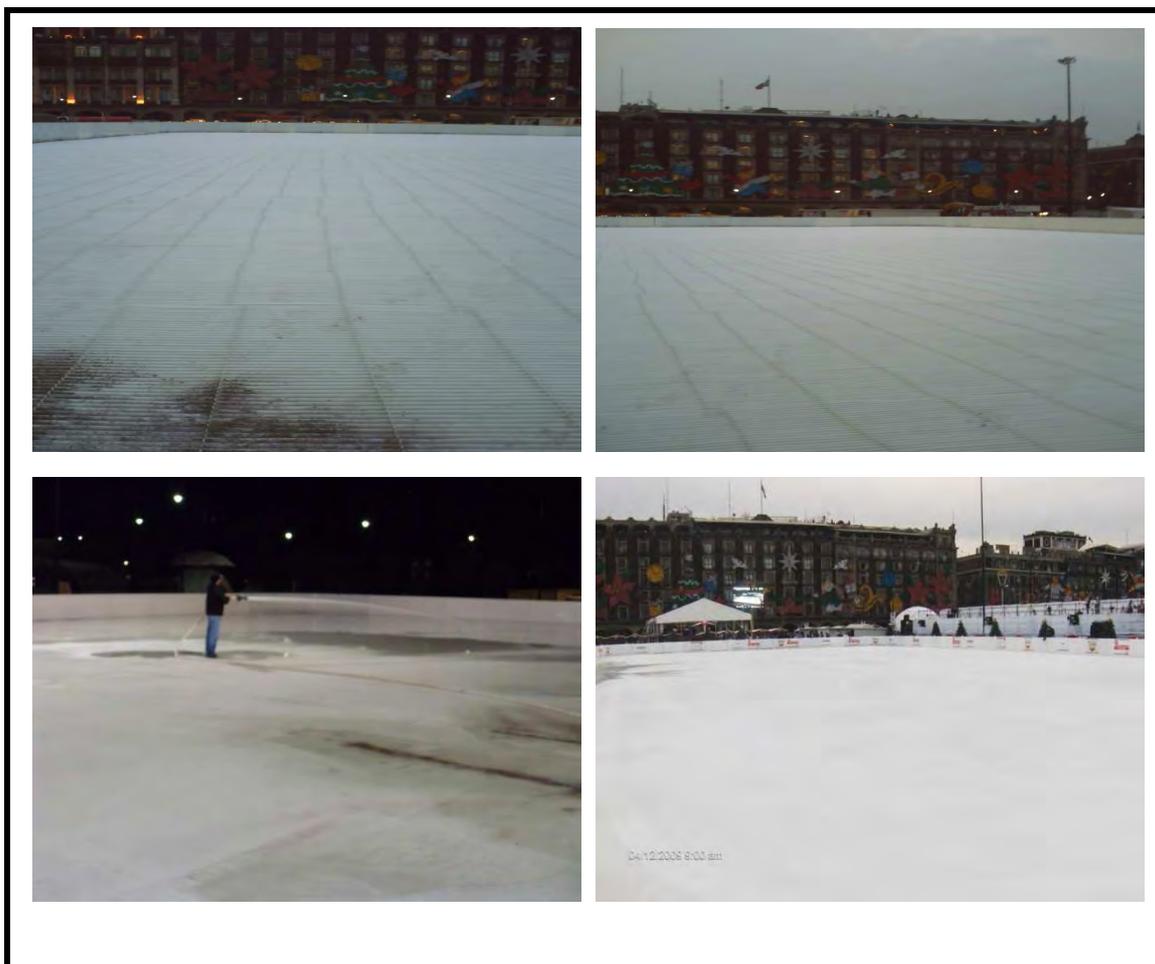


Figura 4.11 Proceso de congelación (información recabada 2009)

Capítulo

V

ANÁLISIS DE LA INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.

Tomando en cuenta que las subestaciones eléctricas son un elemento importante de los sistemas eléctricos de potencia, además de ser los de mayor costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de estos equipos; es necesario aplicar a estos sistemas (subestaciones) un adecuado trato en cuanto a instalación, operación y mantenimiento.

Al tratarse de una instalación provisional, se decidió tomar en cuenta las indicaciones de la Norma Oficial Mexicana NOM 001 SEDE 2005 Instalaciones Eléctricas (utilización). (Art. 305 Instalaciones Provisionales), para garantizar las condiciones de seguridad y buen funcionamiento de todos los usuarios, equipos y dispositivos a instalar.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL MONTAJE DE LA SUBESTACIÓN

Se trata de una subestación compacta tipo espejo, fabricada con lámina de acero decapada calibre 12 para la estructura y calibre 14 para las tapas, terminada con pintura de aplicación electrostática. En la figura 5.1 se muestra el diagrama de la subestación eléctrica empleada. El gabinete contiene en su interior:

- Dos juegos de cuchillas de paso de operación sin carga. Operada desde el frente por medio de un mecanismo de palanca. Se suministra con mecanismos de puesta a tierra para mantenimiento.
- Dos apartarrayos auto valvulares de Óxido de Zinc, clase 25 kV.
- Dos seccionadores de operación con carga de accionamiento rápido, disparo tripolar, operado desde el frente. Barra principal de cobre electrolítico para 400 A, además de la barra de tierra.
- Dos juegos de fusibles de 63 A, clase 25 kV.

- Acoplamiento a transformador, con dos transformadores trifásicos de 500 / 1050 kVA cada uno, a una tensión de 23/0.460/ 0.277 kV; del tipo seco y enfriado por aire forzado.
- Dos tableros B / T.

Para el montaje de la subestación eléctrica, inicialmente se definió la zona y el área a ocupar; esto debido a la ubicación de la acometida proporcionada por la compañía suministradora, para que su conexión fuese más sencilla, se dividió en dos secciones quedando la acometida en el centro de la subestación, para la distribución a ambos transformadores.

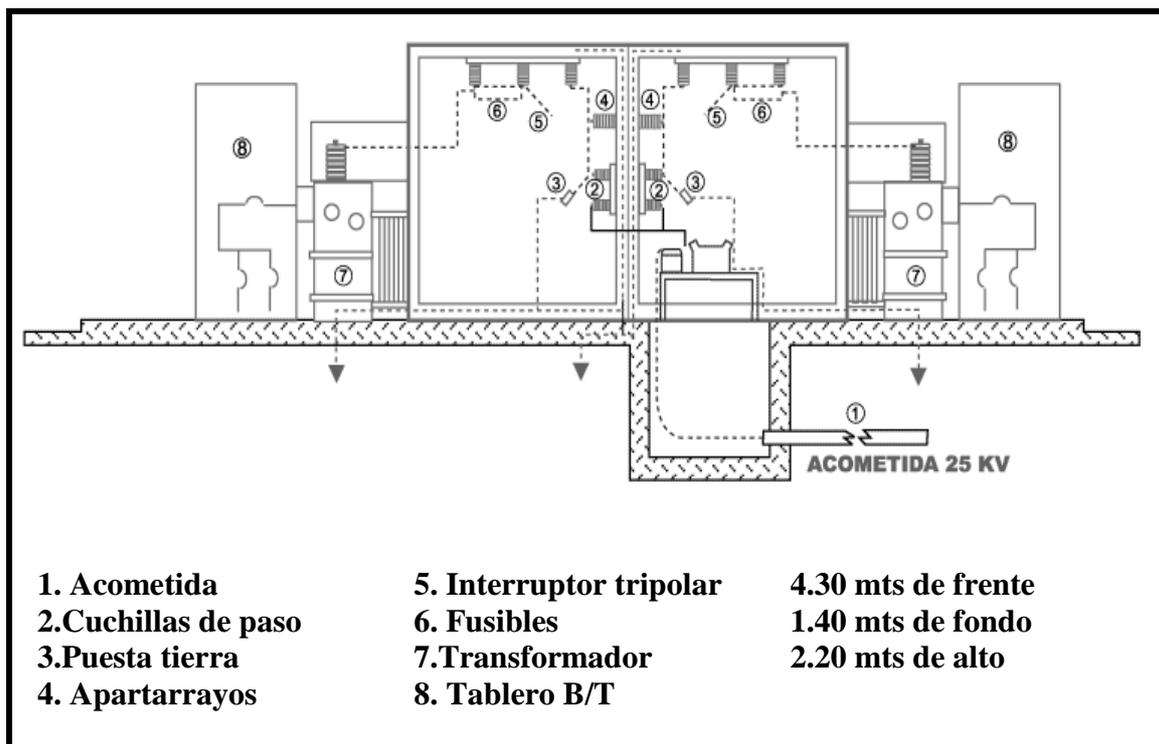


Figura 5.1 Diagrama de la subestación super compacta lobo 2000. (Información recabada 2009).

Posteriormente se procedió a la conexión de los dos transformadores, equipo de medición proporcionado por la Cía. suministradora, sistema de tierras y tableros de protecciones.

Como paso final todo se resguardó en un local provisional montado en la plancha del zócalo. La figura 5.2 ilustra el proceso del montaje de la Subestación Eléctrica en la plancha del zócalo de la ciudad de México.

De acuerdo a la clasificación antes mencionada en el texto y a la descripción del montaje, podemos colocar a nuestra subestación bajo las siguientes condiciones:

- Subestación Eléctrica de Corriente Alterna.- Por la acometida de la Cia. suministradora.
- Subestación Eléctrica Reductora.- Reducimos la tensión de operación de 23 kV a 460V/270V.

- Subestación Eléctrica Interior Compacta.- Todos los accesorios y equipo que la integran, tales como barras, cuchillas, interruptor etc., se encuentran contenidos en gabinetes de lámina estirada en frío, están diseñados para estar dentro un local que los proteja de los agentes atmosféricos, dichos gabinetes se encuentran aislados de las partes vivas y conectados sólidamente a tierra.



Figura 5.2 Proceso de montaje de la subestación eléctrica. (Información recabada 2009).

5.1.1 TIPO Y SISTEMA DE SUMINISTRO.

El sistema eléctrico debe ser trifásico de la red primaria de media tensión 23 kV, se coloca a una distancia de 40 m aproximadamente de la subestación; de acuerdo a la ubicación de las cargas principales, la trayectoria del conductor para cada transformador se realizó, por un lado, sobre charola de .2286 m y .4064 m tendida sobre el piso en soportes de PTR cuadrado anclados con cargas para pistola de impacto hilti, la charola de .2286 m se empleo para los disparos de los tableros de protección para cada una de las máquinas de enfriado, las de .4064 m para la salidas de la subestación ya que es en este lugar en donde se concentran la mayor cantidad de conductores. Del lado opuesto se hizo de modo subterráneo y posteriormente sobre charola de .2286 m, esto debido a un cruce de automóviles y del carro emparejador de hielo (Ver Anexo D).



Figura 5.3 Acometida de Cia suministradora y distribución en charola. (Información recabada 2009).

5.1.2 PUNTO DE CONEXIÓN.

Se cuenta con una acometida en 23 kV, de la compañía suministradora, de un alimentador de energía eléctrica que se ubica en la esquina de las calles de 16 de Septiembre y 20 de Noviembre, esta se conecta a una línea en 23 kV. El alimentador esta tomado de una línea preferente con transferencia automática para garantizar el suministro de la alimentación eléctrica. Se recibirá en un registro ya existente para este fin, orientado hacia la plancha de la Plaza de la Constitución. La figura 5.4 muestra el punto de conexión de la compañía suministradora.

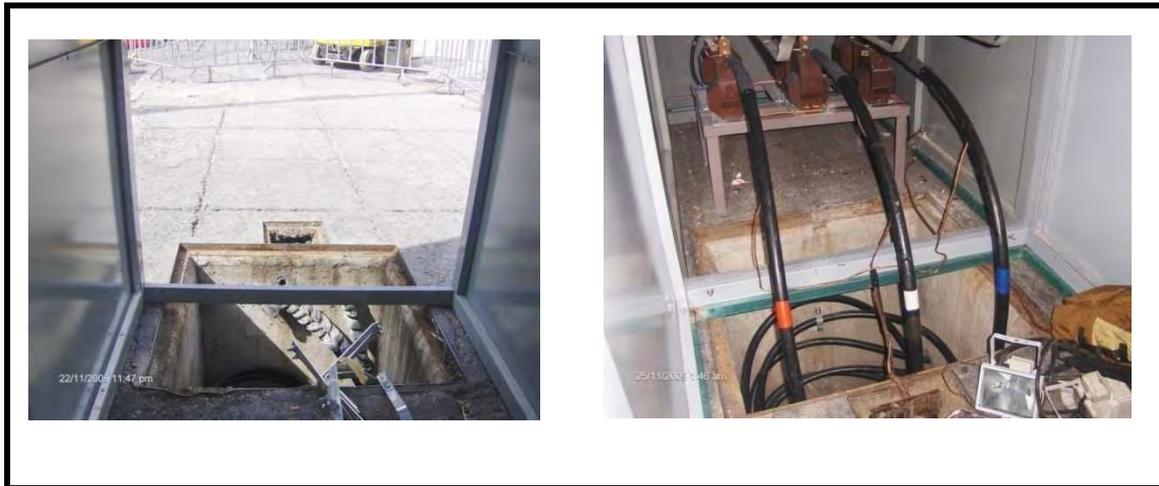


Figura 5.4 Acometida y punto de conexión de Cía. Suministradora. (Información recabada 2009).

Para realizar la conexión se debe tener en cuenta lo siguiente: con las cuchillas y seccionadores que alimenta a los transformadores en la posición abierto, se debe tener un cuidado especial con la secuencia de fases, para las conexiones con los tableros principales de baja tensión y la acometida de la compañía suministradora de la energía.

- a. Realizar la conexión de los cables de acometida de acuerdo a los requerimientos de la compañía suministradora de energía. Verifique, que la secuencia de fases sea la correcta.
- b. Verificar la conexión a los transformadores con la subestación y los tableros de baja tensión. Verificar que las conexiones de los transformadores se encuentren debidamente conectadas para la Tensión de operación. Adicionalmente verificar que las uniones entre barras colectoras, terminales se encuentren bien apretadas.
- c. Asegurarse que el apriete de las conexiones eléctricas sea el correcto y uniforme.
- d. Realizar una revisión general a las terminales para verificar que no se ha quedado olvidado sobre ellas algún material extraño.
- e. Corroborar que el cambiador de derivaciones este colocado en la posición nominal.
- f. Limpiar todas las uniones eléctricas.
- g. Para finalizar, colocar los candados en las manijas de las puertas de los módulos, para asegurarlas que no sean abiertas indebidamente.

5.1.3 MATERIALES EN LA SUBESTACIÓN.

La acometida en media tensión se alimenta con conductores de calibre 1/0 AWG tipo XLP de acuerdo a especificación de la compañía suministradora. La subestación esta compuesta por un sistema de apartarrayos auto valvulares de Óxido de Zinc, clase 25 kV, adicionalmente dos juegos de cuchillas de paso tripolar de operación en grupo

sin carga, clase 25 kV, así como seccionadores tripolares en operación en grupo con carga, y con portafusibles con elementos de 63 A, clase 25 kV. Véase figura 5.5 donde se ilustra un interruptor tripolar.

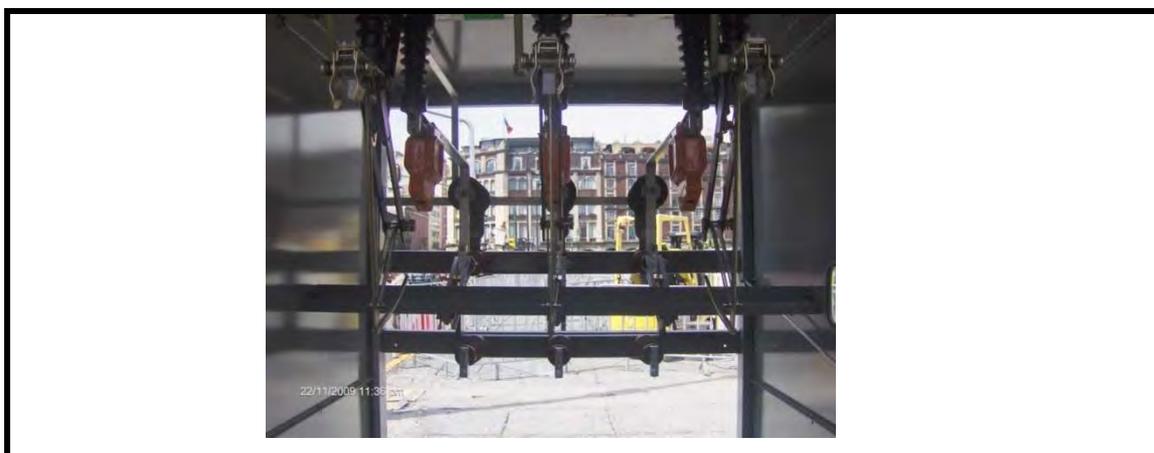


Figura 5.5 Interruptor Tripolar (Información recabada 2009).

5.1.4 ARREGLO DE LA SUBESTACIÓN.

Se cuenta con una subestación tipo espejo para recibir la acometida de 23 kV que se deriva a sus extremos en dos transformadores tipo seco con aire forzado de 750/1050 y 500 kVA respectivamente, a 23 / 0.460 - 0.266 kV de capacidad, que alimentará dos tableros de baja tensión a 460 Volts, que suministran energía eléctrica a los respectivos equipos de congelación y enfriamiento, “maquina de enfriado”. (Ver diagrama unifilar Anexo D).

5.2 OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.

Una subestación compacta tiene la capacidad de operar contra cualquier falla de funcionamiento en condiciones normales de operación. Para garantizar un trabajo continuo y satisfactorio del equipo, libre de interrupciones y una prolongada vida útil, se sugieren las siguientes recomendaciones.

5.2.1 INSPECCIÓN FÍSICA.

Antes de que cualquier trabajo sea hecho en una subestación, es necesaria una inspección cuidadosa de todos los componentes externos para descubrir alguna evidencia de maltrato o daño. Esta inspección debe incluir una revisión de que todas las partes estén correctamente montadas.

Acciones que se deben considerar:

- a. Revisar que las puertas cierren correctamente, ajustarlas en caso de ser necesario.
- b. Verificar el funcionamiento de los interruptores de alta tensión, que esté operando correctamente, observando al conectarlo y desconectarlo varias veces, si los contactos móviles entran y salen libremente en las cámaras de arqueo; sí el

movimiento se realiza libremente y si los tres polos operan en grupo. Revisar también, si el disparo mecánico acciona o desconecta el interruptor.

- c. Revisar los contactos de las cuchillas de servicio o de prueba, observando que exista buen contacto entre partes fijas y móviles. Accionar la palanca respectiva observando que la operación de conexión y desconexión en grupo se realiza con relativa facilidad.
- d. Colocar los fusibles en las bases portafusibles de la parte inferior del interruptor, observando que se encuentre en la posición correcta, es decir, con el extremo del percutor hacia arriba, para que en caso de corto circuito al fundirse cualesquiera de los fusibles accione el percutor correspondiente que dispara automáticamente el interruptor, evitando la operación monofásica. Observe que las mordazas de presión de los portafusibles tengan el adecuado contacto. La colocación y extracción de los fusibles debe hacerse cuidadosamente ya sea manualmente (con guantes) o por medio de una herramienta adecuada que debe ser aislada para proteger al personal.
- e. Realizar una revisión general a las barras para verificar que no se ha quedado olvidado sobre ellos algún material extraño.
- f. Hacer la limpieza con un trapo limpio y seco de todas las partes internas de la subestación, sobre todo de aquellas partes aislantes como aisladores y apartarrayos hasta que queden completamente limpios.
- g. Realizar una inspección visual general de los transformadores que se acoplaran antes de poner en marcha.
- h. Corroborar que la placa de datos coincida con los requerimientos de instalación, como lo son capacidad, tensión, fases, etc.
- i. Colocar sus accesorios en su lugar definitivo (gabinete de accesorios):
 - Fusibles de Repuesto
 - Tarimas
 - Extintor
 - Pértiga

5.2.2 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO.

Se recomienda como mínimo realizar las siguientes pruebas en campo:

- a.Pruebas de cuchillas seccionadoras**
- b.Pruebas a interruptor de alta tensión**
- c.Prueba de resistencia de aislamiento a la subestación.**

Una vez instalada la subestación y antes de conectarla a la red de suministro de alta tensión, verificar la apertura y cierre de las cuchillas seccionadoras cuidando que operen de forma adecuada, así como el interruptor de AT. La rigidez de aislamiento de la misma en todos sus componentes. Esta prueba puede lograrse empleando un

Megohmetro para medir resistencia de aislamiento de las barras principales a tierra, la de los apartarrayos, etc.

Mientras se realiza esta prueba debe tenerse en cuenta que la resistencia del aislamiento varía considerablemente con las condiciones atmosféricas así como, con la humedad y limpieza del equipo que se está probando, por lo tanto, indicaciones bajas podrían ser el resultado de fuga superficial sobre el medio aislante. Sin embargo, si el valor del aislamiento desciende de un mínimo absoluto de 100 Megaohms, es aconsejable, después de limpiar y secar cuidadosamente todas las superficies expuestas, comprobar cuidadosamente el equipo para revisar que aislamiento esta dañado. También es recomendable probarlos como verificaciones de que el equipo no sufrió daño durante el transporte, manejo o instalación.

5.2.3 PUESTA EN SERVICIO.

Una vez instalada la subestación compacta de acuerdo con los puntos anteriores, se deberá verificar que las cuchillas de servicio o de prueba y el interruptor de alta tensión estén abiertos, al igual que el interruptor general y todos los derivados en baja tensión; tales verificaciones deben realizarse desde el exterior de la subestación, ayudado con una lámpara de mano y consistente en comprobar:

- a. Que el sistema de tierra esté conectado.
- b. Que las conexiones entre la subestación y el transformador y de éste al tablero de baja tensión sean las correctas.
- c. Está el cambiador de derivaciones en la posición deseada para proporcionar la relación de tensión deseada.
- d. Los fusibles estén correctamente conectados.
- e. Que en las barras no existe algún elemento extraño sobre ellos o el equipo de alta tensión.
- f. Las puertas están perfectamente cerradas y con candado.
- g. Todos los accesorios están correctamente instalados.

Se debe tener a la mano y utilizar guantes de hule garantizados y aprobados para la tensión de operación, casco con material plástico, tarima de madera con tapete aislante antiderrapante.

5.2.4 OPERACIÓN DEL EQUIPO.

La secuencia para la operación del equipo contenido en la subestación se describe a continuación:

Seccionador Tripolar de operación con carga con porta fusible.

Operación:

- Restablecer movimiento completo de la posición 1 hasta 2, mediante el cual se carga el resorte del mecanismo de apertura de energía almacenada.
- Movimiento completo de la posición 2 hasta 1, mediante el cual se cierra el seccionador tripolar.
- Movimiento parcial desde la posición 1 en dirección a 2, mediante el cual se abre el seccionador tripolar. Una vez en posición abierta, el mecanismo retorna a 1. Véase figura 5.6

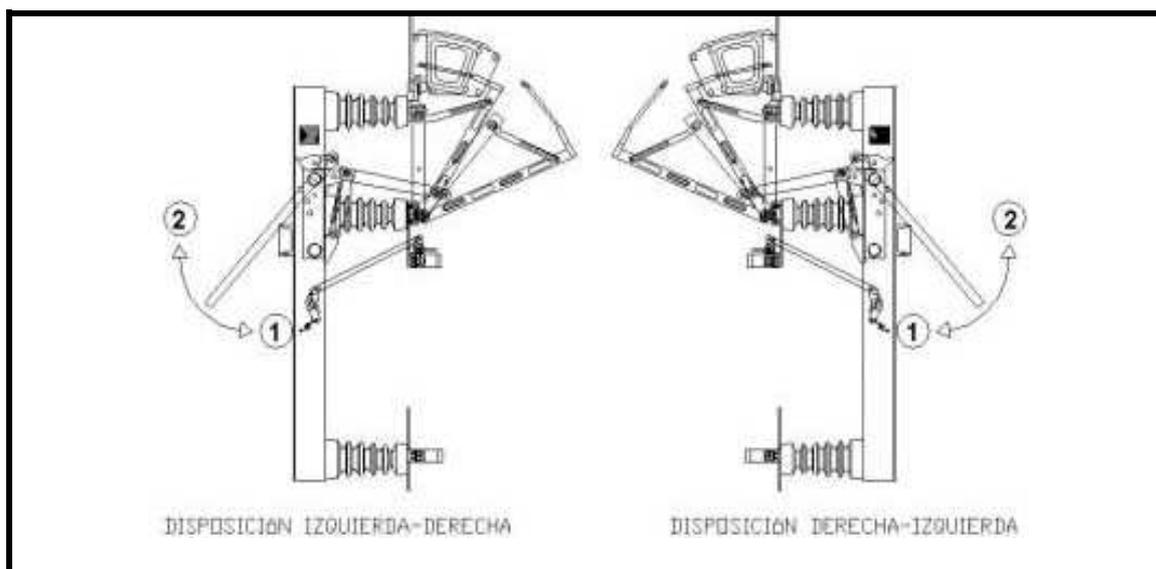


Figura 5.6 Operación del interruptor tripolar. (Manual de operación Zetrak, 2007)

Operación:

- Tome la palanca de operación y efectúe el movimiento lateral para pasar de posición abierto a cerrado con un movimiento franco y decidido hasta que la palanca halla cambiado de estado.
- Para la operación de apertura realice el movimiento contrario hasta que llegué la palanca al final de su desplazamiento.

SIEMPRE REALICE LAS OPERACIONES CON UN MOVIMIENTO FRANCO Y DECIDIDO. NUNCA INTERRUMPA UN MOVIMIENTO YA INICIADO.

N O T A IMPORTANTE:

Asegúrese de maniobrar los equipos en la secuencia de operación sin carga (cuchillas) deberán solamente abrirse después de que haya sido desconectada la carga mediante los seccionadores tripolares con carga o interruptores.

Las cuchillas deberán ser cerradas antes de que haya sido conectada la carga mediante los seccionadores tripolares con carga o interruptores.

Cambio de Fusibles.

En este caso se debe realizar la siguiente operación:

- Desconectar la cuchilla de servicio comprobando anticipadamente que el interruptor quedó desconectado al fundirse algún fusible.
- Abrir la puerta del gabinete del interruptor y dejarla abierta por espacio de 15 a 20 segundos antes de realizar algún trabajo dentro de este tiempo (tiempo para desionizar del medio).
- En caso de que haya conectados o no cables de energía, es necesario descargar a tierra y entre fases los circuitos del lado de carga del interruptor, para eliminar la capacitancia que podría estar presente, en los cables mencionados o en el devanado primario del transformador.
- Antes de instalar el nuevo fusible es necesario investigar la causa de la falla y corregirse.
- Una vez montado el fusible, se procederá a cerrar las puertas y realizar los pasos para conexión del equipo.

Para energizar el tablero:

- a. Colocarse el casco y los guantes de alta tensión.
- b. Operar la manija de la cuchilla de servicio hacia donde indica cerrado.
- c. Para la operación del interruptor, se debe colocar la palanca de operación en el perno del accionamiento.
- d. Accione la palanca para cerrarlo de acuerdo a las instrucciones que se encuentran al frente del tablero.
- e. Al cerrar el interruptor, primeramente se cierran los contactos principales de fuerza, con esta operación se tensarán los resortes de cierre que actúa inmediatamente y el de apertura queda preparado para el disparo ya sea manual o al fundirse cualquiera de los fusibles.
- f. A continuación se deben tomar lecturas de la tensión secundaria del transformador en los instrumentos del tablero de baja tensión o con un voltímetro portátil, para verificar que la tensión sea la correcta. En caso afirmativo, se procederá a cerrar el interruptor general de baja tensión y progresivamente los interruptores derivados, una vez conectada la carga normal, deberán tomarse lecturas nuevamente para observar la tensión secundaria.

Para Desconectar el tablero:

- a. Si es necesario abrir el interruptor, se accionará la palanca de operación hacia abajo para disparo manual, quedando el accionamiento de disco libre.

- b. Fuera de Servicio: la subestación puede quedar automáticamente fuera de servicio debido a condiciones anormales de operación. Por ejemplo corto circuito, el interruptor en aire se dispara automáticamente al fundirse cualquiera de los fusibles, se puede observar a través de la mirilla de vidrio que el percutor del fusible se disparó, el cual debe sobresalir en la parte superior del fusible.

Mientras el transformador se energiza escuchará un ruido que es normal debido a la magnetización del núcleo, el cual debe ser uniforme. Si se escuchan ruidos tales como vibraciones, revise nuevamente las conexiones ya que deben estar flojas.

Comprobar con un voltímetro que se tenga la tensión nominal en las terminales de baja tensión, de no ser así, desconectar y poner el cambiador de derivaciones a la posición en que se entregue el valor más cercano a la tensión nominal. Posteriormente con el tablero de distribución energizado, cerrar su interruptor general y después cerrar los derivados uno por uno verificar que todo se encuentre normal. Después de energizar, observar de cerca el transformador durante las primeras horas para detectar cualquier evidencia de condición anormal.

Mecanismo de Puesta a Tierra.

La subestación cuenta con un sistema de puesta a tierra interconectado entre las cuchillas y los apartarrayos, el cual permite aterrizar las cargas residuales y tiene la finalidad de proporcionar más protección en el momento de efectuar cualquier mantenimiento. En la figura 5.6 se ejemplifica la operación de la cuchilla de puesta a tierra. (Manual de operación Zetrak, 2007)

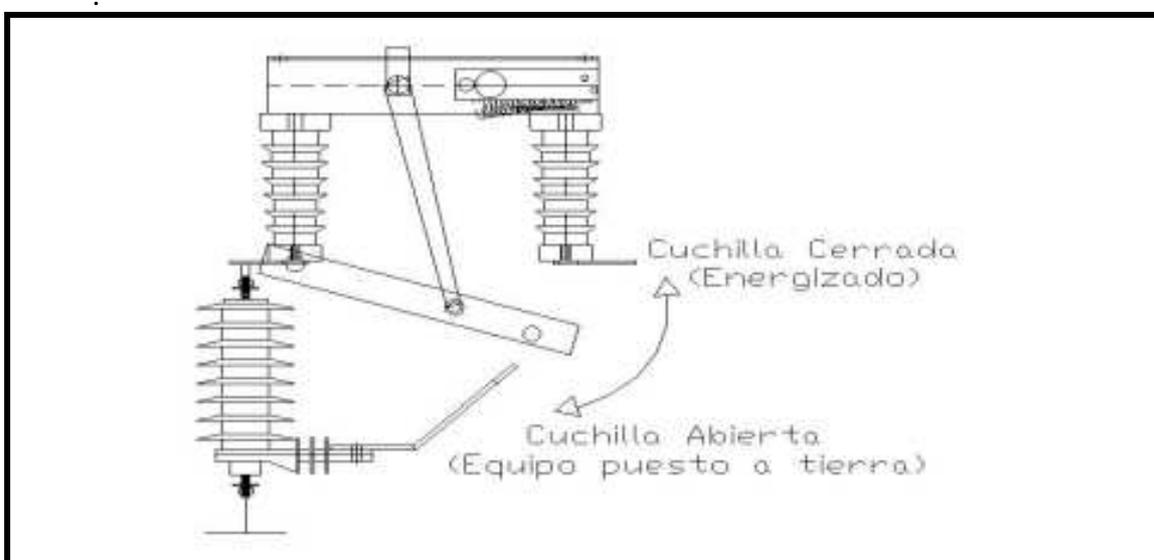


Figura 5.6 Operación de la cuchilla de puesta a tierra. (Manual de operación Zetrak, 2007)

Operación:

- Abra la el seccionador de operación con carga como se explica en su apartado correspondiente.

- Tome la palanca de operación y efectúe el movimiento lateral hacia abajo para pasar de posición de cerrado a abierto con un movimiento franco y decidido hasta que la cuchilla “cierre” en el mecanismo de puesta a tierra (barras de cobre aterrizadas debajo de los apartarrayos),
- Ya abierta la cuchilla de operación sin carga y en la posición de aterrizado, cerrar nuevamente el seccionador. De esta forma ya se aterrizó nuestro equipo y se descargó de cargas residuales.
- Volver a abrir el seccionador para efectuar el mantenimiento correspondiente. Para volver a cerrarlo siga las instrucciones de Puesta en servicio.

5.3 CONEXIÓN DE LA PLANTA DE EMERGENCIA.

Debido a la naturaleza del servicio es necesario contar con planta de emergencia ya que es de suma importancia que se mantenga la temperatura del sistema. Sin embargo por cuestiones de economía la modalidad de operación utilizada es manual, lo cual consigna diferentes pasos para su aplicación de tal forma. Es muy delicado y de suma importancia la operación de este dispositivo.

5.3.1 FORMA DE OPERACIÓN DE LA PLANTA ELÉCTRICA.

La operación de la planta eléctrica de emergencia es sencilla y puede funcionar en dos modalidades:

- Modalidad automática.
- Modalidad manual.

5.3.2 OPERACIÓN AUTOMÁTICA.

a) Los selectores del control maestro deben estar ubicados en la posición de automático. El control maestro es una tarjeta electrónica que se encarga de controlar y proteger el motor de la planta eléctrica.

b) En caso de fallar la energía normal suministrada por la compañía de servicios eléctricos, la planta arrancará con un retardo de 3 a 5 segundos después del corte del fluido eléctrico. Posteriormente la energía eléctrica generada por la planta es conducida a los diferentes circuitos del sistema de emergencia a través del panel de transferencia, a esta operación se le conoce como transferencia de energía.

c) Después de 25 segundos de normalizado el servicio de energía eléctrica de la compañía suministradora, automáticamente se realizará la re transferencia (la carga es alimentada nuevamente por la energía eléctrica del servicio normal), quedando aproximadamente 5 minutos encendida la planta para el enfriamiento del motor. El apagado del equipo es automático.

5.3.3 OPERACIÓN MANUAL.

En esta modalidad, se verifica el buen funcionamiento de la planta sin interrumpir la alimentación normal de la energía eléctrica. El selector de control maestro debe colocarse en la posición de “Manual”.

Como medida de seguridad para que la planta eléctrica trabaje sin carga (en vacío), se debe colocar el interruptor principal “Main” del generador en posición de apagado off.

Pasos para la conexión manual.

1. Antes de encender la planta eléctrica revisar:
 - a) Nivel de agua en el radiador.
 - b) Nivel de aceite en el cárter.
 - c) Nivel de agua en celdas de batería.
 - d) Nivel de combustible en tanque diario.
 - e) Verificar limpieza en terminales de batería.
2. Colocar el interruptor principal del generador “MAIN “en OFF.
3. Colocar los selectores de operación en el modo manual para arrancar la planta eléctrica.
4. Se pone a funcionar de esta manera por unos 10 minutos y se revisa lo siguiente:
 - a) Frecuencia del generador (60 a 61Hz).
 - b) De ser necesario se ajusta la tensión al valor correcto por medio del potenciómetro de ajuste.
 - c) Durante todo el tiempo que tarde la planta trabajando se debe estar revisando la temperatura del agua (180°F) presión de aceite (70 PSI) y la corriente de carga del acumulador (1.5 A).

La transferencia se realiza de forma manual mediante un arreglo similar a un interruptor de seguridad de doble tiro con un transfer o transferencia.

Capítulo**VI****Estudio Cuantitativo de los Parámetros Eléctricos.**

El conocimiento de los parámetros eléctricos de una máquina es necesario para poder comenzar el análisis del desempeño. En particular los parámetros permiten tener una visión de su desempeño bajo diferentes condiciones y de esta manera poder proveer posibles fallas y deterioros del equipo. El objetivo de este capítulo es presentar una descripción detallada de los procedimientos que se llevaron a cabo para la estimación de los parámetros del sistema.

Los parámetros eléctricos mostrados en este capítulo son los necesarios para determinar las condiciones mínimas necesarias de seguridad para el personal que opera el equipo y que empleará las instalaciones; los parámetros nos darán la certidumbre de un buen funcionamiento del sistema y del equipo, para brindar el mejor servicio posible durante todo el tiempo de operación de las instalaciones.

6.1 Dimensionamiento eléctrico.

Para la realización del dimensionamiento eléctrico se tomaron en cuenta los datos técnicos de las máquinas de congelación y bombas. Información proporcionada por los proveedores del servicio de la instalación de la pista de hielo. (Ver anexo A).

Además de los datos de placa de los transformadores y la información técnica de la subestación eléctrica, también se tomaron en cuenta los datos proporcionados por la dependencia. En base a esta información se realizaron los procedimientos de cálculo respectivos para el estudio del dimensionamiento eléctrico.

6.1.1 Cálculo de la capacidad del transformador

Para el cálculo de la capacidad de los transformadores se tomaron las siguientes consideraciones:

1.- La carga inicial por alrededor de tres días será total, debido al esfuerzo inicial para formar la capa de hielo deseada. Posteriormente esta carga bajará al 50%, (Según información de proveedor).

Datos de Unidades refrigeradoras:

Unidad 1 y 2 RTAA 300

Tensión de operación: 460 V, 3Φ.

Frecuencia: 60 Hz

Corriente nominal: 589 A.

Bombas

Tensión de operación: 460 V, 3Φ.

Frecuencia: 60 Hz

Potencia: 50 Hp

Unidad 3 RTAA 200

Tensión de operación = 460 V, 3Φ.

Frecuencia = 60 Hz

Corriente nominal= 406 A.

Bomba

Tensión de operación: 460 V, 3Φ.

Frecuencia: 60 Hz

Potencia: 40 Hp

**Nota: Para fines prácticos de cálculo para motores se consideró
1 kVA = 1 Hp.**

$$KVA = V_{3\phi} \times I_N \times \sqrt{3} \quad (6.1)$$

Por lo tanto la potencia total será:

$$KVA_T = 2[(460[V])(589[A])(\sqrt{3})] + [(460[V])(406[A])(\sqrt{3})] + 2(50[KVA]) + 40[KVA]$$

$$KVA_T = 1402.041[KVA]$$

6.1.2 Carga para transformador 1

De acuerdo al plano. (Ver anexo D).

$$KVA_{Ct1} = [(460[V])(589[A])(\sqrt{3})] + [(460[V])(406[A])(\sqrt{3})] + (50[KVA]) + 40[KVA]$$

$$KVA_{Ct1} = 882.7596[KVA]$$

Se cuenta con un transformador de 1050 kVA el cual podemos sobrecargar un 10% (basadas en la norma NMX-J-409-ANCE-2003 vigente). Por lo tanto podemos contar con una capacidad de 1155 kVA.

6.1.3 Carga para transformador 2

De acuerdo al plano. (Ver anexo D).

$$KVA_{Cr2} = [(460[V])(589[A])(\sqrt{3})] + (50[KVA])$$

$$KVA_{Cr2} = 519.2818[KVA]$$

Se cuenta con un transformador de 500 KVA, el cual se puede sobrecargar un 10% permitiendo disponer con una capacidad 550 KVA.

6.2 Cálculo de corrientes nominales del equipo.

Cálculo de alimentación.

Para el cálculo del alimentador calculamos la corriente de los transformadores.

$$I = \frac{P}{Vx\sqrt{3} \ xFP} \quad (6.2)$$

Tenemos:

$$P_T = P_{T1} + P_{T2} \quad (6.3)$$

De la ecuación (6.3) obtenemos:

$$P_T = 1050[KVA] + 500[KVA]$$

$$P_T = 1550[KVA]$$

Sustituyendo en la ecuación (6.2).

$$I_{Tr} = \frac{1550[KVA]}{23[KV]x\sqrt{3} \ x.9} = 43.23[A]$$

Cuando sobrecargamos los transformadores 10% tenemos una corriente:

$$I_{Tr} = 43.23[A]x1.1 = 47.557[A]$$

6.3 Cálculo del área de los conductores de alimentación.

Cálculo de Alimentador.

Al calcular la demanda total consideraremos a las unidades refrigeradoras y las bombas como cargas continuas, debido a que la carga será total por un periodo de tres días que es lo necesario para congelar la pista.

Unidad refrigeradora 1 y 2

De la ecuación (6.1):

$$I_N = 589[A]$$

Corriente de la bomba

$$I_{Bomba} = \frac{HP \times 746}{\sqrt{3} \times V_{3\phi} \times FP \times EF} \quad (6.3)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior obtenemos.

$$I_{Bomba} = \frac{50[HP] \times 746[W]}{\sqrt{3} \times 460[V] \times 0.9 \times 0.9} = 57.7970[A]$$

Consideramos un factor de potencia (FP) y una eficiencia (EF) igual a .9
Unidad refrigeradora 3

Empleando la ecuación (6.1)

$$I_N = 406[A]$$

Utilizando la ecuación (6.3)

$$I_{Bomba} = \frac{40[HP] \times 746[W]}{\sqrt{3} \times 460[V] \times 0.9 \times 0.9} = 46.2376[A]$$

La corriente total para el tablero 1 es:

$$I_{T1} = 406[A] + 46.2376[A] + (589[A]) + (57.7970[A])$$

$$I_{T1} = 1099.0346[A]$$

Por demanda se recomienda 4 conductores x fase de 4/0 para soportar:

4 X 360 A. = 1,440 A. Ver tabla 310-17 de la NOM-001-SEDE-2005 ver (Anexo G).

La corriente total para el tablero 2 es:

$$I_{T2} = (589[A]) + (57.7970[A])$$

$$I_{T2} = 546.797[A]$$

Por demanda se recomienda 2 conductores por fase de 4/0 para soportar:

2 X 360 A. = 720 A. Ver tabla 310-17 de la NOM-001-SEDE-2005 ver (Anexo G).

6.4 Cálculo de protecciones y alimentadores derivados.

Tenemos que para realizar el cálculo de los alimentadores derivados:

Unidad refrigeradora 1

De la ecuación (6.1)

$$I_N = 589[A]$$

Para calcular la corriente de la Bomba empleamos la ecuación (6.3)

$$I_{Bomba} = \frac{50[HP] \times 746[W]}{\sqrt{3} \times 460[V] \times 0.9 \times 0.9} = 57.7970[A]$$

Tenemos una corriente total de:

$$I_T = 646.797[A]$$

Por ampacidad podemos colocar 2 conductores x fase de 4/0 AWG

Por caída de tensión tenemos:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times I \times L \times (R \cos \phi + X \sin \phi)}{V \times S} \quad (6.4)$$

Donde:

I: Corriente de la línea en A.

L: Longitud de la línea en m.

V: Tensión nominal de la línea en V.

S: Sección transversal del conductor en mm²

Φ: Ángulo correspondiente al factor de potencia de la carga.

R: Resistencia del conductor.

X: Reactancia del conductor.

Unidad refrigeradora 1 de acuerdo al plano. (Ver anexo D)

Considerando:

V= 460 V.

I= 646.797 A.

L= 50 m.

FP= .9, Φ= 28.71

De la tabla 9 de la NEC (Ver Anexo G).

$$R = .207 \ \Omega.$$

$$X = .041 \ \Omega.$$

Empleando la ecuación (6.4) tenemos.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 646.79 \times 50 \times (.207 \cos 28.71 + .041 \sin 28.71)}{460 \times 10^7} = .2323$$

Unidad refrigeradora 2

A partir de la ecuación (6.1)

$$I_N = 589[A]$$

Empleando la ecuación (6.3) obtenemos.

$$I_{Bomba} = \frac{50[HP] \times 746[W]}{\sqrt{3} \times 460[V] \times .9 \times .9} = 57.7970[A]$$

Tenemos una corriente total de:

$$I_T = 646.797[A]$$

Por ampacidad podemos colocar 2 conductores x fase de 4/0 AWG

Considerando:

Para la unidad refrigeradora 2 de acuerdo al plano. (Ver anexo B)

$$V = 460 \text{ V.}$$

$$I = 646.797 \text{ A.}$$

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

$$FP = .9, \Phi = 28.71$$

De la tabla 9 de la NEC (Ver Anexo G).

$$R = .207 \ \Omega.$$

$$X = .041 \ \Omega.$$

Por caída de tensión y empleando la ecuación (6.4) tenemos:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 646.79 \times 10 \times (.207 \cos 28.71 + .041 \sin 28.71)}{460 \times 10^7} = .04647$$

Unidad refrigeradora 3

Empleando la ecuación (6.1) obtenemos.

$$I_N = 406 \text{ A}$$

A partir de la ecuación (6.3) obtenemos

$$I_{Bomba} = \frac{40 \text{ HP} \times 746 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 460 \text{ V} \times 0.9} = 46.2376 \text{ A}$$

Tenemos una corriente total de:

$$I_T = 452.2376 \text{ A}$$

Por ampacidad podemos colocar 2 conductores x fase de 1/0 AWG

De acuerdo al plano (Ver anexo B) por caída de tensión para la unidad refrigeradora 3 consideramos:

$$V = 460 \text{ V.}$$

$$I = 452.2376 \text{ A.}$$

$$L = 40 \text{ m.}$$

$$FP = .9, \Phi = 28.71$$

De la tabla 9 de la NEC (Ver anexo G).

$$R = .12 \Omega.$$

$$X = .044 \Omega.$$

Sustituyendo en la ecuación (6.4).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 452.2376 \times 40 \times (.12 \cos 28.71 + .044 \sin 28.71)}{460 \times 3} = .1619$$

6.5 Cálculo de corto circuito trifásico.

Objetivo:

Determinar las corrientes de corto circuito, en las barras del sistema eléctrico para verificar las capacidades interruptivas de los dispositivos de protección empleados por el departamento, así como para verificar el cálculo de la sección de los conductores alimentadores por corto.

Método de cálculo uno:

Se empleará el método de Z_{bus} , obteniendo con la inversión de la matriz Y_{bus} la matriz de impedancias para el cálculo de las corrientes de corto circuito en cada punto de falla, basados en el diagrama unifilar (Ver Anexo D).

Datos proporcionados por la CIA. Suministradora para el punto de acometida. (Ver anexo F)

Tensión Nominal: 23 kV
 No. de fases: 3
 No. de hilos: 3
 Potencia de corto circuito Trifásica: 358.29 MVA.
 Frecuencia: 60 Hz.

Procedimiento de cálculo:

- 1.- Selección de cantidades base.
- 2.- Conversión de impedancias a una base común.
- 3.- Diagrama de impedancias en por unidad.
- 4.- Diagrama de admitancias en por unidad.
- 5.- Formación de la matriz Y_{bus} .
- 6.- Inversión de la matriz Y_{bus} para obtener Z_{bus} .
- 7.- Cálculo de las corrientes de corto circuito.

Del diagrama unifilar. (Ver anexo D), seleccionaremos la potencia del transformador y la tensión suministra por la compañía como base.

1.- Selección de cantidades base

En bus 1:
 Potencia Base= 1050 kVA.
 Tensión Base = 23 kVA.

2.- Obtención de las impedancias en pu.

Empleando la ecuación (3.25) para la Cia. Suministradora:

$$x = \frac{1050}{358290} = .002930 pu$$

Del diagrama unifilar (Anexo D) para el Transformador de 1050 kVA:

$$x = .06 pu$$

Empleando la ecuación (3.21) obtenemos:

Bomba 50 HP:

$$x = .25 \frac{1050}{50} = 5.25 pu$$

Unidad refrigeradora 2

$$KVA_{B1} = 469.2818 [KVA].$$

$$x = .25 \frac{1050}{469.2818} = .5593 pu$$

Bomba 50 HP:

Transformador 500 kVA:

$$x = .057 \frac{1050}{500} = .1197 pu$$

Para la Unidad refrigeradora 1

$$KVA_{B1} = 469.2818 [KVA].$$

$$x = .25 \frac{1050}{469.2818} = .5593 pu$$

Bomba 40 HP:

$$x = .25 \frac{1050}{40} = 6.56 pu$$

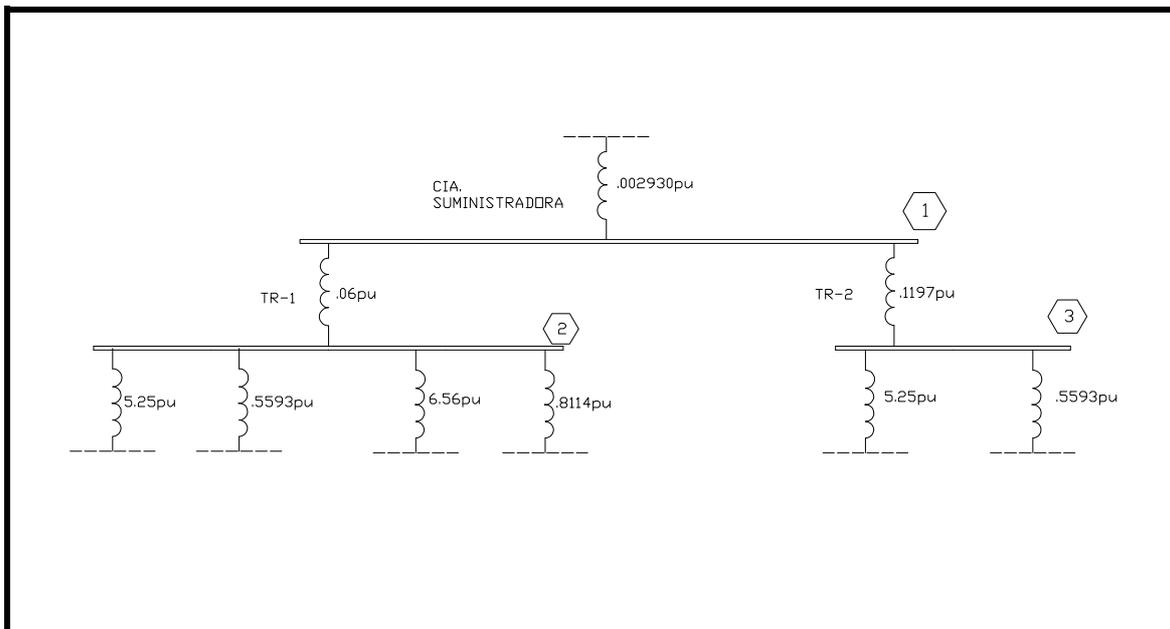
$$x = .25 \frac{1050}{50} = 5.25 pu$$

Unidad refrigeradora 3

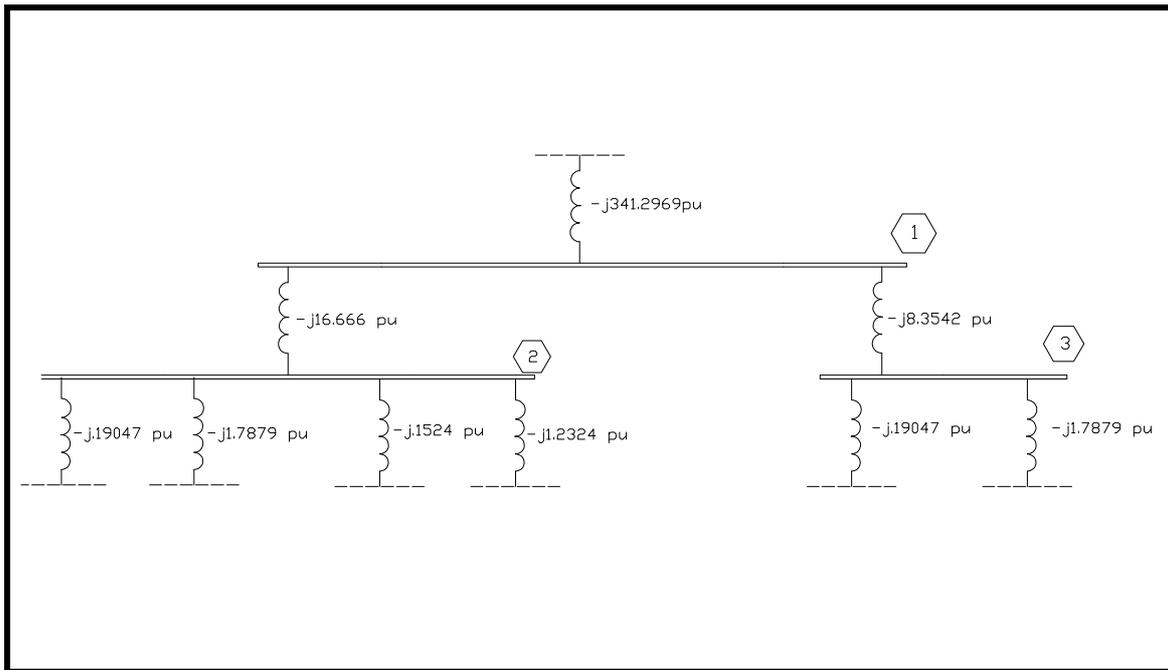
$$P = 323.4778 [KVA].$$

$$x = .25 \frac{1050}{323.4778} = .8114 pu$$

3.- Sustituyendo en el diagrama de impedancias en por unidad obtenemos.



4.- Empleando la ecuación (3.28) obtenemos el diagrama de admitancias en por unidad.



5.- Formación de la matriz Y_{bus} a partir de las ecuación (3.28) y (3.29).

$$Y_{11} = -j341.2969 - j16.666 - j8.3542 = -j366.3171$$

$$Y_{22} = -j16.666 - j1.9047 - j1.7879 - j1.1524 - j1.2324 = -j20.02917$$

$$Y_{33} = -j8.3542 - j1.9047 - j1.7879 = -j10.3325$$

$$Y_{12} = Y_{21} = j16.666$$

$$Y_{13} = Y_{31} = j8.3542$$

$$Y_{23} = Y_{32} = 0$$

$$Y_{bus} = j \begin{bmatrix} -366.3171 & 16.666 & 8.3542 \\ 16.666 & -20.02917 & 0 \\ 8.3542 & 0 & -10.3325 \end{bmatrix}$$

6.- Inversión de la matriz Y_{bus} para obtener Z_{bus} . ecuación (3.30).

$$Z_{bus} = j \begin{bmatrix} .00289273 & .002240709 & .00233888 \\ .00240709 & .0519302 & .00194622 \\ .00233888 & .00194622 & .0986731 \end{bmatrix}$$

7.- Empleando las ecuaciones (3.31) y (3.33) para el cálculo de las corrientes de corto circuito.

Bus 1:

$$I_{CC} = \frac{1}{.00289273} = 345.6942 pu$$

Bus 2:

$$I_{CC} = \frac{1}{.0519302} = 19.2566 pu$$

Bus 3:

$$I_{CC} = \frac{1}{.0986731} = 10.1344 pu$$

Con la ecuación (3.19) las corrientes de corto circuito en Amperes son:

Bus 1:

$$I_{base} = \frac{1050}{\sqrt{3} \times 23} = 26.3572[A]$$

$$I_{CC} = 345.6942 \times 26.3572 = 9111.5311[A]$$

Bus 2:

$$I_{base} = \frac{1050}{\sqrt{3} \times 46} = 1317.8647[A]$$

$$I_{CC} = 19.2566 \times 1317.8647 = 25377.5799[A]$$

Bus 3:

$$I_{base} = \frac{1050}{\sqrt{3} \times 46} = 1317.8647[A]$$

$$I_{CC} = 10.1344 \times 1317.8647 = 13355.7680[A]$$

Método de cálculo Dos:

Se empleará el método de MVA's, obteniendo una potencia equivalente de corto circuito en cada punto de falla.

Datos proporcionados por la CIA. Suministradora para el punto de acometida.
(Ver anexo D)

Tensión Nominal: 23 kV

No. de fases: 3

No. de hilos: 3

Potencia de corto circuito Trifásica: 358.29 MVA. (Ver anexo E).
Frecuencia: 60 Hz.

Procedimiento de cálculo:

- 1.- Conversión de impedancias a MVA' s de corto circuito.
- 2.- Diagrama MVA' s.
- 3.- Reducción de la red en cada punto de falla y cálculo de potencias y/o corrientes de corto circuito.

1.- Conversión de impedancias a MVA' s, mediante las ecuaciones (3.24) y (3.25).

Cia. Suministradora:

$$MVA_{cc} = 358.29[MVA]$$

Transformador de 1050 kVA:

$$MVA_{cc} = \frac{1.05}{.06} = 17.5$$

Transformador de 500 kVA:

$$MVA_{cc} = \frac{.500}{.057} = 8.7719$$

Unidad refrigeradora 1 Y 2:

$I_N = 589$ A.

Tensión 3 Φ = 460 V.

$$460 \times 589 \times \sqrt{3} = 469.2818 \text{ kVA}$$

$$MVA_{cc} = \frac{.4692818}{.25} = 1.8771$$

Motores de 50 HP = 50 KVA

$$MVA_{cc} = \frac{.05}{.25} = .2$$

Unidad refrigeradora 3:

$I_N = 406$ A.

Tensión 3 Φ = 460 V.

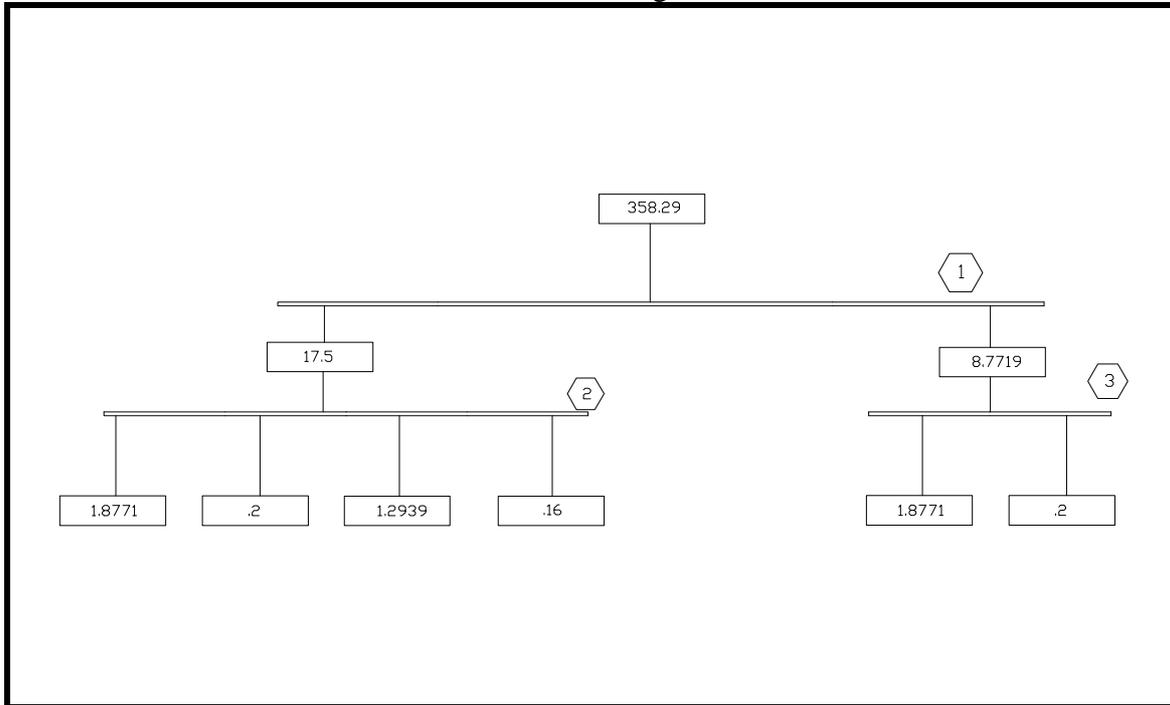
$$460 \times 406 \times \sqrt{3} = 323.4778 \text{ KVA}$$

$$MVA_{cc} = \frac{.323477}{.25} = 1.2939$$

Motores de 40 HP = 50 kVA

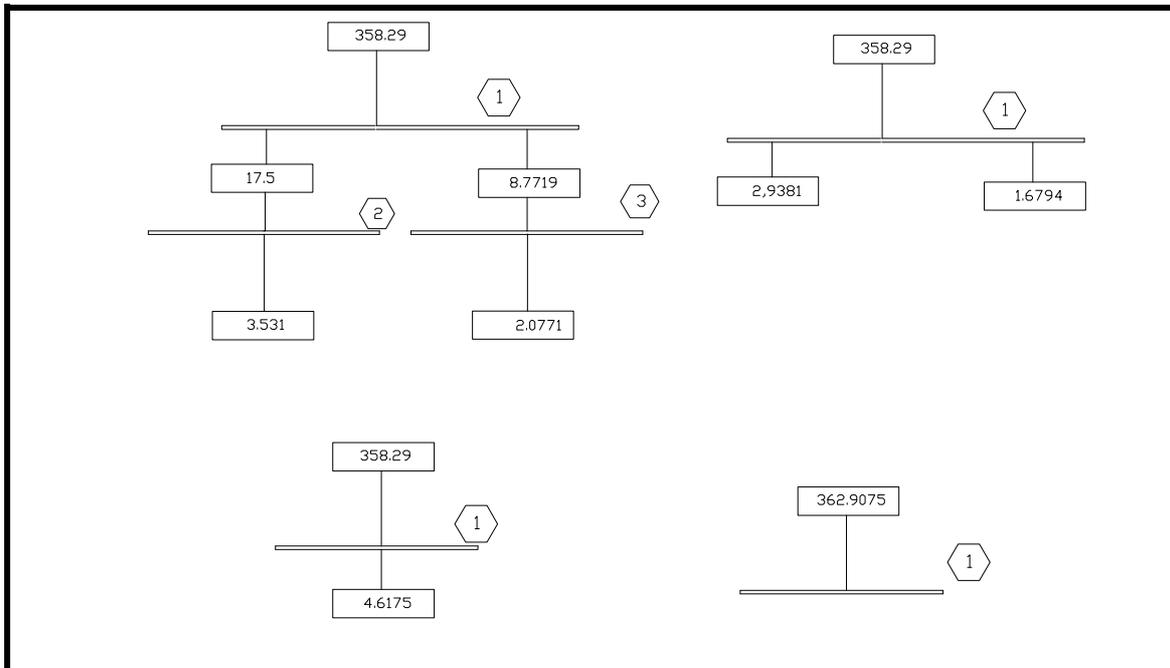
$$MVA_{cc} = \frac{.04}{.25} = .16$$

2.- Con los resultados anteriores se obtiene el diagrama de MVA' s.



3.- Reducción de la red de cada punto de falla y cálculo de potencias y/o corrientes de cortocircuito.

Bus 1:

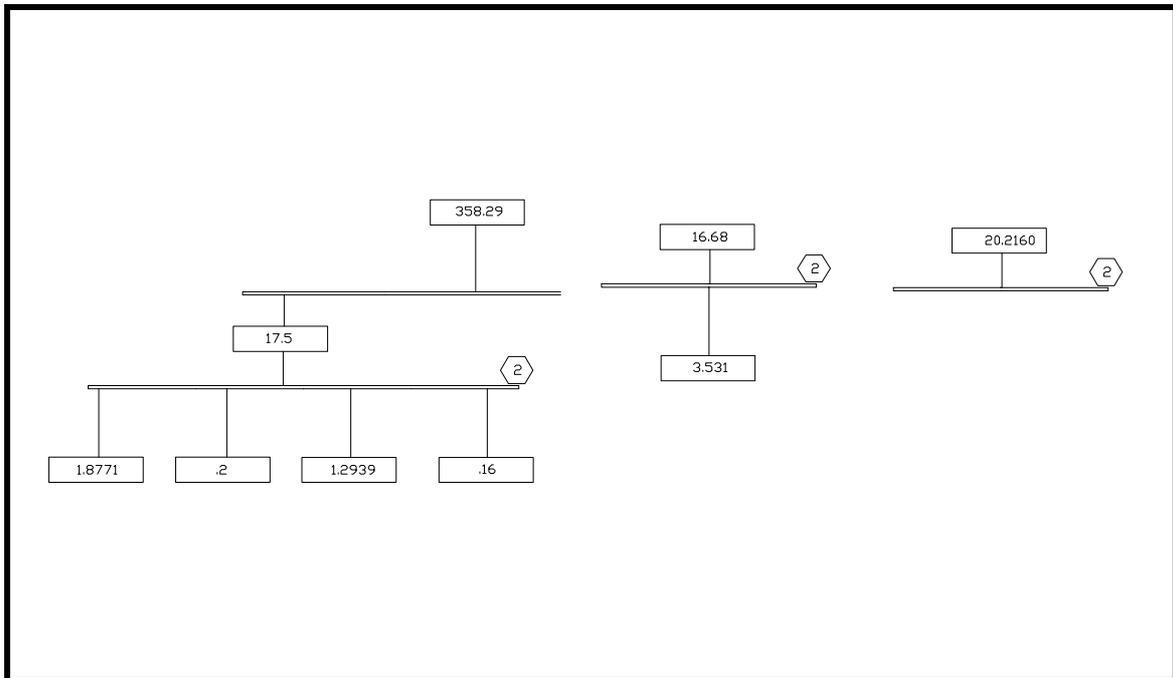


Potencia de corto circuito: 362.9075 MVA.

Corriente de cortocircuito de acuerdo a la ecuación (3.27):

$$I_{cc} = \frac{362907.5}{\sqrt{3} \times 23} = 9109.7714[A]$$

Bus 2:

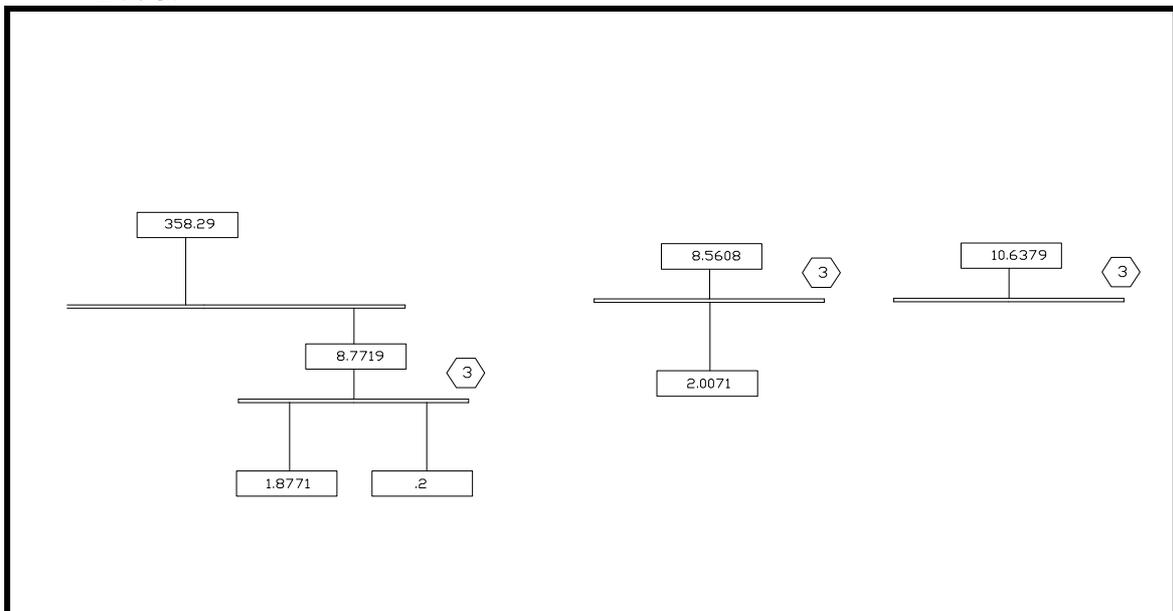


Potencia de corto circuito: 20.2160 MVA.

Corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{20216}{\sqrt{3} \times .46} = 25373.28922[A]$$

Bus 3:



Potencia de corto circuito: 10.6379 MVA.

Corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{10637.9}{\sqrt{3} \times .46} = 13351.72702 \text{ A}$$

6.6 Corrección del factor de potencia.

Debido a la naturaleza de las cargas es necesario corregir el factor de potencia con un banco de capacitores para esto es necesario realizar el cálculo siguiente:

Datos de las cargas:

Basados en la tabla 430.250 del Código Eléctrico Nacional (NEC).
(Ver Anexo G).

Unidad refrigeradora 1	Bomba de 50 HP.
Tensión: 460 V.	Tensión: 460 V.
Potencia: 500 HP.	Potencia: 50 HP.
Factor de potencia: .9	Factor de potencia: .8
Frecuencia: 60 Hz.	Frecuencia: 60 Hz.
Unidad refrigeradora 2	Bomba de 50 HP.
Tensión: 460 V.	Tensión: 460 V.
Potencia: 500 HP.	Potencia: 50 HP.
Factor de potencia: .9	Factor de potencia: .8
Frecuencia: 60 Hz.	Frecuencia: 60 Hz.
Unidad refrigeradora 3	Bomba de 40 HP.
Tensión: 460 V.	Tensión: 460 V.
Potencia: 400 HP.	Potencia: 50 HP.
Factor de potencia: .9	Factor de potencia: .8
Frecuencia: 60 Hz.	Frecuencia: 60 Hz.

Cálculo de la corriente con los nuevos factores de potencia:

$$I = \frac{Hp \times 746}{\sqrt{3} V FP} \quad (6.1)$$

Con la ecuación (6.1) calculamos:

Unidad refrigeradora 1

$$I = \frac{500 \times 746}{\sqrt{3} \times 460 \times .9} = 520.1730 \text{ A}$$

Bomba de 50 Hp.

$$I = \frac{50 \times 746}{\sqrt{3} \times 460 \times .8} = 58.5194 \text{ A}$$

Unidad refrigeradora 2

$$I = \frac{500 \times 746}{\sqrt{3} \times 460 \times .9} = 520.1730 \text{ A}$$

Bomba de 50 Hp.

$$I = \frac{50 \times 746}{\sqrt{3} \times 460 \times .8} = 58.5194 \text{ A}$$

Unidad refrigeradora 3

$$I = \frac{350 \times 746}{\sqrt{3} \times 460 \times .9} = 364.1211 \text{ A}$$

Bomba de 40 Hp.

$$I = \frac{40 \times 746}{\sqrt{3} \times 460 \times .8} = 46.8155 \text{ A}$$

Para las cargas colocadas en el bus 2:

$$I_T = 46.8155 \text{ A} + 58.5194 \text{ A} + 520.1730 \text{ A} + 354.1211 \text{ A} = 989.629 \text{ A}$$

Por lo tanto los VA serán:

$$989.629 \text{ A} \times \sqrt{3} \times 460 \text{ V} = 788.4803 \text{ KVA}$$

Al realizar la sumatoria de las potencias tenemos:

$$P_T = (500 \text{ Hp} \times 0.746 \text{ KW}) + (50 \text{ Hp} \times 0.746 \text{ KW}) + (350 \text{ Hp} \times 0.746 \text{ KW}) + (40 \text{ Hp} \times 0.746 \text{ KW}) = 701.24 \text{ KW}$$

Para obtener el factor de potencia tenemos:

$$\cos \phi = \frac{KW}{KVA} \quad (6.2)$$

Sustituyendo en la ecuación (6.2):

$$\cos \phi = \frac{701.24 \text{ KW}}{788.4803 \text{ KVA}} = .8893$$

Elevaremos el factor de potencia de .8893 a .95, por lo tanto.

$$C = \left[\frac{\sqrt{(1 - FP_1^2)}}{FP_1} \right] - \left[\frac{\sqrt{1 - FP_2^2}}{FP_2} \right] \quad (6.3)$$

Donde:

C: Capacitancia.

FP₁=Factor de potencia actual del sistema.

FP₂=Factor de potencia deseado.

Sustituyendo en la ecuación (6.3).

$$C = \left[\frac{\sqrt{(1 - .8893^2)}}{.8893} \right] - \left[\frac{\sqrt{1 - .95^2}}{.95} \right] = .1842$$

Ahora por medio de la siguiente expresión.

$$KVAR = C \times KW \quad (6.4)$$

kVAR= Del banco de capacitores.

C= Capacitancia.

KW= kilowatts del sistema.

Sustituyendo en la ecuación (6.4).

$$1842 \times 701.24 \text{ kW} = 129.1684 \text{ kVAR}$$

Para las cargas colocadas en el bus 3:

$$I_T = 58.5194 \text{ A} + 520.1730 \text{ A} = 578.6924 \text{ A}$$

Por lo tanto los VA serán:

$$578.6924 \text{ A} \times \sqrt{3} \times 460 \text{ V} = 461.0693 \text{ kVA}$$

Al realizar la sumatoria de las potencias tenemos:

$$P_T = (500 \text{ Hp} \times .746 \text{ KW}) + (50 \text{ Hp} \times .746 \text{ KW}) = 410.3 \text{ KW}$$

Para obtener el factor de potencia a partir de la ecuación (6.2) tenemos:

$$\cos \phi = \frac{410.3 \text{ KW}}{461.0639 \text{ KVA}} = .8898$$

Con la ecuación (6.3)

$$C = \left[\frac{\sqrt{(1-.8898^2)}}{.8898} \right] - \left[\frac{\sqrt{1-.95^2}}{.95} \right] = .1842$$

Sustituyendo en la ecuación (6.4).

$$.1842 \times 701.24 \text{ kW} = 129.1684 \text{ kVAR}$$

Al no existir bancos de capacitores comerciales de ese valor se empleara el siguiente más cercano que para este caso será de:

Tipo: KA486140 TAC

kVAR: 140 kVAR

Tensión: 480 V

Corriente: 180 A

6.7 Cálculo de Interruptores Principales, Interruptor principal de BT, Interruptor de los TGS.

A partir de la ecuación (3.27); para el transformador de 1050 kVA

23 000 / 460 V, 3 fases; 60 Hz;

$$I = \frac{1050}{\sqrt{3} \times .46} = 1319.42 \text{ A}$$

$$I = 1319.42 \times 1.25 = 1319.42 \text{ A}$$

Por ampacidad se recomienda un interruptor de 3 X 1600 A, a 65 kA de capacidad interruptiva según estudio de corto circuito.

Para el transformador de 500 kVA empleando la ecuación (3.27).

23 000 / 460 V, 3 fases; 60 Hz;

$$I = \frac{500}{\sqrt{3} \times .46} = 628.29 \text{ A}$$

$$I = 628.29 \times 1.25 = 785.36 \text{ A}$$

Por ampacidad se recomienda un interruptor de 3 X 1000 A, a 65 kA de capacidad interruptiva según estudio de corto circuito.

Carga de tipo 1 (unidad refrigeradora 1)

$$I = \frac{469.2818}{\sqrt{3} \times .46} = 588.9999 A$$

$$I = 588.9999 \times 1.25 = 736.2499 A$$

Se necesita un interruptor de 3 X 700 AD Y 1000 AM

Carga de tipo 2 (Unidad refrigeradora 2)

$$I = \frac{469.2818}{\sqrt{3} \times .46} = 588.9999 A$$

$$I = 588.9999 \times 1.25 = 736.2499 A$$

Se necesita un interruptor de 3 X 700 AD Y 1000 AM

Carga de tipo 3 (Unidad refrigeradora 3)

$$I = \frac{323.4778}{\sqrt{3} \times .46} = 405.9999 A$$

$$I = 588.9999 \times 1.25 = 507.4999 A$$

Se necesita un interruptor de 3 X 500 AD Y 1000 AM

6.8 Sistema de Tierra.

En este sistema que es provisional y montado sobre la plancha de concreto de la Plaza de la Constitución, se considerará por recomendación de la NOM-001-SEDE-2005 respecto a este tipo de subestación, que la resistividad en la malla sea menor de 10 ohms. Es responsabilidad del contratista instalar la malla de tierra con cable de cobre desnudo de 4/0 AWG con cuatro varillas tipo Cooper Weld en cada extremo y un electrodo artificial tipo Chem Rod dentro del registro de acometida de media tensión. (Ver esquema Anexo D)

Se instala el conductor en toda la periferia de la estructura de la subestación y se conecta sólidamente formando la malla de protección perimetral de la subestación, conectando también a esta malla, la subestación, los transformadores y tablero general. Ahí también se conecta el hilo de tierra que corre sobre la charola para aterrizar los equipos de las unidades refrigeradoras. Finalmente, se realizan pruebas de resistividad de la malla con un terrómetro para verificar el valor requerido y asegurar un buen funcionamiento.

6.8.1 El electrodo de puesta a tierra.

El electrodo de puesta a tierra, no solo se puede considerar como una varilla enterrada, sin embargo un electrodo puede consistir en un conductor enterrado en forma vertical u horizontal, una placa enterrada, una varilla con relleno químico, varias varillas en paralelo, mallas de cables enterrados etc. Para poder entender la naturaleza de un electrodo de tierra y su resistencia se debe considerar un electrodo hemisférico.

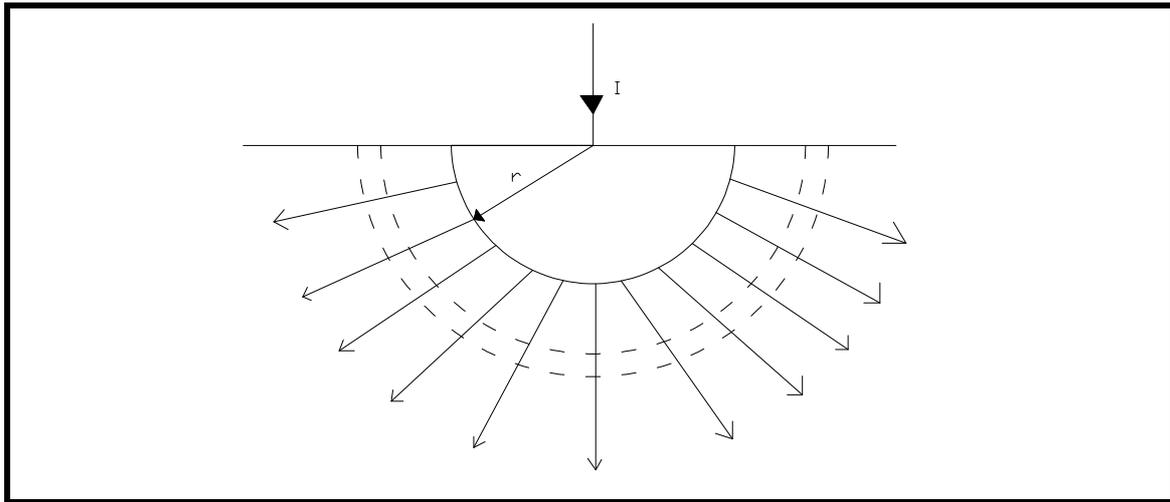


Figura 6.1 electrodo hemisférico (Monroy).

La resistencia total del electrodo puede ser dividida en tres partes:

- a) La resistencia propia del conductor.
- b) La resistencia de contacto entre el electrodo y tierra.
- c) La resistencia de la masa de tierra que rodea al electrodo.

La última representa el valor más significativo de resistencia a tierra ya que los otros dos valores, comparativamente son despreciables, si consideramos los flujos de corriente en todas direcciones y consideramos que la corriente tiene una trayectoria infinita, la ecuación general para el valor de resistencia será:

$$R = \frac{\rho}{4\pi r} \quad (6.5)$$

Para poder aplicar esta fórmula en cualquier electrodo tenemos:

$$R = \frac{\rho}{2\pi c} \quad (6.6)$$

Donde “c” es la capacidad electrostática de un electrodo combinada con su imagen en la superficie de la tierra.

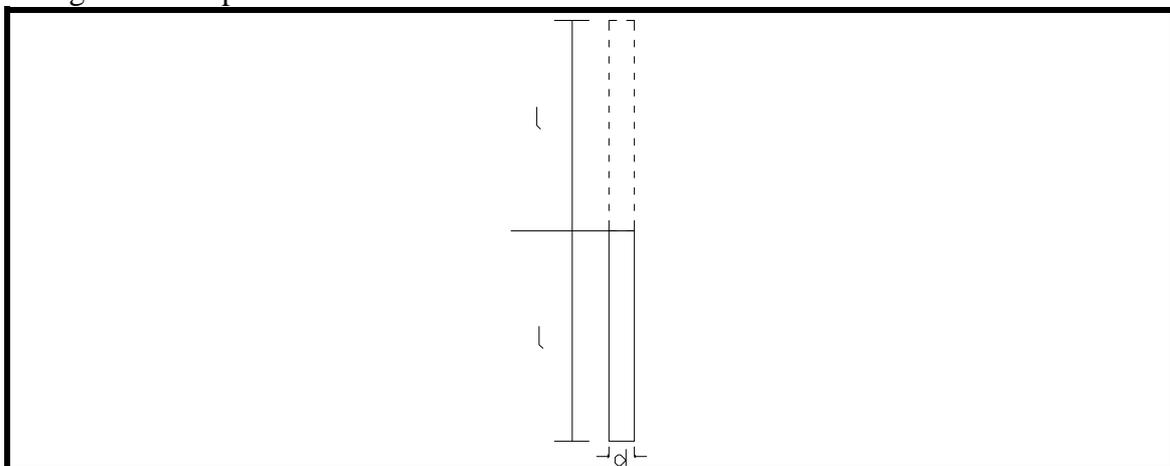


Figura 6.2 Electrodo con su imagen.

Una buena aproximación de un electrodo se obtiene, considerándolo como la mitad de un elipsoide de revolución, en el cual el eje mayor es muy largo comparándolo con el eje menor. Por lo que podemos emplear:

$$c = \frac{a}{2L_n \frac{2a}{b}} \quad (6.7)$$

Donde “a” es la longitud del eje mayor y “b” la del eje menor de un elipsoide; sustituyendo la fórmula general tenemos:

$$R = \frac{\partial}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d} \quad (6.8)$$

Electrodos Múltiples.

El electrodo común (varilla enterrada), se considera como un medio económico para instalar un sistema de tierra. Por lo general, su valor de resistencia a tierra es alto y frecuentemente se deben colocar varios electrodos en paralelo para lograr un valor aceptable.

Para calcular el valor de dos o más electrodos en paralelo representa un margen de error, ya que en los cálculos se considera suelo homogéneo en condiciones ideales; lo que en la práctica no acontece. Sin embargo nos proporciona un valor muy aproximado, para fines prácticos se consideró de este modo para la elaboración del cálculo.

Para simplificar el cálculo el potencial de una esfera de radio “r” es:

$$V = \frac{Q}{r} \quad (6.9)$$

Donde Q es la carga de la esfera.

El potencial a una distancia “d” de la esfera es:

$$vd = \frac{Q}{d} \quad (6.10)$$

Dos electrodos en paralelo.

Si tenemos dos electrodos en paralelo a una distancia “d” (ver figura 6.3)

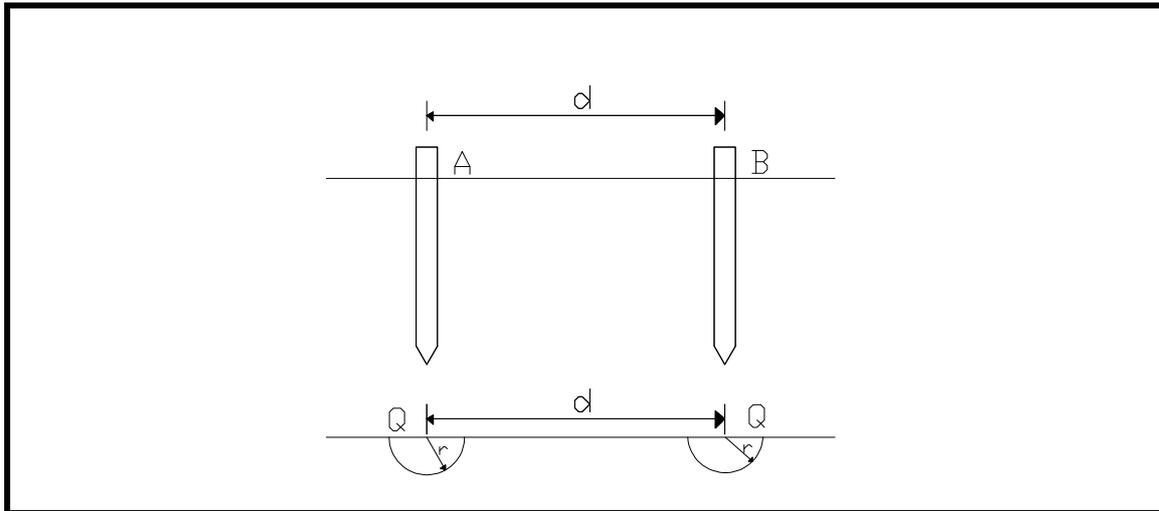


Figura 6.3 Dos electrodos en paralelo. (Monroy)

Cada electrodo puede ser reemplazado por su carga equivalente, hemisférica de radio “r” y carga “Q”

$$V = \frac{Q}{r} + \frac{Q}{d} = \frac{Q}{r}(1 + \alpha) \quad (6.11)$$

$$\alpha = \frac{r}{d} \quad (6.12)$$

De la fórmula general:

$$R = \frac{\partial}{2\pi c} = \frac{\partial}{4\pi r}(1 + \alpha) \quad (6.13)$$

La resistencia de un electrodo hemisférico enterrado es la siguiente:

$$R = \frac{\partial}{2\pi r}(1 + \alpha) \quad (6.14)$$

De las ecuaciones anteriores podemos concluir

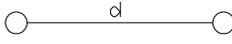
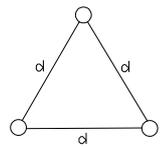
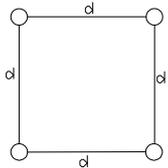
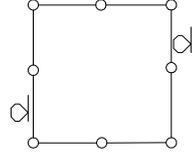
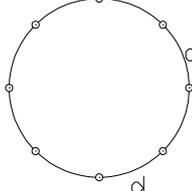
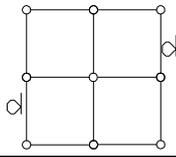
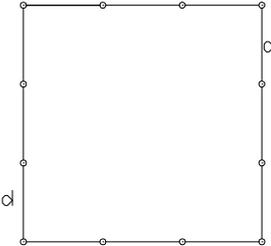
$$\frac{\text{Resistencia de dos electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{\frac{\partial}{4\pi r}(1 + \alpha)}{\frac{\partial}{2\pi r}} = \frac{(1 + \alpha)}{2} \quad (6.15)$$

Para nuestro caso de estudio partiendo de la ecuación siguiente para cuatro electrodos en línea recta:

$$\frac{\text{Resistencia de 4 electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de 1 electrodo}} = \frac{12 + (1 + \alpha)}{48 - 40\alpha} \quad (6.16)$$

De la ecuación anterior se desprende la siguiente tabla:

Tabla 6.1 Electrodo Múltiples (López. M)

Valores Esperados	Arreglo
2 Electrodo en paralelo reducen al 55% la resistencia de uno.	
3 Electrodo en línea recta reducen al 35%.	
3 Electrodo en delta reducen al 38%.	
4 Electrodo en cuadro reducen al 28%.	
8 Electrodo en cuadro reducen al 17%.	
8 Electrodo en círculo reducen al 16%.	
9 Electrodo en cuadro sólido reducen al 16%.	
12 Electrodo en cuadro reducen al 12%.	

6.8.2 Cálculo del sistema de tierra.

Donde:

Cálculo de la resistividad de un solo electrodo

Si $R_{\text{varilla}} = 4.6 \Omega$ (varilla sola, medición realizada en campo)

Aplicando la tabla con un arreglo de cuatro electrodos en cuadro:

$$R = (4.6\Omega)(.28)$$

$$R = 1.288\Omega$$

$R_{\text{elect}} = 1.288\Omega$ la malla deberá tener una resistividad entre 1.2Ω a 2Ω

Con esta resistencia se da seguridad a las personas de acuerdo a la NOM 001 2005, para que circunden u operen la subestación, y se comparará con la medición de la resistividad de la malla con un terrometro.

6.9 Cálculo de la iluminación.

El alumbrado de exteriores abarca un amplio campo de aplicaciones encaminadas a resolver los problemas que se presentan cuando se intenta dar, la adecuada iluminación, al espacio situado en el exterior de las edificaciones. Para el caso de la pista de hielo no ha sido la excepción, al tratarse de una edificación “nueva” en nuestro país no se encuentran documentos en los cuales se mencione explícitamente el método o la cantidad de luxes a emplearse sin embargo se tomaron en cuenta las siguientes normas vigentes en México:

- 1) NORMA Oficial Mexicana NOM-007-ENER-2004, Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.
- 2) NORMA Oficial Mexicana NOM-013-ENER-2004, Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores publicas.
- 3) NORMA Oficial Mexicana NOM-025-STPS-2008, Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.

Además de basarnos en las publicaciones de la Sociedad de Ingeniería en Iluminación (IES).

Calculo de la iluminación.

Método de los lúmenes.

Se realiza en los casos que queremos conseguir un alumbrado general, para nuestro caso de estudio es el más adecuado ya que lo que se pretende es contar con un buen nivel de iluminación en toda la superficie de la pista, para el calculo definiremos inicialmente la siguiente expresión básica para obtener el nivel de iluminación.

$$E = \frac{\phi}{S} \quad (6.17)$$

Φ = Flujo luminoso.

S = Área a iluminar

E = Cantidad de Luz/ Área sobre la que incide.

ó, E = Flujo Luminoso/Área Iluminada. (Lúmenes/m² = LUX).

Para el cálculo además es necesario tomar en cuenta otros factores como son los contenidos en la siguiente expresión:

$$E_m = \frac{\phi_L \times \eta \times f_m}{S} \quad (6.18)$$

E_m = Iluminación media.

Φ_L = Flujo luminoso de línea de la lámpara.

η = Eficiencia.

f_m = factor de mantenimiento.

S = Área de la superficie a iluminar.

Estos factores son de suma importancia ya que la instalación se encuentra a la intemperie, por lo que el factor de mantenimiento es alto: lo que arrojará un porcentaje bajo es decir se depreciara la cantidad de flujo luminoso debido a los efectos atmosféricos. Por otra parte la eficiencia depende del tipo de luminaria y lámpara, el cual se obtiene a través de la información del proveedor.

PISTA MAYOR.

Tipo de luminarias: Arena Vision.

Potencia de las lámparas: 1800 W.

Flujo luminoso por luminaria: 155,000 lm.

Área a iluminar: 1800 m².

Eficiencia: .9

Factor de mantenimiento: .6

De acuerdo a la expresión (6.18):

$$E_m = \frac{155000 \text{lm} \times .9 \times .6}{1800 \text{m}^2} = 41.3333 \text{lx}$$

Si tenemos instaladas 8 luminarias entonces tenemos:

$$E_{m_T} = 8 \times 41.3333 \text{lx} = 330.6664 \text{lx}$$

PISTA MENOR.

Tipo de luminarias: Prismbeam II.

Potencia de lámparas: 750 W

Flujo luminoso por luminaria: 110,000 lm.

Área a iluminar: 300 m².

Eficiencia: .6

Factor de mantenimiento: .6

De acuerdo a la expresión (6.18):

$$E_m = \frac{110000 \text{lm} \times .6 \times .6}{300 \text{m}^2} = 132 \text{lx}$$

Si tenemos instaladas 8 luminarias entonces tenemos:

$$E_{m_T} = 2 \times 132lx = 264lx$$

Ahora de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla.6.2 Niveles de iluminación para exteriores (Manual Viacon).

ALUMBRADO DE AREAS DEPORTIVAS	LUXES MINIMOS ROMEDIO RECOMENDADOS	
FRONTON DE MANO CLUB RECREACIONAL	200	
FUTBOL (Índice: distancia desde la línea banda más alejada de los espectadores)	1000	
Clase I: más de 30 m	500	
Clase II: entre 15 y 30 m	300	
Clase III: entre 9 y 15 m	200	
Clase IV: menos de 9 m	100	
Clase V: sin asientos fijos	100	
GOLF	GREEN	TRAYECTORIAS
Campo	50	30 (vertical)
Distancia de Tiro	100	50 (vertical)
Miniatura	100	
Green	100	
HOCKEY SOBRE HIELO (25.9 X 60.90 m)	500	
Profesional	200	
Amateur	100	
Recreacional	10	
MARINAS	10	
PATINAJE	50	
Cancha	10	
Alrededores	30 (verticales)	
PLAYAS PARA BAÑISTAS	10	
Sobre el agua hasta 45 m		
Sobre la playa 30 m de ancho		
°		
Ruedo	1000	
Pasillos, túneles, palcos, gradas	50	
RODEOS	500, 300, 100	
Profesionales, Amateurs, Recreacionales		
SOFTBOL	CUADRO	JARDINES
Profesional o Campeonatos	500	300
Semi-Profesional	300	200
Ligas Industriales	200	150
Recreacional	100	70
TENIS- CANCHAS DE	300	
Torneos	200	
Clubes	100	
Recreacional		
TIRO DE RIFLE O PISTOLA	100, 50, 500 (vertical)	
Punto de tiro, trayectoria, blanco		
VOLEIBOL	200	
Torneos	100	
Recreacional		

Tomamos el valor de la pista de Hockey amateur, por lo tanto en ambas pistas cumplimos con el mínimo de luxes requerido.

Estos valores los comparamos con el software propuesto el cual nos arroja valores muy cercanos (ver Anexo C).

Capítulo

VII

Propuestas de Mejora.

Al analizar el proyecto presentado por la dependencia (Ver Anexo B) nos percatamos de múltiples inconsistencias respecto al desarrollo del proyecto de ingeniería, además de diferir la información proporcionada por los proveedores con respecto al equipo instalado en campo; por esta razón se decidió realizar el proyecto, tomando en cuenta todas las consideraciones necesarias para ser presentado de manera formal. La dependencia realizaba las adecuaciones sobre la marcha de instalación, no obstante no es documentada esta información quedando con errores para futuras consultas y/o aplicaciones del mismo proyecto.

En este capítulo enunciaremos observaciones las cuales podrían servir para mejorar la calidad del proyecto, todas las observaciones se han contemplado en el texto presentado; están sustentadas en cálculos y normas extraídas de las diferentes normas nacionales e internacionales vigentes, las cuales no se tomaron en cuenta en el proyecto presentado por la dependencia.

7.1 Observaciones al proyecto.

Las siguientes observaciones se enuncian a manera de listado, todas estas no fueron contempladas en el desarrollo del proyecto de la dependencia.

- 1) Se debe delimitar las áreas de las máquinas, tableros eléctricos y tubería de fluidos, de acuerdo a lo citado en la **NORMA Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.**
- 2) Durante el servicio de la subestación y los diferentes equipos es necesario realizar revisiones, en caso de ser necesario es probable realizar la desconexión del equipo por lo tanto de acuerdo a **Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.** En instalaciones eléctricas provisionales es necesario contar con el diagrama unifilar y la información necesaria para operar el equipo.

- 3) En caso de ser necesario se debe corregir el factor de potencia, para no sufrir penalizaciones por parte de la Cia. Suministradora.
- 4) Se deben cumplir con la caída de tensión establecida en la **NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización)**.
- 5) Se deben de cumplir con un sistema de tierras, el cual debe tener una resistencia contenida en el intervalo establecido en la **NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización)**.
- 6) Es necesario, para el diseño del sistema de iluminación, cumplir con el mínimo de luxes requerido para el desarrollo de la actividad; además de cumplir con las siguientes normas. ***NORMA Oficial Mexicana NOM-007-ENER-2004, eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.***

NORMA Oficial Mexicana NOM-013-ENER-2004, Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores publicas.

NORMA Oficial Mexicana NOM-025-STPS-2008, Condiciones de iluminación en los centros de trabajo.

Todas las observaciones anteriores no se cumplieron en el proyecto presentado por la dependencia; anexo a esto en los capítulos V y VI se muestran los cálculos necesarios los cuales se debieron realizar para la planeación del proyecto, para tener la certeza de la seguridad, eficiencia y sustentabilidad del mismo.

Conclusiones.

El objetivo de elaborar este documento es dar a conocer la forma en la cual se lleva a cabo la instalación de edificaciones de este tipo, que aun no son muy comunes en nuestro país, pero han tomado fuerza gracias a las dependencias gubernamentales. Durante el proceso de instalación de la infraestructura se pretendió cubrir la mayor cantidad de detalles para poder realizar un buen análisis en la medida de lo posible. Toda la instalación fue documentada fotográficamente, además de contar con los documentos proporcionados a la dependencia.

Al finalizar el proyecto notamos las deficiencias existentes en las diversas áreas de la dependencia, aunado a la falta de interés por darle seguimiento a los servicios proporcionados por los proveedores. No obstante, es importante aclarar que con los recursos disponibles se trata de cumplir con la mayor cantidad de los requerimientos establecidos, esto con el fin de terminar en tiempo con la instalación del proyecto.

Es importante mencionar que la información técnica de los equipos en algunos casos está incompleta o es errónea; debido a que los proveedores así la proporcionan por ello se encontraron deficiencias en la ingeniería realizada por la dependencia. Sin embargo; durante y al final del proyecto no se realizan los cambios pertinentes. La elaboración de este documento tuvo la finalidad de dar un seguimiento y hacer notar posibles mejoras para futuros proyectos de esta índole. Debido a ello y a lo delicado de la instalación se pensó en proporcionar instructivos de operación de los equipos de mayor riesgo e importancia, como son la subestación eléctrica y la planta de emergencia, los cuales no son proporcionados. Durante el desarrollo de la ingeniería elaborada en este documento se implementaron las normas aplicables a este tipo de infraestructura; para garantizar la seguridad y un buen servicio a los usuarios. Se realizó de nuevo la ingeniería con los datos obtenidos en campo y se anexaron posibles mejoras al mismo. Todo ello con la finalidad de regular este tipo de instalaciones para poder brindar un servicio de calidad.

Bibliografía.

- [1]. Grainger y Stevenson. Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill, 1996 México.
- [2]. Viqueira L., Jacinto Redes Eléctricas II. Facultad de Ingeniería, UNAM
- [3]. Rodolfo Lorenzo Bautista. ANALISIS DE CORTO CIRCUITO en sistemas eléctricos industriales. Facultad de Ingeniería, UNAM, 1992.
- [4]. Guillermo López Monroy. Sistemas de Tierra en redes de distribución. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- [5]. "IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants" IEEE Standard 141-1993 (Revision of IEEE Std 141-1999).
- [6]. Mc PARTLAND J.F. National Electrical Code 2005 (National Fire Protection Association National Electrical Code) (Paperback) McGraw-Hill 1993 U.S.A.
- [7]. "Niveles de tensiones eléctricas normalizadas en México" NOM-J-098-1999 México.
- [8]. "Manual de niveles de iluminación para diferente tipo de instalaciones" Viacon, 1999.
- [9]. "Instalaciones eléctricas (utilización)" Normas técnicas para instalaciones eléctricas NOM-001-SEDE-2005. México.
- [10]. "Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías". NOM-026-STPS-2008. México.
- [11]. "Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo- condiciones de seguridad". NOM-029-STPS-2005. México.
- [12]. "Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales". NOM-007-ENER-2004, México.
- [13]. "Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores publicas". NOM-013-ENER-2004, México.
- [14]. "Condiciones de iluminación en los centros de trabajo". NOM-025-STPS-2008, México.

Mesografía.

- [15].Elvis R. Sverko. GROUND MEASURINGTECHNIQUES: ELECTRODE RESISTANCE TO REMOTE EARTH & SOIL RESISTIVITY, U.S.A., 1999.
Disponible en:
<http://www.electro-specialties.com/technical/downloads/Grounding%20Measurements.pdf>
- [16].IGSA “MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS ELECTRICAS”. Disponible en:
<http://www.igsa.com.mx/manualpla/Manual.pdf>
- [17].TRANE “Series R, Rotary Liquid Chiller 70 to 400 Tons Air-Colled”.
Disponible en:
<http://chillerclassifieds.com>

Anexo A

Información Técnica del Proveedor.



Descripción del equipo

General

Modelo del equipo	RTAA300
Tons. Nominales	300
Refrigerante	R-22, 540 lbs.
Valor de Fianza	\$140,300
Conexiones de agua helada	6" , .1524[m]
Condiciones de operación Ambiente	0-81 °C
Limites de Agua Helada	0-53 °C
Circuitos eléctricos	1
Circuitos de refrigerante	2

Información eléctrica

Voltaje	460 Volts, 3 fases
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	589 Amperes
Protección por sobre corriente	700 Amperes

Capacidad de enfriamiento

Temp. de salida del agua	0-15°C
Temp. de agua helada de entrada	0-12°C
% de Etilene Glicol: 45%	
Capacidad: 250 Tons Nominales Refrigeración.	
Flujo de agua	450 GPM
Caida de Presión	16.4 ft H ₂ O

Dimensiones y Peso

	Chiller	Remolque	Total (Chiller y Remolque)
Largo			
Ancho			
Altura			
Peso			

*Equipo montado permanentemente en el remolque.

Los auxiliares incluidos con el equipo son:

Manguera flexible (150 psi como presión máxima).

Paquete Standard: Mangueras de 6 Pulgadas de diámetro hasta una longitud de 25 [m] suministro y retorno.

Notas.- En ningún caso se deben cortar las mangueras

Información de las Bombas*

Numero de Bomba

Potencia	50 HP
Voltaje/Frec/Fase	460 Volts/60 Hz / 3 fases
Amperaje	65 Amp
Flujo min.	193.8 gmp
Flujo max.	808.1 gmp
Tamaño de conexiones	6"
Peso	
*Incluye arrancador.	

Cable eléctrico

Calibre	2/0 AWG
Amp.Maximo x cable	300 Amp
Rango de Temperatura	9 a 194 °F
Peso(lb/100ft)	64
Cajas de cable	4 cajas



TRANE®

Renta de Sistemas Trene

Descripción del equipo

General

Modelo del equipo	RTAA200
Tons. Nominales	200
Refrigerante	R-22, 540 lbs.
Valor de Fianza	\$110,300
Conexiones de agua helada	6" , .1524[m]
Condiciones de operación Ambiente	0-81 °C
Limites de Agua Helada	0-53 °C
Circuitos eléctricos	1
Circuitos de refrigerante	2

Información eléctrica

Voltaje	460 Volts, 3 fases
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	406 Amperes
Protección por sobre corriente	500 Amperes

Capacidad de enfriamiento

Temp. de salida del agua	0-15°C
Temp. de agua helada de entrada	0-12°C

% de Etilene Glicol: 45%

Capacidad: 250 Tons Nominales Refrigeración.

Flujo de agua	450 GPM
Caída de Presión	16.4 ft H ₂ O

Dimensiones y Peso

	Chiller	Remolque	Total (Chiller y Remolque)
--	---------	----------	----------------------------

Largo

Ancho

Altura

Peso

*Equipo montado permanentemente en el remolque.

Los auxiliares incluidos con el equipo son:

Manguera flexible (150 psi como presión máxima).

Paquete Standard: Mangueras de 6 Pulgadas de diámetro hasta una longitud de 25 [m] suministrado en el momento del retorno.

Notas.- En ningún caso se deben cortar las mangueras

Información de las Bombas*

Numero de Bomba	
Potencia	40 HP
Voltaje/Frec/Fase	460 Volts/60 Hz / 3 fases
Amperaje	52 Amp
Flujo min.	132.533 gmp
Flujo max.	578.73 gmp
Tamaño de conexiones	6"
Peso	
*Incluye arrancador.	

Cable eléctrico

Calibre	2/0 AWG
Amp.Maximo x cable	300 Amp
Rango de Temperatura	9 a 194 °F
Peso(lb/100ft)	64
Cajas de cable	4 cajas

Anexo B

Memoria de Cálculo Dependencia del G.D.F.



GOBIERNO DEL DISTRITO FEDERAL
Secretaría de Obras y Servicios
Dirección General de Servicios Urbanos
Dirección de Alumbrado Público
Subdirección Técnica
Jefatura de Unidad Departamental Alumbrado Decorativo



PROYECTO PISTA DE PATINAJE UBICADA EN EL ZÓCALO DE LA CIUDAD DE MÉXICO

Memoria Técnica

1.1 Tipo y sistema de suministro.

El sistema eléctrico debe ser trifásico de la red primaria de media tensión 23 KV, a una distancia de 40 m aproximadamente de la subestación.

1.2 Punto de Conexión:

Se cuenta con una acometida en 23 KV, tomada de la red automática de la compañía suministradora, conectada desde un alimentador de energía eléctrica que se ubica en la esquina de las calles de 16 de Septiembre y 20 de Noviembre, esta se conecta a una línea en 23 KV, y el alimentador esta tomado de una línea preferente con transferencia automática para garantizar el suministro de la alimentación eléctrica. Se recibirá en un registro ya existente para este fin, orientado hacia la plancha de la Plaza de la Constitución.

1.4 Materiales en la Subestación.

La acometida en media tensión se alimenta con conductores de calibre 1/0 AWG, tipo XLP de acuerdo a especificación de la compañía suministradora. La subestación esta compuesta por un sistema de apartarrayos auto valvulares de Óxido de Zinc, clase 25 KV, adicionalmente dos juegos de cuchillas de paso tripolar de operación en grupo sin carga, clase 25 KV, así como seccionadores tripolares en operación en grupo con carga, y con portafusibles con elementos de 63 A, clase 25 KV.

1.5 Arreglo de la Subestación.

Se cuenta con una subestación tipo espejo para recibir la acometida de 23 KV que se deriva a sus extremos en dos transformadores tipo seco con aire forzado de 750/1050 y 500 KVA, respectivamente a 23 / 0.460 - 0.266 KV de capacidad, que alimentará dos tableros de baja tensión a 460 Volts, que suministran energía eléctrica a los respectivos equipos de congelación y enfriamiento "chillers", (ver diagrama Unifilar).



Canal de Apatlaco 502 • Col. Carlos Zapata Vela • C.P. 08040
• Delegación Iztacalco • Tel. 56 49 07 34





2.- Cálculo de la capacidad del transformador

2.1.- Carga para transformador 1

(350.86 KVA por Chiller 1)+(513.66 KVA por Chiller 2)

Da un total de 864.52 KVA.

Se cuenta con un transformador de 1050 KVA que se puede sobrecargar a 10 % más de esta capacidad que tiene 1155 KVA.

2.2.- Carga para transformador 2

(513.66 KVA por Chiller 3)

Se cuenta con un transformador de 500 KVA, factible a sobrecarga de 10% más, permitiendo disponer de 550 KVA.

Esta carga es hasta formar una capa de hielo en la pista, lo que se logra en uno o tres días, posteriormente, la carga bajará al 50%, (Según información de proveedor)

Pt =1378.18 KVA (3 Chiller) + 116.66 KVA (3 bombas)= 1494.84 KVA
Pm= 736.34 KVA

2.3 Cálculo de alimentación en media tensión.

TR 1 + TR 2 =1050 + 500 = 1550 KVA.

En 23 / 0.460 - 0.266 KV

If = (1550KVA) / (1.73 x 23 KV x 0.9) = 43.28 A

Se puede sobrecargar 10 %

Si 43.28 x 1.1 = 50.90 A.

Fusible propuesto es de 125 A a 25 KV

El conductor para la línea de alimentación a la subestación por parte de la compañía suministradora es Calibre 1/ 0 AWG, tipo XLP.



2.4.- Cálculo de Interruptores Principales, Interruptor principal de BT, Interruptor de los TGS.

Para el transformador de 1050 KVA

23 000 / 460 - 266 V, 3 fases; 60 Hz;

$$I \text{ sec.} = 1050 \text{ KVA} / (1.73 \times 0.460 \text{ KV}) = 1319.42 \text{ A.}$$

$$I \text{ sec.} = 1319.42 \text{ A.} \times 1.25 = 1.649 \text{ KA}$$

Por ampacidad se recomienda un interruptor de 3 X 1600 A, a 65 KA de capacidad interruptiva según estudio de corto circuito.

Para el transformador de 500 KVA

23 000 / 460 - 266 V, 3 fases; 60 Hz;

$$I \text{ sec.} = 500 \text{ KVA} / (1.73 \times 0.460 \text{ KV}) = 628.29 \text{ A.}$$

$$I \text{ sec.} = 628.29 \text{ A.} \times 1.25 = 785.36 \text{ KA}$$

Por ampacidad se recomienda un interruptor de 3 X 1000 A, a 65 KA de capacidad interruptiva según estudio de corto circuito.

2.5 Cálculo de Alimentador.

Por demanda se recomienda

4 conductores x fase de 4/0 AWG para soportar:

$$4 \times 405 \text{ A.} = 1,620 \text{ A.} \text{ ver tabla 310-17 de la NOM-001-SEDE-2005}$$

2.6 Cálculo de protecciones y alimentadores derivados.

Carga de tipo 1 (chiller 1)

$$315.78 \text{ KW} / (1.73 \times 0.460) = 397 \text{ A.}$$

$$397 \times 1.25 = 496.25 \text{ A} \text{ Se necesita un interruptor de } 3 \times 500 \text{ AD Y } 1000 \text{ AM}$$



Carga de tipo 2 (Chiller 2)

$$462.3\text{KW} / (1.73 \times 0.460) = 580 \text{ A.}$$

$$580 \times 1.25 = 726 \text{ A. Se necesita un interruptor de } 3 \times 700 \text{ AD Y } 1000 \text{ AM}$$

Carga de tipo 3 (Chiller 3)

$$462.3\text{KW} / (1.73 \times 0.460) = 580 \text{ A.}$$

$$580 \times 1.25 = 726 \text{ A. Se necesita un interruptor de } 3 \times 700 \text{ AD Y } 1000 \text{ AM}$$

Chiller 1

Considerando: $I = 396 \text{ A}$; $L = 40 \text{ m}$; $V = 460 \text{ Volts}$; $F.P. = 0.9$

$$e \% = (1.73 \times I \times L (R \cos \alpha + X \sin \alpha)) / VX10 ;$$

$$e \% = 1.52$$

Por ampacidad (350 A) se colocarán 2 conductores por fase de 3/0 AWG

Por caída de tensión si:

$$R = 0.255; \text{ y } X = 0.0430153$$

Chiller 2

Considerando: $I = 580 \text{ A}$; $L = 10 \text{ m}$; $V = 460 \text{ Volts}$; $F.P. = 0.9$

$$e \% = (1.73 \times I \times L (R \cos \alpha + X \sin \alpha)) / VX10 ;$$

$$e \% = 0.55$$

Por ampacidad (350 A) se colocara 2 conductores por fase de 3/0 AWG

Por caída de tensión si:

$$R = 0.255; \text{ y } X = 0.0430153$$

Chiller 3



Considerando: $I = 580 \text{ A}$; $L = 50 \text{ m}$; $V = 460 \text{ Volts}$; $F.P. = 0.9$

$$e \% = (1.73 \times I \times L (R \cos \alpha + X \sin \alpha)) / V \times 10 ;$$

$$e \% = 2.73$$

Por ampacidad (350 A) se colocara 2 conductores por fase de 3/0 AWG

Por caída de tensión si:

$$R = 0.255; \text{ y } X = 0.0430153$$

Por ampacidad y por caída de tensión se selecciona un conductor calibre 3/0 AWG que se canalizará en charola de aluminio.

3.- Cálculo del Sistema de tierras.

En este sistema que es provisional y montado sobre la plancha de concreto de la Plaza de la Constitución, se considera por recomendación de la NOM-001-SEDE-2005 respecto a este tipo de subestación, que la resistividad en la malla sea menor de 10 ohms. Es responsabilidad del contratista instalar la malla de tierra con cable de cobre desnudo de 4/0 AWG con cuatro varillas tipo Cooper Weld en cada extremo y un electrodo artificial tipo Chem Rod dentro del registro de acometida de media tensión. (Ver esquema)

Se instala el conductor en toda la periferia de la estructura de la subestación y se conecta solidamente formando la malla de protección perimetral de la subestación, conectando también a esta malla, la subestación, los transformador y tablero general. Ahí también se conecta el hilo de tierra que corre sobre la charola para aterrizar los equipos de los chillers. Finalmente, se realizan pruebas de resistividad de la malla con un terrómetro para verificar el valor requerido y asegurar un buen funcionamiento.

Donde:

Calculo de la resistividad de un solo electrodo

Si $R \text{ varilla} = 4.6 \text{ ohms}$ (varilla sola)

Longitud = 300 cm (de la varilla) x 5 electrodos = 1500 cm

Sección $a = 5/8 \text{ "}$ = 0.7935 (de la varilla)

$$\rho = (R \text{ var } (2\pi L) / (\ln (4L/a) - 1))$$



$\rho = 1,327.43 \Omega \text{ m x electrodo}$

$$R_{\text{elect}} = (\rho / 2\pi L) (\ln (4L/a)-1)$$

$R_{\text{elect}} = 1.2 \Omega$ la malla deberá tener una resistividad entre 1.2 a 2 Ω

Con esta resistencia se da seguridad a las personas que circunden u operen la subestación, y se comparará con la medición de la resistividad de la malla con un termómetro.

4.- Calculo de corto circuito por bus infinito

Para transformador de 750/1500 KVA.

Potencia Máxima demandada $P=778.08 \text{ KVA}$

Impedancia $Z = 6 \%$

Voltaje en el secundario $E = 460 \text{ V}$

$$I_n = 778.08 \text{ KVA} / (1.732 \times 0.46) = 976.60 \text{ A}$$

$$I_{cc} = 976.60 / 0.06 = 16.276 \text{ KA}$$

Contribución de todos los motores

$$I_{ccm} = 976.60 / 0.25 = 3.906 \text{ KA}$$

Corriente de Corto Circuito en el secundario

$$I_{cc} = 20.182 \text{ KA}$$

Por lo tanto la capacidad interruptiva de los interruptores es de **30 KA**. (Ver diagrama de corto circuito para más detalle)

Para transformador de 500 KVA.

Potencia Máxima demandada $P=462.3 \text{ KVA}$

Impedancia $Z = 5.75 \%$

Voltaje en el secundario $E = 460 \text{ V}$

$$I_n = 462.3 \text{ KVA} / (1.732 \times 0.46) = 580.25 \text{ A}$$

$$I_{cc} = 580.25 / 0.0575 = 10.091 \text{ KA}$$

Contribución de todos los motores



GOBIERNO DEL DISTRITO FEDERAL
Secretaría de Obras y Servicios
Dirección General de Servicios Urbanos
Dirección de Alumbrado Público
Subdirección Técnica
Jefatura de Unidad Departamental Alumbrado
Decorativo



$$I_{ccm} = 580.25 / 0.25 = 2.321 \text{ KA}$$

Corriente de Corto Circuito en el secundario

$$I_{cc} = 12.412 \text{ KA}$$

Por lo tanto la capacidad interruptiva de los interruptores es de **30 KA**. (Ver diagrama de corto circuito para más detalle)

LWH/jarg/jhj



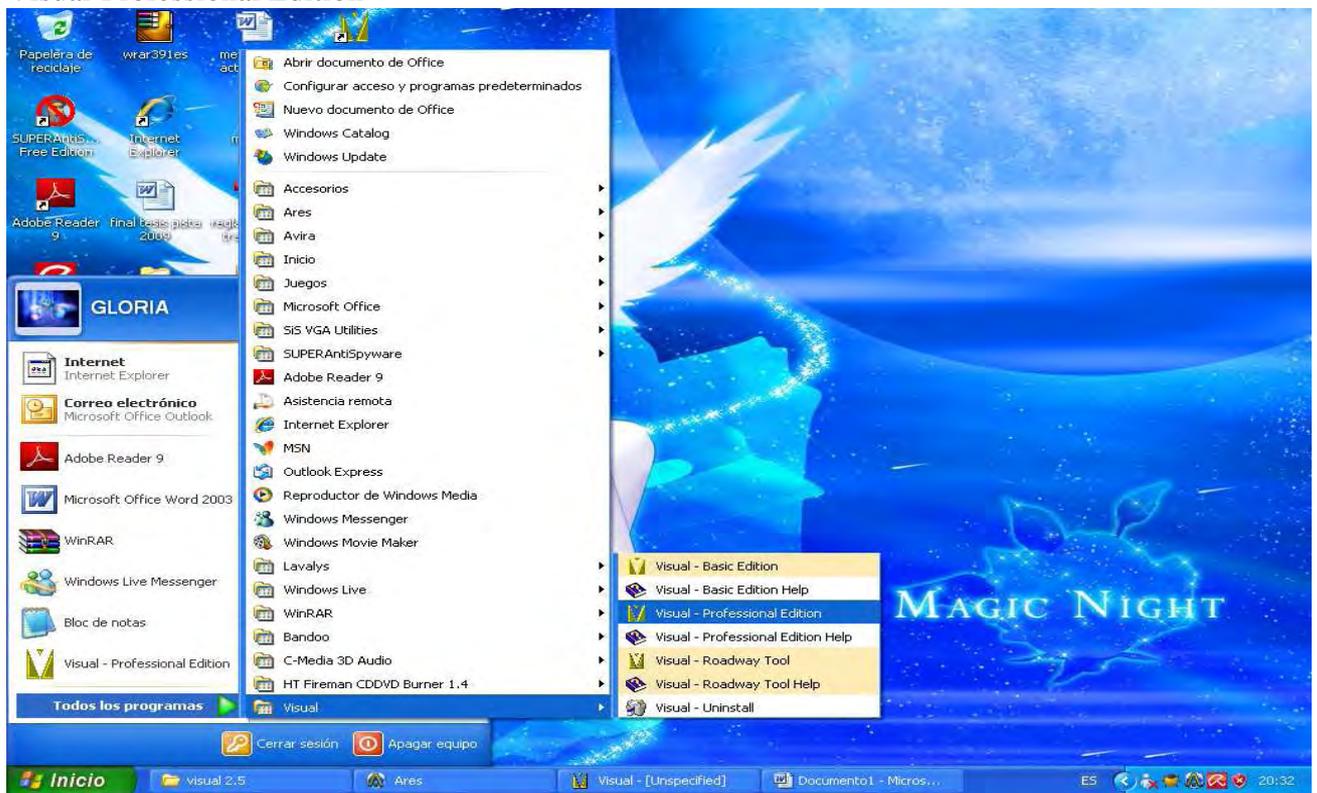
Canal de Apatlaco 502 • Col. Carlos Zapata Vela • C.P. 08040
• Delegación Iztacalco • Tel. 56 49 07 34



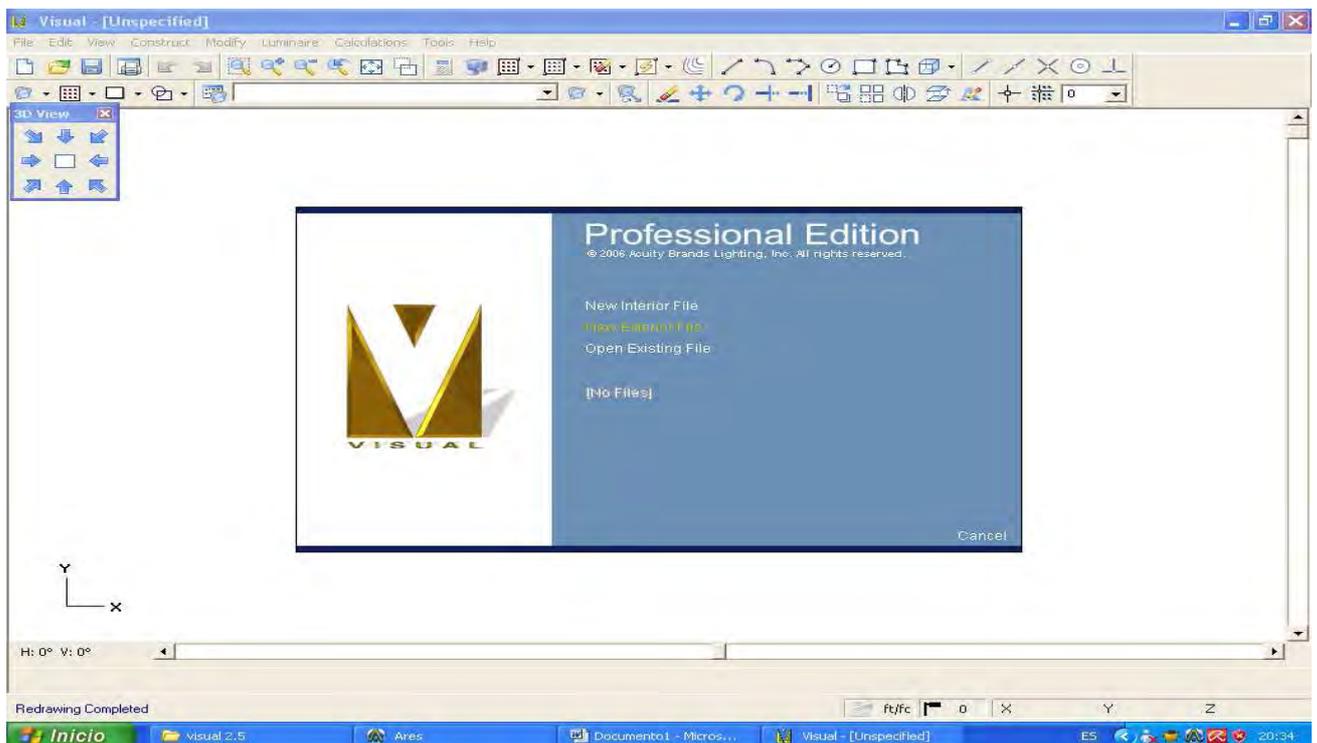
Anexo C

Instructivos de Operación del Software.

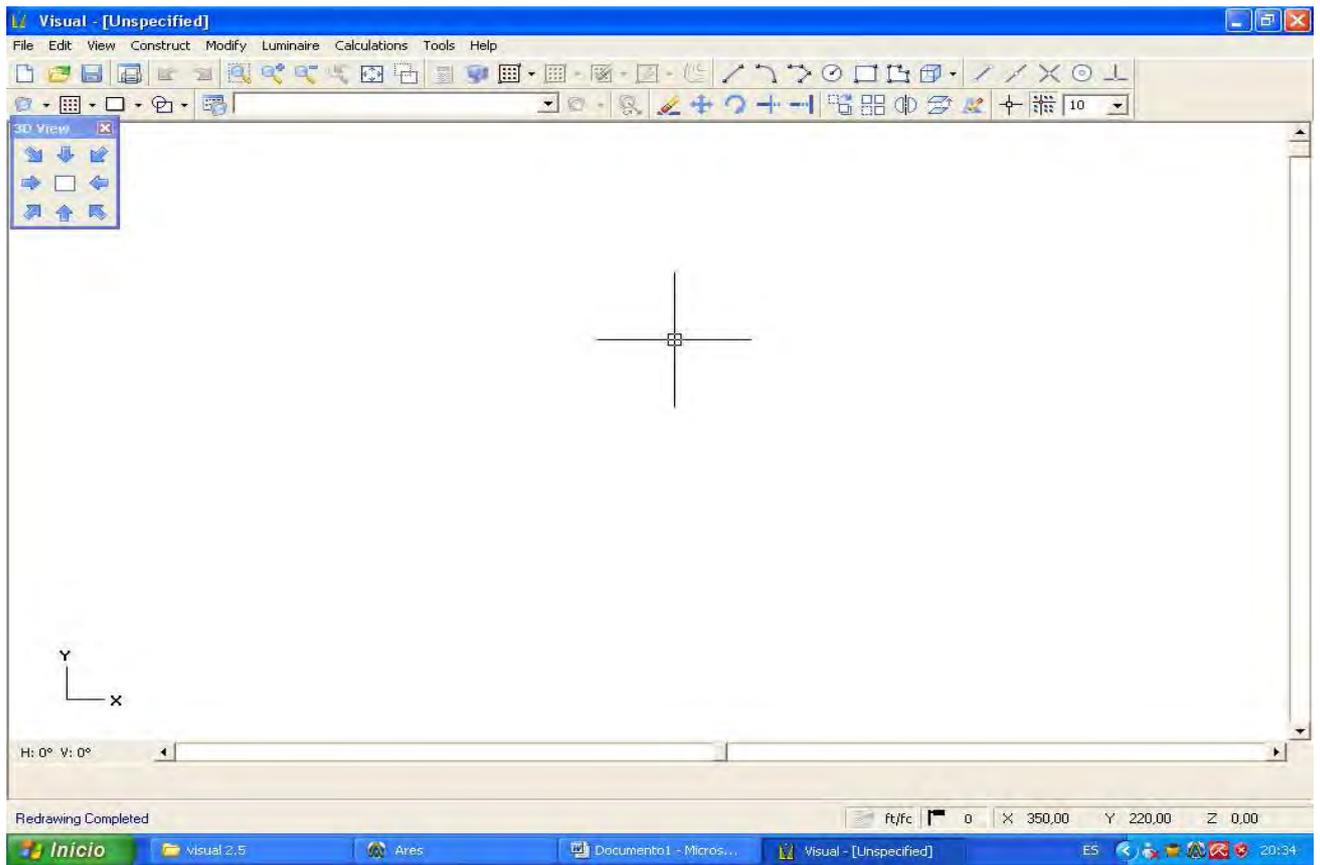
Inicio
Todos los programas
Visual
Visual-Professional Edition



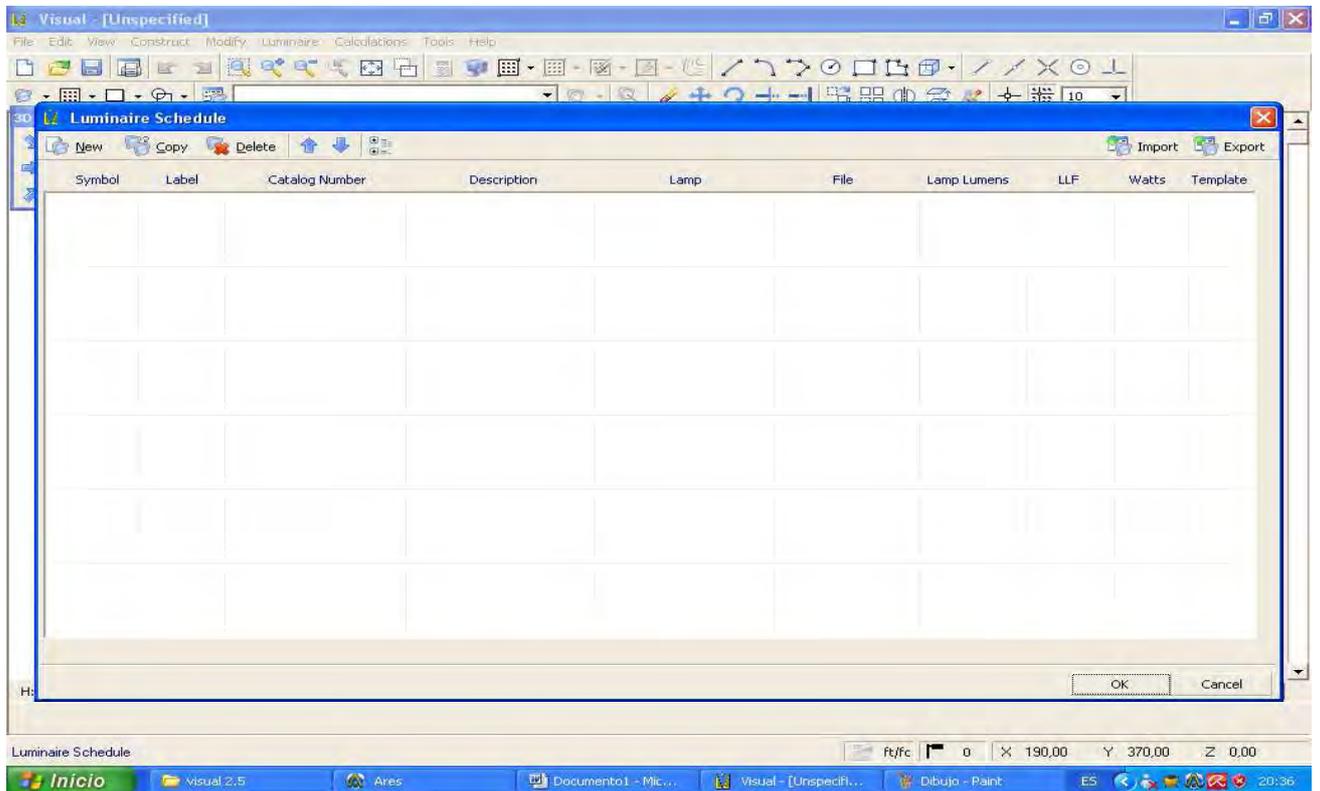
Pregunta el tipo de proyecto que necesitamos le damos click izquierdo al new exterior file.



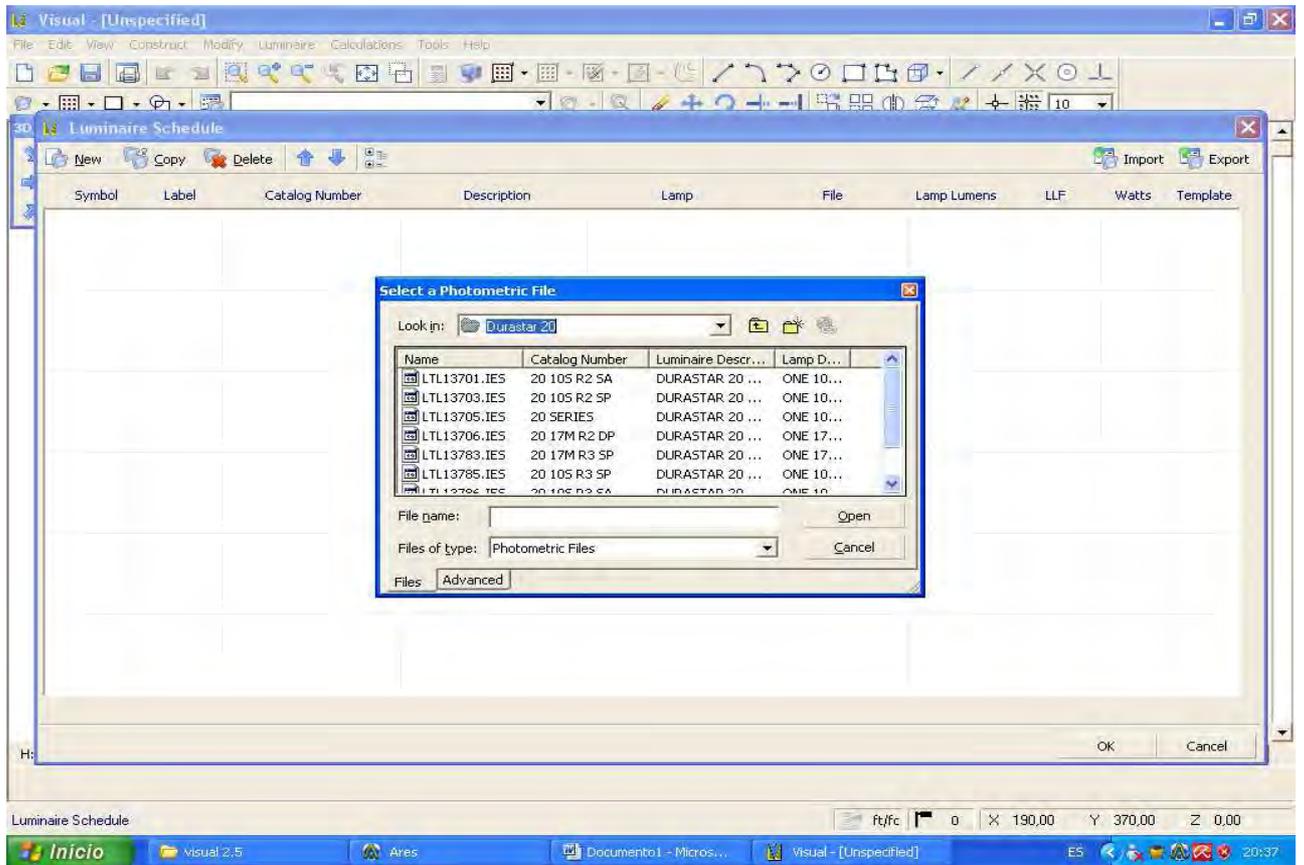
Página principal del programa visual professional edition.



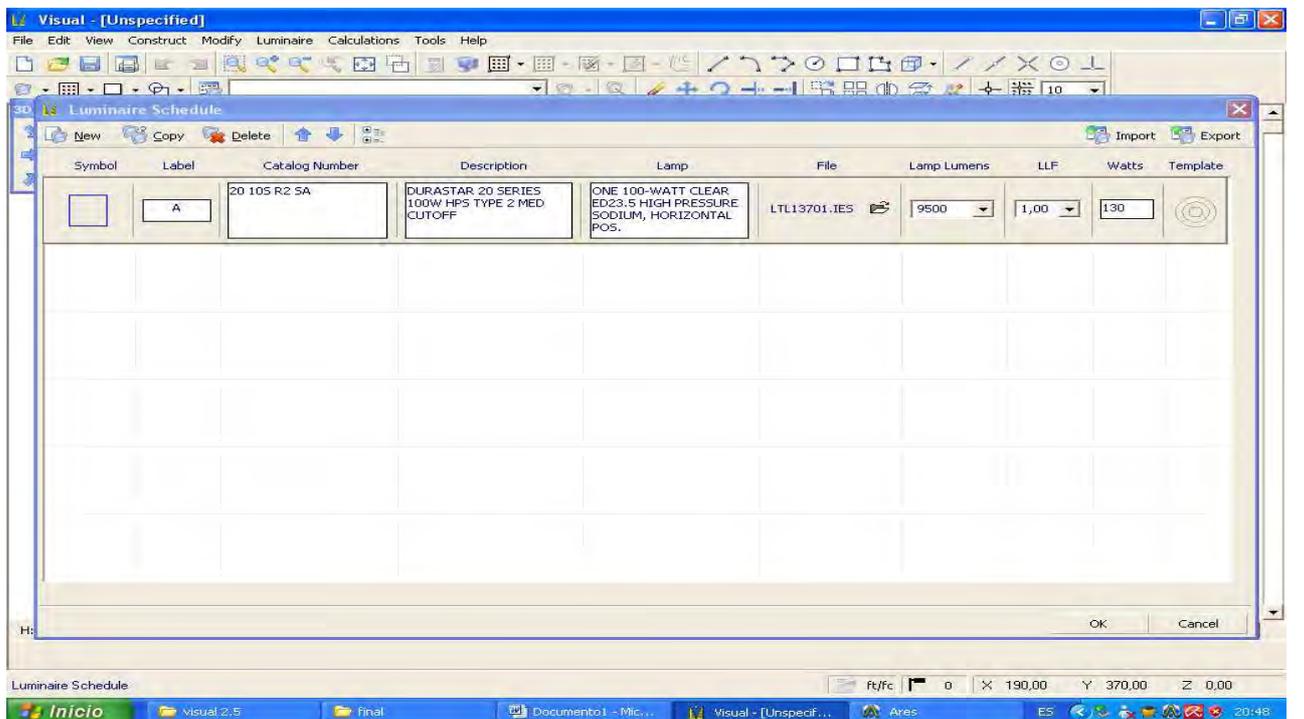
Damos click luminaire nos aparece el recuadro que continua.



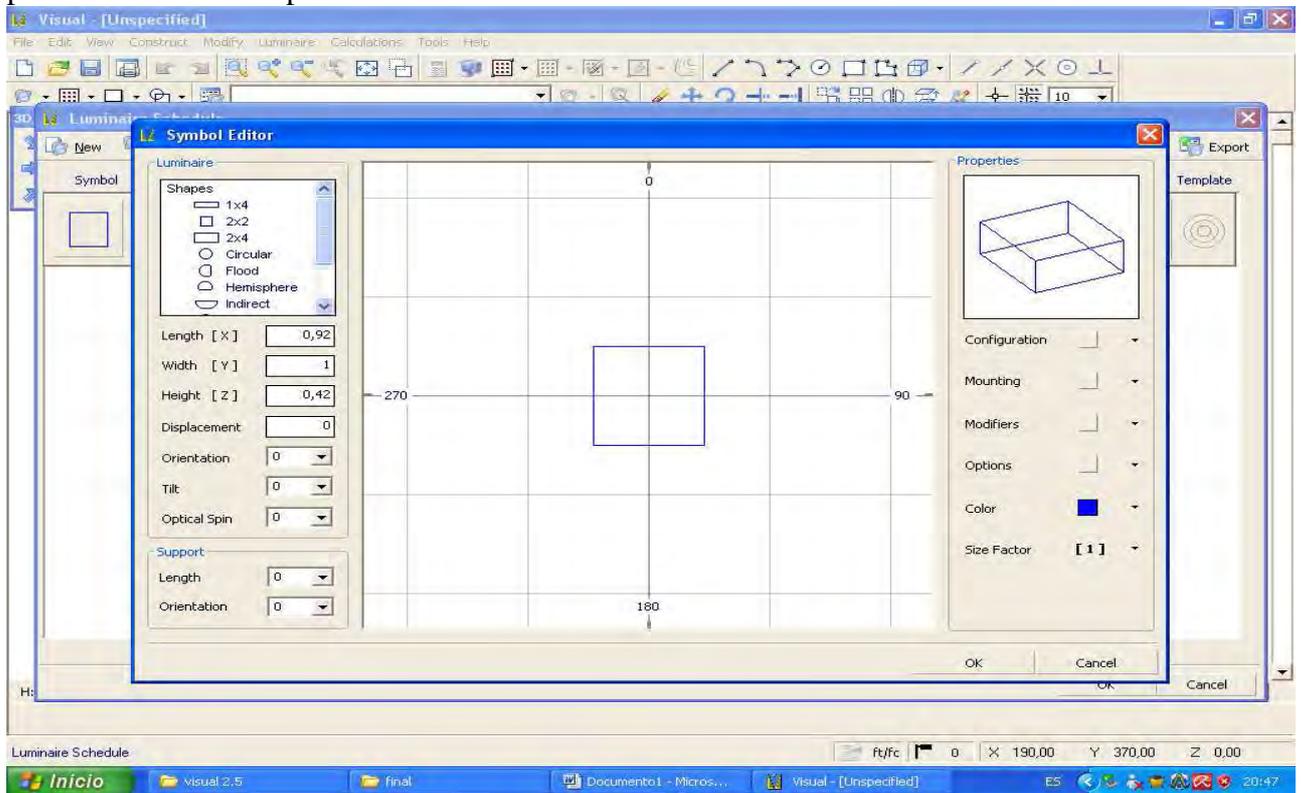
Damos click en new y elegimos la curva .IES, que se requiera para el proyecto.



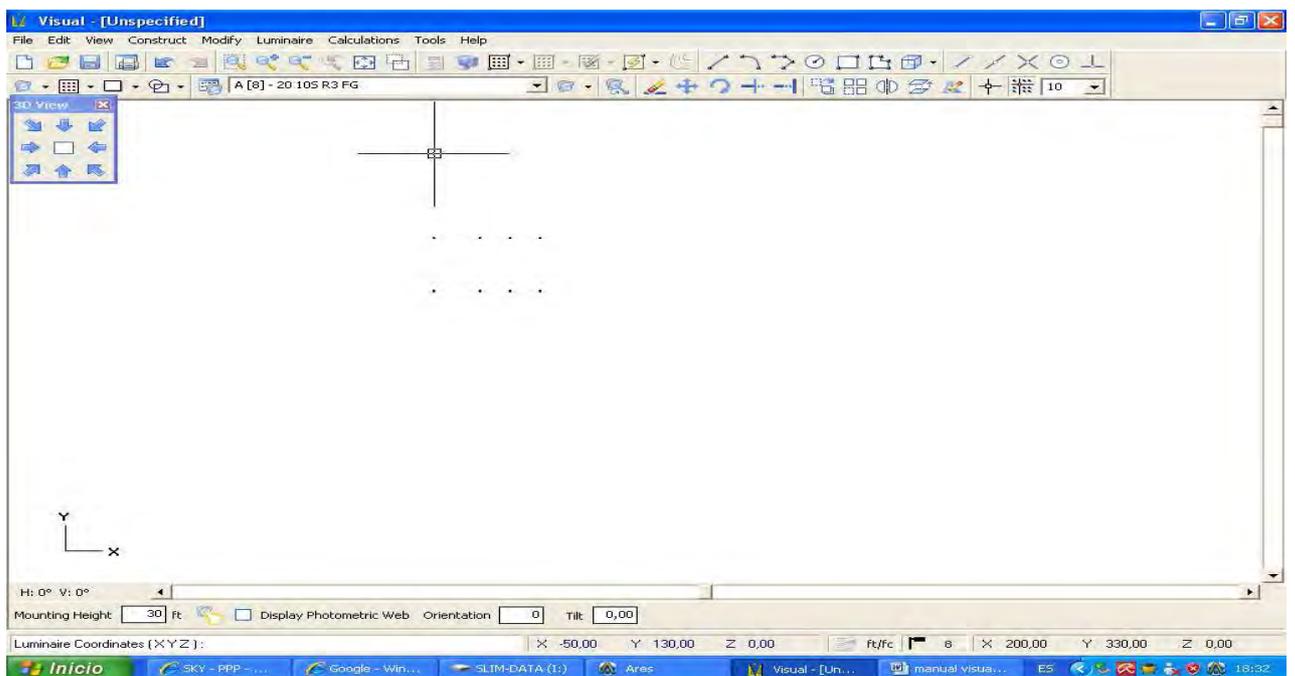
Al terminar de elegir la curva .IES se le da open, así nos aparece la siguiente pantalla.



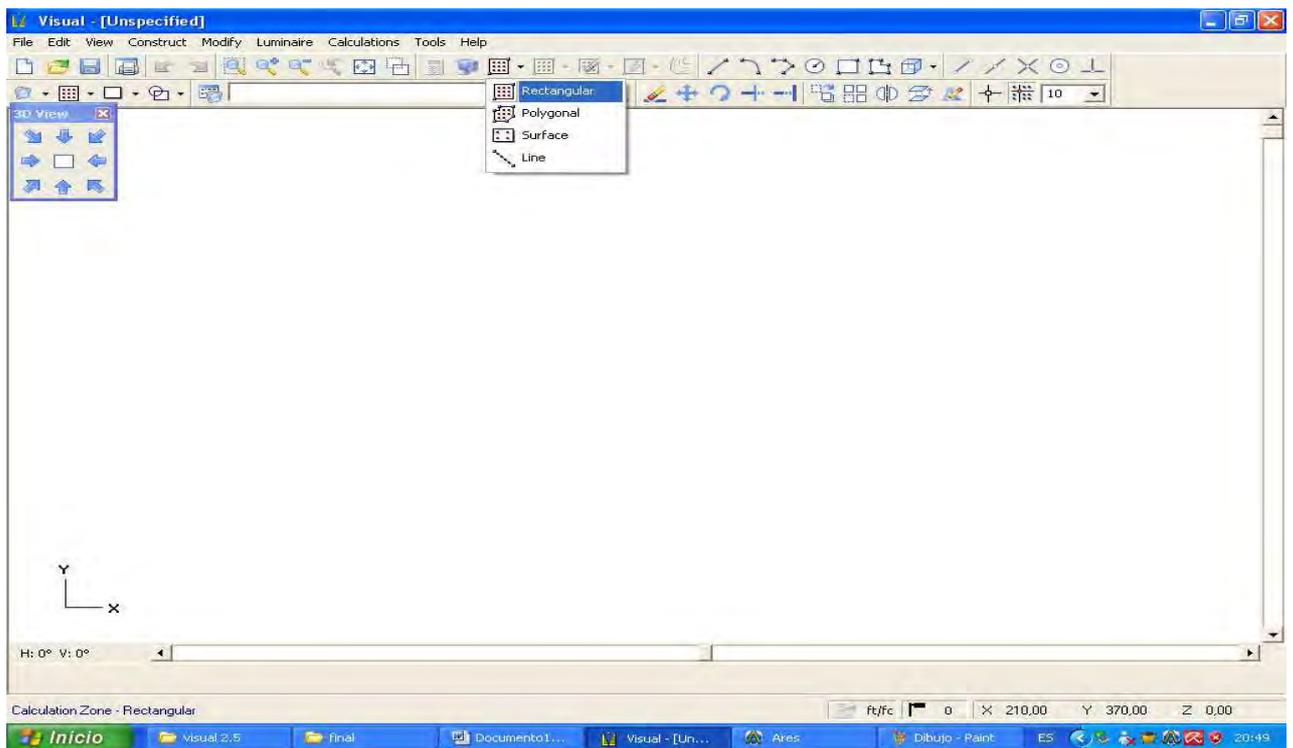
Posteriormente damos click izquierdo symbol en el cuadrado y nos aparece la siguiente pantalla. Aquí se proporciona toda la información de la luminaria como son orientación, inclinación, el soporte, la configuración si es uno, dos etc., luminarias la altura del poste. Al terminar de poner las características de las luminarias damos click ok.



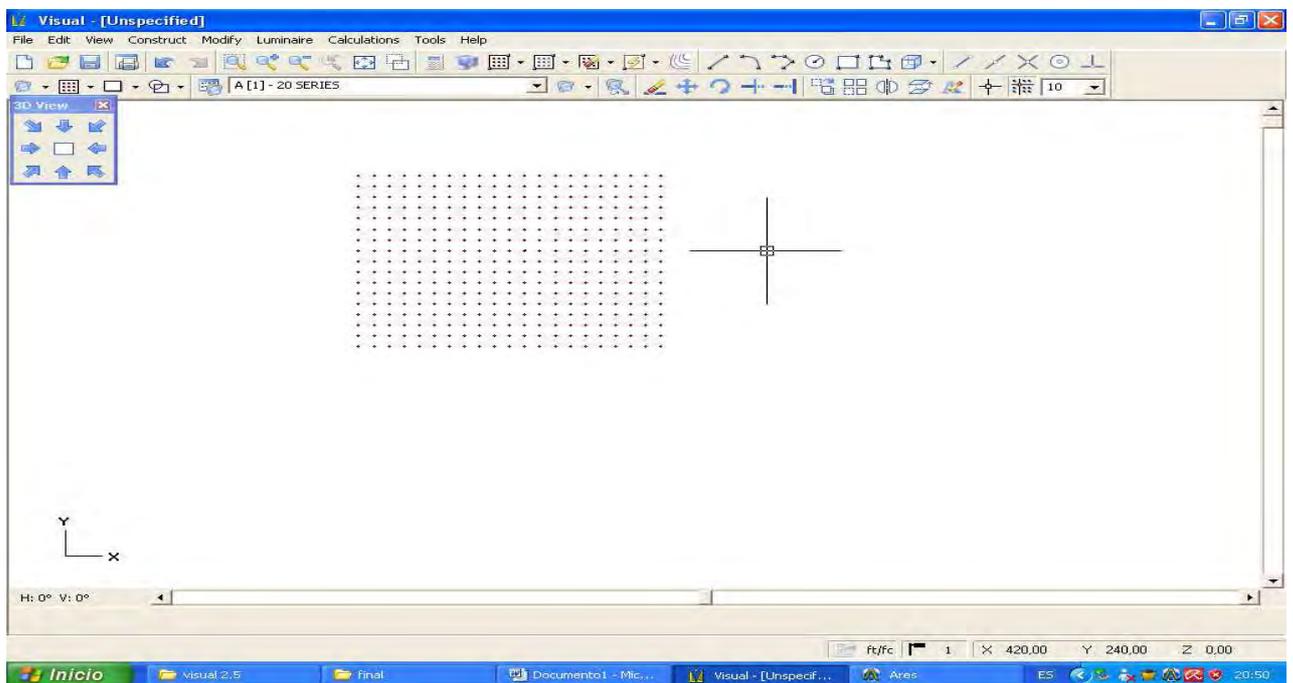
Después insertamos las luminarias dando click



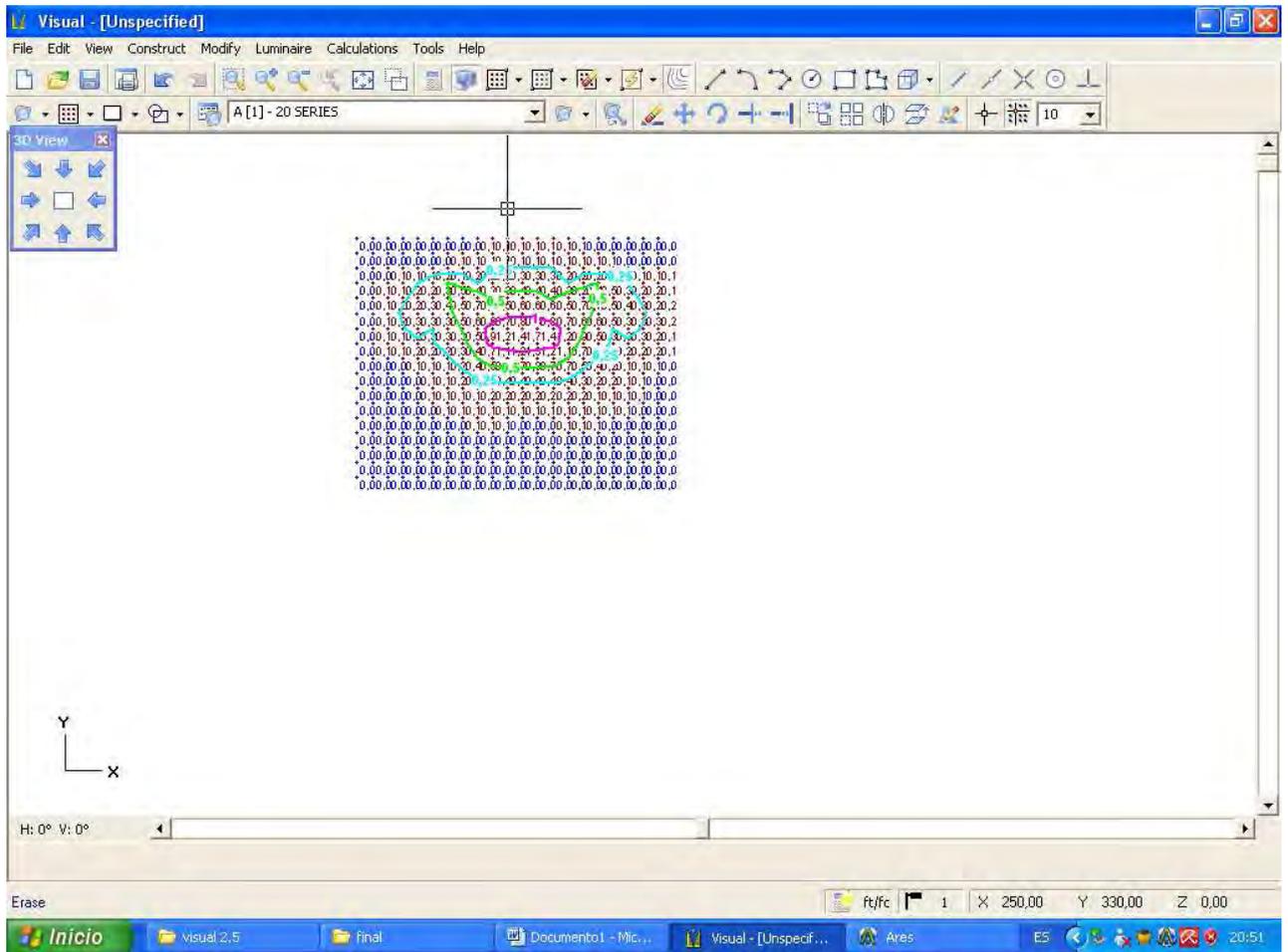
Posteriormente se le da click izquierdo al área a iluminar rectangular en este caso.



Enseguida se hace el rectángulo que es el área para realizar el cálculo de iluminación.



Después se da click izquierdo en calculations y nos muestra los valores en luxes que se tienen el plano de trabajo.



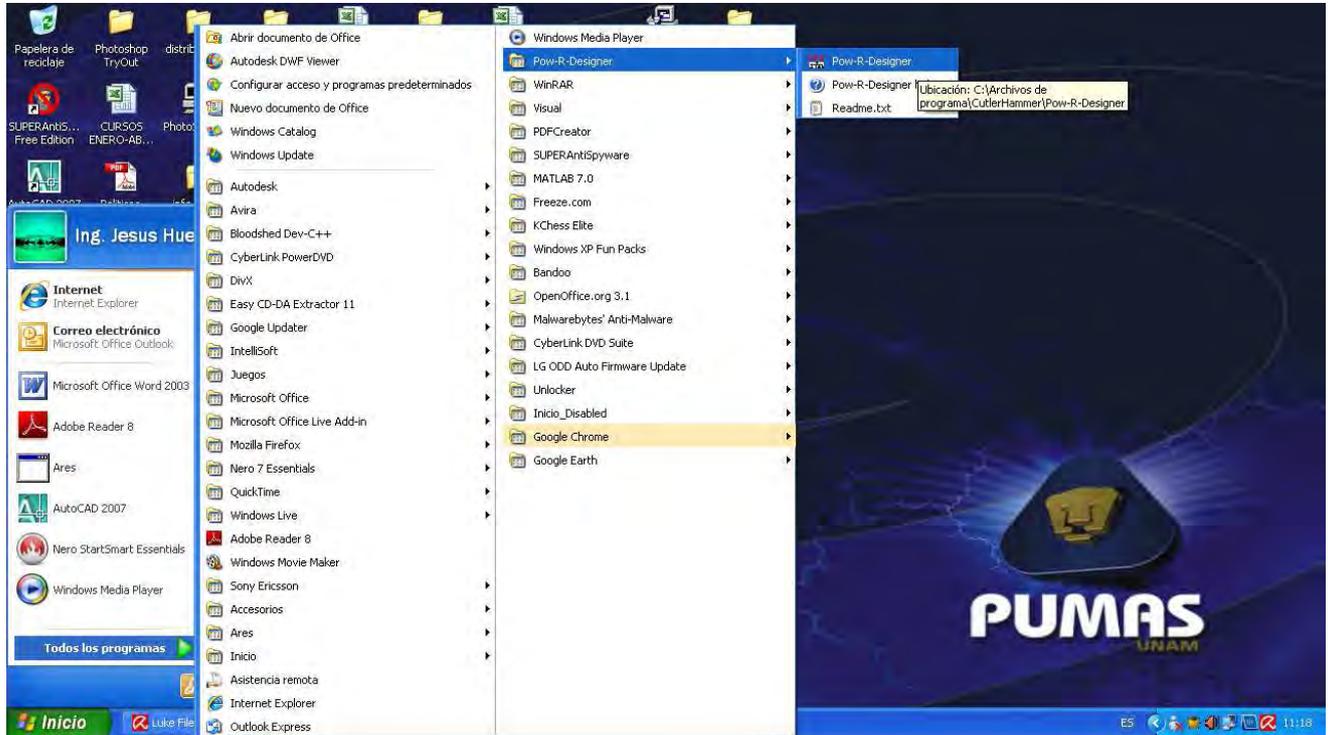
Así se utiliza el software Visual Professional Edition.

MANUAL DE UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE (POW-R-DESIGNER)

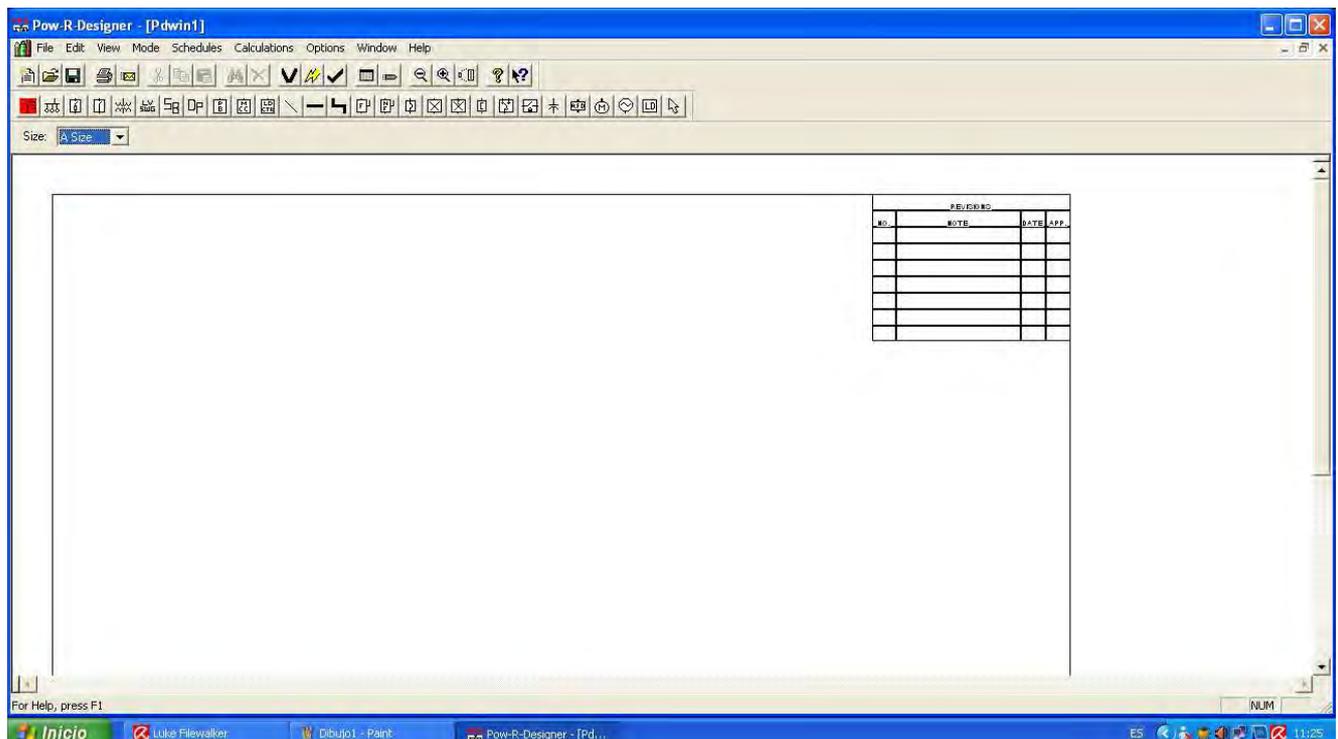
Inicio

Todos los programas

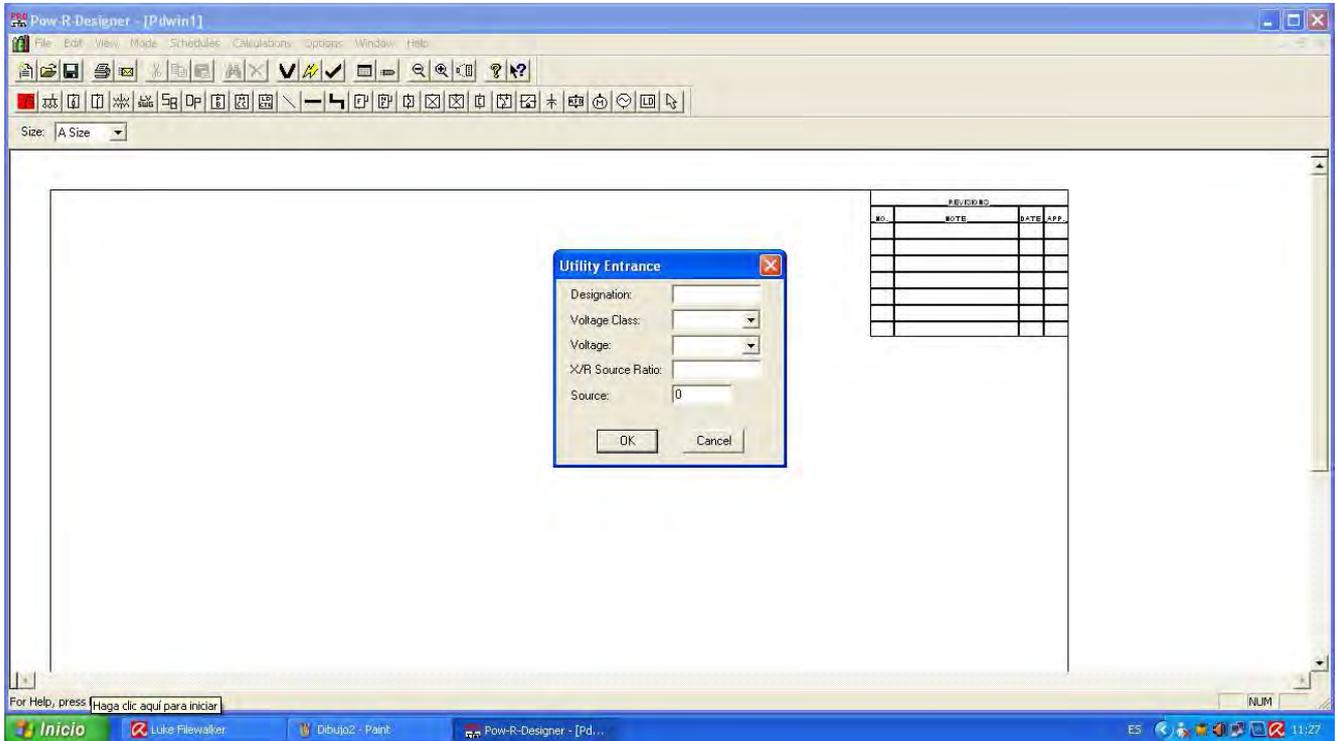
Pow-R-Designer



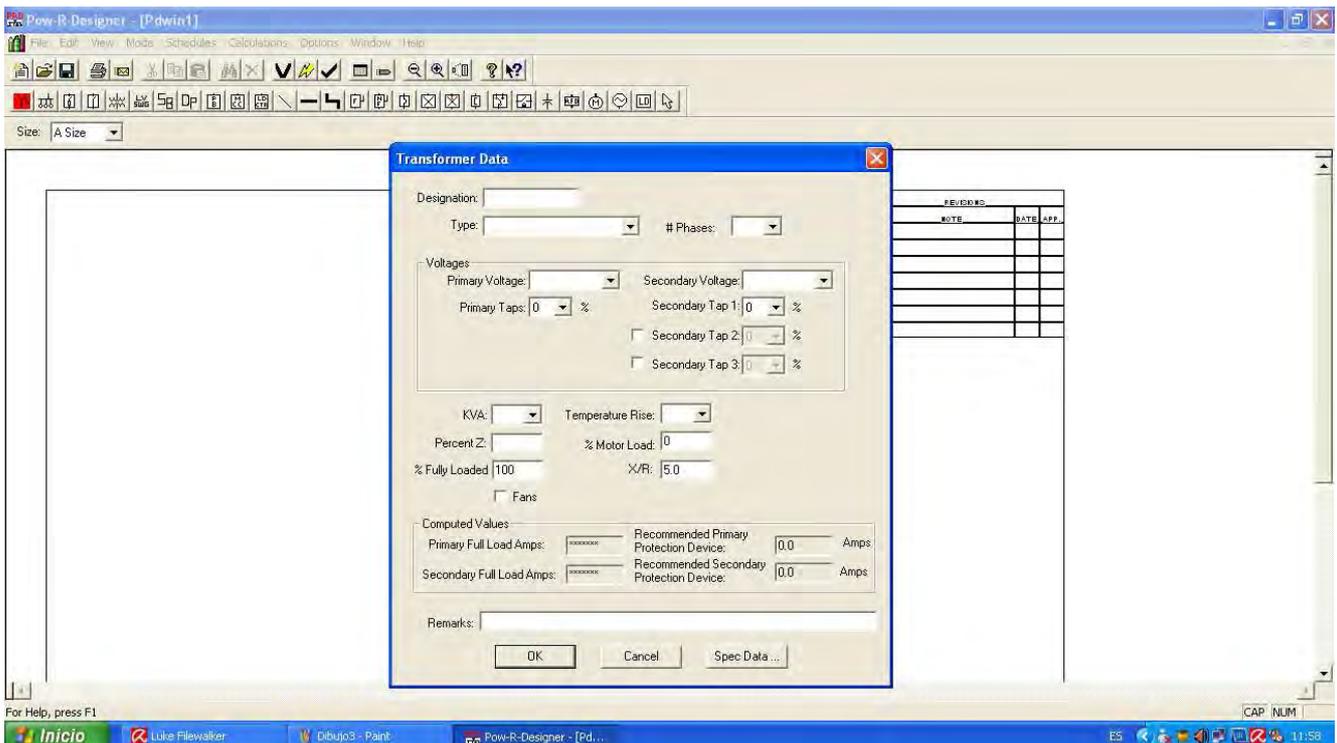
Pantalla principal de software donde se va a arrastrar los equipos a utilizar:



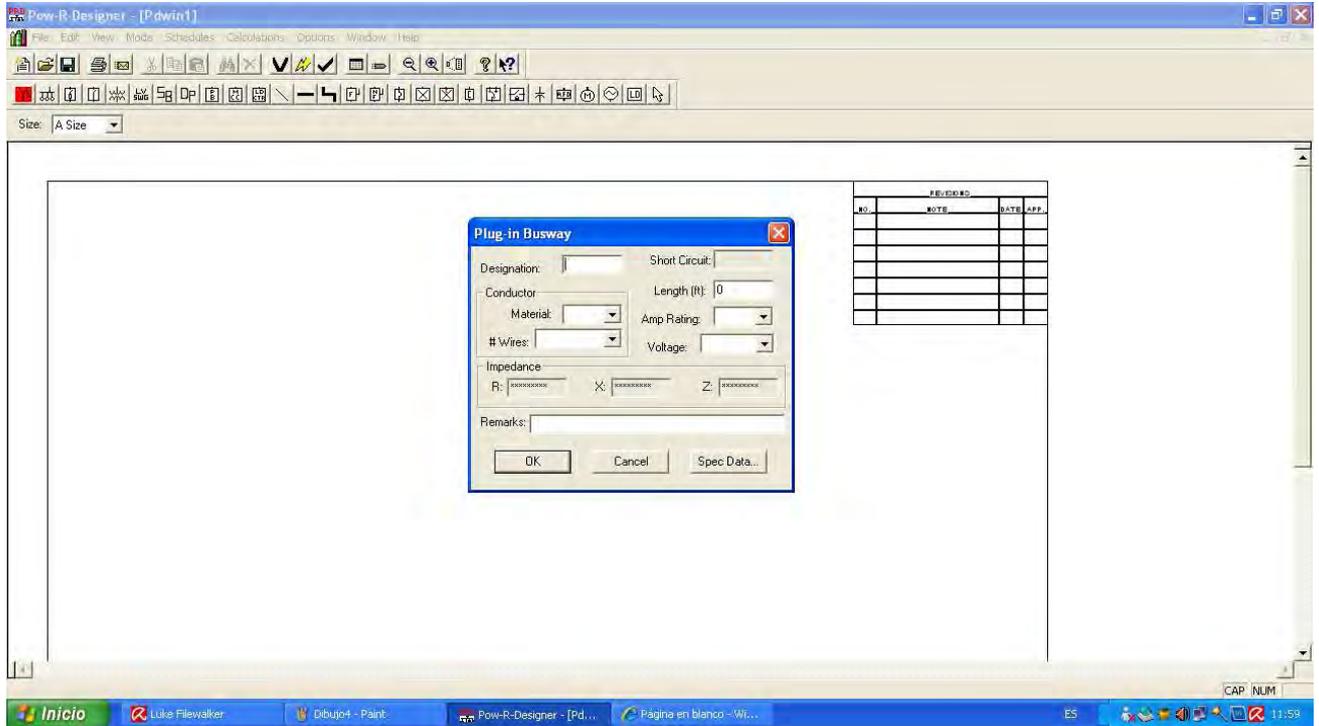
Dar clic izquierdo en el símbolo de acometida (botón rojo), posteriormente se arrastra el símbolo y se deja adentro sobre el recuadro del margen. Así nos aparece otro recuadro para introducir datos del equipo y en las flechas son menús desplegables que contienen información para seleccionar la que se aproxime a las especificaciones del equipo.



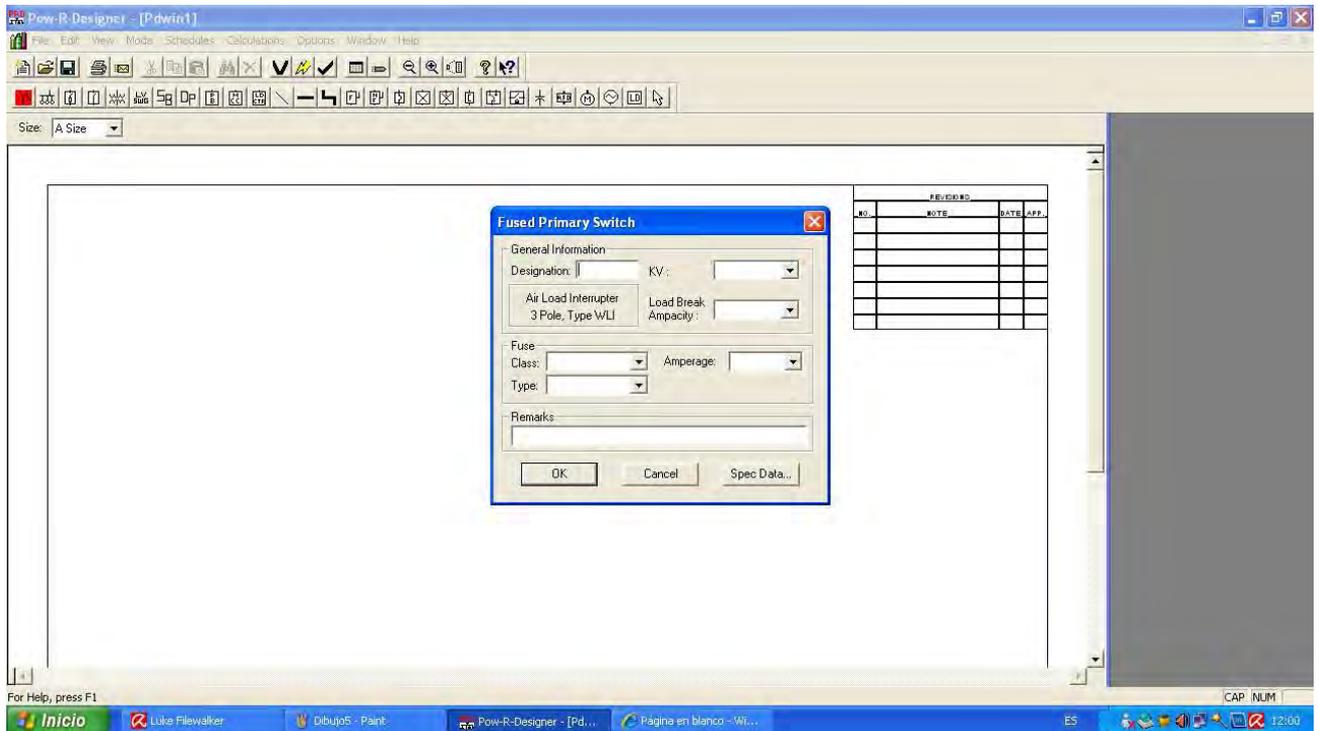
Dar clic izquierdo en el símbolo de transformador se deja de nuevo sobre la hoja y aparece otro recuadro para introducir las especificaciones del equipo.



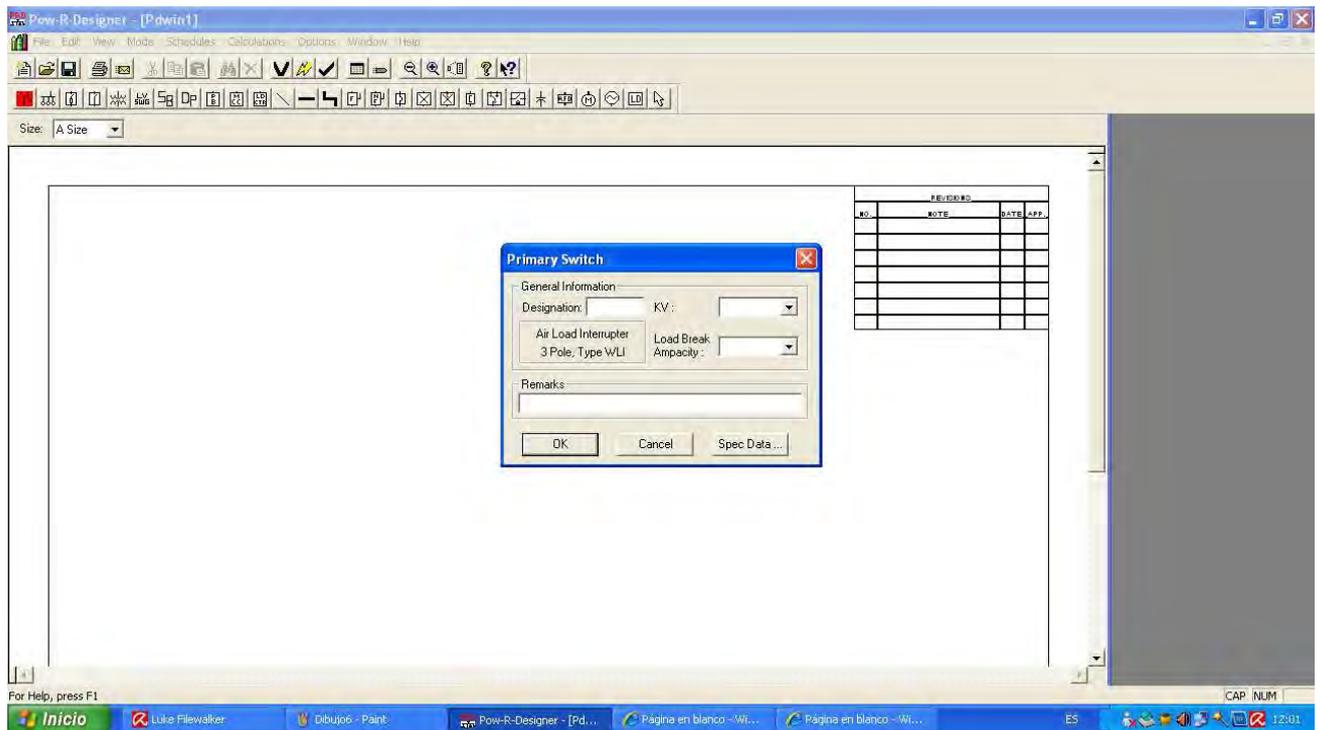
Es el mismo procedimiento para todos los equipos necesarios para el cálculo de corto circuito. Para el caso del bus aparecen en ese recuadro los datos necesarios.



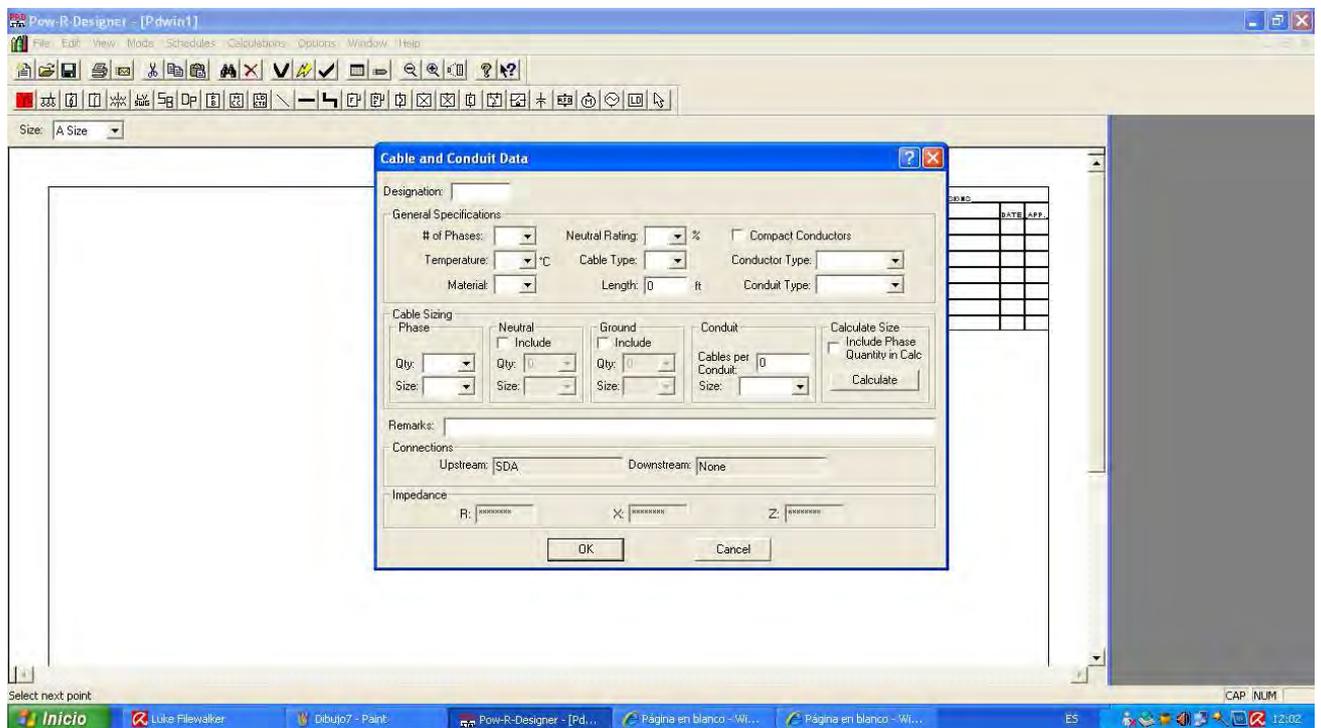
Para el fusible tenemos que insertar esos datos.



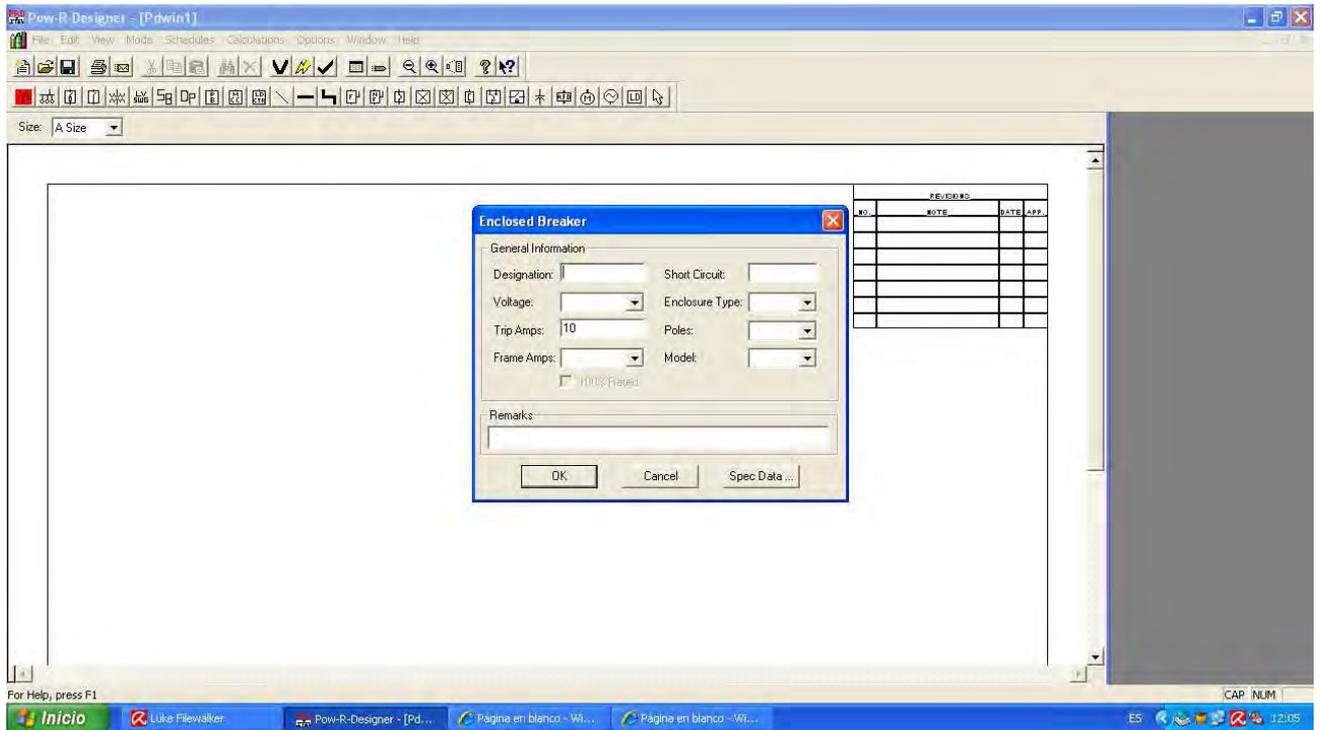
Para el switch necesitamos introducir los datos que solicita el cuadro.



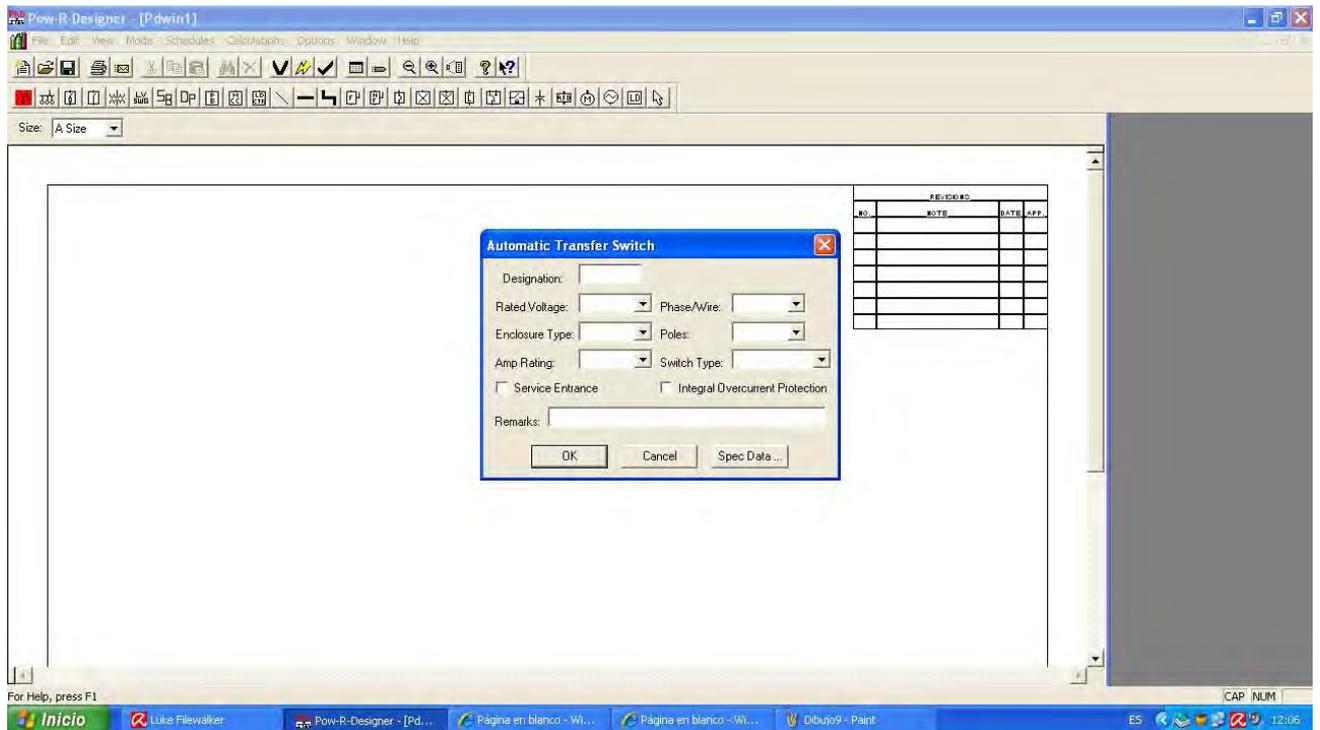
En el caso de los conductores se necesitan todos los campos que se muestran en el recuadro siguiente.



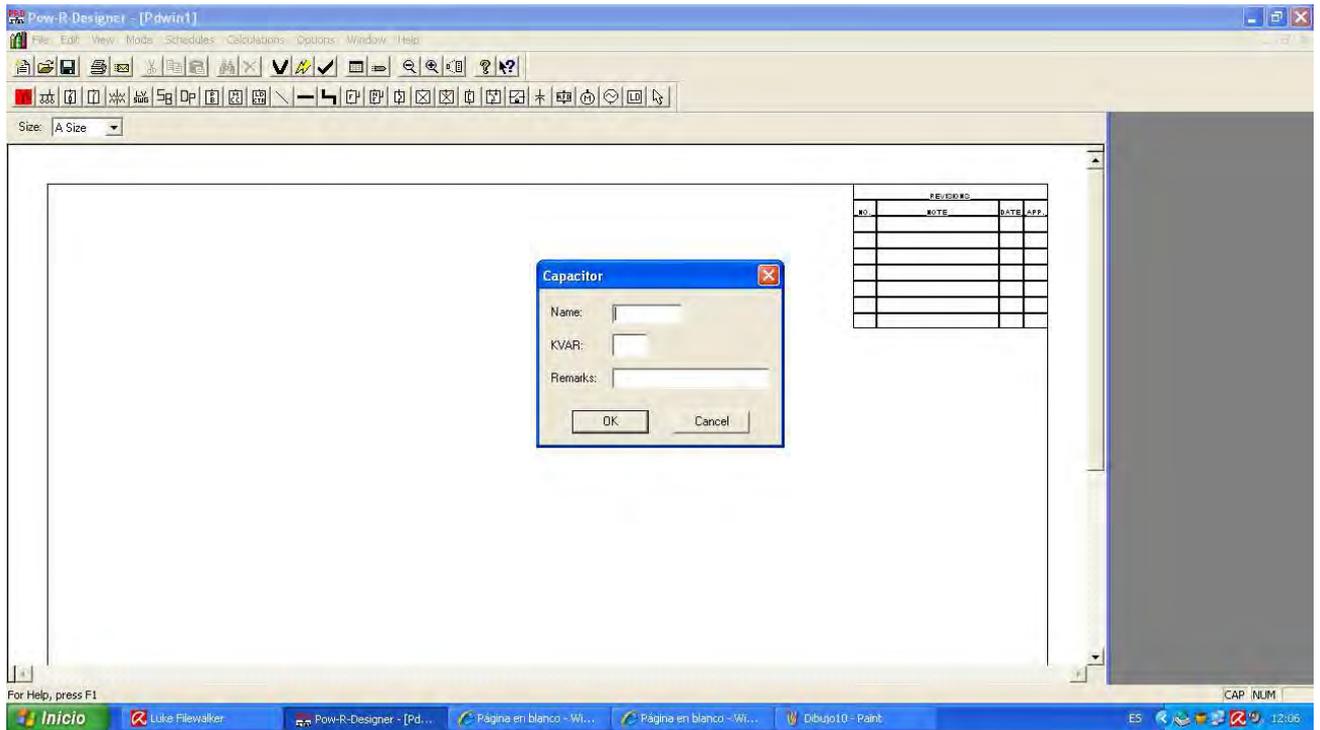
Para el sistema de protección (Breaker) solicitas los siguientes datos.



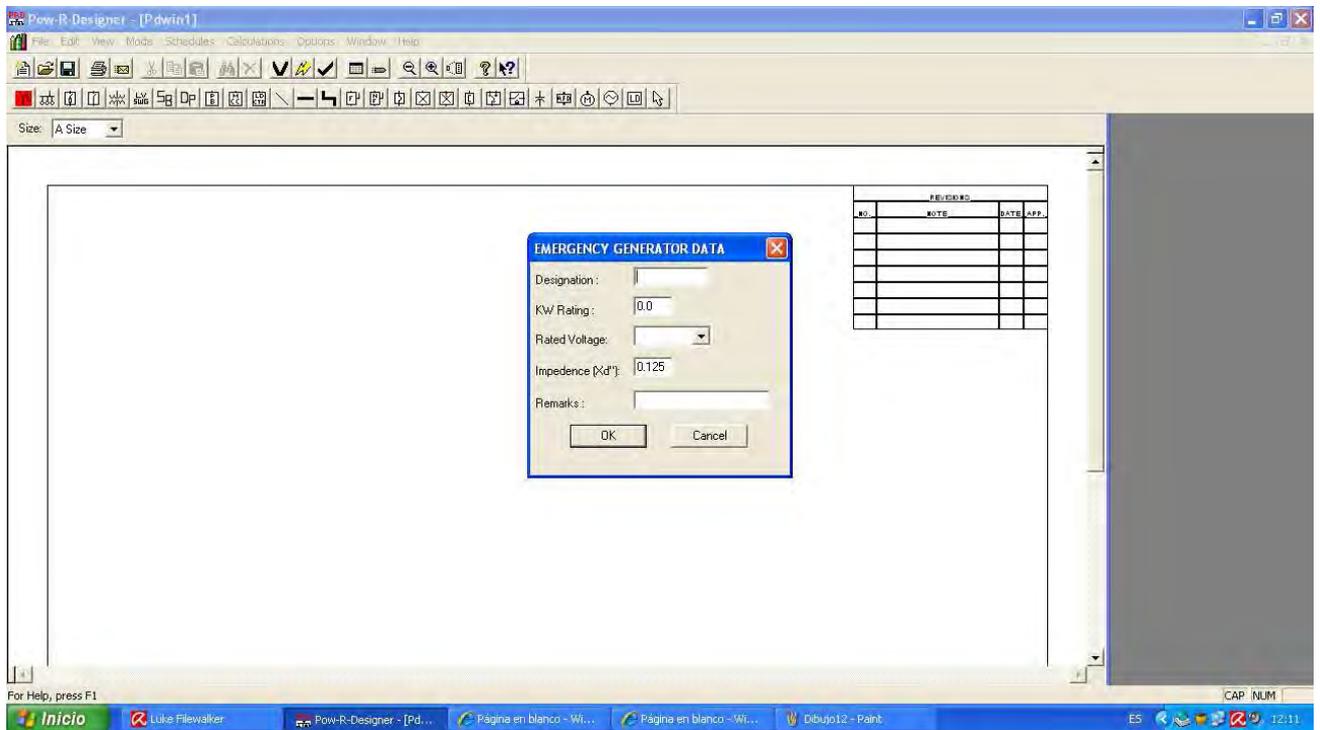
Para el caso de la transferencia para conectar la planta de emergencia, se necesitan llenar los campos del siguiente recuadro.



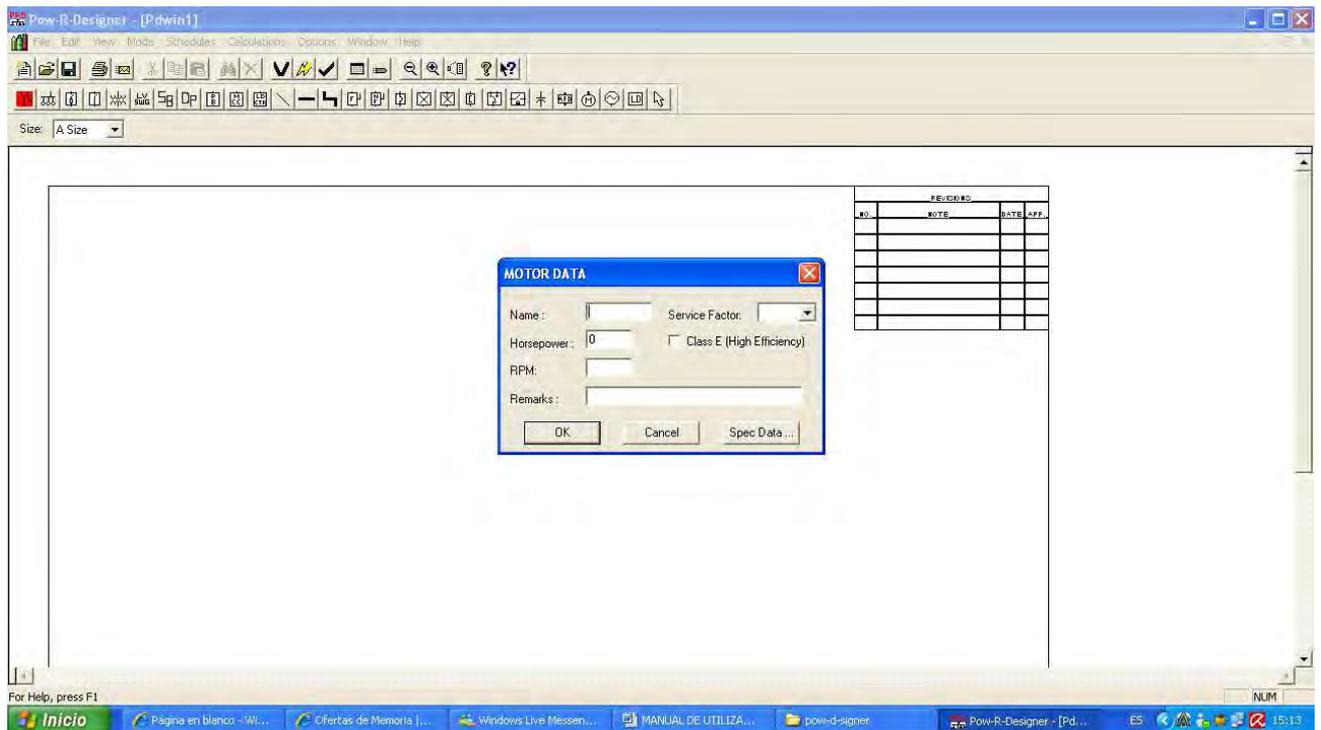
Para el capacitor necesita los siguientes datos.



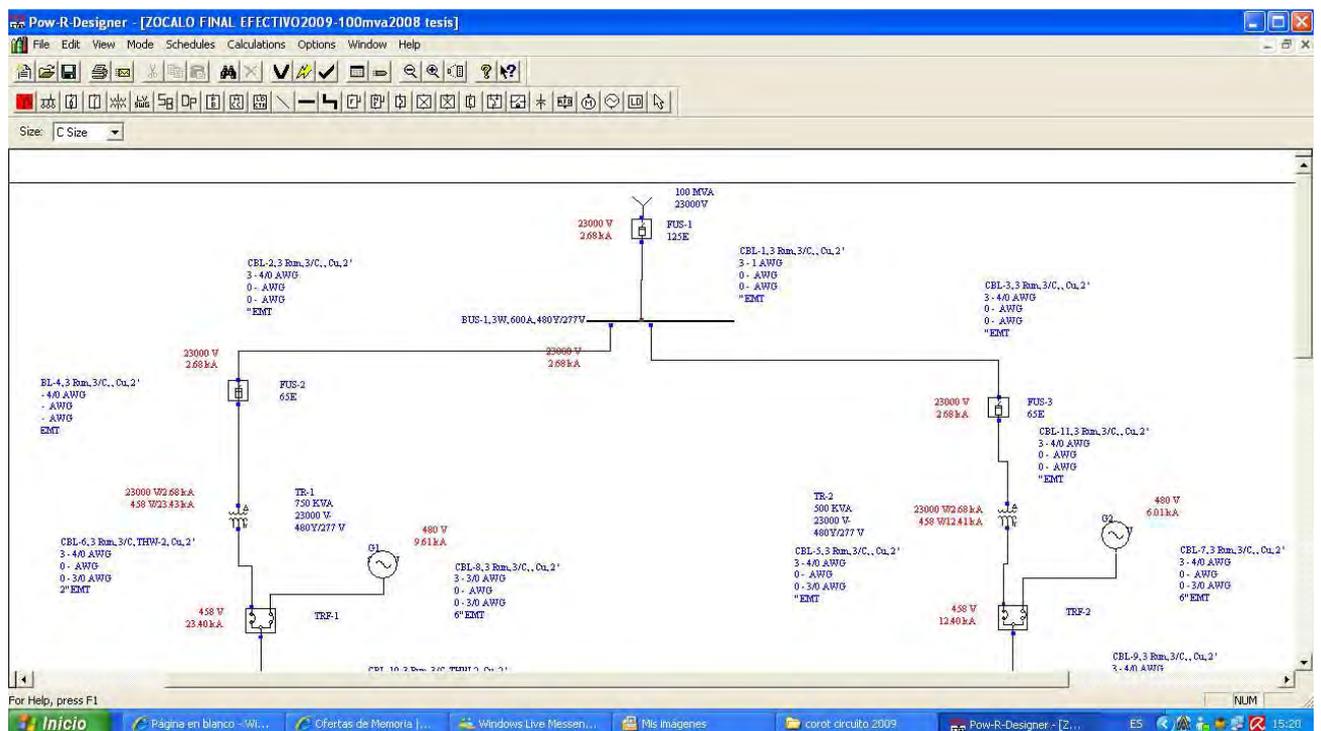
La planta de emergencia necesita los datos que a continuación se describen.

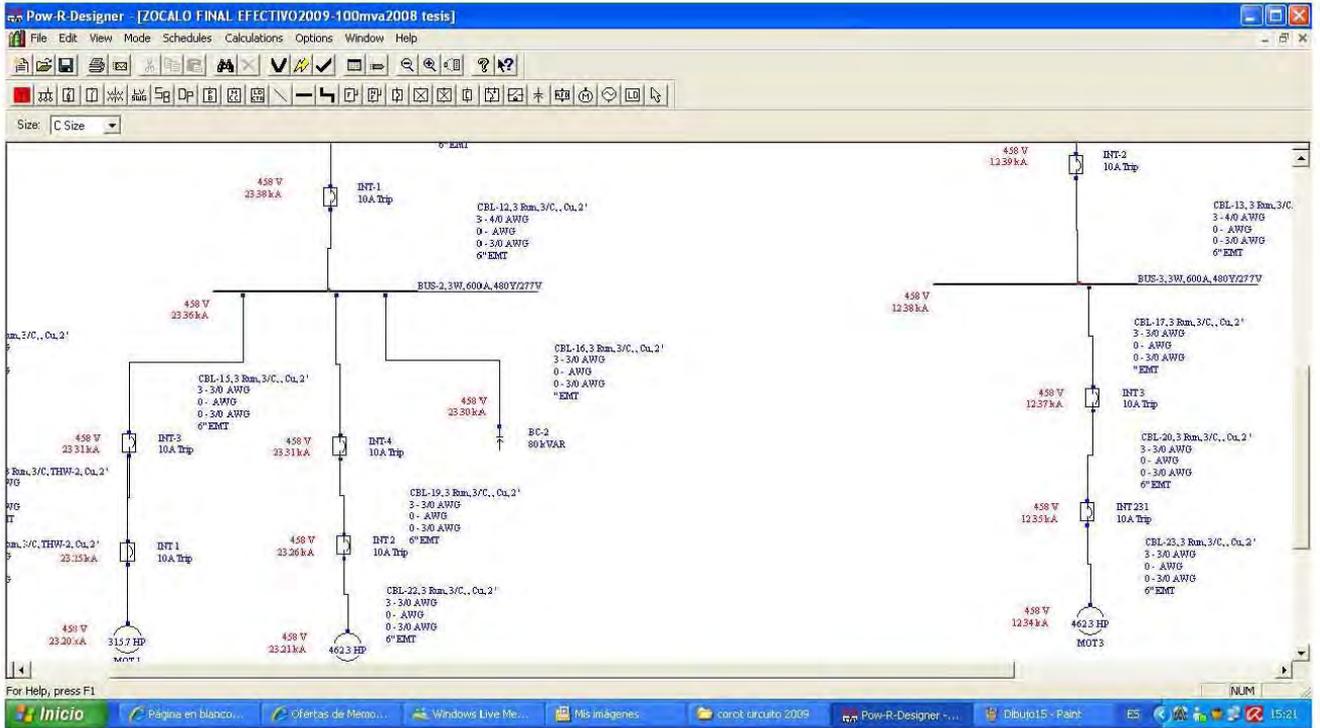


Para el caso de los motores o carga solicita los siguientes datos.



Todos los datos anteriores son necesarios para hacer el corto circuito (símbolo del rayo amarillo), los datos del corto circuito son los del color rojo. Como se muestran en el siguientes dos imágenes.





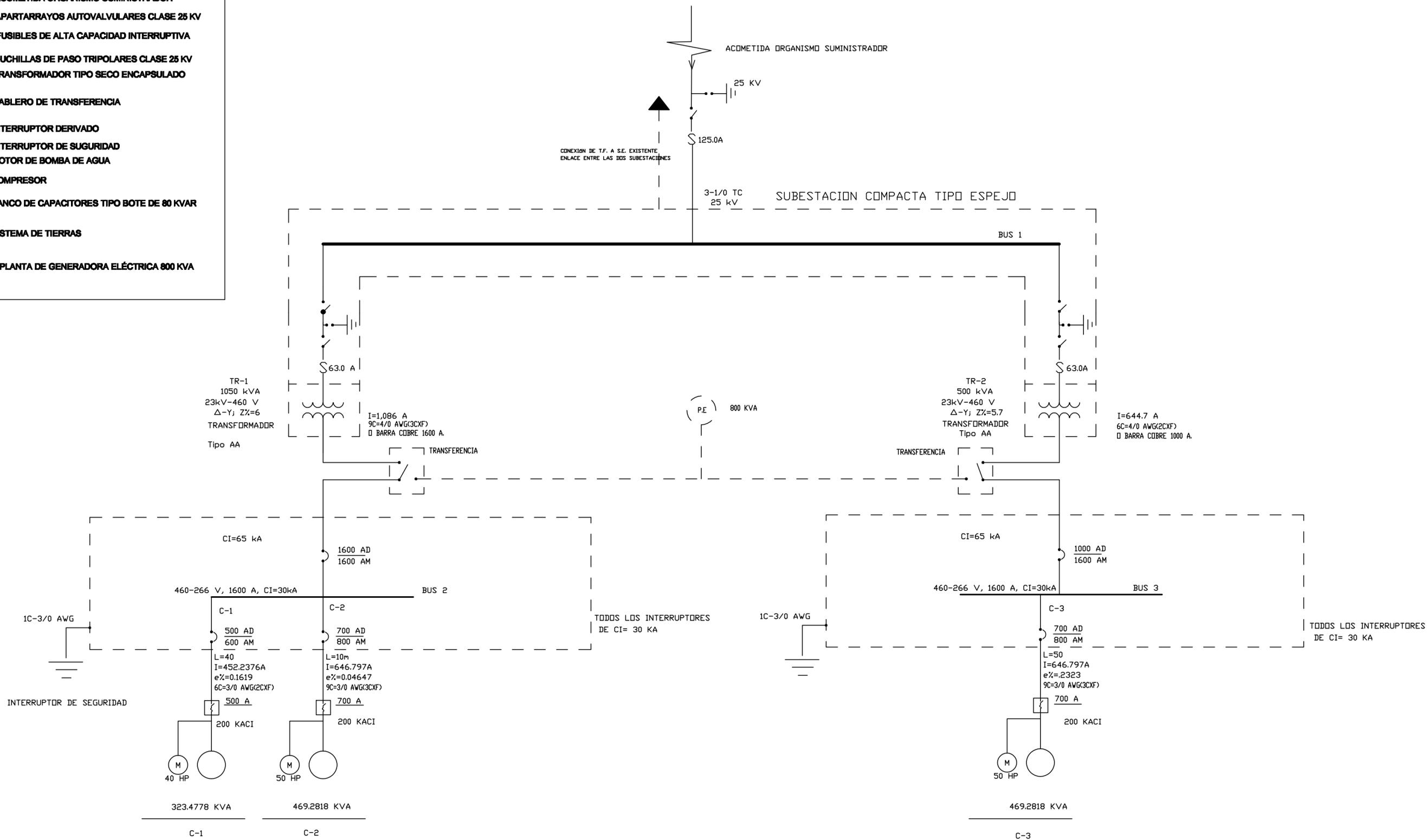
Anexo D

Planos y Diagramas Pista de Hielo.

DIAGRAMA UNIFILAR PISTA DE HIELO

SIMBOLOGÍA

-  ACOMETIDA ORGANISMO SUMINISTRADOR
-  APARTARRAYOS AUTOVALVULARES CLASE 25 KV
-  FUSIBLES DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA
-  CUCHILLAS DE PASO TRIPOLARES CLASE 25 KV
-  TRANSFORMADOR TIPO SECO ENCAPSULADO
-  TABLERO DE TRANSFERENCIA
-  INTERRUPTOR DERIVADO
-  INTERRUPTOR DE SUGURIDAD
-  MOTOR DE BOMBA DE AGUA
-  COMPRESOR
-  BANCO DE CAPACITORES TIPO BOTE DE 80 KVAR
-  SISTEMA DE TIERRAS
-  PLANTA DE GENERADORA ELÉCTRICA 800 KVA



CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO DE PISTA DE HIELO ZÓCALO CON SOFTWARE (Pow-R-Designer)

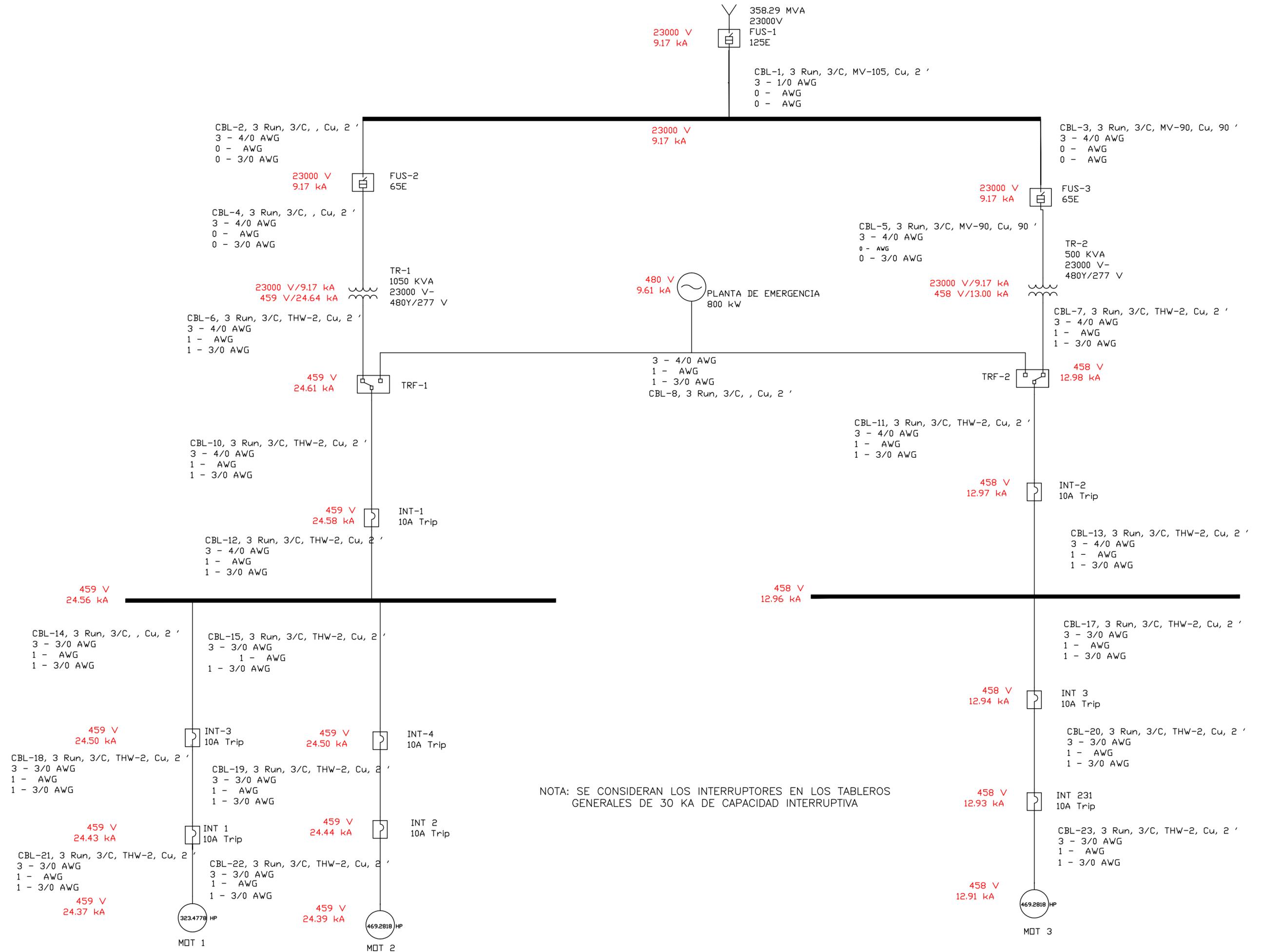
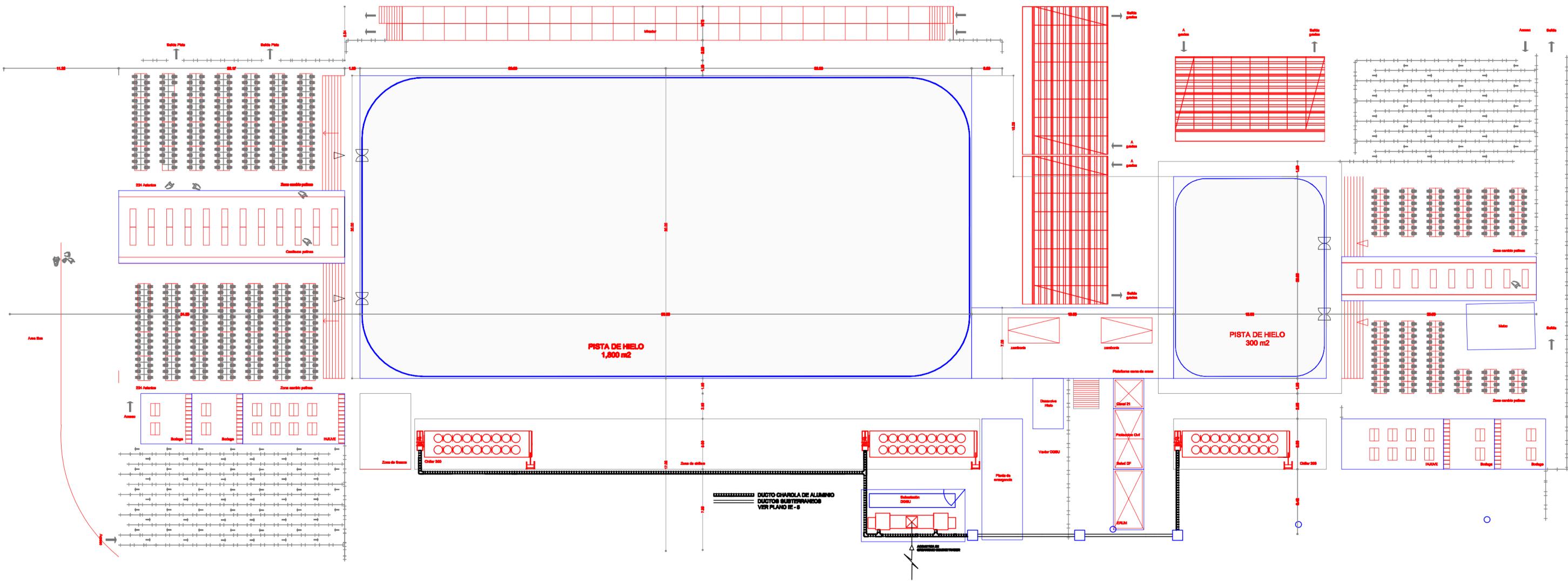
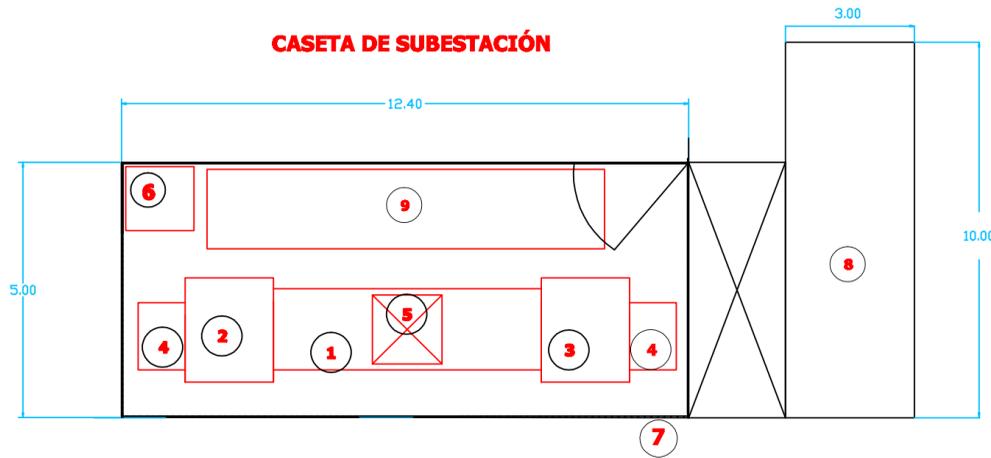


DIAGRAMA ESQUEMATICO PISTA DE HIELO ZÓCALO



ARREGLO DEL EQUIPO

CASETA DE SUBESTACIÓN

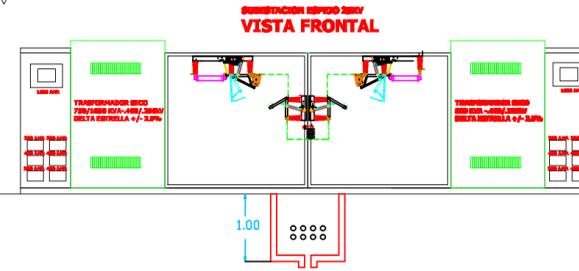


EQUIPO ELÉCTRICO

- ① SUBESTACIÓN TIPO ESPEJO E INTERIOR
- ② TRANSFORMADOR SECO DE 1050 KVA; 23KV-.460 kV
- ③ TRANSFORMADOR SECO DE 500 KVA; 23KV-.460 kV
- ④ TABLEROS GENERALES DE B. T.
- ⑤ REGISTRO DE ACOMETIDA.
- ⑥ EQUIPO DE PROTECCIÓN (CASCO, GOGLES, PERTIGA, FUSIBLE, GUANTES Y EXTINGUIDOR).
- ⑦ CASETA DE LAMINA PINTRO O SIMILAR
- ⑧ PLANTA ELECTRICA DE EMERGENCIA
- ⑨ TAPETE DIELECTRICO

SIMBOLOGÍA

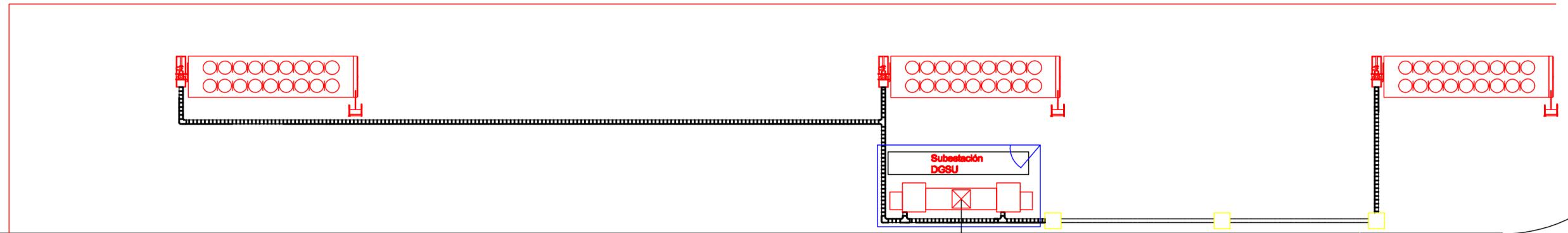
- CHILLERS
- INTERRUPTOR
- MOTOR
- DUCTO DE CHAROLA DE ALUMINIO
- DUCTOS ENTERRADOS EN PISO (VER PLANO IE-05)
- C-1M. IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS



C-3M.

C-2M.

C-1M.



NOTAS:

- 1.- AJUSTAR EL ARREGLO DE CHAROLA SEGUN LA COLOCACIÓN FINAL DE LOS EQUIPOS
- 2.- LAS DISTANCIAS SON APROXIMADAS
- 3.- LAS DIMENSIONES FINALES DEL EQUIPO SERÁ CONFORME AL EQUIPO INSTALADO.

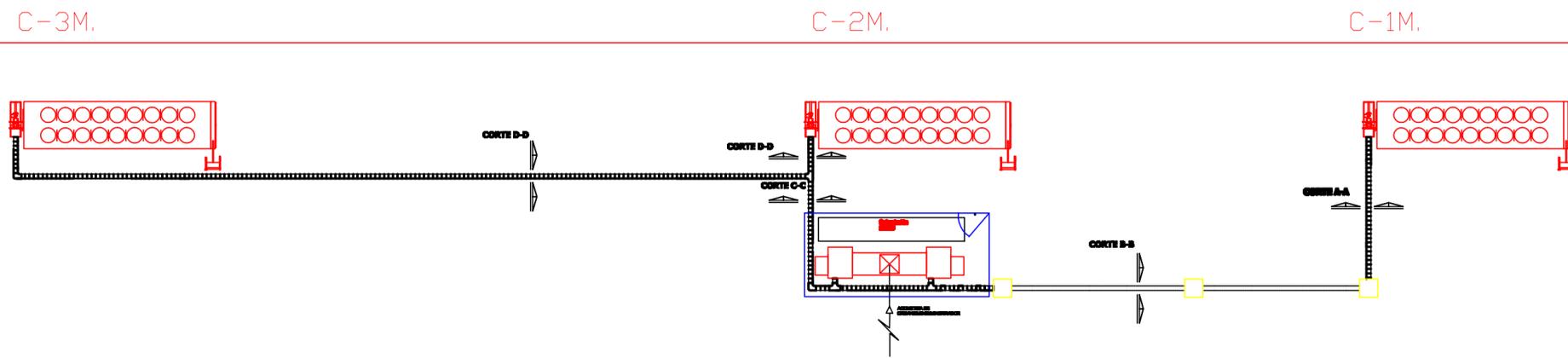
16 DE SEPTIEMBRE

20 DE NOVIEMBRE

PINO SUAREZ

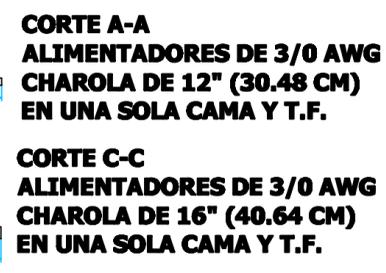
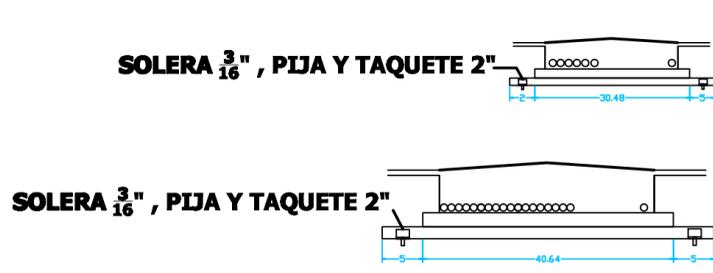
ACOMETIDA DE ORGANISMO SUMINISTRADOR

ARREGLO DE CHAROLA PARA ALIMENTADORES ELÉCTRICOS A LOS INTERRUPTORES DE SEGURIDAD

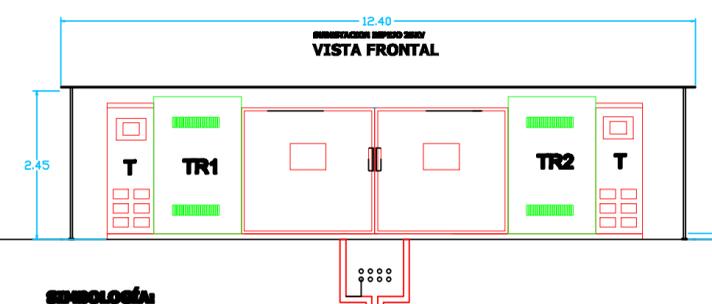


NOTAS:

- 1-SOBRE LA CHAROLA SE INCLUIRA UN CONDUCTOR DESNUDO CAL 3/0 AWG Y SE CONECTARA A LA MALLA DE TIERRA FÍSICA
- 2-SE INSTALARA LA CHAROLA EN PISO SOBRE TRAMOS DE PTR DE 2" A CADA 1.80 M.
- 3-ADECUAR LA TRAYECTORIA DE LA CHAROLA CON LA POSICIÓN DE LOS EQUIPOS Y LA UBICACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE SEGURIDAD
- 4-SUDETAR EL CABLE A LA CHAROLA CON CINCHOS DE PLASTICO
- 5-AJUSTAR LA CHAROLA A LA ALTURA DEL INTERRUPTOR DE SEGURIDAD
- 6-SE INTALARÁ TAPA DE ALUMINIO SOBRE LA CHAROLA

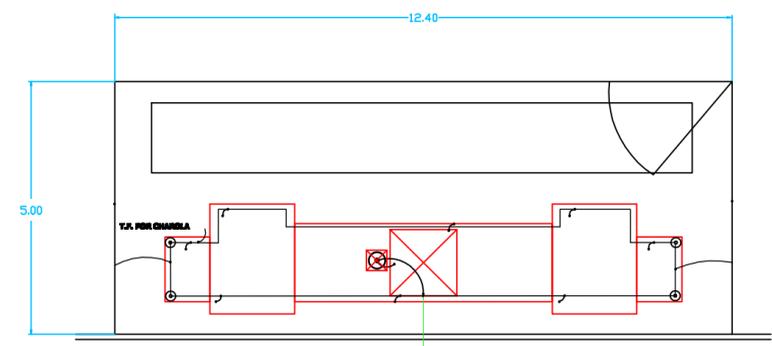


CASETA PARA SUBESTACIÓN



- SIMBOLOGÍA:**
- TR1 **TRASFORMADOR SECO 1050 KVA 23KV/.400 kV DELTA ESTRELLA +/- 2.5%**
 - TR2 **TRASFORMADOR SECO 500 KVA 23KV/.400 kV DELTA ESTRELLA +/- 2.5%**
 - T **TABLERO**

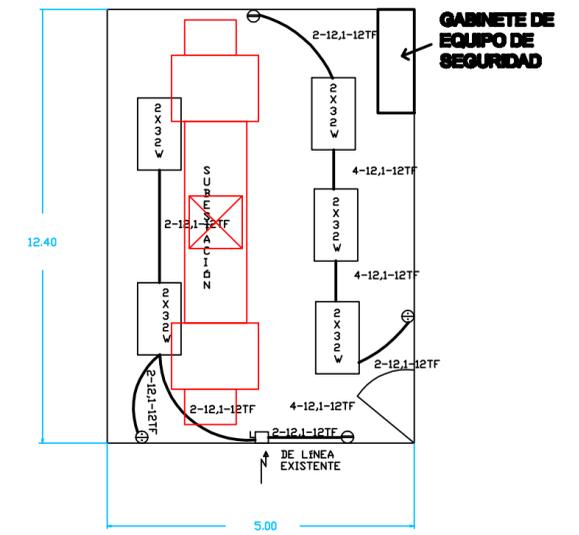
ARREGLO DE LA MALLA DE TIERRA FÍSICA



- SIMBOLOGÍA:**
- CABLE DE COBRE 4/0 AWG DESNUDO POR PISO
 - ELECTRODO ARTIFICIAL CHEM ROD EXISTENTE
 - VARILLAS COPERWELD EXISTENTES
 - ZAPATA MECANICA DE CABLE A BARRA DE T.F. Y DE CABLE A CABLE

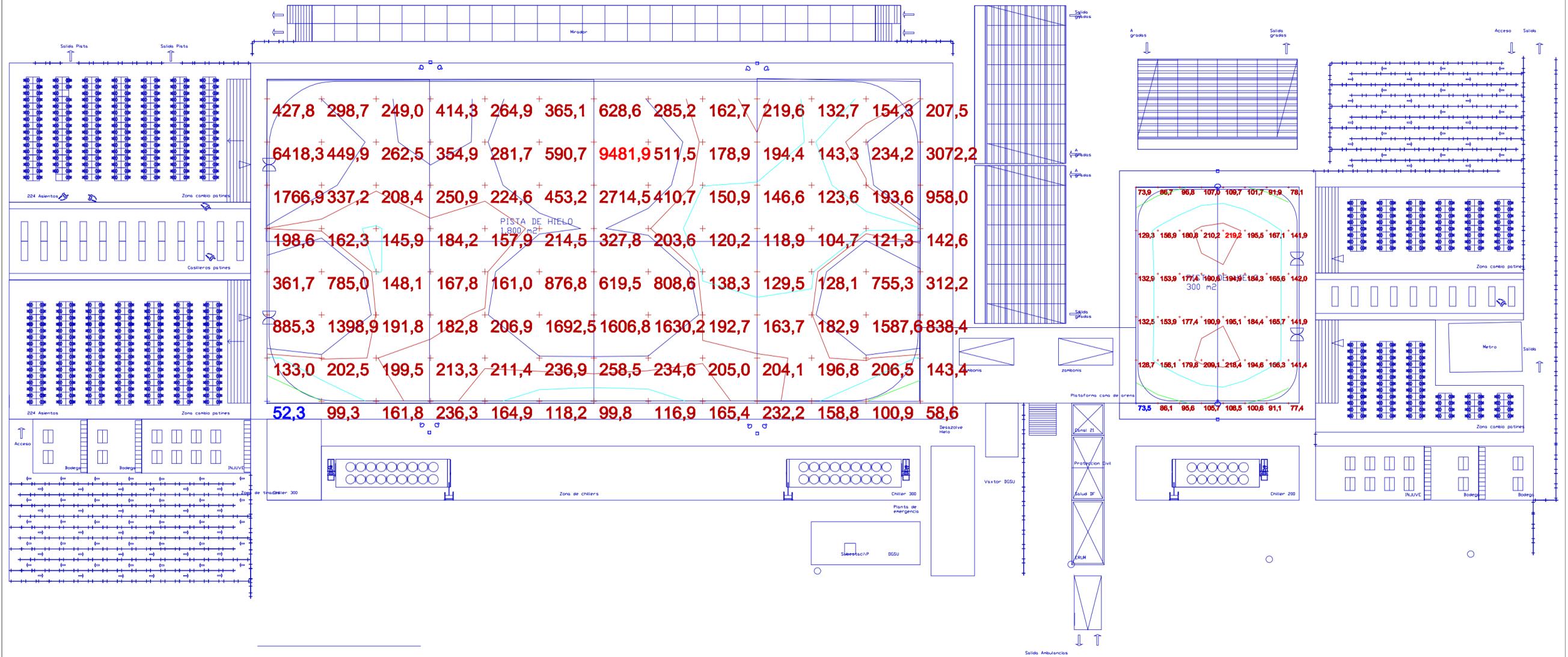
- BANCO DE DUCTO DE ACOMETIDA CONECTAR UN CONDUCTOR 4/0 AWG A MALLA EXISTENTE DE LA BOVEDA DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA**
- NOTAS:**
- 1.- EL CABLE DE COBRE 4/0 AWG DESNUDO SE INSTALARÁ SOBRE PISO, SOLO SE CONECTARÁ EN LOS ELECTRODOS
 - 2.- SE UTILIZARÁN CONECTORES MECÁNICOS DE CABLE A VARILLA ASI COMO DE CABLE A CABLE
 - 3.- SE CONECTARÁN DE CABLE A BARRAS DE SISTEMAS DE TIERRA CON ZAPATAS MECÁNICAS

CASETA DE SUBESTACIÓN



GABINETE DE EQUIPO DE SEGURIDAD

CÁLCULO DE ILUMINACION PISTA DE HIELO





STATISTICS						
Description	Symbol	Avg	Max	Min	Max/Min	Avg/Min
pista 300	+	145,1 lux	219,2 lux	73,5 lux	3,0:1	2,0:1
pista 1800	+	545,1 lux	9481,9 lux	52,3 lux	181,3:1	10,4:1

LUMINAIRE SCHEDULE								
Symbol	Label	Catalog Number	Description	Lamp	File	Lumens	LLF	Watts
◆ ◆	A		MVF403 CAT-A1	MHN-SA1800W/230V/956	MVF403 CAT-A1 1xMHN-SA1800W_230V_956 CON.ies	155000	1,00	3770
◆ ◆	B		MVF403 CAT-A1	MHN-SA1800W/230V/956	MVF403 CAT-A1 1xMHN-SA1800W_230V_956 CON.ies	155000	1,00	3770
■	C	PB2750HP0065N	PRISMBEAM II	750W CLEAR HPS	48952.IES	110000	1,00	1
■	D	PB2750HP0065N	PRISMBEAM II	750W CLEAR HPS	48952.IES	110000	1,00	1

LUMINAIRE LOCATIONS										
No.	Label	Location			MH	Orientation	Tilt	Aim		
		X	Y	Z				X	Y	Z
1	B	653,9	-631,9	15,8	15,8	0,0	45,0			
2	B	653,9	-631,9	15,8	15,8	0,0	45,0			
4	A	653,8	-666,2	15,8	15,8	0,0	45,0			
5	A	683,9	-666,3	15,8	15,8	0,0	45,0			
6	C	726,2	-665,0	15,8	15,8	0,0	45,0	726,2	-652,4	5,3
7	D	726,2	-642,0	15,8	15,8	180,0	45,0	726,2	-654,6	5,3

pista hielo estadísticas
iluminación

Designer

jhj/camr

Date

abr 27 2010

Scale

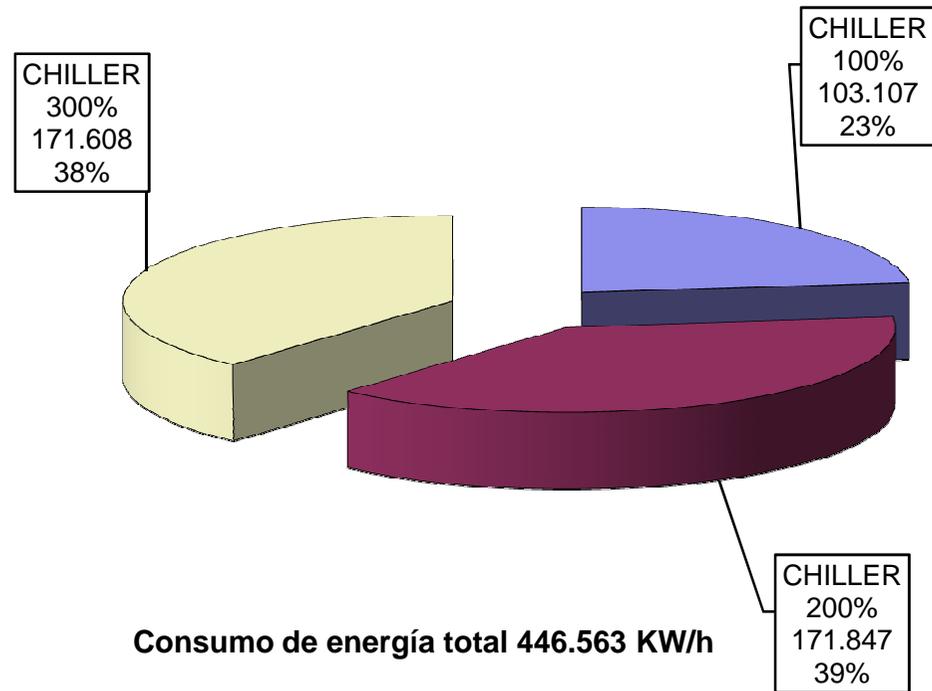
Drawing No.

1

Anexo E

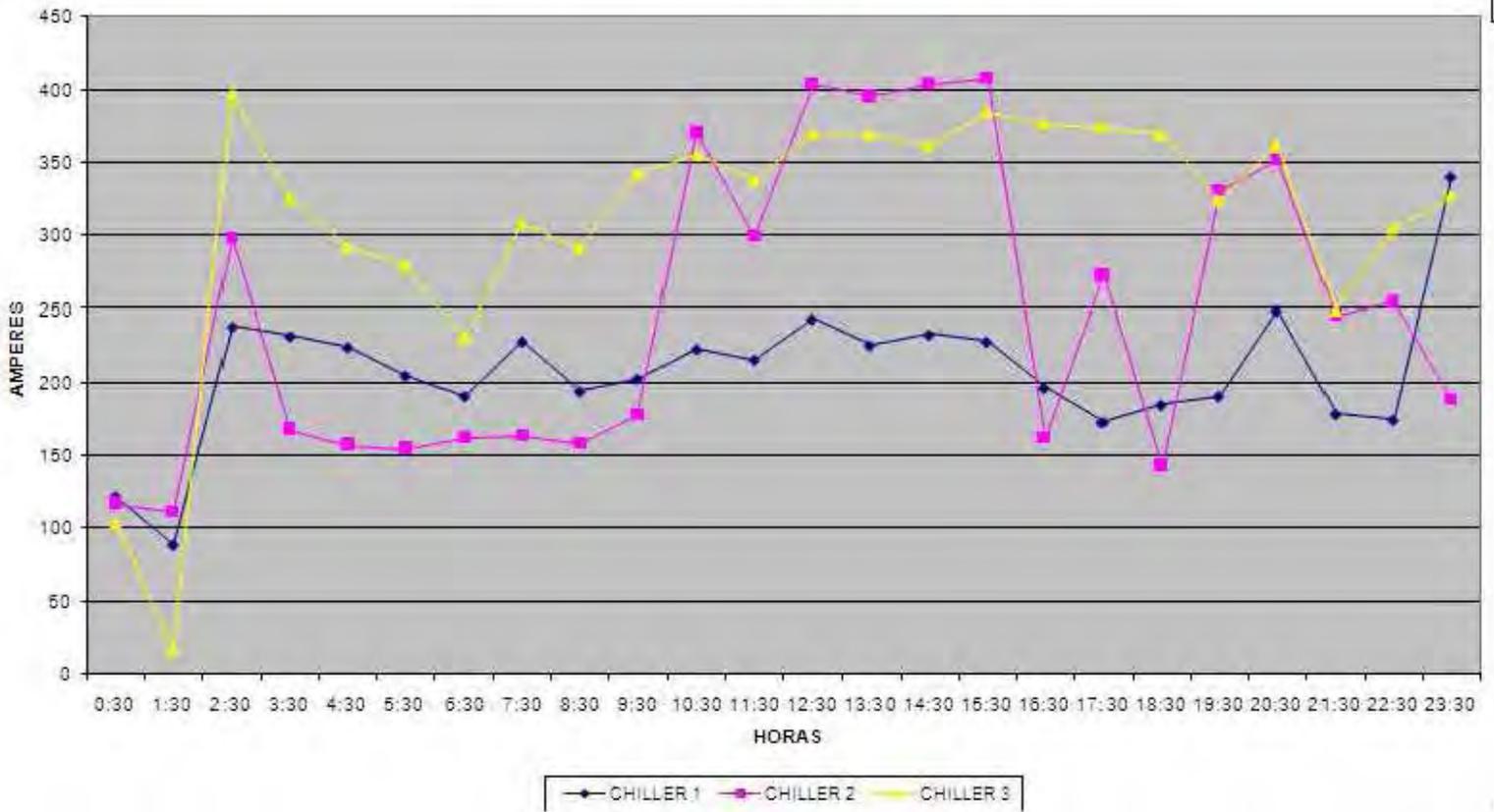
Bitácora del Consumo de Energía de las Unidades Refrigeradoras.

**POTENCIA CONSUMIDA POR LOS CHILLERS PARA LAS PISTAS DE HIELO 2009
(kwh)**

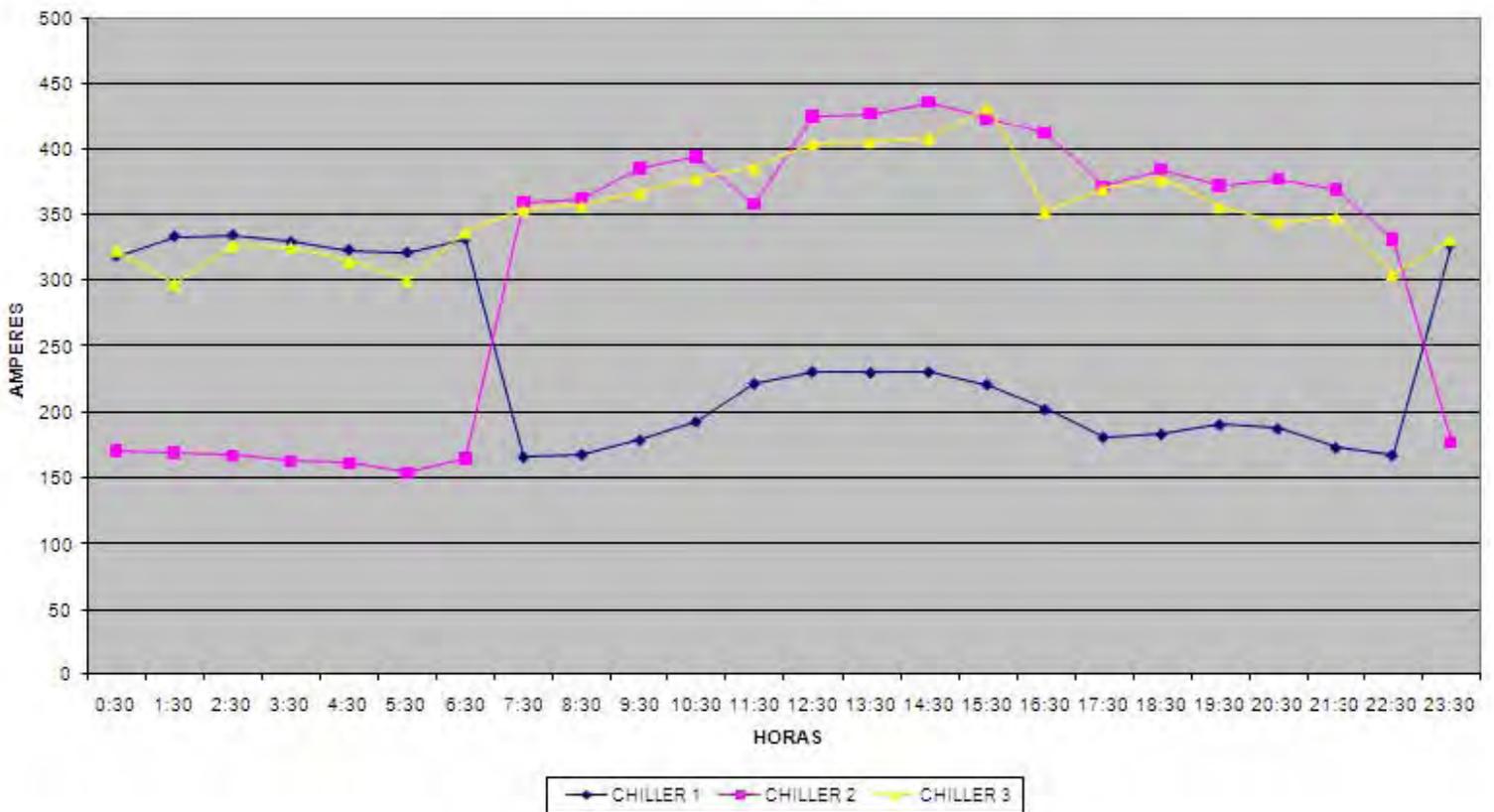


La energía se calculó basandose en la carga de los chiller`s considerando 24 hr de funcionamiento durante los 44 días que duró el programa la magia de la navidad 2009.

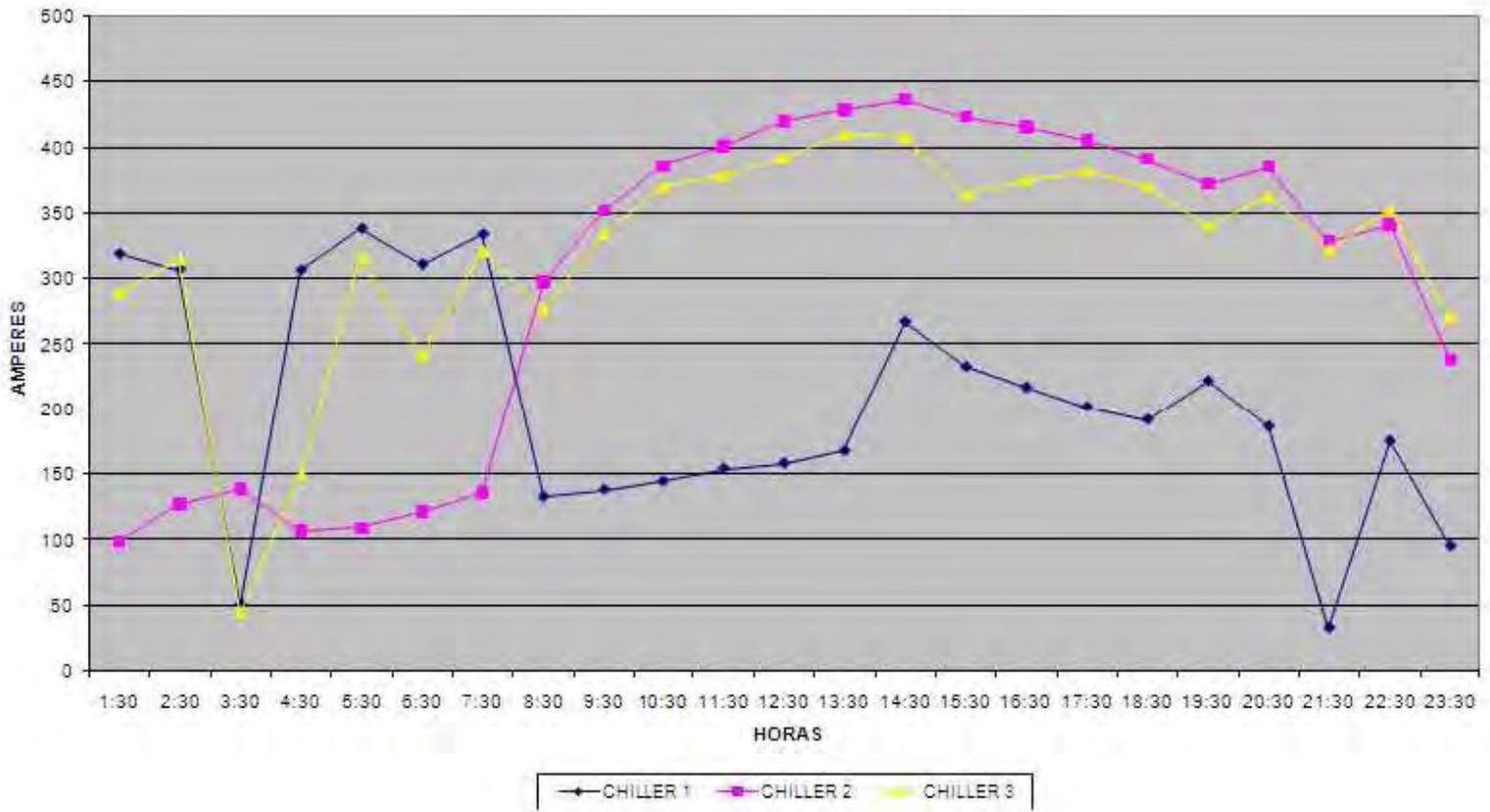
CONSUMO DE CORRIENTE 27 DE NOVIEMBRE 09



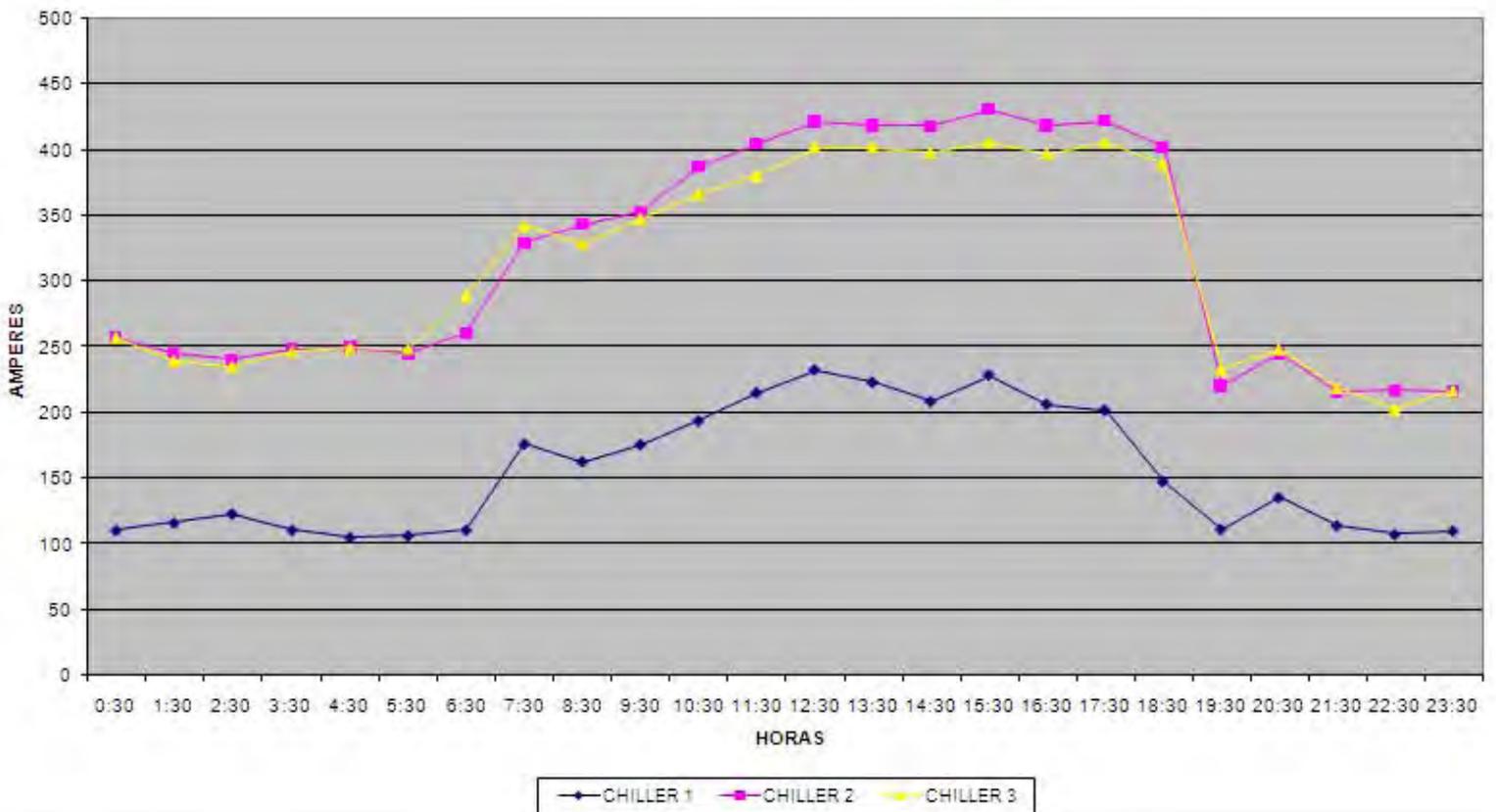
CONSUMO DE CORRIENTE 28 DE NOVIEMBRE 09



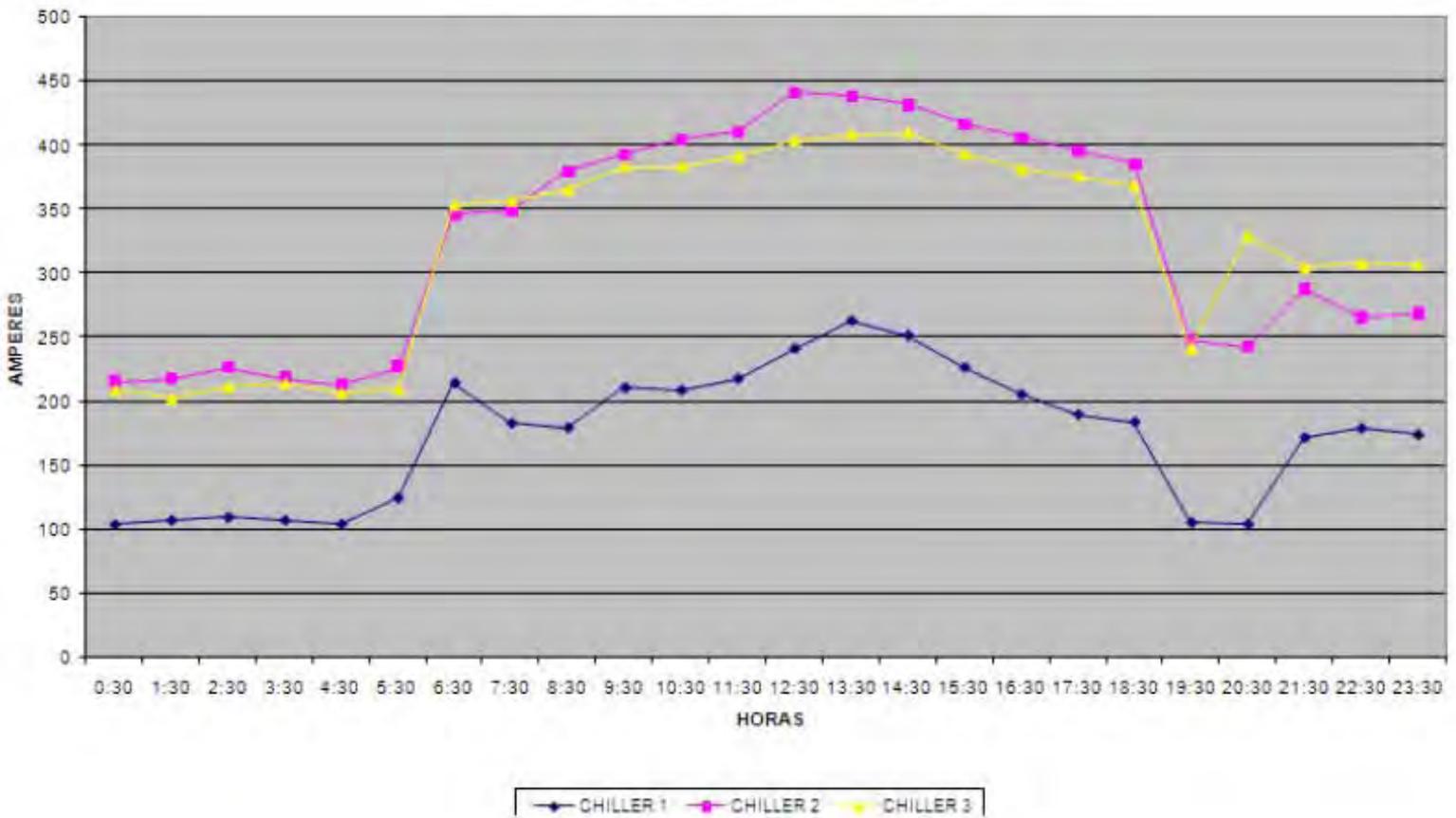
CONSUMO DE CORRIENTE 29 DE NOVIEMBRE DE 09



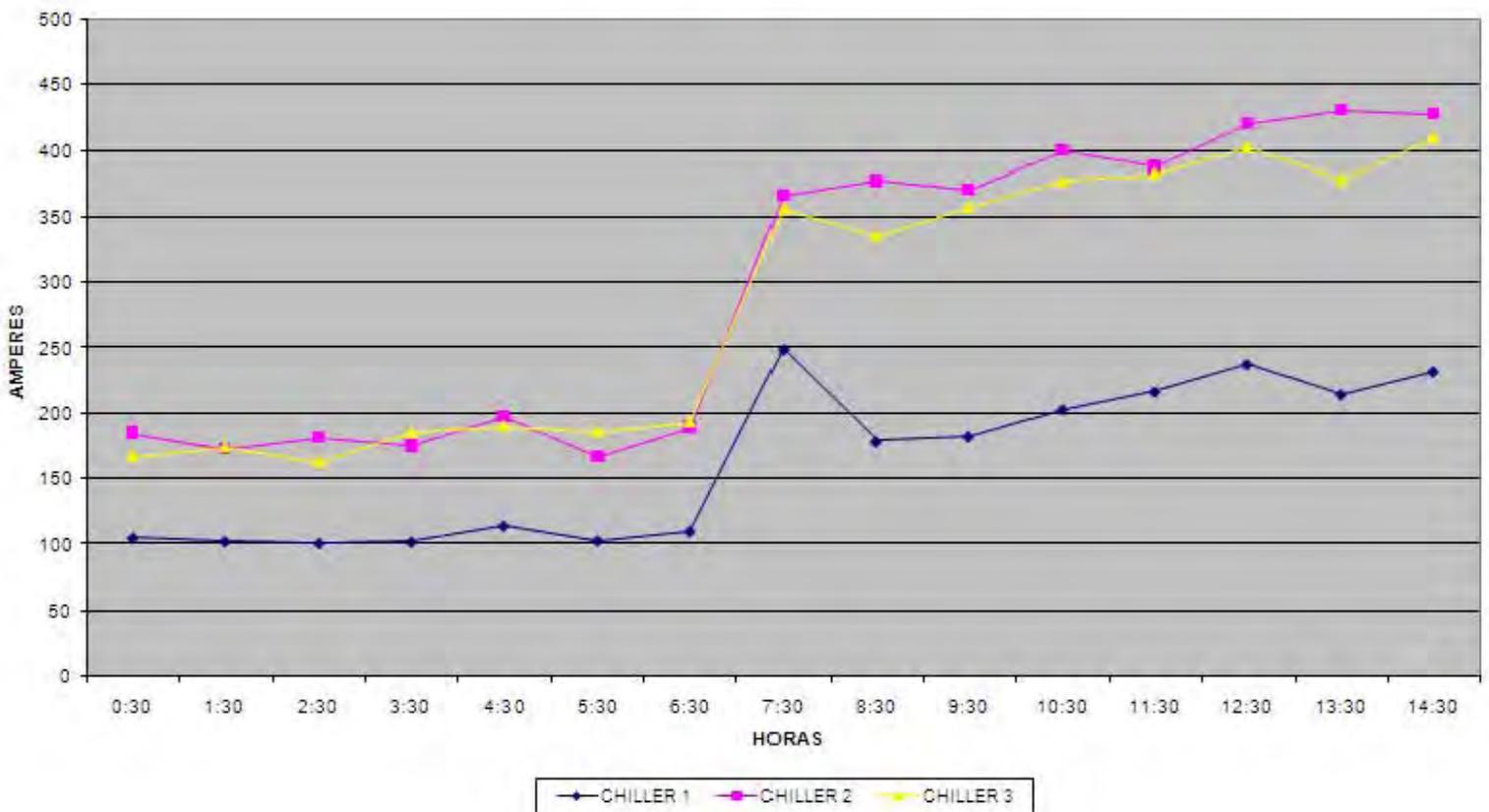
CONSUMO DE CORRIENTE 30 DE NOVIEMBRE 09



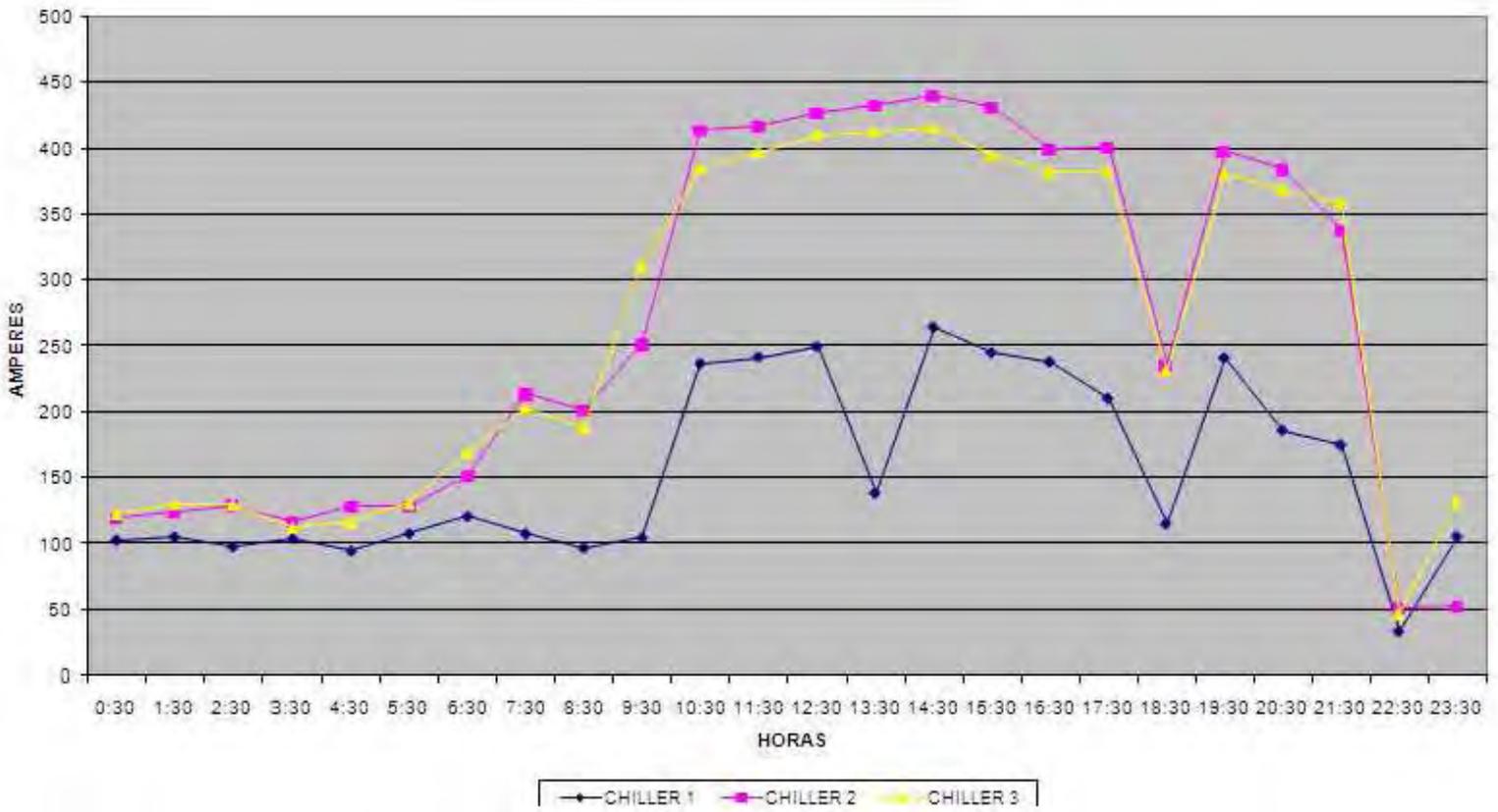
CONSUMO DE CORRIENTE 01 DE DICIEMBRE 09



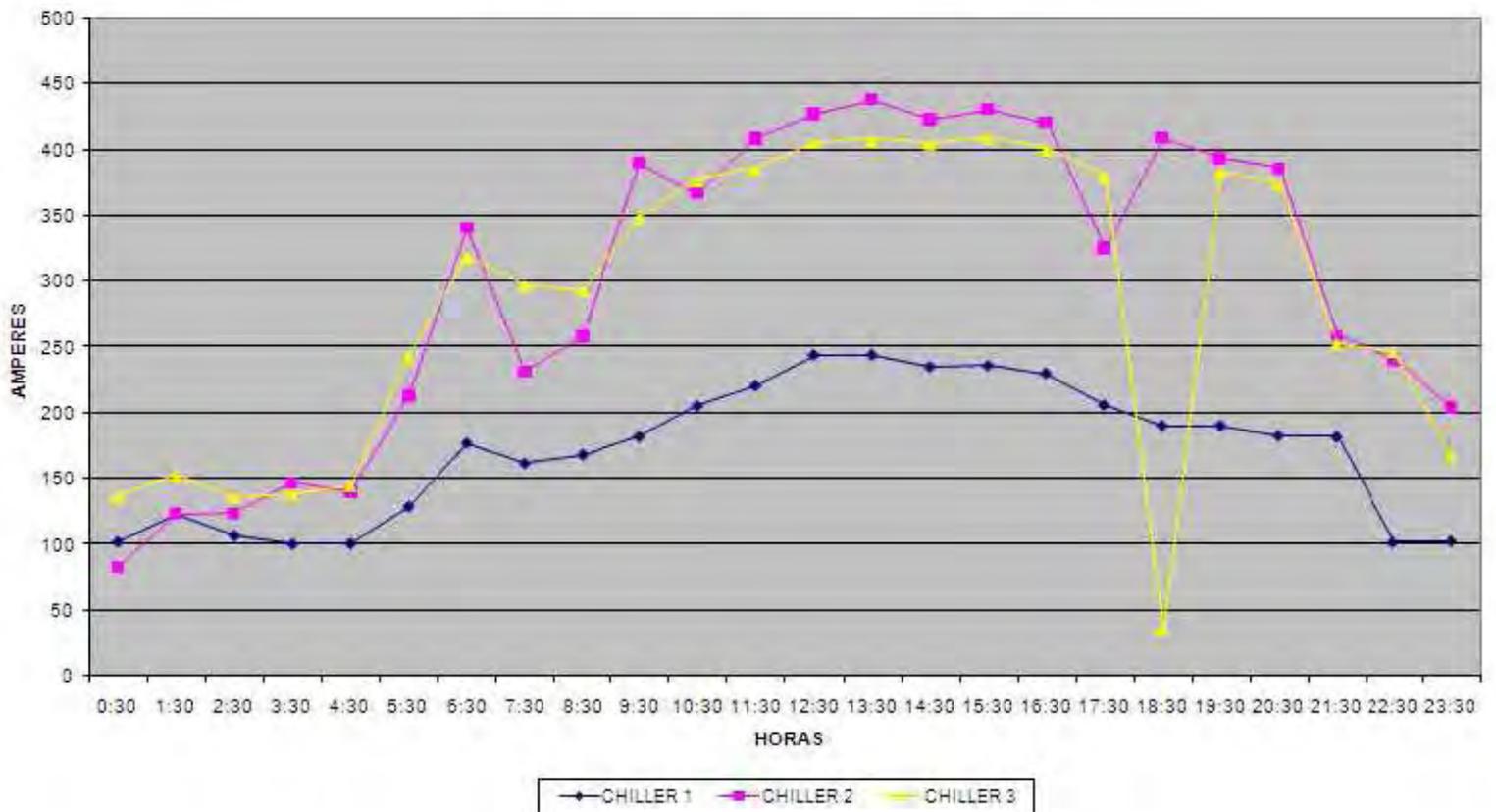
CONSUMO DE CORRIENTE 02 DE DICIEMBRE 09



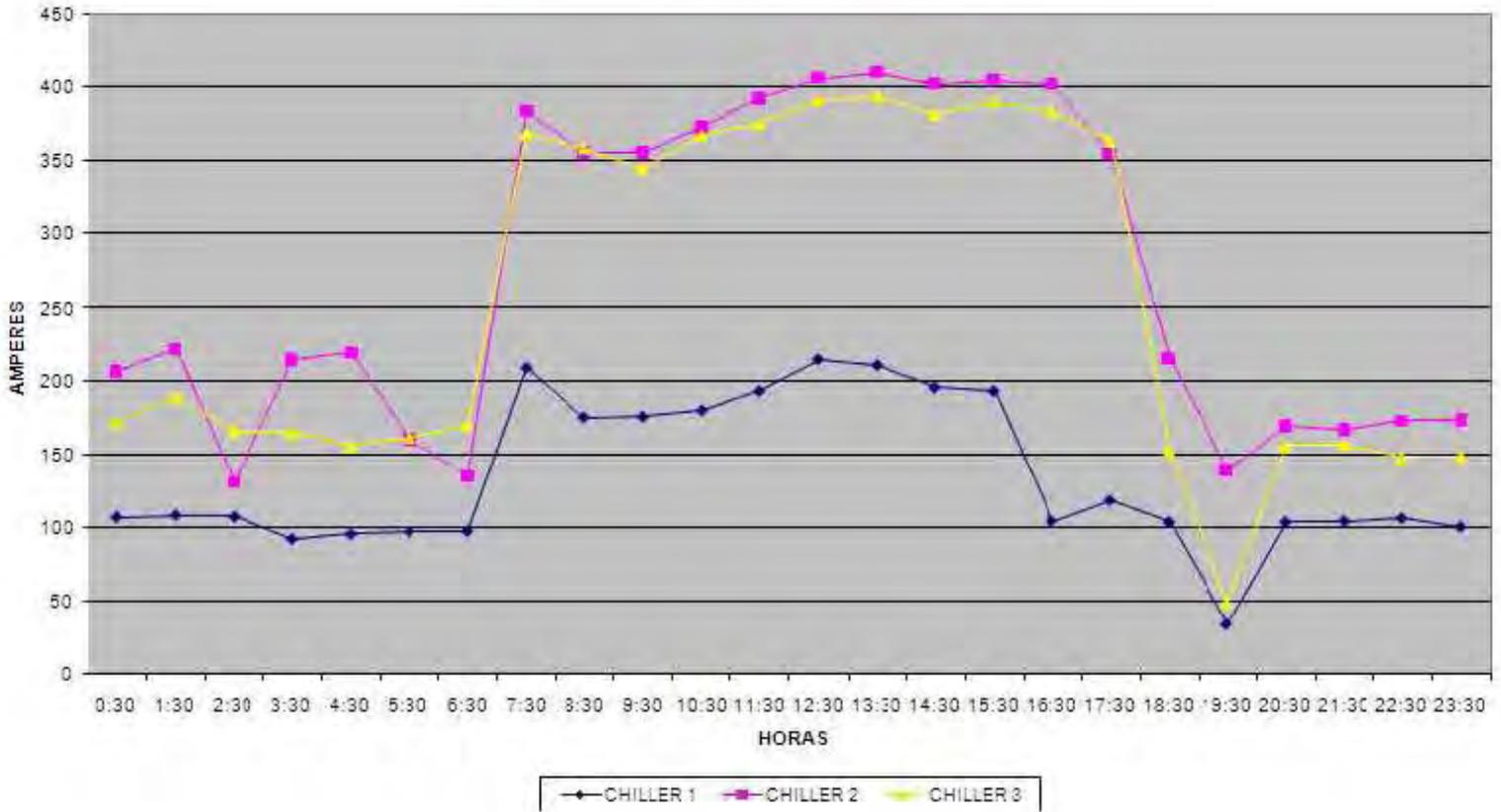
CONSUMO DE CORRIENTE 03 DE DICIEMBRE 09



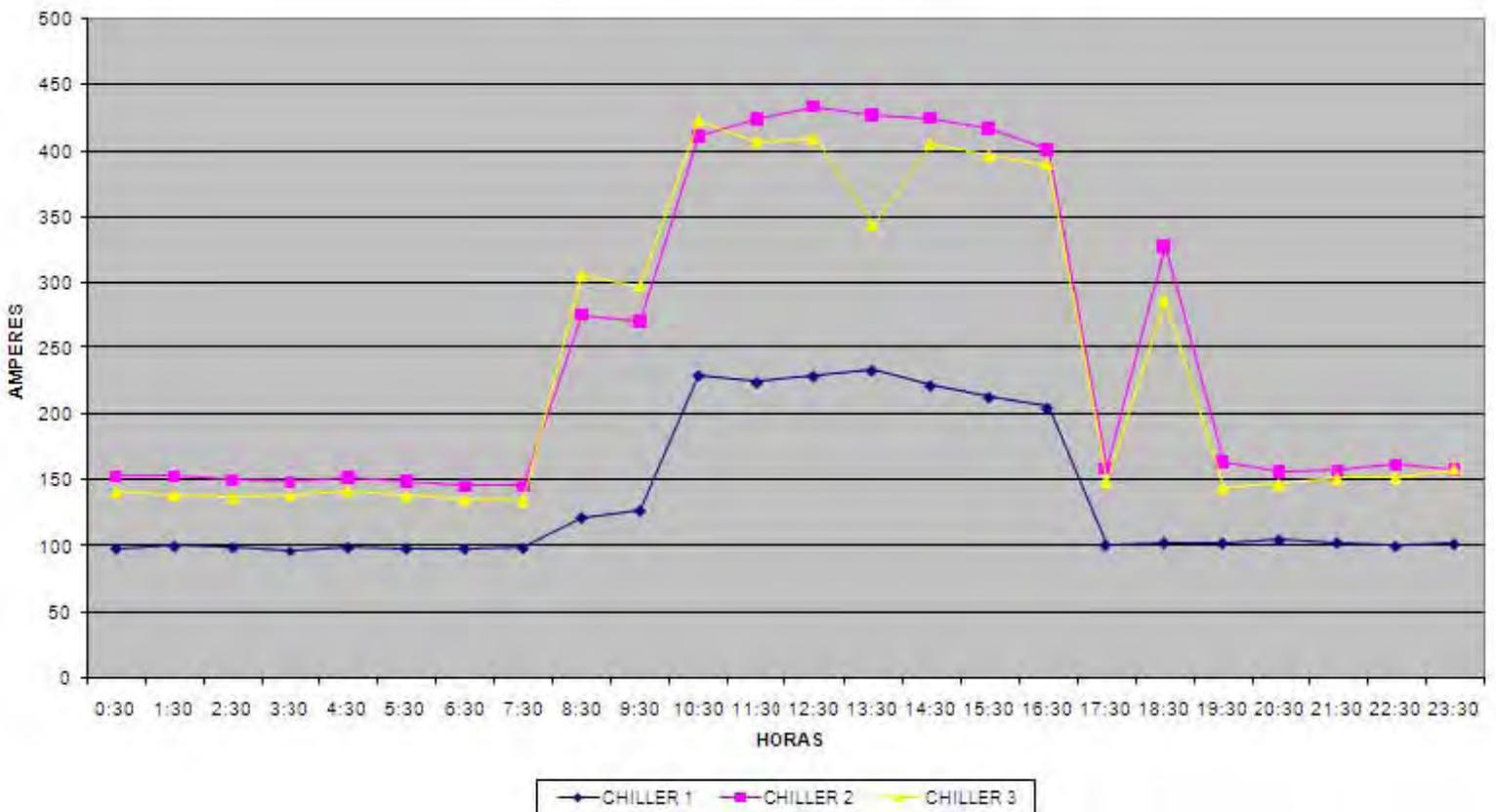
CONSUMO DE CORRIENTE 04 DE DICIEMBRE 09



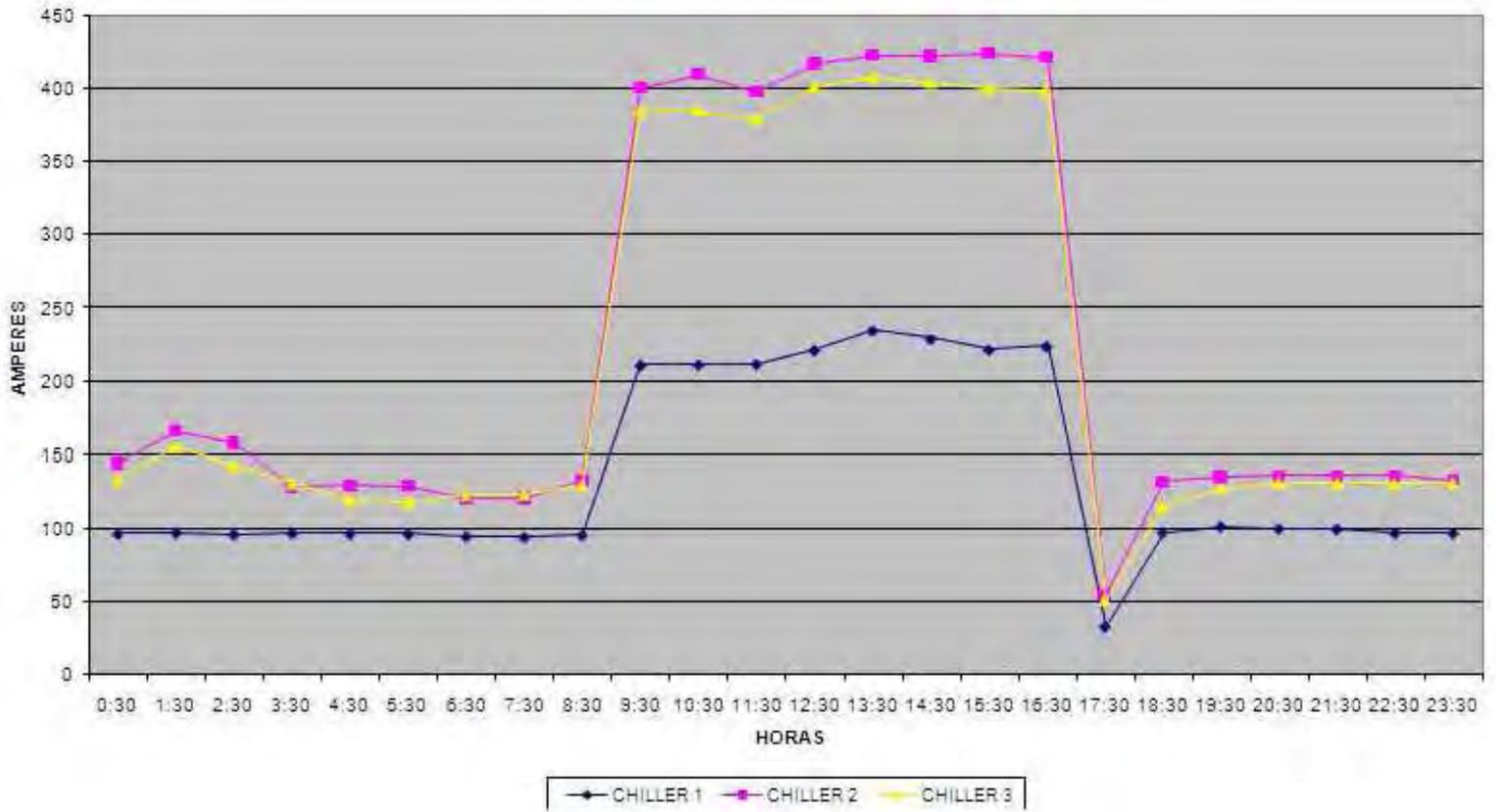
CONSUMO DE CORRIENTE 05 DE DICIEMBRE 09



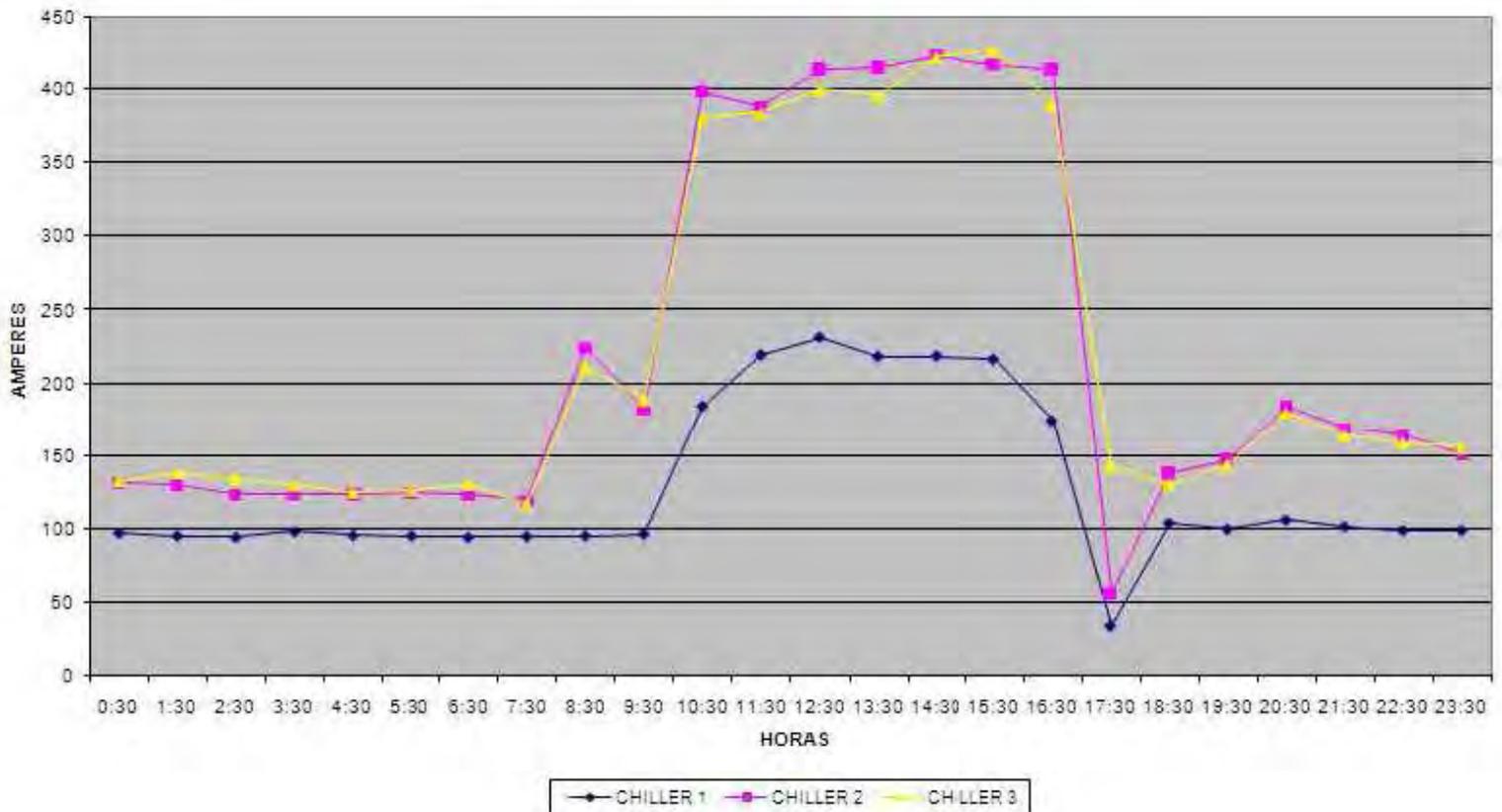
CONSUMO DE CORRIENTE 06 DE DICIEMBRE 09



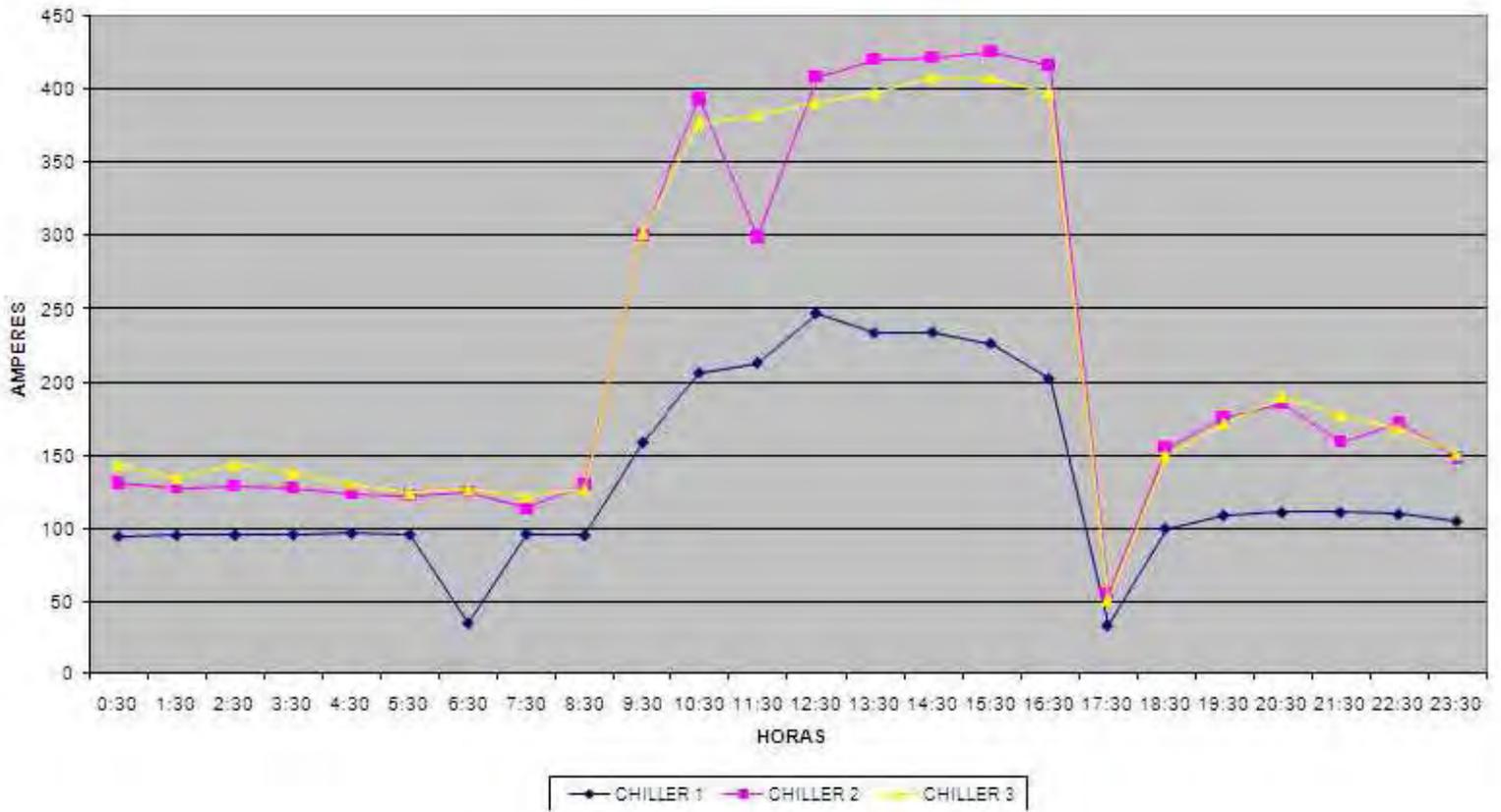
CONSUMO DE CORRIENTE 29 DE DICIEMBRE 09



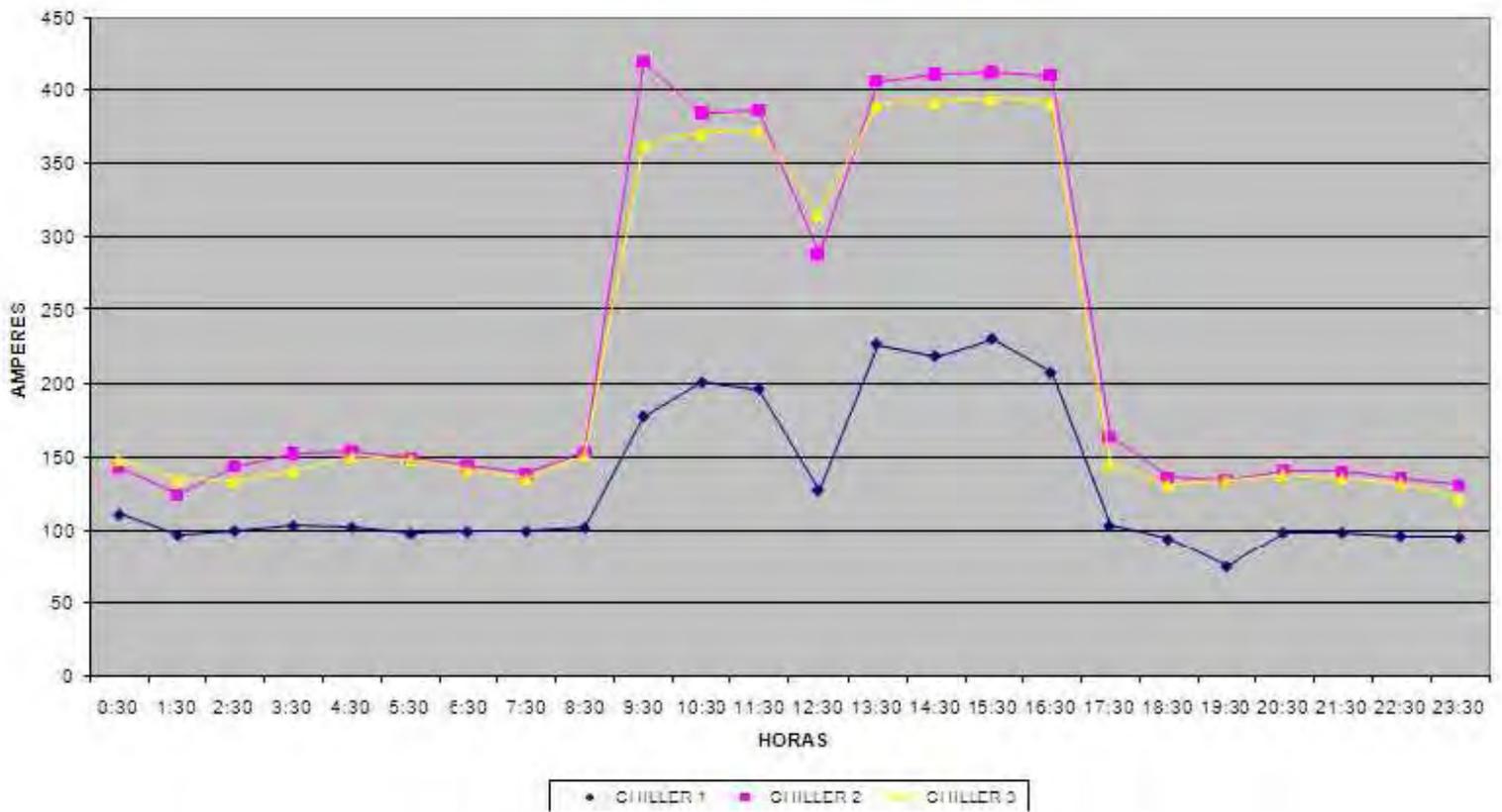
CONSUMO DE CORRIENTE 30 DE DICIEMBRE 09



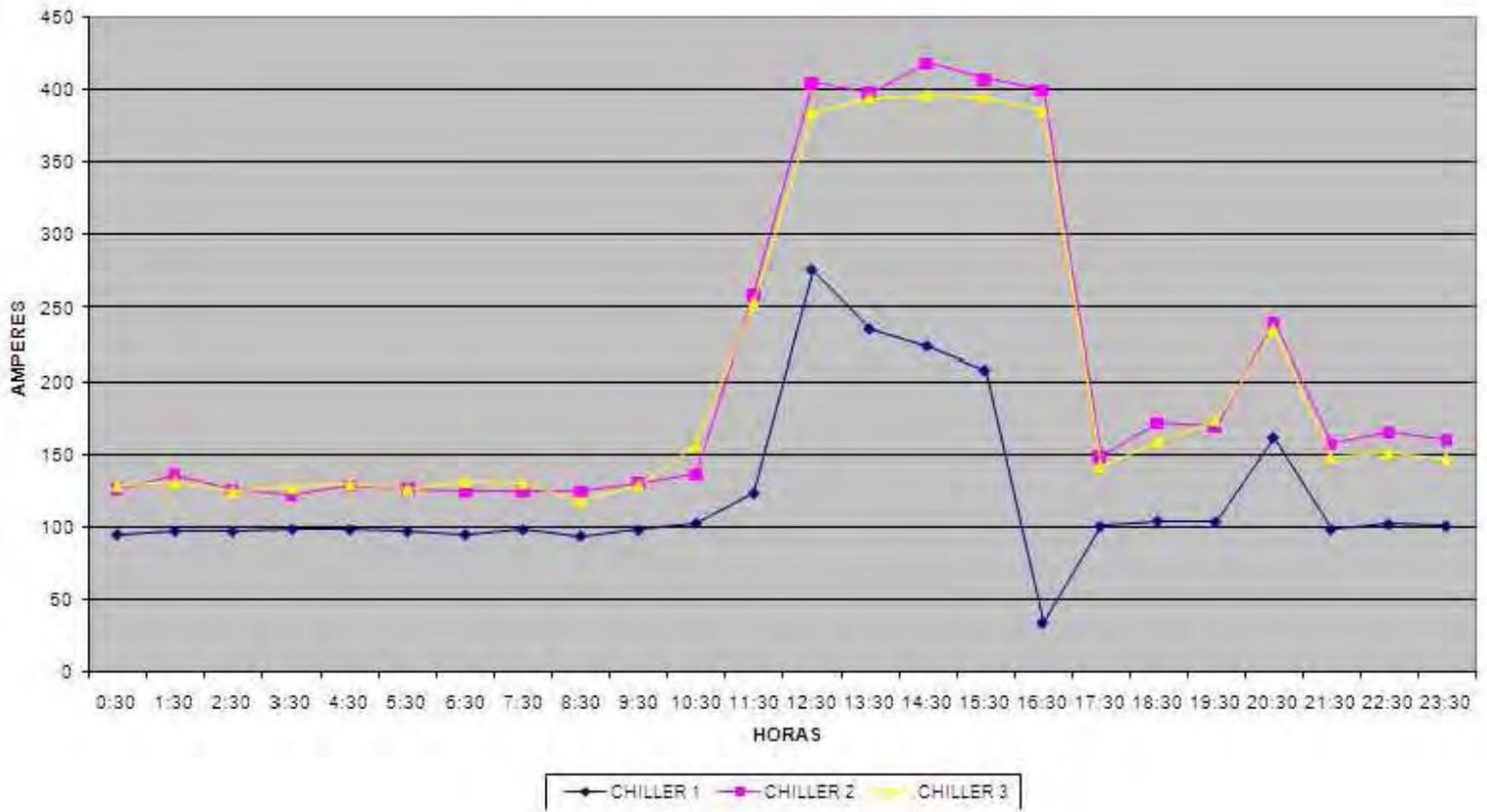
CONSUMO DE CORRIENTE 31 DE DICIEMBRE 09



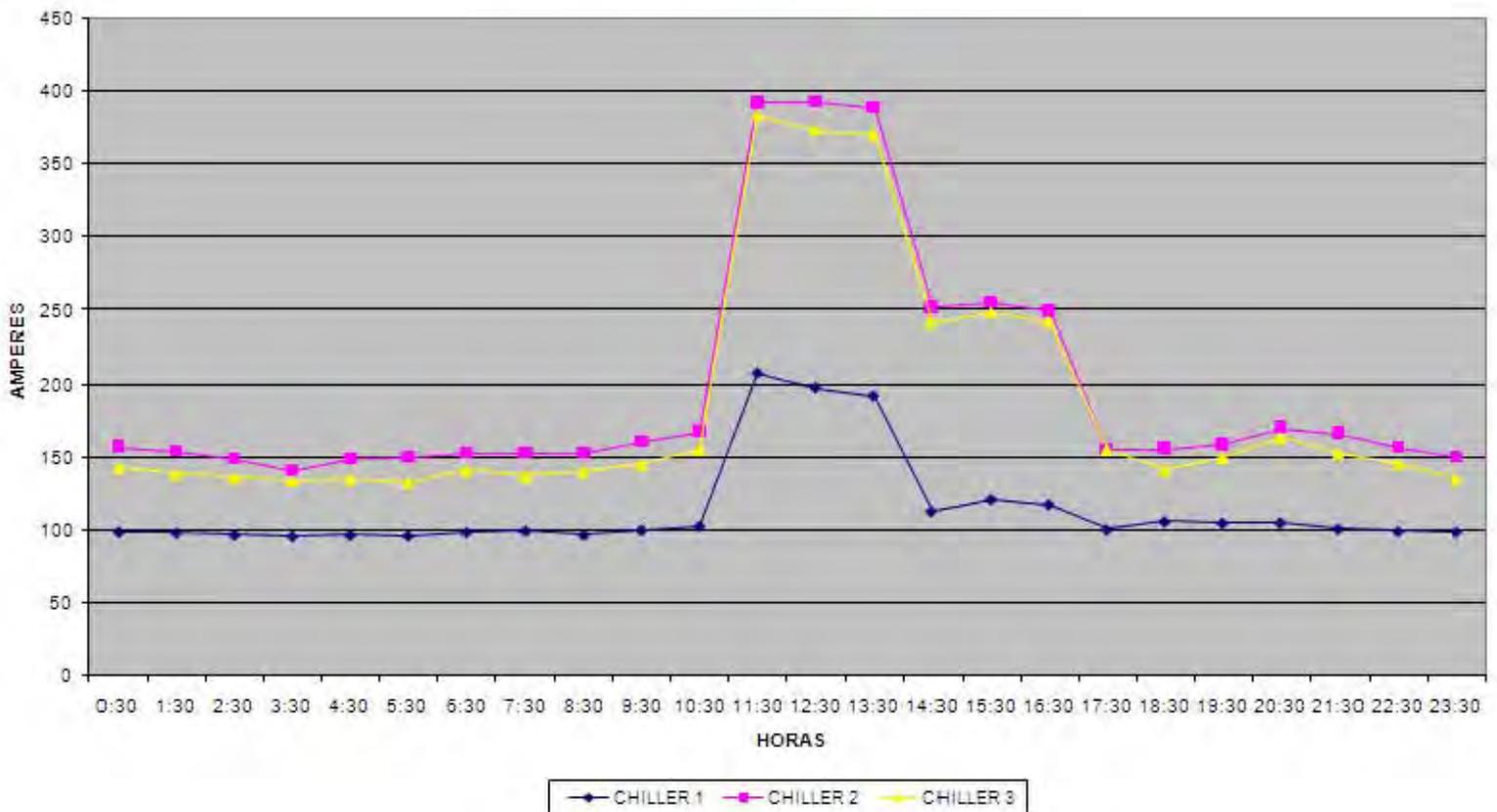
CONSUMO DE CORRIENTE 01 DE ENERO 10



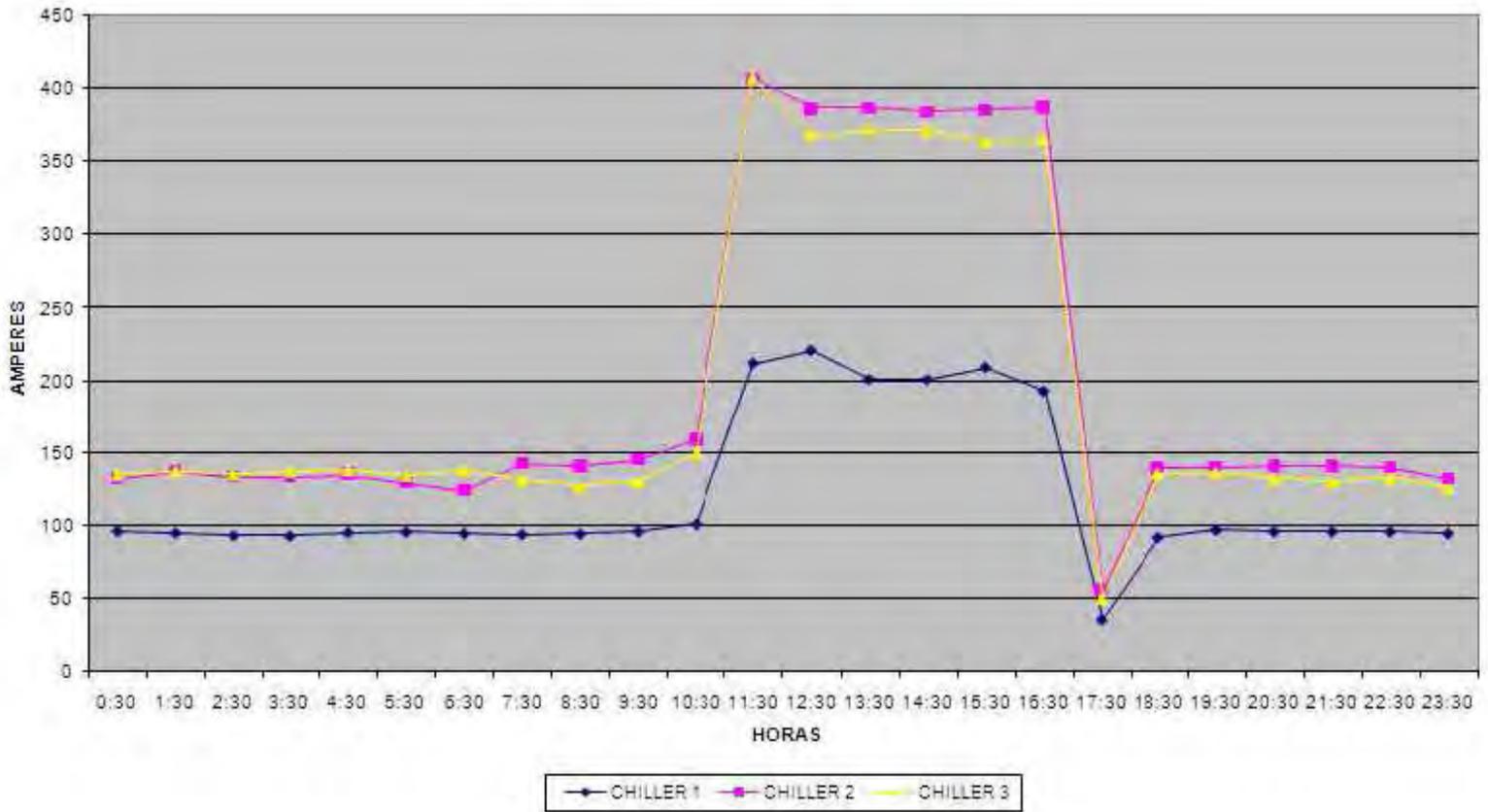
CONSUMO DE CORRIENTE 02 DE ENERO 10



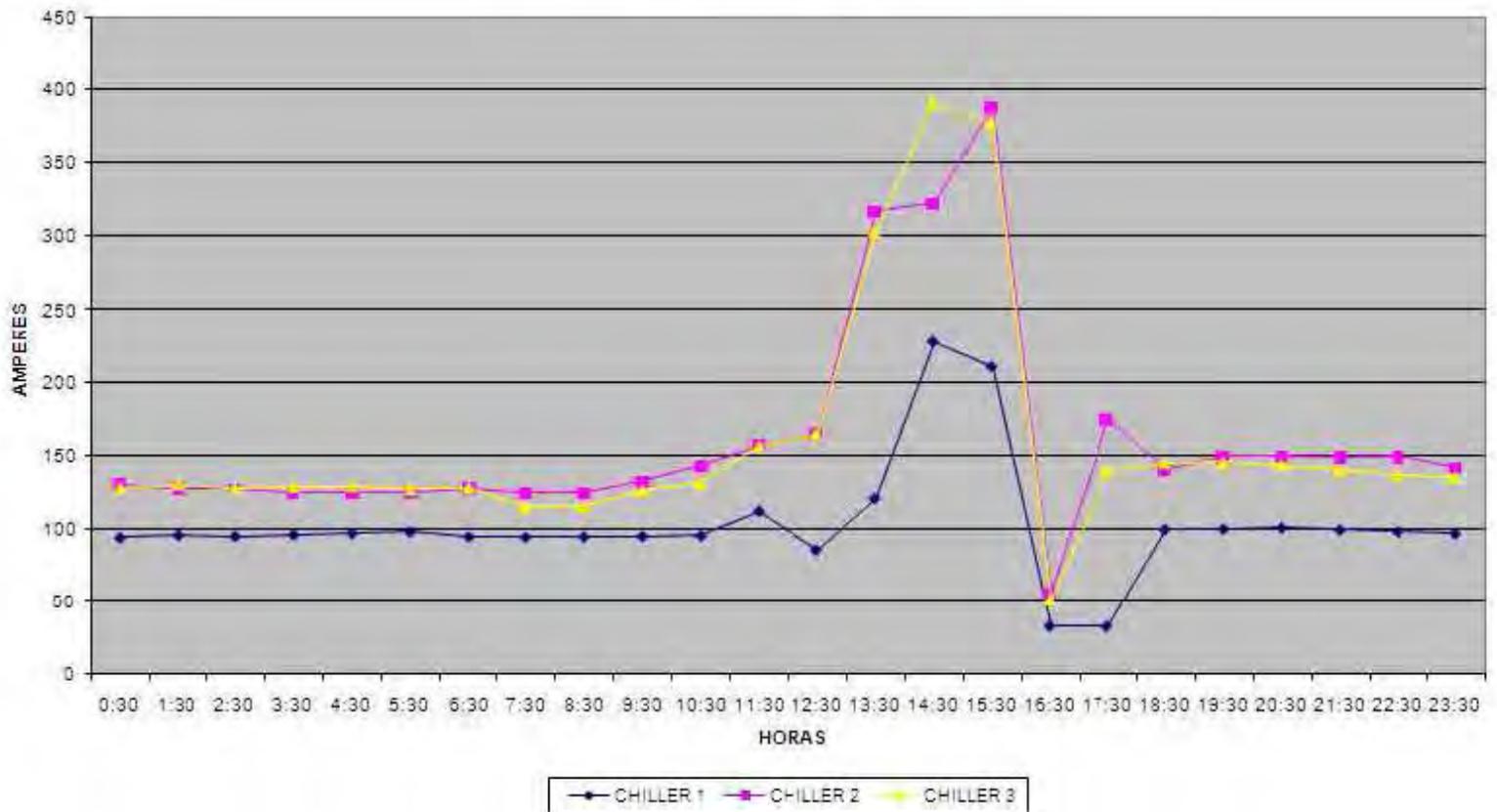
CONSUMO DE CORRIENTE 03 ENERO 10



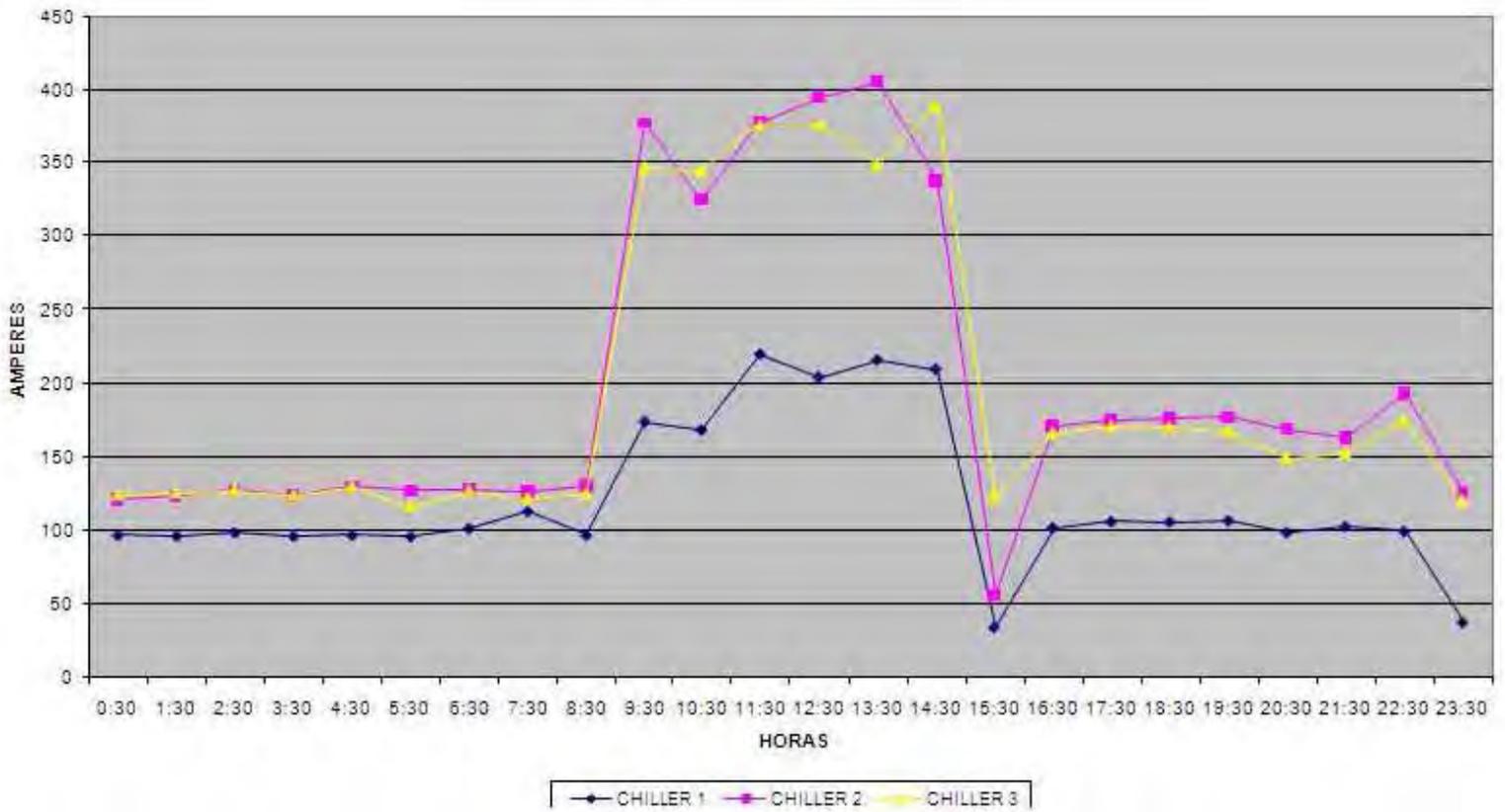
CONSUMO DE CORRIENTE 04 DE ENERO 10



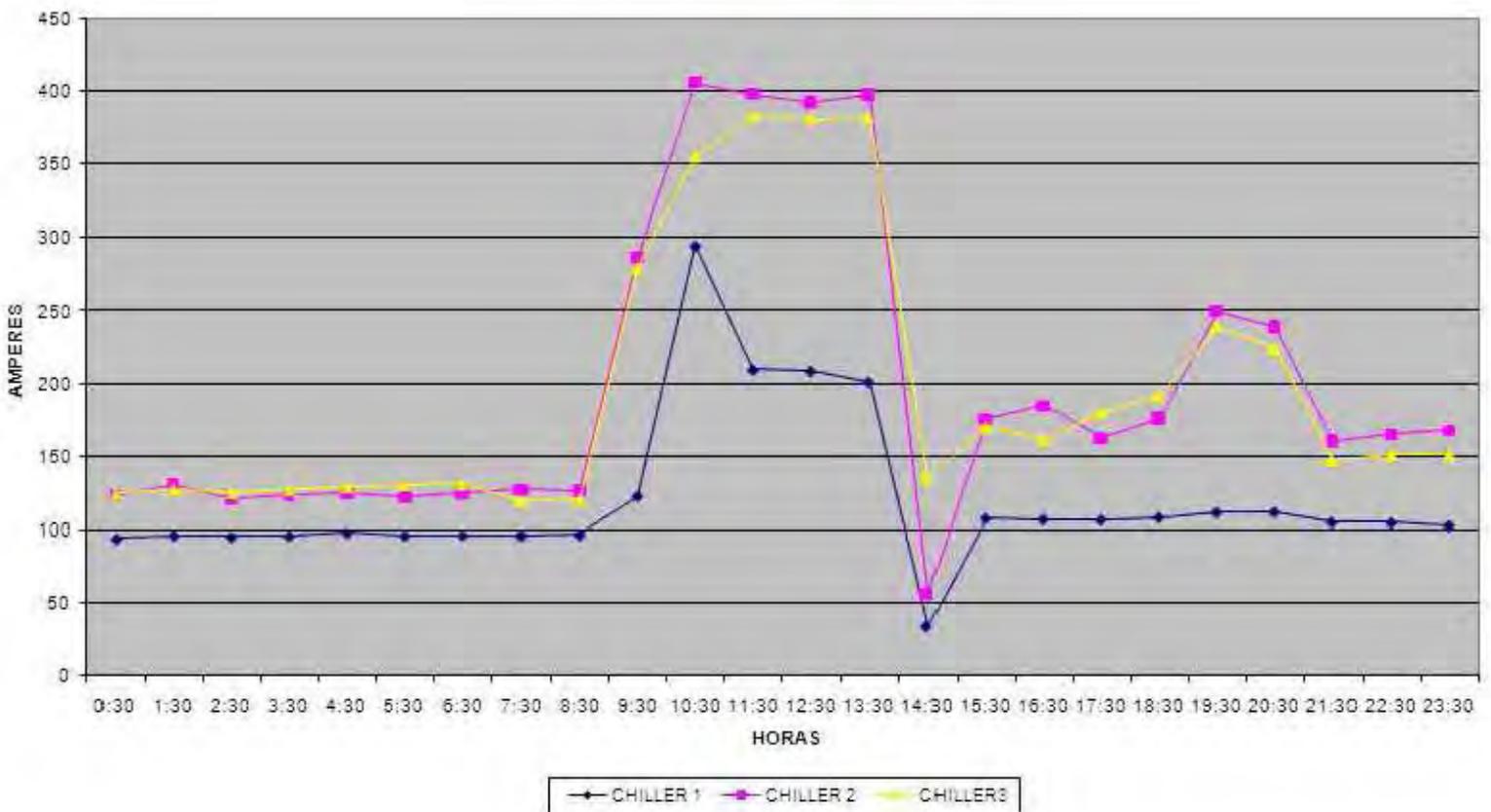
CONSUMO DE CORRIENTE 05 DE ENERO 10



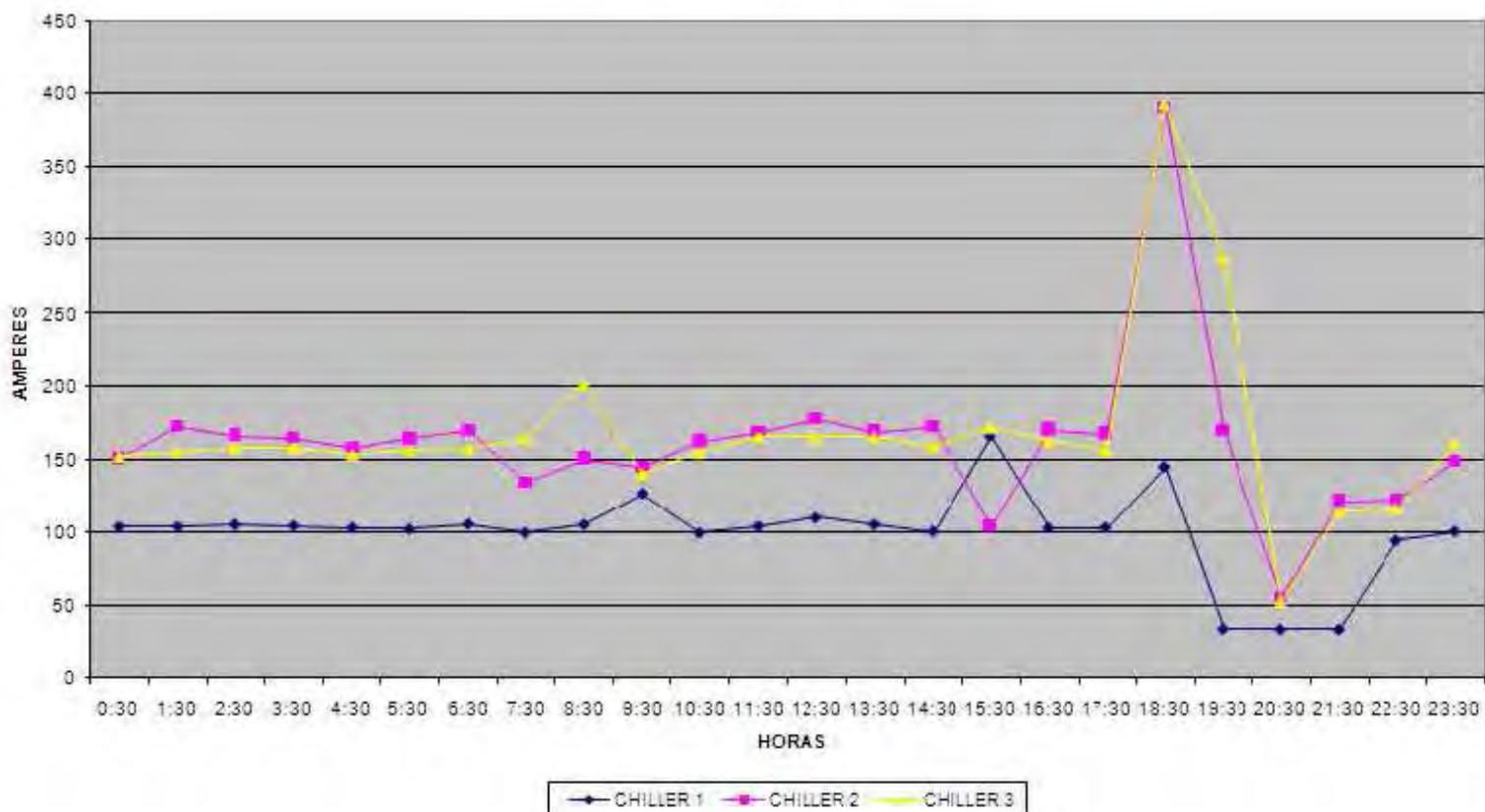
CONSUMO DE CORRIENTE 06 DE ENERO 10



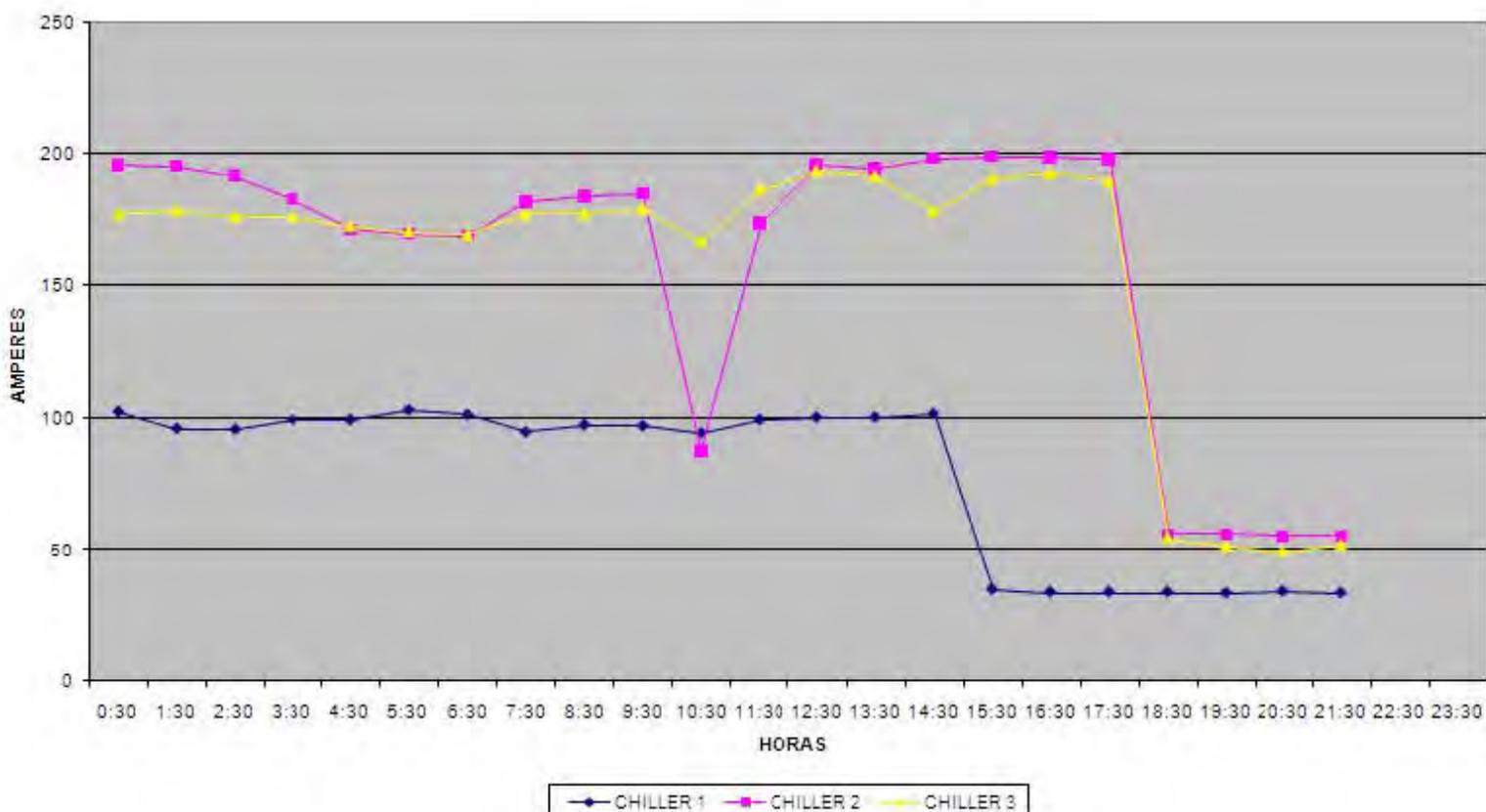
CONSUMO DE CORRIENTE 07 DE ENERO 10



CONSUMO DE CORRIENTE 08 DE ENERO 10



CONSUMO DE CORRIENTE 09 ENERO 10



Anexo F

Corto Circuito de la Cia.
Sumistradora.



LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PROGRAMACION SECCION DE ESTUDIOS ELECTRICOS VALOR DE CORTOCIRCUITO ESTUDIOS DE FALLAS EN 23 KV

SUBESTACION	FALLA 3Ø		FALLA 1Ø		C.C. 1Ø / C.C. 3Ø	IMPEDANCIA SEC (+) P.U.		X1/R1	IMPEDANCIA SEC (0) P.U.		X0/R0	X0/X1
	MVA	KA	MVA	KA		R1	X1		R0	X0		
	PANTITLAN D	183.35	4.60	167.17		4.20	0.9118		0.0241	0.5449		
PATERA A	188.62	4.73	170.32	4.28	0.9030	0.0225	0.5297	23.5280	0.0153	0.7013	45.8960	1.3239
PATERA B	188.62	4.73	170.32	4.28	0.9030	0.0225	0.5297	23.5280	0.0153	0.7013	45.8960	1.3239
PATERA C	188.62	4.73	170.32	4.28	0.9030	0.0225	0.5297	23.5280	0.0153	0.7013	45.8960	1.3239
PATERA D	188.62	4.73	170.32	4.28	0.9030	0.0225	0.5297	23.5280	0.0153	0.7013	45.8960	1.3239
PENSADOR MEXICANO	358.29	8.99	353.24	8.87	0.9859	0.0086	0.2790	32.4860	0.0016	0.2912	182.4850	1.0438
PENSADOR MEXICANO	358.29	8.99	353.24	8.87	0.9859	0.0086	0.2790	32.4860	0.0016	0.2912	182.4850	1.0438
PENSADOR MEXICANO	358.29	8.99	353.24	8.87	0.9859	0.0086	0.2790	32.4860	0.0016	0.2912	182.4850	1.0438
PERALVILLO A valor de sec 0 a revisar	351.32	8.82	471.71	11.84	1.3427	0.0087	0.2845	32.8680	0.0018	0.0667	36.9300	0.2346
PERALVILLO B	352.10	8.84	348.33	8.74	0.9893	0.0087	0.2839	32.7950	0.0018	0.2933	161.7630	1.0333
POLANCO A	309.55	7.77	364.77	9.16	1.1784	0.0084	0.3229	38.5590	0.0058	0.1763	30.3170	0.5459
POLANCO B	309.55	7.77	364.77	9.16	1.1784	0.0084	0.3229	38.5590	0.0058	0.1763	30.3170	0.5459
PQUE. IND. REFORMA	172.44	4.33	200.23	5.03	1.1611	0.0593	0.5769	9.7250	0.0153	0.3387	22.1640	0.5871
PQUE. IND. REFORMA	172.44	4.33	200.23	5.03	1.1611	0.0593	0.5769	9.7250	0.0153	0.3387	22.1640	0.5871
REFORMA A	193.37	4.85	174.17	4.37	0.9007	0.0238	0.5166	21.7210	0.0153	0.6883	45.0460	1.3324
REFORMA B	193.37	4.85	174.17	4.37	0.9007	0.0238	0.5166	21.7210	0.0153	0.6883	45.0460	1.3324
REFORMA C	193.37	4.85	174.17	4.37	0.9007	0.0238	0.5166	21.7210	0.0153	0.6883	45.0460	1.3324
REMEDIOS A	338.23	8.49	331.99	8.33	0.9816	0.0081	0.2956	36.5100	0.0008	0.3124	394.2750	1.0570

Anexo G

Tablas de la NEC.
Tablas de la NOM 001.

Table 9 Alternating-Current Resistance and Reactance for 600-Volt Cables, 3-Phase, 60 Hz, 75°C (167°F) — Three Single Conductors in Conduit

Size (AWG or kcmil)	Ohms to Neutral per Kilometer Ohms to Neutral per 1000 Feet															Size (AWG or kcmil)
	X_L (Reactance) for All Wires			Alternating-Current Resistance for Uncoated Copper Wires			Alternating-Current Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at 0.85 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.85 PF for Aluminum Wires			
	PVC, Aluminum Conduits	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit		
14	0.190 0.058	0.240 0.073	10.2 3.1	10.2 3.1	10.2 3.1	— —	— —	— —	8.9 2.7	8.9 2.7	8.9 2.7	— —	— —	— —	14	
12	0.177 0.054	0.223 0.068	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	10.5 3.2	10.5 3.2	10.5 3.2	5.6 1.7	5.6 1.7	5.6 1.7	9.2 2.8	9.2 2.8	9.2 2.8	12	
10	0.164 0.050	0.207 0.063	3.9 1.2	3.9 1.2	3.9 1.2	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	5.9 1.8	5.9 1.8	5.9 1.8	10	
8	0.171 0.052	0.213 0.065	2.56 0.78	2.56 0.78	2.56 0.78	4.3 1.3	4.3 1.3	4.3 1.3	2.26 0.69	2.26 0.69	2.30 0.70	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	8	
6	0.167 0.051	0.210 0.064	1.61 0.49	1.61 0.49	1.61 0.49	2.66 0.81	2.66 0.81	2.66 0.81	1.44 0.44	1.48 0.45	1.48 0.45	2.33 0.71	2.36 0.72	2.36 0.72	6	
4	0.157 0.048	0.197 0.060	1.02 0.31	1.02 0.31	1.02 0.31	1.67 0.51	1.67 0.51	1.67 0.51	0.95 0.29	0.95 0.29	0.98 0.30	1.51 0.46	1.51 0.46	1.51 0.46	4	
3	0.154 0.047	0.194 0.059	0.82 0.25	0.82 0.25	0.82 0.25	1.31 0.40	1.35 0.41	1.31 0.40	0.75 0.23	0.79 0.24	0.79 0.24	1.21 0.37	1.21 0.37	1.21 0.37	3	
2	0.148 0.045	0.187 0.057	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1.05 0.32	1.05 0.32	1.05 0.32	0.62 0.19	0.62 0.19	0.66 0.20	0.98 0.30	0.98 0.30	0.98 0.30	2	
1	0.151 0.046	0.187 0.057	0.49 0.15	0.52 0.16	0.52 0.16	0.82 0.25	0.85 0.26	0.82 0.25	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.79 0.24	0.79 0.24	0.82 0.25	1	
1/0	0.144 0.044	0.180 0.055	0.39 0.12	0.43 0.13	0.39 0.12	0.66 0.20	0.69 0.21	0.66 0.20	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1/0	
2/0	0.141 0.043	0.177 0.054	0.33 0.10	0.33 0.10	0.33 0.10	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	2/0	
3/0	0.138 0.042	0.171 0.052	0.253 0.077	0.269 0.082	0.259 0.079	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.289 0.088	0.302 0.092	0.308 0.094	0.43 0.13	0.43 0.13	0.46 0.14	3/0	
4/0	0.135 0.041	0.167 0.051	0.203 0.062	0.220 0.067	0.207 0.063	0.33 0.10	0.36 0.11	0.33 0.10	0.243 0.074	0.256 0.078	0.262 0.080	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	4/0	
250	0.135 0.041	0.171 0.052	0.171 0.052	0.187 0.057	0.177 0.054	0.279 0.085	0.295 0.090	0.282 0.086	0.217 0.066	0.230 0.070	0.240 0.073	0.308 0.094	0.322 0.098	0.33 0.10	250	
300	0.135 0.041	0.167 0.051	0.144 0.044	0.161 0.049	0.148 0.045	0.233 0.071	0.249 0.076	0.236 0.072	0.194 0.059	0.207 0.063	0.213 0.065	0.269 0.082	0.282 0.086	0.289 0.088	300	
350	0.131 0.040	0.164 0.050	0.125 0.038	0.141 0.043	0.128 0.039	0.200 0.061	0.217 0.066	0.207 0.063	0.174 0.053	0.190 0.058	0.197 0.060	0.240 0.073	0.253 0.077	0.262 0.080	350	
400	0.131 0.040	0.161 0.049	0.108 0.033	0.125 0.038	0.115 0.035	0.177 0.054	0.194 0.059	0.180 0.055	0.161 0.049	0.174 0.053	0.184 0.056	0.217 0.066	0.233 0.071	0.240 0.073	400	



Table 9 Continued

Size (AWG or kcmil)	Ohms to Neutral per Kilometer														Size (AWG or kcmil)
	Ohms to Neutral per 1000 Feet														
	X_L (Reactance) for All Wires		Alternating-Current Resistance for Uncoated Copper Wires			Alternating-Current Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at 0.85 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.85 PF for Aluminum Wires			
PVC, Aluminum Conduits	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Aluminum Conduit	Steel Conduit		
500	0.128 0.039	0.157 0.048	0.089 0.027	0.105 0.032	0.095 0.029	0.141 0.043	0.157 0.048	0.148 0.045	0.141 0.043	0.157 0.048	0.164 0.050	0.187 0.057	0.200 0.061	0.210 0.064	500
600	0.128 0.039	0.157 0.048	0.075 0.023	0.092 0.028	0.082 0.025	0.118 0.036	0.135 0.041	0.125 0.038	0.131 0.040	0.144 0.044	0.154 0.047	0.167 0.051	0.180 0.055	0.190 0.058	600
750	0.125 0.038	0.157 0.048	0.062 0.019	0.079 0.024	0.069 0.021	0.095 0.029	0.112 0.034	0.102 0.031	0.118 0.036	0.131 0.040	0.141 0.043	0.148 0.045	0.161 0.049	0.171 0.052	750
1000	0.121 0.037	0.151 0.046	0.049 0.015	0.062 0.019	0.059 0.018	0.075 0.023	0.089 0.027	0.082 0.025	0.105 0.032	0.118 0.036	0.131 0.040	0.128 0.039	0.138 0.042	0.151 0.046	1000

Notes:

1. These values are based on the following constants: UL-Type RHH wires with Class B stranding, in cradled configuration. Wire conductivities are 100 percent IACS copper and 61 percent IACS aluminum, and aluminum conduit is 45 percent IACS. Capacitive reactance is ignored, since it is negligible at these voltages. These resistance values are valid only at 75°C (167°F) and for the parameters as given, but are representative for 600-volt wire types operating at 60 Hz.
2. *Effective Z* is defined as $R \cos(\theta) + X \sin(\theta)$, where θ is the power factor angle of the circuit. Multiplying current by effective impedance gives a good approximation for line-to-neutral voltage drop. Effective impedance values shown in this table are valid only at 0.85 power factor. For another circuit power factor (*PF*), effective impedance (*Ze*) can be calculated from *R* and X_L values given in this table as follows: $Ze = R \times PF + X_L \sin[\arccos(PF)]$.

Tables 11(A) and 11(B)

For listing purposes, Table 11(A) and Table 11(B) provide the required power source limitations for Class 2 and Class 3 power sources. Table 11(A) applies for alternating-current sources, and Table 11(B) applies for direct-current sources.

The power for Class 2 and Class 3 circuits shall be either (1) inherently limited, requiring no overcurrent protection, or (2) not inherently limited, requiring a combination of power source and overcurrent protection. Power sources designed for interconnection shall be listed for the purpose.

As part of the listing, the Class 2 or Class 3 power source shall be durably marked where plainly visible to

indicate the class of supply and its electrical rating. A Class 2 power source not suitable for wet location use shall be so marked.

Exception: Limited power circuits used by listed information technology equipment.

Overcurrent devices, where required, shall be located at the point where the conductor to be protected receives its supply and shall not be interchangeable with devices of higher ratings. The overcurrent device shall be permitted as an integral part of the power source.



152	300	240	285	320	190	230	255
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	355	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	310	375	420
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	450
458	900	435	520	585	355	425	480
507	1 000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	520	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1010	2000	560	665	750	470	560	630
FACTORES DE CORRECCION							
Temperatura ambiente en °C		Para temperaturas ambientales distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes					
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	
56-60	****	0,58	0,71	****	0,58	0,71	
61-70	****	0,33	0,58	****	0,33	0,58	
71-80	****	****	0,41	****	****	0,41	

* A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar 15 A para 2,08 mm² (14 AWG); 20 A para 3,31 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

Véase Sección 310-15

TABLA 310-17.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible para cables monoconductores aislados de 0 a 2 000 V nominales, al aire libre y a temperatura ambiente de 30 °C

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (ver tabla 310-13)					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPOS
		TW*	RHW*, THHW*, THW*, THW-LS*, THWN*, XHHW*, USE	MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THW-LS*, THWN-2*, XHHW*, XHHW-2, USE-2 FEP*, FEPB*	UF	RHW*, XHHW*	RHH*, RHW-2, XHHW*, XHHW-2
		Cobre			Aluminio		
0,824	18	---	18
1,31	16	---	24
2,08	14	25*	30*	35*
3,31	12	30*	35*	40*	---	---	---
5,26	10	40	50*	55*	---	---	---
8,37	8	60	70	80	---	---	---
13,3	6	80	95	105	60	75	80
21,2	4	105	125	140	80	100	110
26,7	3	120	145	165	95	115	130
33,6	2	140	170	190	110	135	150
42,4	1	165	195	220	130	155	175

Table 430.249 Full-Load Current, Two-Phase Alternating-Current Motors (4-Wire)

The following values of full-load current are for motors running at speeds usual for belted motors and motors with normal torque characteristics. Current in the common conductor of a 2-phase, 3-wire system will be 1.41 times the value given. The voltages listed are rated motor voltages. The currents listed shall be permitted for system voltage ranges of 110 to 120, 220 to 240, 440 to 480, and 550 to 600 volts.

Horsepower	Induction-Type Squirrel Cage and Wound Rotor (Amperes)				
	115 Volts	230 Volts	460 Volts	575 Volts	2300 Volts
½	4.0	2.0	1.0	0.8	—
¾	4.8	2.4	1.2	1.0	—
1	6.4	3.2	1.6	1.3	—
1½	9.0	4.5	2.3	1.8	—
2	11.8	5.9	3.0	2.4	—
3	—	8.3	4.2	3.3	—
5	—	13.2	6.6	5.3	—
7½	—	19	9.0	8.0	—

Table 430.249 Continued

Horsepower	Induction-Type Squirrel Cage and Wound Rotor (Amperes)				
	115 Volts	230 Volts	460 Volts	575 Volts	2300 Volts
10	—	24	12	10	—
15	—	36	18	14	—
20	—	47	23	19	—
25	—	59	29	24	—
30	—	69	35	28	—
40	—	90	45	36	—
50	—	113	56	45	—
60	—	133	67	53	14
75	—	166	83	66	18
100	—	218	109	87	23
125	—	270	135	108	28
150	—	312	156	125	32
200	—	416	208	167	43

Table 430.250 Full-Load Current, Three-Phase Alternating-Current Motors

The following values of full-load currents are typical for motors running at speeds usual for belted motors and motors with normal torque characteristics.

The voltages listed are rated motor voltages. The currents listed shall be permitted for system voltage ranges of 110 to 120, 220 to 240, 440 to 480, and 550 to 600 volts.

Horsepower	Induction-Type Squirrel Cage and Wound Rotor (Amperes)							Synchronous-Type Unity Power Factor* (Amperes)			
	115 Volts	200 Volts	208 Volts	230 Volts	460 Volts	575 Volts	2300 Volts	230 Volts	460 Volts	575 Volts	2300 Volts
½	4.4	2.5	2.4	2.2	1.1	0.9	—	—	—	—	—
¾	6.4	3.7	3.5	3.2	1.6	1.3	—	—	—	—	—
1	8.4	4.8	4.6	4.2	2.1	1.7	—	—	—	—	—
1½	12.0	6.9	6.6	6.0	3.0	2.4	—	—	—	—	—
2	13.6	7.8	7.5	6.8	3.4	2.7	—	—	—	—	—
3	—	11.0	10.6	9.6	4.8	3.9	—	—	—	—	—
5	—	17.5	16.7	15.2	7.6	6.1	—	—	—	—	—
7½	—	25.3	24.2	22	11	9	—	—	—	—	—
10	—	32.2	30.8	28	14	11	—	—	—	—	—
15	—	48.3	46.2	42	21	17	—	—	—	—	—
20	—	62.1	59.4	54	27	22	—	—	—	—	—
25	—	78.2	74.8	68	34	27	—	53	26	21	—
30	—	92	88	80	40	32	—	63	32	26	—
40	—	120	114	104	52	41	—	83	41	33	—
50	—	150	143	130	65	52	—	104	52	42	—
60	—	177	169	154	77	62	16	123	61	49	12
75	—	221	211	192	96	77	20	155	78	62	15
100	—	285	273	248	124	99	26	202	101	81	20
125	—	359	343	312	156	125	31	253	126	101	25
150	—	414	396	360	180	144	37	302	151	121	30
200	—	552	528	480	240	192	49	400	201	161	40
250	—	—	—	—	302	242	60	—	—	—	—
300	—	—	—	—	361	289	72	—	—	—	—
350	—	—	—	—	414	336	83	—	—	—	—
400	—	—	—	—	477	382	95	—	—	—	—
450	—	—	—	—	515	412	103	—	—	—	—
500	—	—	—	—	590	472	118	—	—	—	—

*For 90 and 80 percent power factor, the figures shall be multiplied by 1.1 and 1.25, respectively.



53,5	1/0	195	230	260	150	180	205
67,4	2/0	225	265	300	175	210	235
85,0	3/0	260	310	350	200	240	275
107	4/0	300	360	405	235	280	315
127	250	340	405	455	265	315	355
152	300	375	445	505	290	350	395
177	350	420	505	570	330	395	445
203	400	455	545	615	355	425	480
253	500	515	620	700	405	485	545
304	600	575	690	780	455	540	615
355	700	630	755	855	500	595	675
380	750	655	785	885	515	620	700
405	800	680	815	920	535	645	725
456	900	730	870	985	580	700	785
507	1 000	780	935	1 055	625	750	845
633	1 250	890	1 065	1 200	710	855	960
760	1 500	980	1 175	1 325	795	950	1 075
887	1 750	1 070	1 280	1 445	875	1 050	1 185
1 010	2 000	1 155	1 385	1 560	960	1 150	1 335
FACTORES DE CORRECCION							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes.						
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	
56-60	****	0,58	0,71	****	0,58	0,71	
61-70	****	0,33	0,58	****	0,33	0,58	
71-80	****	****	0,41	****	****	0,41	

* A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar 15 A para 2,08 mm² (14 AWG); 20 A para 3,31 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

Véase Sección 310-15

TABLA 310-18.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres conductores aislados individuales de 0 a 2 000 V, de 150°C a 250°C, en canalizaciones o cable, para una temperatura ambiente de 40°C

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor. Véase tabla 310-13			
		150 °C	200 °C	250 °C	150 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS	TIPOS	TIPOS	TIPO
		Z, SF	FEP, FEPB, SF	PFAH, TFE	Z
		Cobre		Níquel o níquel recubierto de cobre	Aluminio
2,08	14	34	36	39	----
3,31	12	43	45	54	---
5,26	10	55	60	73	---
8,37	8	76	83	93	---
13,3	6	96	110	117	75
21,2	4	120	125	148	94
26,7	3	143	152	166	109
33,6	2	160	171	191	124
42,4	1	186	197	215	145