

UNAM POSGRADO



**PROGRAMA UNICO DE ESPECIALIZACIONES DE INGENIERÍA
ENERGÍA ELÉCTRICA**

TESINA:

PARA OBTENER EL GRADO DE ESPECIALISTA EN ENERGIA ELECTRICA

**INSTALACIÓN ELÉCTRICA INDUSTRIAL PARA
AMPLIACIÓN DE TORRE DE ENFRIAMIENTO, REFINERÍA
FRANCISCO I. MADERO.**

ANGEL ISAIAS LIMA GOMEZ

TUTOR: ING. FERMIN IBARRA ROSAS

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MEXICO 2017.

INDICE

OBJETIVO GENERAL:.....	1
INTRODUCCION.....	2
PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO	4
MATERIALES DE LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO.....	5
CLASIFICACIÓN DE LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO	6
Torres de circulación natural	6
Torres de Tiro Forzado.....	7
ALCANCE DE LA TESINA:.....	9
TEMA 1 PRINCIPIO DE DISEÑO.....	10
1.1. CRITERIOS DE DISEÑO.....	10
1.2. CONDICIONES CLIMATOLOGICAS	10
1.3. NORMAS, CODIGOS Y REFERENCIAS APLICABLES.....	11
TEMA 2 ELEMENTOS DE DISEÑO.....	13
2.1. REQUISITOS TECNICOS Y DE DISEÑO	13
2.1.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA MEDIA TENSIÓN.....	13
2.1.2. CONSIDERACIONES GENERALES PARA BAJA TENSIÓN.	14
2.2. SISTEMA DE FUERZA.....	17
2.3. CONDUCTORES.....	17
2.4. CANALIZACIONES	19
2.5. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS	22
TEMA 3 CALCULO EN BAJA TENSIÓN.....	25
3.1. ALCANCE	25
3.2. DESARROLLO.....	25
V = es la caída de tensión en el circuito, fase a neutro. [V].....	29
R = es la resistencia del conductor en Ohms.	29
X = es la reactancia del conductor en Ohms.	29
3.3. CÁLCULO POR AMPACIDAD.	32
3.4. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN.	38
3.5. CÁLCULO POR CORTO CIRCUITO	40
3.6. CALCULO DEL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRE-CORRIENTE.	41
TEMA 4 CALCULO EN MEDIA TENSIÓN.....	43

4.1. ALCANCE	43
4.2. REFERENCIAS.....	43
4.3. CONSIDERACIONES EN EL DESARROLLO DEL CÁLCULO	44
4.3.1. Consideraciones generales.	44
4.3.2. Bases del cálculo.....	44
4.3.3. Cálculo por capacidad de corriente.	44
4.3.4. Cálculo por caída de tensión.	46
4.3.5. Verificación por corto circuito.	48
4.4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA.....	49
4.5. CRITERIO DE CÁLCULO.	50
4.6. FACTORES DECREMENTALES PARA EL CÁLCULO POR AMPACIDAD DEL CONDUCTOR.....	51
4.7. FACTOR DE DECREMENTO POR TEMPERATURA AMBIENTE “F _T ”.....	51
4.8. FACTOR DE DECREMENTO POR RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO “F _{TH} ”.....	51
4.9. FACTOR DE DECREMENTO POR AGRUPAMIENTO EN EL DUCTO F _G	52
4.10. FACTOR POR PROFUNDIDAD DEL BANCO DE DUCTOS F _D	52
4.11. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN.	53
4.12. VERIFICACIÓN POR CORTO CIRCUITO.....	55
4.13. EJEMPLO DE SELECCIÓN DE CANALIZACIÓN PARA EL ALIMENTADOR TABLERO TDA-190-1 DE 4160V.	57
4.14. ACLARACIONES	58
CONCLUSION:.....	59
ANEXO 1 CUADRO DE CARGAS DE BAJA TENSIÓN.....	60
ANEXO 2 AMPACIDADES PARA BAJA TENSIÓN	61
ANEXO 3 FACTORES DE AJUSTE.....	62
ANEXO 4 FACTORES DE CORRECCIÓN.....	63
ANEXO 5 FACTOR DE CORRECCIÓN EN BAJA TENSIÓN	64
ANEXO 6 RESISTENCIA Y REACTANCIA	65
ANEXO 7	66
ANEXO 8	67
ANEXO 9 IMPEDANCIAS.....	68
ANEXO 10	69
ANEXO 11	70

ANEXO 12.....	71
CARACTERISTICAS DE CONDUCTOR VIAKON	72
ANEXO 13 FACTORES DE CORRECCION EN MEDIANA TENSIÓN.....	73
ANEXO 14 PLANO COMPLETO.....	74
ANEXO 15	75
ANEXO 16 EQUIPOS DE BAJA TENSIÓN.....	76
ANEXO 17 EQUIPOS DE MEDIA TENSIÓN.....	77
BIBLIOGRAFÍA.....	78

OBJETIVO GENERAL:

Proporcionar los elementos técnicos y criterios necesarios para el diseño de la instalación eléctrica de las bombas centrifugas de agua de enfriamiento GAM-1001A y GAM-1001B, pertenecientes a la ampliación de la torre de Enfriamiento CT-1004N en la refinería Francisco I. Madero.

Realizar el correcto análisis eléctrico para la selección de los conductores eléctricos en media y baja tensión y garantizar la estabilidad en el sistema eléctrico de la Refinería.

INTRODUCCION

Las refinerías son complejos petroquímicos autónomos ya que generan su propia energía eléctrica para poder operar. Para ello cada refinería posee una concesión para la extracción y uso del agua de acuerdo a su ubicación, y para llevar a cabo la transformación del agua a vapor y utilizar la energía térmica en los procesos, las refinerías cuentan con calderas, las cuales son alimentadas con combustible pesado de bajo valor comercial. La generación de la energía eléctrica se realiza aprovechando el vapor generado de alta presión en las calderas y se suministra a los turbo generadores de vapor, los cuales transforman la energía mecánica generada por el vapor al pasar por las turbinas en energía eléctrica.



REFINERIAS MAS IMPORTANTES DE MEXICO.

La distribución de la energía eléctrica en las instalaciones de petróleos mexicanos y sus organismos subsidiarios se lleva a cabo cumpliendo especificaciones y requerimientos particulares debido a la naturaleza de los productos que maneja en sus plantas de proceso (hidrocarburos y sus derivados) y a las condiciones ambientales de la ubicación de sus diferentes instalaciones tanto industriales como de oficina, talleres, hospitales, entre otras.

Las instalaciones eléctricas ocupan un papel de suma importancia siendo el eslabón entre las plantas generadoras o subestaciones alimentadores y los centros de consumo proporcionando a los equipos, la energía necesaria para su funcionamiento.

Un elemento primordial en estas refinerías son las torres de enfriamiento que a continuación se describen

TORRES DE ENFRIAMIENTO



FIGURA 1

Las torres de enfriamiento (figura 1), son un tipo de intercambiadores de calor que tienen como finalidad quitar el calor de una corriente de agua, mediante aire seco y frío, que circula por la torre.

El agua caliente puede caer en forma de lluvia y al intercambiar calor con el aire frío, vaporiza una parte de ella, eliminándose de la torre en forma de vapor de agua.

Las torres de enfriamiento son equipos que se usan para enfriar agua y otros medios a temperaturas próximas a las ambientales; en grandes volúmenes (extraen calor del agua mediante evaporación o conducción).

Su uso se da en plantas de energía, refinerías de petróleo, plantas petroquímicas, plantas de procesamiento de gas natural y otras instalaciones industriales.

Las torres de enfriamiento usan la evaporación del agua para rechazar el calor de un proceso tal como la generación de energía eléctrica. Las torres de enfriamiento varían en tamaño desde pequeñas a estructuras muy grandes que pueden sobrepasar los 120 metros de altura y 100 metros de longitud. Torres más pequeñas son normalmente construidas en fábricas, mientras que las más grandes son construidas en el sitio donde se requieren.

Los sistemas de enfriamiento industrial de centrales térmicas, refinerías de petróleo y plantas petroquímicas; y de acondicionamiento de aire en hospitales y centros comerciales; necesitan eliminar calor residual de sus procesos, utilizando para ello a menudo un flujo de agua a baja temperatura a través de intercambiadores de calor.

Ese flujo de agua, una vez calentado, puede desecharse al ambiente, con lo cual será necesario contar con una masa elevada de agua disponible para el proceso y en condiciones óptimas de utilización (desmineralizada, sin sólidos en suspensión, etc.) o bien podrá recircularse nuevamente al proceso una vez refrigerada, con lo cual los costes de operación disminuirán en gran medida.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO

El análisis de enfriamiento de agua mediante el uso de torres requiere la aplicación de los conceptos de la psicrometría. Éstos están relacionados con las propiedades termodinámicas de las mezclas de vapor de agua con el aire.

Es conocido que la proporción de vapor de agua en el aire es baja (Porcentaje de vapor de agua en el aire es inferior al 5%); sin embargo, la presencia de esa cantidad de agua afecta de manera apreciable el comportamiento de las características físicas del aire. (figura 2)

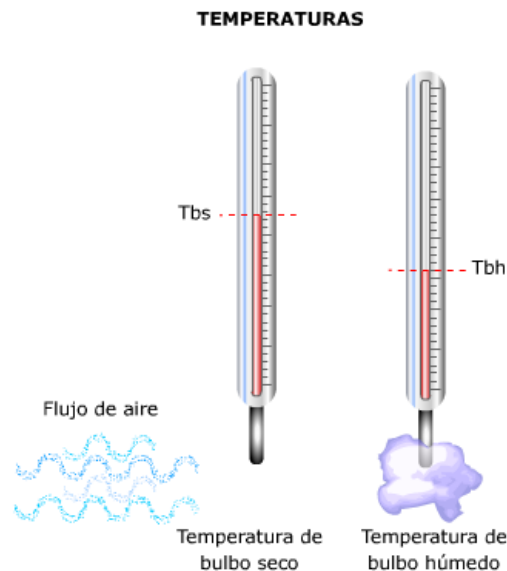


FIGURA 2 (Pita, Acondicionamiento de aire, Principios y Sistemas)

En las torres de enfriamiento se consigue disminuir la temperatura del agua caliente que proviene de un circuito de enfriamiento mediante la transferencia de calor y materia al aire que circula por el interior de la torre. A fin de mejorar el contacto aire-agua, se utiliza un entramado denominado "relleno". El agua entra en la torre por la parte superior y se distribuye uniformemente sobre el relleno utilizando pulverizadores. De esta forma, se consigue un contacto óptimo entre el agua y el aire atmosférico.

El relleno sirve para aumentar el tiempo y la superficie de intercambio entre el agua y el aire. Una vez establecido el contacto entre el agua y el aire, tiene lugar una cesión de calor del agua hacia el aire. Ésta se produce debido a dos mecanismos: la transmisión de calor por convección y la transferencia de vapor desde el agua al aire, con el consiguiente enfriamiento del agua debido a la evaporación.

En la transmisión de calor por convección, se produce un flujo de calor en dirección al aire que rodea el agua a causa de la diferencia de temperaturas entre ambos fluidos.

El agua caliente fluye hacia el colector principal del distribuidor de agua. A continuación, se distribuye a través de un sistema de tuberías a las boquillas de rocío. Las boquillas dispersan el chorro de agua en los bloques de relleno, formando una película de agua con una gran superficie de contacto. El agua que cae desde los bordes inferiores de los

elementos de goteo del relleno, cae en forma de lluvia a la balsa de recogida inferior desde donde es bombeada de nuevo al circuito. (figura 3)

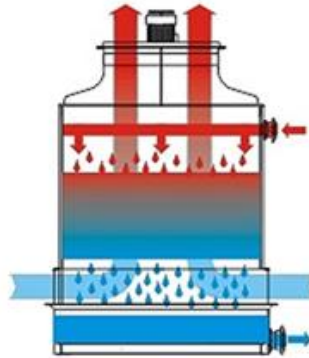


FIGURA 3 (Pita, Acondicionamiento de aire.Principios y sistemas, 1994)

El enfriamiento de agua se debe principalmente a la evaporación de una pequeña parte del agua (intercambio de masa) en la corriente de aire que fluye, evacuando el calor latente (calor de evaporación) obtenida de la corriente de agua, y en menor medida debido a la transferencia de calor por convección desde el agua al aire (transporte de calor).

MATERIALES DE LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO

Son fabricadas en lámina galvanizada con recubrimiento interior de pintura epoxi-bituminosa. Su diseño modular que permite la adaptación a cualquier necesidad. Relleno de PVC con la más alta eficiencia de enfriamiento permitiendo manejar grandes cantidades de agua en un mínimo espacio. Con el motor acoplado directamente al ventilador, presenta bajo nivel de ruido y bajo consumo de energía. Al ser ligera permite instalarse sobre techos normales sin necesidad de refuerzos especiales, (figura 4).

Componentes Principales:

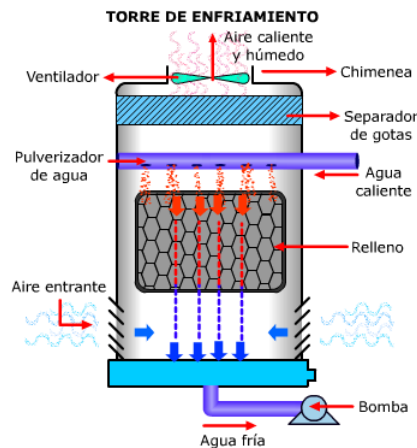


FIGURA 4 (Pita, Acondicionamiento de aire.Principios y sistemas, 1994)

CLASIFICACIÓN DE LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO

La forma más simple y usual de clasificar las torres de enfriamiento es según la forma en que se mueve el aire a través de éstas.

Según este criterio, existen torres de circulación natural y torres de tiro forzado. En las torres de circulación natural, el movimiento del aire sólo depende de las condiciones climáticas y ambientales. Las torres de tiro mecánico utilizan ventiladores para mover el aire a través del relleno, (figura 5).

Torres de circulación natural

- **Atmosféricas:** El movimiento del aire depende del efecto aspirante de los aspersores. Se utiliza en pequeñas instalaciones.

- **Tiro natural:** El flujo del aire necesario se obtiene como resultado de la diferencia de densidades, entre el aire más frío del exterior y húmedo del interior de la torre. Utilizan chimeneas de gran altura para obtener el tiro deseado. Debido a las grandes dimensiones de estas torres se utilizan flujos de agua de más de 200000gpm. Es muy utilizado en las centrales térmicas.

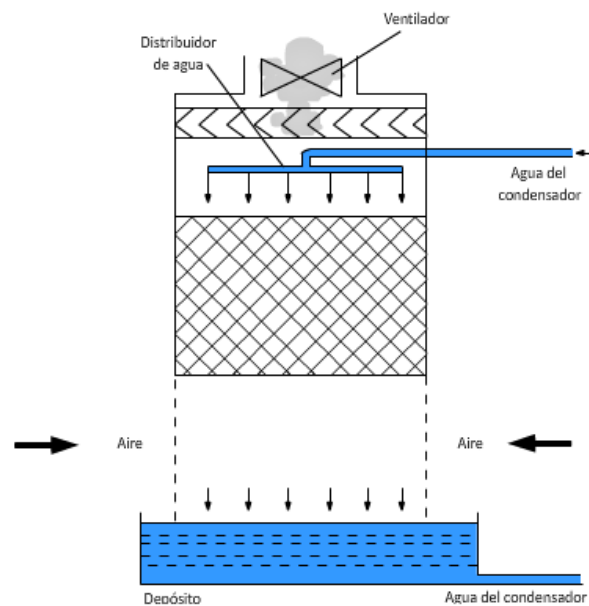


FIGURA 5 (Pita, Acondicionamiento de aire.Principios y sistemas, 1994)

Torres de Tiro Forzado

El agua caliente que llega a la torre es rociada mediante aspersores que dejan pasar hacia abajo el flujo del agua a través de unos orificios.

El aire utilizado en la refrigeración del agua es extraído de la torre de cualquiera de las formas siguientes:

- **Tiro inducido:** el aire se succiona a través de la torre mediante un ventilador situado en la parte superior de la torre. Son las más utilizadas.

Las torres de tiro inducido pueden ser de flujo a contracorriente o de flujo cruzado. El flujo a contracorriente significa que el aire se mueve verticalmente a través del relleno, de manera que los flujos de agua y de aire tienen la misma dirección, pero sentido opuesto.

La ventaja que tienen este tipo de torres es que el agua más fría se pone en contacto con el aire más seco, lográndose un máximo rendimiento. En éstas, el aire puede entrar a través de una o más paredes de la torre, con lo cual se consigue reducir en gran medida la altura de la entrada de aire. Además, la elevada velocidad con la que entra el aire hace que exista el riesgo de arrastre de suciedad y cuerpos extraños dentro de la torre. La resistencia del aire que asciende contra el agua que cae se traduce en una gran pérdida de presión estática y en un aumento de la potencia de ventilación en comparación con las torres de flujo cruzado, (figura 6).

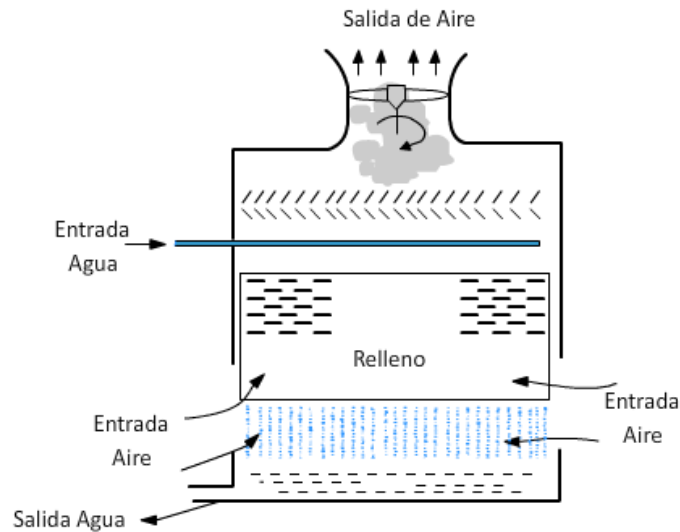


FIGURA 6 (Pita, Acondicionamiento de aire.Principios y sistemas, 1994)

- **Tiro forzado:** El aire es generado por un ventilador situado en la parte inferior de la torre y se descarga por la parte superior. El aire se descarga a baja velocidad por la parte superior de la torre.

Estas torres son, casi siempre, de flujo a contracorriente. Son más eficientes que las torres de tiro inducido, puesto que la presión dinámica convertida a estática realiza un trabajo útil. El aire que se mueve es aire frío de mayor densidad que en el caso de tiro inducido. Esto también significa que el equipo mecánico tendrá una duración mayor que en el caso de tiro inducido, ya que el ventilador trabaja con aire frío y no saturado, menos corrosivo que el aire caliente y saturado de la salida. Como inconveniente debe mencionarse la posibilidad de que exista recirculación del aire de salida hacia la zona de baja presión, creada por el ventilador en la entrada de aire, (figura 7).

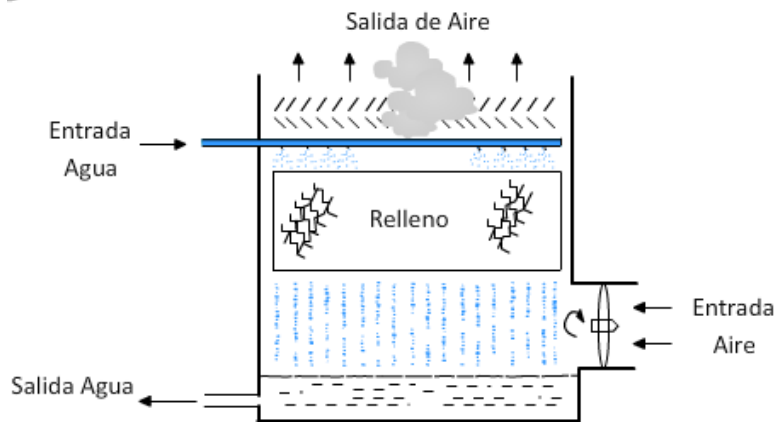


FIGURA 7 (Pita, Acondicionamiento de aire.Principios y sistemas, 1994)

- **Otros tipos: Torres de flujo cruzado.** El aire entra por los lados de la torre fluyendo horizontalmente a través del agua que cae. Estas torres necesitan más aire y tienen un coste de operación más bajo que las torres a contracorriente, (figura 8).

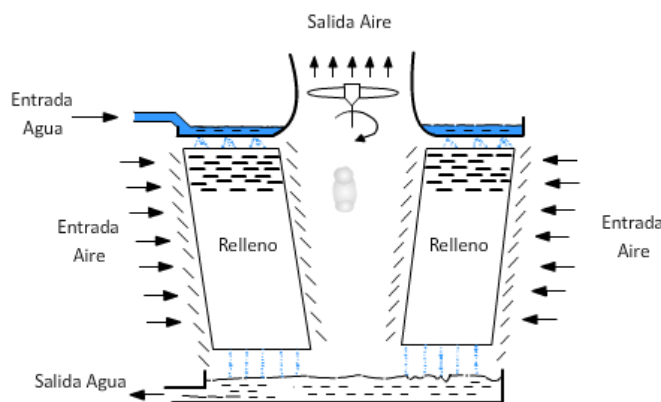


FIGURA 8 (Pita, Acondicionamiento de aire.Principios y sistemas, 1994)

ALCANCE DE LA TESINA:

Describir las bases generales de diseño eléctrico para el desarrollo de la ingeniería de detalle, así como los lineamientos generales para la elaboración de la ingeniería en el diseño de la instalación eléctrica de las bombas centrifugas de agua de enfriamiento GAM-1001A y GAM-1001B pertenecientes a la ampliación de la torre de Enfriamiento CT-1004N en la refinería Francisco I. Madero ,que garantice que el proyecto va a cumplir con los requisitos de PEP y la normatividad nacional aplicable.

Su estructura y contenido, está pensado para convertirse en la referencia para la realización de proyectos futuros donde se busque tener los lineamientos y alcances que exigen las normas nacionales con su referencia para cumplir con sus estándares de calidad y seguridad de estas.

TEMA 1 PRINCIPIO DE DISEÑO

1.1. CRITERIOS DE DISEÑO.

El sistema eléctrico, tableros, protecciones, conductores y canalizaciones, que cumpla con el alcance señalado, será diseñado en cumplimiento con las normas existentes nacionales e internacionales para este tipo de aplicación en sus últimas revisiones, usando la última tecnología en equipo eléctrico con experiencia de aplicación comprobada, para una mayor confiabilidad y garantía en la operación de la instalación y seguridad del personal.

1.2. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

Ciudad Madero se encuentra ubicado en la porción sureste del estado de Tamaulipas, formando parte de la Zona Metropolitana de Tampico. Su cabecera municipal se localiza a los 22° 14' de latitud norte y a los 97° 49' de longitud oeste, a una altitud de 3,08 metros sobre el nivel del mar. Su única localidad es Ciudad Madero. Cuenta con una extensión territorial de 64,9 kilómetros cuadrados, que representa el 0,07 por ciento del total de estado. Es el municipio de menor superficie en el estado de Tamaulipas.

ALTURA SNM	3.08
CLIMA	cálido-húmedo
TEMPERATURA MAXIMA EXTREMA	36.8°C
HUMEDAD RELATIVA	78.9%
AMBIENTE CORROSIVO	NO
TEMPERATURA PROMEDIO	24°C



<http://www.ciudadmadero.gob.mx/>

1.3. NORMAS, CODIGOS Y REFERENCIAS APLICABLES

Las normas, códigos y referencias que a continuación se indican, son los que en forma general se deben tomar como referencia para el diseño del sistema eléctrico.

NORMAS:

NOM	Norma Oficial Mexicana.
NOM-001-SEDE- 2012	Instalaciones eléctricas (Utilización).
NRF	Normas de Referencia de PEMEX.
NRF-048-PEMEX-2007	Diseño de Instalaciones Eléctricas.
NRF-036-PEMEX-2010	Clasificación de Áreas Peligrosas y Selección de Equipo Eléctrico.
ANSI	American National Standard Institute.
ANSI/ISA S12.12	Equipo Eléctrico no explosivo para uso en localidades Peligrosas. (clasificadas) de Clase 1 y 2, División 2 y Clase3, Divisiones 1 y 2.
ANCE	Asociación Nacional de Normalización y Certificación A.C.
UL	Underwriters Laboratories.
UL-913	Aparatos intrínsecamente seguros y aparatos asociados para uso en localidades peligrosas, Clase 1, 2 y 3, División para uso en localidades peligrosas, Clase 1, 2 y 3, División 1.

* Equipos donde no se contemple o tenga certificación nacional o de ANCE.

**IEEE 141-1993- IEEE Recommended Practice for Electric Power
Distribution for Industrial Plants.**

*Como complemento o Referencia de la NOM-001-SEDE-2012

CÓDIGOS

NFPA National Fire Protection Association.

NFPA 70 National Electrical Code (NEC)

*Como complemento, Referencia de alguna tabla que no se encuentre en
la NOM-001-SEDE-2012

TEMA 2 ELEMENTOS DE DISEÑO

2.1. REQUISITOS TECNICOS Y DE DISEÑO

2.1.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA MEDIA TENSIÓN.

Las bombas GAM-1001A y GAM- 1001B de la torre de enfriamiento de la Refinería Francisco I. Madero será alimentada eléctricamente, a través de un alimentador (TD-1 y TD -3) de 13.8 KV, 3 fases,3 hilos, CI=1000 MVA, 60 Hz, y que, a través de un enlace, con un interruptor (04-CB-02) de 13.8KV 1200 A, 1000 MA a un alimentador (SE -190),

Diagrama Unifilar M-03-110-L-PL-003, General de Fuerza. (Ver Anexo 14)

El alimentador (SE-190) acometerá al nuevo (SE-190-1) por el Transformador (04-T-01 y 04-T- 02) 13.8/ 4.16 KV, 10/ 11.5 MVA, AN 80/ 115°C, Z =5.75%.

SE-190-1 es alimentado con las características de, BUS "A" de 4.16KV, 3 fases, 3 hilos, 60 Hz, con un interruptor (IV-17), 5Kv, 1200 A, y que alimenta al tablero TDA-190-1.

El tablero TDA- 190- 1, de 4.16 KV, 1200 A: (Ver Anexo 16)

Alimenta las siguientes cargas dos Motores de 700 hp, 4.16 KV, dos transformadores TR 190-1 y TR 190-2, 4160/480 volts 500/575 KVA AN 80/115°C Z=5,75% y dos cargas disponibles.

EQUIPOS DE MEDIA TENSIÓN

SERVICIO	DESDE	HASTA	DESCRIPCION DEL SERVICIO	CAPACIDAD DE CARGA (KVA,KW, HP)	Tensión (V)
FZA.	TDA-190-1	GAM-1001A	BOMBA CENTRIFUGA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	700 HP	4160
FZA.	TDA-190-1	GAM-1001B	BOMBA CENTRIFUGA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	700 HP	4160

Tabla de Características de Cargas de Mediana Tensión y Sistemas de Control

2.1.2. CONSIDERACIONES GENERALES PARA BAJA TENSIÓN.

El tablero TDA- 190- 1, de 4.16 KV, 1200 A: (Ver Anexo 15)

Alimenta a dos transformadores TR 190-1 y TR 190-2, 4160/480 volts 500/575 KVA AN 80/115°C Z=5,75%.

TR 190-1 y TR 190-2 y estos a su vez al CCM-190-1 de 480 V ca, alimentará las cargas:

Motores de 1- 75 HP 480 volts ca, dos Transformadores LT 1102 y LT 1103,

150/ 172.5 KVA, 480/ 220-127 V 3F 4H AN 80/115°C Z= 5,75%. Y Circuitos derivados.

EQUIPOS DE BAJA TENSIÓN

SERVICIO	DESDE	HASTA	DESCRIPCION DEL SERVICIO	CAPACIDAD DE CARGA (KVA,KW, HP)	VOLTAJE (V)
FZA.	CCM-190-1	GBM-4712	SOPLADOR DEL FILTRO DE ARENA PARA AGUA DE ENFRIAMIENTO	15 HP	480
FZA.	CCM-190-1	CTM-1004ND	VENTILADOR AXIAL DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO	75 HP	480
CONTROL	CCM-190-1	EB	ESTACION DE BOTONES LOCAL	—	120
CONTROL	CCM-190-1	LP	LUCES INDICADORAS TIPO LED (BOTON PARO DE EMERGENCIA)	—	120
CONTROL	CCM-190-1	DT	DETECTOR DE VIBRACION	—	127
FZA-RC	CCM-190-1	CTM-1004ND	RESISTENCIAS CALEFACTORAS	—	220
FZA.	CCM-190-1	GBM-4712S	SOPLADOR DEL FILTRO DE ARENA PARA AGUA DE ENFRIAMIENTO RELEVO	15 HP	480
FZA.	CCM-190-1	CTM-1004NE	VENTILADOR AXIAL DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO	75 HP	480
CONTROL	CCM-190-1	EB	ESTACION DE BOTONES LOCAL	—	120
CONTROL	CCM-190-1	LP	LUCES INDICADORAS TIPO LED (BOTON PARO DE EMERGENCIA)	—	120
CONTROL	CCM-190-1	DT	DETECTOR DE VIBRACION	—	127
FZA-RC	CCM-190-1	CTM-1004NE	RESISTENCIAS CALEFACTORAS	—	220
FZA.	CCM-190-1	WR20	SOLDADORA 60A	45 KVA	480

Tabla de Características de Cargas de Baja Tensión y Sistemas de Control

CCM-190-1 de 480 V ca, alimentará las cargas: (Ver anexo 14)

Motores de 1- 75 HP 480 volts ca, dos Transformadores LT 1102 y LT 1103, 150/ 172.5 KVA, 480/ 220-127 V 3F 4H AN 80/115°C Z= 5,75%. Y circuitos derivados.

Los Transformadores LT 1102 y LT 1103 alimentan a:

TDB-190-1, con el Alimentador del BUS "A" 220/127 V, 800 A.

Alumbrado y/o contactos, Motores de 0.25 a 0.75 HP 220 / 127 V.

SERVICIO	DESDE	HASTA	DESCRIPCION DEL SERVICIO	CAPACIDAD DE CARGA (KVA, KW, HP)	VOLTAJE (V)
CONTROL	CCM-190-1	EB	ESTACION DE BOTONES LOCAL	—	120
CONTROL	CCM-190-1	LP	LUCES INDICADORAS TIPO LED (BOTON PARO DE EMERGENCIA)	—	120
CONTROL	CCM-190-1	DT	DETECTOR DE VIBRACION	—	127
FZA-RC	CCM-190-1	CTM-1004ND	RESISTENCIAS CALEFACTORAS	—	220
CONTROL	CCM-190-1	EB	ESTACION DE BOTONES LOCAL	—	120
CONTROL	CCM-190-1	LP	LUCES INDICADORAS TIPO LED (BOTON PARO DE EMERGENCIA)	—	120
CONTROL	CCM-190-1	DT	DETECTOR DE VIBRACION	—	127
FZA-RC	CCM-190-1	CTM-1004NE	RESISTENCIAS CALEFACTORAS	—	220

Características de Cargas a 220 y 127 volts de Alumbrado y Control.

04- T-01

Es alimentado por el Transformador de Distribución 1, 13.8 KV, 3 Fases, 3 Hilos, 60 Hz, CI=1000 MVA.

04 -CCM – 01.

Es alimentado por un Transformador (04- T-01) 13.8 / 4.16 KV 10/11.5 MVA AN 80/ 115° C Z=5.75%.

TDA – 190 – 1.

04-CCM-01 alimentara al TDA-190-1 por el Bus "A", 4.16 KV, In =2000^a, CI= 250 MVA, 800^a/ plg². Que a su vez alimenta:

Dos Bombas centrifugas de Agua de Enfriamiento 700 hp, 4160 V, (GAM-1001A, GAM-1001B).

Dos transformadores (TR 190-1 y TR 190-2) 4160/480 volts 500/575 KVA AN 80/115°C Z= 5,75% y dos cargas disponibles.

TR 190-1 y TR 190-2.

4160/480 volts 500/575 KVA AN 80/115°C Z= 5,75% alimentan al CCM- 190- 1.

CCM- 190- 1

Alimenta a soplador del filtro de Arena para agua de enfriamiento 15hp, 480V, (GBM-4712),

Ventilador axial de la torre de enfriamiento 75 hp, 480V (CTM- 1004D),

Soplador del filtro de Arena para agua de enfriamiento (Relevo) 15 hp, 480V (GBM -4712S),

Ventilador axial de la torre de enfriamiento (Relevo) 75 hp, 480V,

Soldadora 60A, 45KVA, 480V (WR-20) y LT- 1102 y LT- 1103 150/ 172.5 KVA, 480- 220/127 V 3 Fases, 4 Hilos, AN 80/115°C, Z= 5.75%

LT-1102

Alimenta al tablero de baja tensión (TDB -190-1) BUS "A" 220/ 127 V, 800A.

TDB-190-1

Bomba de dosificación de ácido sulfúrico (Relevo), (GAM 47165)

Bomba de dosificación de Bromo (Relevo), (GAM 47205)

2.2. SISTEMA DE FUERZA

Se denomina sistema de fuerza a todo equipo y/o material que se utiliza para interconectar los sistemas de generación, los equipos de distribución y los equipos consumidores de una instalación eléctrica, necesarios para su operación.

En esta definición se consideran los conductores, las canalizaciones, las protecciones, los centros de carga, los arrancadores de motores, la soportería, accesorios, etc. En estas bases de diseño o elementos de diseño conforme al tipo de conductores eléctricos y canalizaciones.

El sistema de fuerza del proyecto, conductores, canalizaciones y protecciones, se deberá calcular de acuerdo con la NRF-048-PEMEX-2007 y la NOM-001-SEDE-2012.

La selección del tipo de materiales y equipos a utilizar en la instalación eléctrica se debe basar en la clasificación general de áreas del proyecto.

2.3. CONDUCTORES

Los conductores deben seleccionarse por capacidad de conducción de corriente, caída de tensión y cortocircuito.

La capacidad de conducción de los conductores debe determinarse con lo indicado en las tablas de corriente y factores de corrección aplicables en los artículos 310-15, 310-60 de la NOM-001-SEDE-2012.

Incluyendo:

- a) Corriente en condiciones de Máxima Carga.
- b) Agrupamiento de Conductores.
- c) Agrupamiento de Tuberías.
- d) Temperatura máxima ambiente y del conductor.
- e) Resistividad térmica del terreno. (Para Conductores en ductos subterráneos).
- f) Profundidad. (Para conductores para ductos subterráneos).

La selección de la capacidad de conducción de corriente para conductores con doble designación de temperatura (por ej. 90/75 °C seco/ húmedo) debe realizarse para las condiciones más críticas (húmedo) en las que trabajará el conductor, se debe tener en cuenta la menor ampacidad que permite la NOM-001-SEDE-2012.

Debe proyectarse, para el cableado de fuerza y control en las canalizaciones eléctricas, conductores de una sola pieza (sin empalmes), desde la fuente hasta la carga, previendo desde el diseño del proyecto la adquisición de las longitudes requeridas. La utilización de empalmes se limita a la no existencia de longitud de fabricación que requiera el circuito.

El tamaño (calibre) mínimo de conductores a utilizar en tuberías y charolas es el siguiente:

El tamaño (calibre) mínimo de conductores a utilizar en tuberías y charolas es el siguiente:

- a) Fuerza 600 V y menor: 5,26 mm² (10 AWG).
- b) Alumbrado: 3,31 mm² (12 AWG).
- c) Contactos: 5,26 mm² (10 AWG).
- d) Control eléctrico: 2,08 mm² (14 AWG) multiconductor.
- e) Media tensión: 67,4 mm² (2/0 AWG).

NOTA: El tamaño (calibre) que se define para alimentación de la carga, es el que resulte mayor después de efectuar los cálculos y aplicación de los factores descritos en 8.4.5.1.1 y 8.4.5.1.2 de esta NRF.

(NRF -048-PEMEX-2014)

Los cables para instalación en soporte tipo charola deben ser tipo “TC” o “CT” como lo establece a los artículos 336 y 392-10 de la NOM-001-SEDE-2012 respectivamente, y cuando se utilicen en exterior deben ser resistentes a la luz solar (marcado “SR”).

Para baja tensión hasta 600V en circuitos alimentadores y derivados de los sistemas de fuerza o alumbrado, así como de control eléctrico.

Como lo indica la NRF-048-PEMEX-2014 en su sección

8.4.5.3.4.1 (tipos de cables) incisos a), b), c), d), e), f), g) dependiendo de su aplicación y lugar de instalación.

El cable monopolar para baja tensión deben identificarse por colores, como lo establece el artículo 310-110 de la NOM-001-SEDE-2012. Aplicar lo siguiente

Fases (fuerza y alumbrado)	A negro.
	B rojo.
	C azul.
Puesto a tierra (Neutro)	Blanco o gris claro.
Puesta a Tierra (Tierra)	Verde o desnudo (Fuerza y alumbrado).

Nota: Cables mayores a tamaño (calibre) 33,6 mm² (2 AWG), las 3 fases serán en color negro.

(NRF -048-PEMEX-2014).

Para media tensión 5, 15, 25 o 35 KV, instalación en ductos subterráneo

Cable monoconductor conformado por conductor de cobre suave en cableado compacto sellado, pantalla semiconductor extruida sobre el conductor, aislamiento de XLP-RA (para alimentadores) o EP y 90°C, con 100 por ciento de nivel de aislamiento, pantalla electrostática a base de alambres de cobre suave, cinta separadora y cubierta exterior de PVC color rojo, como lo establece la NMX-J-142/1-ANCE-2011. En zonas con alto nivel freático el cable debe incluir un bloqueo longitudinal en la pantalla metálica. El aislamiento de EP se aplica a la llegada a motores y cargas en media tensión en plantas de procesos.

Los conductores aislados en alta, media y baja tensión deben identificarse por algún medio de etiquetado, fijo e imborrable, en el interior de los registros eléctricos, llegadas a subestación, así como al inicio y final del conductor, indicar el número de circuito y servicio del conductor. Se debe dimensionar para su visualización como lo establece al numeral 8.4 de la NOM-026-STPS-2008 y al numeral 6.5 de la NOM-003-SEGOB-2011.

Instalacion de cables

El contratista debe presentar a PEMEX antes de la instalación de los cables, las memorias de cálculo con el método y diagrama de instalación propuesto.

2.4. CANALIZACIONES

La distribución de energía eléctrica en la ampliación de torre de enfriamiento, de la refinería francisco I. madero, será de los tipos interior y exterior para este tipo de instalaciones se deberán usar los siguientes elementos:

- 1) soporte tipo charola

Para instalaciones exteriores, como rutas principales de distribución, de fuerza, alumbrado y contactos, entre cuartos eléctricos y área de transformadores y equipos de proceso, los cables deberán alojarse en soportes para cables tipo charola de fibra de vidrio para conductores eléctricos, tipo escalera (z).

Su instalación debe cumplir con las disposiciones aplicables del Artículo 392 de la NOM-001-SEDE-2012 y deben ser construidas y aprobadas de acuerdo a los siguientes estándares:

En interiores de locales deben ser, de aluminio o de acero galvanizado por inmersión en caliente o tipo malla de acero galvanizado por inmersión en caliente como lo establece, la NRF- 281 – PEMEX- 2012

En exteriores, deben ser de aluminio, fibra de vidrio reforzada fabricada por moldeo continuo o PVC reforzado. En general el sistema de transporte tipo charola, el ancho de las charolas y tipo de conductores deben cumplir con los requerimientos del articulo 392 de la NOM-001-SEDE-2012.

Todas las charolas metálicas deben ser construidas y aprobadas como lo establece la NMX-J-511-ANCE-2011.

(NRF -048-PEMEX-2014) Referencia

Consideraciones.

(NRF -048-PEMEX-2014) Extraído esta información del tema 8.4.3

Distribución eléctrica aérea por medio de “Soporte tipo charola (portacable)”

Las charolas para cables deben tener suficiente rigidez y resistencia mecánica para proporcionar un soporte adecuado a todo el cableado contenido en ellas.

Cuando una charola contenga circuitos de diferentes tensiones, estos deben separarse mediante una barrera incombustible que se extienda a todo lo largo de la instalación.

Los cables multiconductores que se instalen en las charolas deben colocarse en una sola capa. Los cables de un solo conductor pueden colocarse en dos capas como máximo.

Cada tramo del soporte tipo charola debe estar completamente terminado antes de la instalación de los cables. Los soportes tipo charola deben contar con un 20% de espacio disponible a lo largo de su trayectoria.

La distancia máxima entre travesaños para soportes de cable, tipo escalera, para conductores de baja tensión debe ser de 15 cm.

La separación mínima entre charolas instaladas en arreglo vertical, debe ser de 30 cm entre fondos de charolas y la separación entre la charola más elevada a techos y vigas, debe ser mínimo de 40 cm.

En toda su trayectoria los soportes tipo charola no deben estar expuestas a daños físicos ni a altas temperaturas.

En exteriores los elementos de apoyo (puentes) deben ser de ángulo de acero al carbón. En interiores los soportes deben ser de ángulo de acero al carbón. La cantidad de soportes por tramo de charola deben ser dos como mínimo.

No está permitido que los soportes tipo charola para conductores se sujeten de tuberías o equipos de proceso.

Se deben colocar letreros en lugares visibles y a lo largo de las trayectorias de los soportes tipo charola para cables con las leyendas:

PRECAUCIÓN: No se use como andador o escalera o para apoyo personal, su uso es únicamente como soporte mecánico para conductores de energía eléctrica.

PELIGRO: Circuitos eléctricos en Alta Tensión.

2) Tubería conduit metálica

Todos los interiores de cuartos eléctricos tendrán instalaciones visibles y se efectuarán, en forma general, con tubería conduit metálica rígida tipo pesado, cédula 40, de aluminio libre de cobre, de tamaño mínimo de 21 mm (3/4”) y máximo de 103 mm (4”).

En el interior de edificios que cuenten con aire acondicionado, la instalación será visible y se usará tubería conduit metálica indicada para derivar circuitos de fuerza y contactos de las rutas principales de distribución a través de soportes tipo charola y acometer a interruptores, tableros, contactos, etc.

En el interior de edificios que no cuenten con aire acondicionado, la instalación será visible y se usará tubería conduit metálica con recubrimiento exterior de PVC e interior de uretano, para derivar circuitos de fuerza y contactos de las rutas principales de distribución a través de soportes tipo charola y acometer a interruptores, tableros, contactos, etc.

En las áreas exteriores, la instalación será visible y se usará tubería conduit metálica con recubrimiento exterior de PVC e interior de uretano, para derivar circuitos de fuerza, control y alumbrado de las rutas principales de distribución a través de soportes tipo charola y acometer a los equipos y/o luminarias.

Los conduits deberán seguir caminos paralelos o en ángulos rectos a paredes, columnas, travesaños, etc. Los conduits que corran paralelos, formando camas, deberán soportarse a cada 2.50 m máximo con abrazadera tipo "uña" de aluminio fundido, en posiciones encontradas. Además, cada conduit debe sujetarse a no más de 1 m de cada caja de salida, caja de terminales, caja de dispositivos, gabinete, caja de paso u otra terminación cualquiera.

Cuando los miembros de la estructura no permitan sujetar al conduit a cada metro, se puede aumentar la distancia hasta 1.5 m.

Se permite colocar tramos horizontales de conduit apoyados sobre miembros de estructuras en intervalos no mayores de 3 m y sujetos firmemente a menos de 1m de las terminales.

Deben instalarse cajas de salida, o cajas de paso o de empalme, para cada punto de empalme, salida, punto de conexión o de jalado de conductores, del mismo material del conduit, para las conexiones de conduit, de acuerdo con el Artículo 314 de la NOM-001-SEDE-2012.

2.5. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS

Con el propósito de seleccionar los tipos de envolventes adecuados para los equipos y materiales eléctricos que se utilizarán en la construcción del sistema, así como realizar un diseño eléctrico adecuado y evitar riesgos en esas áreas, se hace una “Clasificación de Áreas” en la instalación, que incluye en los planos correspondientes de clasificación de áreas peligrosas de las cubiertas, una tabla descriptiva de los equipos de acuerdo al tipo de sustancias que maneja y las condiciones de operación del diseño.

(NOM-001-SEDE-2012, 2012)

Capítulo 5 Ambientes Especiales

Los criterios para determinar la clasificación son de acuerdo a los requerimientos especificados en las siguientes normas:

NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas (utilización)
NRF-036-PEMEX-2010	Clasificación de Áreas Peligrosas y selección de Equipo Eléctrico.
NRF-048-PEMEX-2014	Diseño de Instalaciones Eléctricas

Las áreas son clasificadas como peligrosas debido a la presencia de gases o vapores explosivos o combustibles que existen o pueden estar presentes en el ambiente y producir concentraciones con posibilidades de explotar o inflamarse.

La clasificación de áreas peligrosas, que aplican a las plataformas petroleras son:

1. Área Clase I Div. 1, Grupo C y D.
2. Área Clase I Div. 2, Grupo C y D.
3. Área No Peligrosa.

(NOM-001-SEDE-2012, 2012)

Tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

Temperatura de ignición y de evaporación de las corrientes de combustibles a manejarse.

- Densidad relativa de los productos que se manejarán con respecto al aire.
- Presiones de operación que existirán en el proceso.
- Condiciones climatológicas existentes en el área.
- Sustancias inflamables que pudiesen existir en la atmósfera por el manejo de combustibles
- y equipos.

Lo anterior para limitar las áreas con ambiente peligroso y poder establecer las extensiones mínimas de seguridad debido a las concentraciones de gases, vapores o líquidos inflamables que estarán presentes en la operación de la instalación y que esto contribuya a realizar una segura y correcta selección del equipo eléctrico que será instalado en estas.

Todos los equipos instalados en las áreas clasificadas tendrán una etiqueta de aprobación o serán aprobados por laboratorio de prueba nacionalmente reconocido.

(NOM-001-SEDE-2012, 2012) Capítulo 5 Ambientes Especiales.

El diseño e instalación eléctrica debe ser revisada y aprobada por una unidad verificadora de instalaciones eléctricas (UVIE), aprobada por la secretaria de energía, acreditada por la secretaria de comercio y fomento industrial y que adicionalmente demuestre amplia y comprobada experiencia en la revisión y aprobación de proyectos e instalaciones de la industria petrolera.

La verificación del cumplimiento con la NOM-001-SEDE-2012, se debe llevar a cabo aplicando el procedimiento para evaluación de la conformidad (PEC) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, instalaciones eléctricas (utilización), y debe ser realizada por una unidad verificadora de instalaciones eléctricas (UVIE) con acreditación vigente.

La revisión de la ingeniería será efectuada durante el periodo del contrato. Se debe comunicar a PEMEX, el dictamen técnico de la revisión para evaluar los cambios a la ingeniería.

TEMA 3 CALCULO EN BAJA TENSION

3.1. ALCANCE

Los criterios utilizados para el cálculo y selección de los conductores y protecciones en baja tensión para motores y equipos paquete, considerando para ello los criterios de capacidad de conducción de corriente, caída de tensión bajo operación normal.

3.2. DESARROLLO

Consideraciones generales.

El cálculo de alimentadores a motores está basado en las indicaciones del:

Norma Oficial Mexicana (NOM-001-SEDE-2012)

y Std 141-1993 IEEE Recommended Practice or Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book).

*Este std solo se usará como consulta de algún dato o tabla no existente en la norma, o como material de consulta de algún tema descrito por la NOM-001-SEDE-2012.

Los conductores, se calculan por capacidad de conducción y se verificará que cumplan con la caída de tensión permisible, seleccionándose el calibre adecuado, obtenido por Ampacidad, caída de tensión o corto circuito.

Cálculo por Ampacidad.

En el cálculo por capacidad de conducción se deben tomar las siguientes consideraciones:

Tipo de Canalización.

1.-Se debe tener en cuenta, el tipo de canalización donde se alojarán los conductores y aplicar los factores decrementales a los valores de capacidad de conducción de corriente que aparecen en las tablas 310-15 (b) (2) (a) y (b) de la NOM-001-SEDE-2012.

2.-Para instalación de tubería conduit en ductos subterráneos, la capacidad de conducción de corriente, utilizar Tabla B.310.15 (B) (2) (7).

Alimentadores en tubería conduit.

Cuando se tiene más de 3 conductores en la misma canalización deberán corregirse de acuerdo a la Tabla 310-15(b) (3) (a), de la NOM-001-SEDE. 2012.

Alimentadores en charola.

Deberá tomarse en cuenta el factor de corrección de acuerdo con las condiciones de agrupamiento y tipo de conductor, de acuerdo al artículo 392 de la NOM-001-SEDE. 2012.

Cálculo por temperatura en ducto subterráneo.

El procedimiento de cálculo por afectación de temperatura está basado en el IEEE Std. 399-1997. Para este cálculo los factores de decremento que se aplican son para el tramo de trayectoria que más afecta la capacidad de los conductores del circuito en cuestión, disminuyendo la capacidad de conducción de los alimentadores, siendo el tramo más crítico la canalización en ducto subterráneo, ya que el efecto de incremento de la temperatura es el más severo. Los factores más importantes para decrementar las ampacidades originales del cable están dados por un factor total de decremento.

$$F_{total} = F_t \times F_{th} \times F_g \dots\dots\dots 1$$

Donde:

F_{total} = Factor total de decremento.

F_t = Factor de decremento por temperatura (subsuelo) del medio ambiente donde se instalará el cable.

F_{th} = Factor de decremento por consideración de la resistividad térmica del terreno (RHO).

F_g = Factor de decremento por agrupamiento en ductos (# de filas por # de columnas).

Temperatura.

La capacidad de conducción de corriente del conductor se tomará a 75°C (temperatura de operación) para circuitos de 100 A y menores, a 75°C para corrientes mayores de 100 A, en ambos casos para motores clase B, C, D, ó E de acuerdo al artículo 110-14.c) de la NOM-001-SEDE-2012, debiendo corregirse para temperaturas ambiente diferentes de 30°C, aplicando los factores de corrección de Ampacidad de las tablas 310-15 (b) (2) (a) y (b) de la NOM-001-SEDE-2012.

La corriente a plena carga de los motores se debe obtener de los datos de placa del equipo, o se puede obtener de la tabla 430-250 de la NOM-001-SEDE-2012, o bien se calcula con la siguiente formula descrita en este documento.

Fórmulas para Cálculos por Ampacidad:

$$I_n = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times kv};$$

$$I_n = \frac{W}{\sqrt{3} \times V \times \Phi}; \dots\dots\dots 2$$

$$I_n = \frac{HP \times 746}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times FP};$$

$$I_{cc} = I_c \times (F.A. \times F.T);$$

Donde:

I_n = Corriente Nominal del Motor (Corriente a plena carga)

I_{cc} = Corriente Corregida del conductor

I_c = Capacidad de corriente del conductor

1.25 = Factor de sobrecarga

F.A.= Factor por tipo de canalización (charola, conduit o ducto)

F.T. = Factor de Temperatura

ϕ = Factor de potencia del Sistema

V= Tensión del Sistema

η = Eficiencia del Motor

F.P.= Factor de Potencia del Motor

Los conductores que alimenten un solo motor, deberán tener capacidad no menor al 125 % de la corriente nominal a plena carga, Artículo 430-22 de la NOM-001-SEDE-2012).

Cálculo por caída de tensión

Se verifica que la selección de conductores por Ampacidad cumpla con los requerimientos de caída de tensión, para lo cual se calcula a partir de la expresión general definida en el estándar IEEE Std-141-1993 (Red Book), página 96 del mismo.

En la siguiente figura se muestra el análisis del comportamiento de las variables de la caída de tensión extraído del Std. 141-1993 (Red Book).

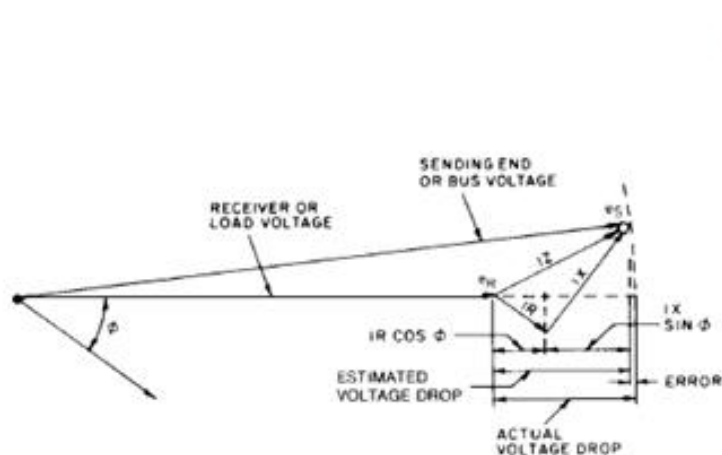


Figura extraída de estándar IEEE Std-141-1993 (Red Book)

$$V = I(R\cos\Phi + X\text{sen}\Phi) \dots\dots\dots 3$$

donde:

V = es la caída de tensión en el circuito, fase a neutro. [V]

I = es la corriente a través del conductor [A]

R = es la resistencia del conductor en Ohms.

X = es la reactancia del conductor en Ohms.

ϕ = Ángulo de desfase entre la corriente y la tensión

El valor de la Resistencia y la Reactancia se obtienen de la tabla 9 del NEC 2011, multiplicado por la longitud (L) del circuito.

En caso de tener una temperatura de operación del conductor diferente a 75°C, se debe corregir el valor con la siguiente expresión:

$$\% \Delta V = \frac{K \times I_n \times L \times (R \cos\phi + X \text{sen}\phi)}{E} \times 100$$

Donde:

$\% \Delta V$ = Caída de tensión en volts fase a fase.

K = $\sqrt{3}$ para circuitos trifásicos y 2 para circuitos monofásicos.

I_n = Corriente nominal en Amperes.

L = Longitud del circuito en kilómetros.

R = Resistencia a la corriente alterna en Ω /Km, corregida por temperatura si es necesario.

X = Reactancia del circuito en Ω /Km.

$\cos \Phi$ = Factor de potencia de la carga.

$\text{sen } \Phi$ = Factor de carga reactiva.

E= Tensión del circuito

Los límites máximos recomendados para caídas de voltaje, basados a plena carga y en porcentaje del voltaje nominal del sistema de línea a neutro, serán como se indican a continuación:

a	Alimentador de distribución primario Referencia artículo 215-2 nota 2, NOM-001-SEDE-2012	1%
b	Alimentador de distribución secundario para Sistema de Fuerza Referencia artículo 215-2 nota 2, NOM-001-SEDE-2012	1%
c	Alimentador de distribución secundario para Sistema de Alumbrado Referencia artículo 215-2 nota 2, NOM-001-SEDE-2012	1%
d	Alimentador a CCM o Tablero de Distribución de Fuerza Referencia artículo 430, NOM-001-SEDE-2012	2%
e	Alimentador para Cajas de Concentración del Sistema de Alumbrado	2%
f	Circuito derivado para motor Referencia artículo 430, NOM-001-SEDE-2012	3%
g	Alimentador para transformador de alumbrado	1%
h	Circuito derivado para alumbrado o contactos (a los 2/3 del punto de la carga) Referencia artículo 210-19 nota 4, NOM-001-SEDE-2012	3%

Referencia artículo 215-2 nota 2, NOM-001-SEDE-2012

La combinación del alimentador y el circuito derivado tendrán una caída de tensión menor o igual al 5%.

Cálculo de la protección contra sobre-corriente para motores.

El cálculo se realizará con base al artículo 430-52 y la tabla 430-152 de la NOM-001-SEDE-2012, se utilizarán interruptores termo-magnéticos (tiempo inverso), como se menciona en la tabla 430-152 para este tipo de interruptores se deben calcular máximo a un 250% de la corriente a plena carga, nuestro diseño se hará con 175%.

Verificación por corto circuito.

Para estar en cumplimiento con los lineamientos establecidos en el dimensionamiento de cables por corto circuito para sistemas de cables, se determina el calibre mínimo del cable para soportar un nivel de falla en particular, para una duración de falla determinada de acuerdo a los siguientes parámetros:

Como referencia, las recomendaciones descritas en el capítulo 5.6.2 del IEEE Std 141-1993, refieren a la siguiente expresión para calcular el área mínima con la que debe contar el conductor seleccionado para soportar los esfuerzos térmicos generados por un cortocircuito.

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 t = K \text{Log}_{10} \left[\frac{(T_2 + T)}{(T_1 + T)} \right] \dots\dots\dots 4$$

Donde:

I = Magnitud de la corriente de falla a través del cable.

t = Tiempo total de interrupción de la falla; considerado para un interruptor de potencia en vacío es de 5 ciclos, y para un fusible es de ¼ de ciclo.

A = Sección transversal del conductor, en cmils.

K = Constante que depende de las características térmicas del conductor.

K = 0.0297 para conductores de cobre.

K = 0.01286 para conductores de aluminio.

T₁ = Temperatura inicial del conductor.

T₂ = Temperatura final del conductor.

T = 234.5 °C para cobre recocido y estirado en frío con 100% IACS de conductividad.

Despejando la sección transversal "A ", se tiene:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{K}{t} \cdot \text{Log}_{10} \left[\frac{(T_2 + T)}{(T_1 + T)} \right]}} \dots\dots\dots 5$$

3.3. CÁLCULO POR AMPACIDAD.

En el siguiente procedimiento se calculará la capacidad de conducción de corriente para el Soplador del Filtro de arena para agua de enfriamiento de 480 volts, 15hp, con tag, GBM-4712

De la Tabla 430-250 de la NOM-001-SEDE-2012 (Ver Anexo 8)

Para el Motor 15 hp, 480 V, con tag, GBM-4712

In = 21 Amp.

Los conductores que alimenten a un solo motor deberán tener capacidad no menor al 125 % de la corriente nominal a plena carga (Art. 430-22 de la NOM-001-SEDE-2012).

$$I_{req.} = 21 \times 1.25 = 26.25 \text{ A}$$

De la Tabla 310-15 (b) (20) de la NOM-001-SEDE-2012, para una temperatura máxima de capacidad de conducción de 75 °C por ser un motor Clase B, se selecciona:

1 conductor de calibre 8 AWG que puede conducir hasta 57 A.

Aplicando los factores de corrección:

$$I_{cc} = I_c \times F_{total} \dots\dots\dots 7$$

Factor de Decremento por Temperatura Ambiente “F_t”.

En el caso de cables en ductos enterrados, la temperatura ambiente que se considera es la temperatura ambiente del suelo que rodea al ducto, que en este caso es de 24 °C. De la Tabla B.310.7, las Ampacidades están consideradas a las temperaturas de T_c=75°C y T_a=20°C, por lo tanto, de la tabla 13-3 de IEEE Std. 399 1997, (Ver Anexo 3), el factor es:

$$F_t = 0.95$$

Factor de Decremento por Resistividad térmica del terreno “F_{th}”:

De la Tabla 310-15 (b) (20) de la NOM-001-SEDE-2012, las Ampacidades están consideradas a una resistividad térmica del terreno de 90°C-cm/W. Se observa en la tabla 13-5 de IEEE Std 399-1997, (Ver Anexo 4) que la RHO de 90°C-cm/W el factor es de 1.0 para un banco de más de nueve ductos, con un circuito c/u, en un rango de cables de #12 a #1 AWG, por lo tanto, el factor es:

$$F_{th} = 1.0$$

Factor de Decremento por Agrupamiento en Ductos “F_g”.

La Ampacidad máxima requerida es de 26.25 A, de la Tabla 310-15 (b) (20) de la NOM-001-SEDE-2012 para cables de 0 hasta 2000 volts y una RHO=90°C-cm/W (tres conductores en el ducto), un cable de 8 AWG soporta 57 A, (Ver Anexo 2).

De la tabla 13.8 de IEEE Std 399-1997, con un arreglo de 4 filas por 4 columnas, (Ver Anexo 5).

$$F_g = 0.571$$

Aplicando los factores de decremento se obtienen las Ampacidades reducidas para los diferentes calibres, siendo el factor total de decremento igual a:

$$F_{total} = F_t \times F_{th} \times F_g = 0.95 \times 1.00 \times 0.571 = 0.542$$

Cálculo de la Ampacidad para las condiciones de instalación:

Calculando la Ampacidad ajustada aplicando el factor total de corrección al calibre 8 AWG propuesto resulta igual a:

$$I_{corr} = I_b \times F_{total} = 57 \times 0.542 = 30.894 \text{ A}$$

Se observa que el valor de la corriente corregida del conductor cumple con la requerida de capacidad de conducción de corriente y temperatura en ducto subterráneo.

En el siguiente procedimiento se calculará la capacidad de conducción de corriente para el Ventilador axial de la torre de enfriamiento 480 volts, 75 hp, con tag, CTM – 1004ND

De la Tabla 430-250 de la NOM-001-SEDE-2012, (Ver Anexo 8)

Para el Motor 75 hp, 480V. con tag, CTM – 1004ND

$I_n = 96 \text{ Amp.}$

Los conductores que alimenten a un solo motor deberán tener capacidad no menor al 125 % de la corriente nominal a plena carga (Art. 430-22 de la NOM-001-SEDE-2012).

$$I_{req.} = 96 \times 1.25 = 120 \text{ A}$$

De la Tabla 310-15 (b) (20) de la NOM-001-SEDE-2012, para una temperatura máxima de capacidad de conducción de 75 °C por ser un motor Clase B, se selecciona:

1 conductor de calibre 2 AWG que puede conducir hasta 135 A.

Aplicando los factores de corrección:

$$I_{cc} = I_c \times F_{total}$$

Factor de Decremento por Temperatura Ambiente " F_t ".

En el caso de cables en ductos enterrados, la temperatura ambiente que se considera es la temperatura ambiente del suelo que rodea al ducto, que en este caso es de 24 °C. De la Tabla B.310.7, las Ampacidades están consideradas a las temperaturas de $T_c=75^\circ\text{C}$ y $T_a=20^\circ\text{C}$, por lo tanto, de la tabla 13-3 de IEEE Std. 399 1997, (Ver Anexo 3) el factor es:

$$F_t = 0.95$$

Factor de Decremento por Resistividad térmica del terreno "F_{th}":

De la Tabla 310-15 (b) (20) de la NOM-001-SEDE-2012, las Ampacidades están consideradas a una resistividad térmica del terreno de $90^\circ\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$. Se observa en la tabla 13-5 de IEEE Std 399-1997, (Ver Anexo 4) que la RHO de $90^\circ\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$ el factor es de 1.0 para un banco de más de nueve ductos, con un circuito c/u, en un rango de cables de #12 a #1 AWG, por lo tanto, el factor es:

$$F_{th} = 1.0$$

Factor de Decremento por Agrupamiento en Ductos "F_g".

La Ampacidad máxima requerida es de 120 A, de la Tabla B.310.7 para cables de 0 hasta 2000 volts y una $RHO=90^\circ\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$ (tres conductores en el ducto), un cable de 2 AWG soporta 132 A.

De la tabla 13.8 de IEEE Std 399-1997, (Ver Anexo 5) con un arreglo de 4 filas por 4 columnas.

$$F_g = 0.553$$

Aplicando los factores de decremento se obtienen las Ampacidades reducidas para los diferentes calibres, siendo el factor total de decremento igual a:

$$F_{\text{total}} = F_t \times F_{\text{th}} \times F_g = 0.95 \times 1.00 \times 0.553 = 0.525$$

Cálculo de la Ampacidad para las condiciones de instalación:

Calculando la Ampacidad ajustada aplicando el factor total de corrección al calibre 2 AWG propuesto resulta igual a:

$$I_{\text{corr}} = I_b \times F_{\text{total}} = 135 \times 0.525 = 70.875 \text{ A}$$

Se observa que el valor de la corriente corregida del conductor es menor que la corriente requerida por el motor (120 A) y se requiere de un calibre mayor.

De la Tabla 310-15 (b) (20) de la NOM-001-SEDE-2012, para una temperatura máxima de capacidad de conducción de 75 °C, se selecciona:

1 conductor de calibre 3/0 AWG, el que puede conducir hasta 245 A.

Aplicando los factores de corrección:

$$I_{\text{cc}} = 245 \times 0.525 = 128.625 \text{ A}$$

Se concluye entonces que 1 conductor por fase calibre 3/0 AWG cumple con el criterio de capacidad de conducción de corriente y temperatura en ducto subterráneo.

Para el Motor de 75 hp, con tag, CTM – 1004ND

3.4. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN.

Se verifica que la selección de conductores por ampacidad cumpla con los requerimientos de caída de tensión del 3%, para lo cual se calcula la caída de tensión aplicando la expresión general definida por:

$$\% \Delta V = \frac{K \times I_n \times L \times (R \cos \phi + X \sin \phi)}{E} \times 100 \dots \dots \dots 8$$

Formula de Caída de Tensión.

Donde:

- $\% \Delta V =$ Caída de tensión en volts fase a fase.
- $K =$ $\sqrt{3}$ para circuitos trifásicos y 2 para circuitos monofásicos.
- $I_n =$ Corriente nominal en Amperes.
- $L =$ Longitud del circuito en kilómetros.
- $R =$ Resistencia a la corriente alterna en Ω/Km , corregida por temperatura si es necesario.
- $X =$ Reactancia del circuito en Ω / Km .
- $\cos \phi =$ Factor de potencia de la carga.
- $\sin \phi =$ Factor de carga reactiva.
- $E =$ Tensión del circuito

Para el Motor de 15 hp, con tag GBM -4712 se tomaron las siguientes consideraciones

- $K =$ $\sqrt{3}$ por ser un circuito trifásico
- $I_n =$ 21 A
- $L =$ 0.230 km
- $E =$ 480 V

$$\cos \Phi = 0.9$$

$$\text{sen } \Phi = 0.4358$$

Considerando un calibre 8 AWG, obtenemos los valores de Resistencia y Reactancia de la tabla 9 del NEC, (Ver Anexo 6):

$$R = 0.213 \Omega/\text{km}$$

$$X = 2.56 \Omega/\text{km}$$

Sustituimos estos valores en la fórmula 8:

$$\% \Delta V = \frac{1.732 \times 21 \times 0.230 \times (0.213 \times 0.9 + 2.56 \times 0.4358)}{480} \times 100 = 2.27\%$$

Se observa que la caída de tensión para el conductor 8 AWG cumple con los requisitos de caída de tensión establecidos (3% máxima).

Para el Motor de 75 hp con tag, CTM – 1004ND se tomaron las siguientes consideraciones

$$K = \sqrt{3} \text{ por ser un circuito trifásico}$$

$$I_n = 120 \text{ A}$$

$$L = 0.230 \text{ km}$$

$$E = 480 \text{ V}$$

$$\cos \Phi = 0.9$$

$$\text{sen } \Phi = 0.4358$$

Considerando un calibre 3/0 AWG, obtenemos los valores de Resistencia y Reactancia de la tabla 9 del NEC, (Ver Anexo 6).

$$R = 0.171 \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.259 \Omega/\text{km}$$

Sustituimos estos valores en la fórmula 8:

$$\% \Delta V = \frac{1.732 \times 96 \times 0.230 \times (0.171 \times 0.9 + 0.259 \times 0.4358)}{480} \times 100 = 2.12\%$$

Se observa que la caída de tensión para el conductor 3/0 AWG cumple con los requisitos de caída de tensión establecidos (3% máxima).

3.5. CÁLCULO POR CORTO CIRCUITO

Tomamos como base la siguiente fórmula 9:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{K}{t} \cdot \text{Log}_{10} \left[\frac{(T_2 + T)}{(T_1 + T)} \right]}} \dots\dots\dots 9$$

$$I = 25 \text{ kA}$$

$$T = 5 \text{ ciclos. } t = 0.083 \text{ s}$$

$$K = 0.0297 \text{ para conductores de cobre}$$

$$T_1 = 75.$$

$$T_2 = 150$$

$$T = 234.5 \text{ }^\circ\text{C para cobre recocido y estirado en frío con 100\% IACS de conductividad.}$$

Despejando la sección transversal “A”, de la fórmula 9 se tiene:

$$A = \frac{25000}{\sqrt{\frac{0.0297}{0.083} \cdot \text{Log}_{10} \left[\frac{(150 + 234.5)}{(75 + 234.5)} \right]}} = 136142.3118$$

Aplicando el factor de conversión recomendado en el “Standard for Use of the International System of Units, The Modern Metric System, IEEE/ASTM SI 10-1997”, se obtiene la sección requerida en mm², siendo el factor igual a:

$$1 \text{ mm}^2 = 1973.53 \text{ cmil}$$

Por lo tanto, tenemos:

$$A = \frac{(136142.3118 \text{ cmil}) (1 \text{ mm}^2)}{1973.53 \text{ cmil}}$$

$$A = 68.9841 \text{ mm}^2$$

Siendo la sección equivalente más próxima un conductor calibre 3/0 AWG (85 mm²)
(Ver Anexo 2)

3.6. CALCULO DEL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRE-CORRIENTE.

Para el motor de 15 hp, con tag GBM-4712

De la tabla 430-52 de la NOM-001-SEDE 2012, (Ver Anexo 12) vemos que el valor máximo para el dispositivo de protección contra corto circuito es de 250% de la corriente a plena carga utilizando un interruptor termo-magnético de tiempo inverso, consideramos un 175%, entonces:

$$I_{\text{protección}} = 1.75 (21) = 36.75\text{A}$$

Seleccionamos un interruptor de 40 amperes de marco y 35 amperes de disparo.

Cálculo del Calibre del Conductor de Puesta a Tierra del Sistema.

Por caída de tensión tenemos un calibre 8 AWG con área:

$$A_{CCT} = 8.36\text{mm}^2$$

y por capacidad de conducción un calibre 8 AWG cuya área es:

$$A_{CCC} = 8.36mm^2$$

De acuerdo a las fórmulas:

$$FI = \frac{A_{CCT}}{A_{CCC}} = \frac{8.36}{8.36} = 1$$

El Área del conductor (A_{cond}), se obtiene de la tabla 250-122 (Ver Anexo 7) de la NOM-001-SEDE-2012, donde para una protección de 35 A se selecciona un conductor de puesta a tierra de calibre 12 AWG, calibre que le corresponde un área de 3.31 mm² multiplicando por FI, (Factor de Incremento) tenemos:

$$A_C = A_{COND} * FI$$

$$A_C = 3.31 \times 1 = 3.31mm^2$$

Por lo tanto, el conductor de puesta a tierra deberá ser mínimo de calibre 12 AWG (3.31 mm²).

Calculo del Dispositivo de Protección contra Sobre-corriente.

Para el motor de 75 hp, con tag, CTM – 1004ND

De la tabla 430-52 de la NOM-001-SEDE 2012, (Ver Anexo 12) vemos que el valor máximo para el dispositivo de protección contra corto circuito es de 250% de la corriente a plena carga utilizando un interruptor termo-magnético de tiempo inverso, consideramos un 175%, entonces:

$$I_{protección} = 1.75 (96) = 168A$$

Seleccionamos un interruptor de 200 amperes de marco y 150 amperes de disparo.

TEMA 4 CALCULO EN MEDIA TENSION

4.1. ALCANCE

Esta memoria de cálculo incluye los criterios utilizados para el cálculo y selección de los alimentadores de potencia en 4.16 kV, por los métodos siguientes:

Por capacidad de conducción de corriente

Por caída de tensión.

Por capacidad de corto circuito.

Por temperatura de operación de cables en ducto subterráneo.

4.2. REFERENCIAS

Normas y estándares de referencia

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 "Instalaciones Eléctricas (Utilización)".

Standard IEEE 141-1993 "Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants".

Standard IEEE 835-1994 "Power Cable Ampacity Tables".

Standard ANSI/IEEE 399-1997 "Recommended Practice for Industrial and Commercial System Analysis".

4.3. CONSIDERACIONES EN EL DESARROLLO DEL CÁLCULO

4.3.1. Consideraciones generales.

4.3.2. Bases del cálculo

El cálculo de alimentadores a 4.16 kV está sustentado en las indicaciones de la Norma Oficial Mexicana (NOM-001-SEDE-2012 y en las publicaciones del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE Std 141-1993 e IEEE Std 399-1997).

El uso de estándares o normas americanas se realiza con la finalidad de complementar las consideraciones de cálculo que no cubre la NOM-001-SEDE-2012 para sistemas enterrados.

Tipos de cálculo para conductores eléctricos.

Los conductores se calculan por capacidad de conducción de corriente, verificando también que cumplan con la caída de tensión permisible y con el máximo incremento de temperatura aceptable para cables instalados en banco de ductos, así como por su capacidad para resistir el nivel de corto circuito esperado.

Seleccionando finalmente el calibre que cubra todos estos requerimientos.

4.3.3. Cálculo por capacidad de corriente.

Para calcular la corriente nominal del sistema se utiliza la siguiente fórmula 11.

$$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3}(kV)} \dots\dots\dots 11$$

Donde:

In= Corriente Nominal en Amperes

$\sqrt{3}$ =Constante para circuitos trifásicos balanceados

kVA= Potencia aparente

kV= Tensión del sistema entre fases

En el cálculo por capacidad de conducción se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

Criterio de selección del cable por capacidad de conducción de corriente.

El cable se calcula y selecciona por el caso más crítico, en este caso será para una instalación en un banco de ductos subterráneo.

Factores de Agrupamiento y temperatura en ducto subterráneo.

El procedimiento de cálculo por afectación de agrupamiento y temperatura está basado en el standard IEEE 399-1997, y la ampacidad del cable se obtiene de la tabla 310-60(c) (77) de la NOM-001-SEDE-2012, (Ver Anexo 10). Estas ampacidades son válidas para profundidades máximas de 750 mm respecto al nivel de terreno natural o nivel de piso terminado. Para este cálculo los factores de decremento que se aplican son para el tramo de trayectoria de ducto subterráneo, siendo este el que más afecta la capacidad de conducción de los conductores debido a un mayor incremento de temperatura en los conductores. Los factores más importantes para decrementar las ampacidades originales del cable están dados por un factor total de decremento.

$$F_{total} = F_t \times F_{th} \times F_g \times F_d \dots\dots\dots 12$$

donde:

F_{total} = Factor total de decremento.

F_t = Factor de decremento por temperatura correspondiente
al medio ambiente donde se instalará el cable.

F_{th} = Factor de decremento por consideración
de la resistividad térmica del terreno.

F_g = Factor de decremento por agrupamiento en ductos.

F_d = Factor por profundidad del banco de ductos.

4.3.4. Cálculo por caída de tensión.

El cálculo por caída de tensión para sistema de cable, se calcula de acuerdo a la siguiente formula 13:

$$V_d = K \left(\frac{I_n}{N} \right) (L) (R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) \dots\dots\dots 13$$

Donde:

Vd= Caída de tensión en el alimentador fase a fase en Volts rms (raíz cuadrática media)

K= $\sqrt{3}$ Constante para circuitos trifásicos balanceados y 2 para circuitos monofásicos.

I_n= Corriente nominal en amperes

N= Número de conductores por fase

L= Longitud total del circuito (km)

cos θ= Factor de potencia de la carga

sen θ= Factor de carga reactiva

θ= Angulo de desfaseamiento entre la tensión y la corriente

R= Reactancia por fase del cable en (Ohms / unidad de longitud), tabla 4A-7 del IEEE Std 141-1993, (Ver Anexo 9).

X= Reactancia por fase del cable en (Ohms / unidad de longitud), tabla 4A-7 del IEEE Std 141-1993, (Ver Anexo 9).

Se calcula la caída de tensión en porciento por medio de la siguiente fórmula 13:

$$V_d \% = \left[\frac{V_d}{[E]} \right] \times 100 \dots\dots\dots 13$$

Donde:

Vd % = Caída de tensión en porciento.

Vd = Caída de tensión en volts.

E = Tensión del sistema.

Los límites recomendados de caída de tensión en los cables son:

Alimentadores principales 2%.

Circuitos derivados 3%

La combinación del alimentador y el circuito derivado tendrá una caída de tensión menor o igual al 5%.

.

4.3.5. Verificación por corto circuito.

Para cumplir con los lineamientos establecidos en el dimensionamiento de cables por corto circuito, se determina el calibre mínimo del cable para soportar un nivel de falla en particular, para una duración de falla determinada de acuerdo a los siguientes parámetros:

Como referencia, las recomendaciones descritas en el capítulo 8 del IEEE 242-2001, refieren a la siguiente fórmula 14 para calcular el área mínima con la que debe contar el conductor seleccionado para soportar los esfuerzos térmicos generados por un cortocircuito.

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 t = K \text{Log}_{10} \left[\frac{(T_2 + T)}{(T_1 + T)} \right] \text{-----} 14$$

Fórmula de Corto Circuito

Donde:

I = Magnitud de la corriente de falla a través del cable.

t = Tiempo total de interrupción de la falla; considerando un mínimo de 7 ciclos para un interruptor de potencia en vacío.

A = Sección transversal del conductor, en cmils

K = Constante que depende de las características térmicas del conductor.

K = 0.02997 para conductores de cobre

K = 0.01286 para conductores de aluminio

T = Temperatura inicial del conductor.

T₂ = Temperatura final del conductor.

T = 234 °C para cobre recocido y estirado en frío con 100% IACS (International Annealed Cooper Standar) de conductividad

Despejando la sección transversal "A" de la fórmula 14 se tiene:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{K}{t} \text{Log}_{10} \left[\frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right]}}$$

4.4. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA.

El cálculo se hace para la profundidad promedio de 0.70 m (27.56 pulg.) respecto al nivel de terreno natural y /o nivel de piso terminado que se tiene a lo largo de los 615 m de longitud del banco de ductos. Se tiene un tramo de 40 metros en el que se estima una profundidad de instalación de 1.5 m (60 pulg.) respecto al nivel de terreno natural y/o nivel de piso terminado, (Ver Figura 4.1)

E=número de conductores portadores de corriente simultáneos en la canalización o cable.
A₂=Límite de la ampacidad para los conductores portadores de corriente en la canalización o cable.

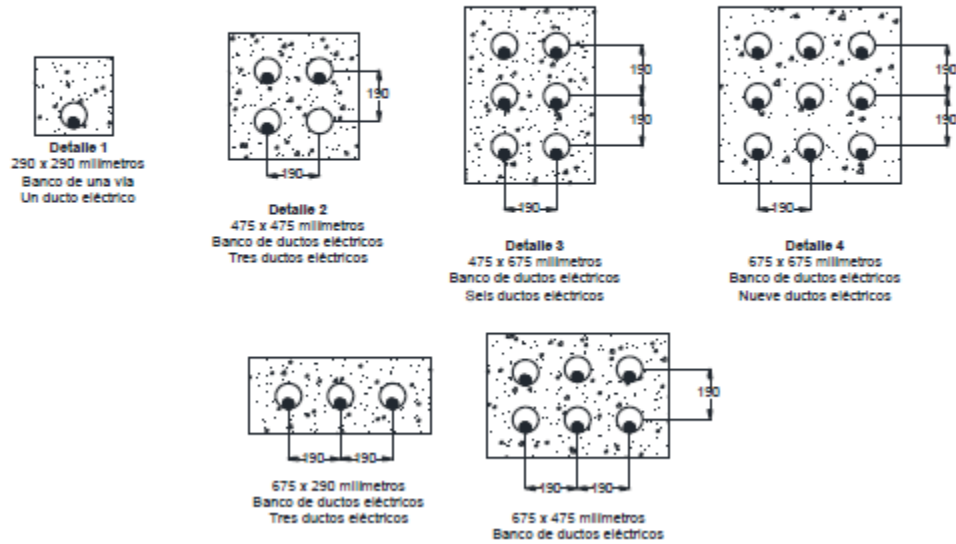


Figura 4.1 extraída de la NOM-001-SEDE -2012 pag. 1024

4.5. CRITERIO DE CÁLCULO.

Cálculo de la corriente máxima.

Se determina el valor de la corriente máxima del Transformador, considerando la capacidad nominal del mismo, el factor de incremento de capacidad por límite de elevación de temperatura:

Alimenta las siguientes cargas dos Motores de 700 hp, 4.16 KV, dos transformadores TR 190-1 y TR 190-2, 4160/480 volts 500/575 KVA AN 80/115°C Z=5,75% y dos cargas disponibles.

$$I_{\max} = \frac{KVA \cdot F_{EET}}{\sqrt{3} \cdot V_{L-L}} \dots\dots\dots 15$$

Donde:

KVA= Capacidad nominal del transformador, en kVA

F_{EET}= Factor de incremento de capacidad por límite de elevación de Temperatura.

V_{L-L}= Tensión nominal entre fases, en kV

Sustituyendo en la fórmula 15:

$$I_{\max} = \frac{500 \times 1.15}{\sqrt{3} \times 4.16} = 79.80A$$

Como primera aproximación, de acuerdo a la tabla 310-60(c) (77) de la NOM-001-SEDE-2012, (Ver Anexo 10) el calibre que puede soportar esta corriente es 1 conductor calibre 6 AWG por fase (85 A).

4.6. FACTORES DECREMENTALES PARA EL CÁLCULO POR AMPACIDAD DEL CONDUCTOR.

El cálculo del alimentador para el diseño de la instalación eléctrica de las bombas centrifugas de agua de enfriamiento GAM-1001A y GAM-1001B pertenecientes a la ampliación de la torre de Enfriamiento CT-1004N en la refinería Francisco I. Madero, no se reduce sólo al manejo de los 3 factores que tradicionalmente se consideran para determinar el calibre de un cable en un sistema enterrado, que son los factores por temperatura ambiente (temperatura del terreno), factor por resistividad térmica del terreno, factor por arreglo del banco de ductos y factor por profundidad de instalación del banco de ductos, de la distancia existente entre los diferentes bancos, de los diámetros y material de la tubería en el banco, de la profundidad de enterramiento, de la resistividad térmica del terreno y del concreto utilizado en la construcción del banco de ductos.

4.7. FACTOR DE DECREMENTO POR TEMPERATURA AMBIENTE “F_T”.

En el caso de cables en ductos enterrados, la temperatura ambiente que se considera es la temperatura ambiente del suelo que rodea al ducto, la cual es de 24 °C.

Las ampacidades de la tabla 310-60(c) (77) de la NOM-001-SEDE-2012, corresponden a temperaturas del cable y ambiente de T_c=90°C y T_a=20°C respectivamente. Por lo que el factor de temperatura se toma de la tabla 13-4 (Ver Anexo 4) con una temperatura ambiente T_a=25°C. Bajo estas condiciones el factor es de:

$$F_t = 0.96$$

4.8. FACTOR DE DECREMENTO POR RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO “F_{TH}”.

Las ampacidades de la tabla 310-60(c) (77) de la NOM-001-SEDE-2012 están basadas en una resistividad térmica del terreno de RHO=90°C-cm/W, con factor de carga de 100%, por lo que no hay factor decremental, (Ver Anexo 4).

$$F_{th} = 1.0$$

4.9. FACTOR DE DECREMENTO POR AGRUPAMIENTO EN EL DUCTO F_g

La ampacidad máxima requerida es de 79.80 Amp. Un cable de 4 AWG soporta 95 Amp., para un arreglo de 3 renglones por 3 columnas.

Para tubería enterrada en banco de ductos, tomando un conductor por fase de 21.2 mm² (4 AWG), para un ducto con arreglo de tubos (3 columnas por 3 renglones). Según la tabla 13-9 Std. IEEE 399 1997, (Ver Anexo 13):

$$F_g = 0.625$$

4.10. FACTOR POR PROFUNDIDAD DEL BANCO DE DUCTOS F_D .

De acuerdo al artículo 310.60 Conductores para tensiones de 2001 a 35000 volts, Selección de Ampacidad, Nota 2, de la NOM-001-SEDE-2012, el cual dice:

2) Profundidad de enterramiento de circuitos subterráneos. Cuando se modifica la profundidad de enterramiento, de circuitos directamente enterrados o de bancos de ductos eléctricos, con relación a los valores mostrados en las figuras o en las tablas, se permitirá modificar las ampacidades tal como se indica en (a) y (b) siguientes:

- a. Cuando la profundidad de enterramiento se aumenta en parte de un tramo del ducto eléctrico, no es necesario reducir la ampacidad de los conductores, siempre y cuando la longitud total de las partes del tendido del ducto en que se aumenta la profundidad sea menos del 25 por ciento de la longitud total del tendido.
- b. Cuando las profundidades de enterramiento son mayores a las presentadas en una tabla o figura específica de ampacidad en instalaciones subterráneas, se permitirá un factor de corrección de la ampacidad del 6 por ciento por cada 30 centímetros de aumento en la profundidad para todos los valores de resistividad térmica (Rho).

No es necesario un cambio en el valor de la ampacidad cuando se reduzca la profundidad de enterramiento.

*Extraído de la Norma oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012

$$F_d = 1$$

Con estos 4 factores, se determina el factor decremental y se aplica a la ampacidad del cable de 6 AWG que es de 85 A, tomado de la tabla 310-60(c) (77) de la NOM-001-SEDE-2012, (Ver Anexo 10).

Se tiene: $I_{\text{corregida}} = I_{\text{conductor}} \times F_t \times F_{th} \times F_g \times F_d$

Sustituyendo valores:

$$I_c = 85 \times 0.96 \times 1 \times 0.625 \times 1.0 = 51A < 79.80 A$$

Se observa que la I_c es menor que la requerida.

Para un cable 2 AWG (145 A).

$$I_c = 145 \times 0.96 \times 1 \times 0.60 \times 1.0 = 83.52A > 79.80A$$

4.11. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN.

Para un calibre 67.4 mm² (2/0 AWG)

Longitud = 0.665 km

% V = 2.0 %

I_{max} = 80 A

F.P. = 0.90

R del cond. = 0.1030 Ohms/1000 ft a 75°C

X del cond. = 0.0630 Ohms/1000 ft a 75°C

Valores convertidos a Ohms/km:

R del cond. = 0.3379 Ohms/km a 75°C

X del cond. = 0.2067 Ohms/km a 75°C

El valor de Resistencia por fase del cable a la corriente alterna en (Ohms / unidad de longitud, a la máxima temperatura de operación), y los valores de Reactancia por fase del cable en (Ohms / unidad de longitud) se obtienen de la tabla 4A-7 del Std. IEEE 141-1993 (Ver Anexo 9).

Corrigiendo el valor de resistencia para una temperatura de operación del conductor de 90°C, según la expresión tomada del NEMA WC-8-1992, se tiene:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha (T_2 - T_1)]$$

Donde:

R₁= Resistencia del conductor a 75°C de temperatura de operación

R₂= Resistencia del conductor a 90°C de temperatura de operación

α = Coeficiente de corrección por temperatura: 0.00323 para el cobre

T₁= Temperatura de operación del conductor a 75°C

T₂= Temperatura de operación del conductor a 90°C

Sustituyendo valores se tiene el valor de resistencia a la temperatura de operación del conductor:

$$R_{90^{\circ}\text{C}} = 0.3379 [1 + 0.00323 (90-75)]$$

$$R_{90^{\circ}\text{C}} = 0.3542 \text{ Ohms/km}$$

Sustituyendo valores se tiene el valor de resistencia a la temperatura de operación del conductor:

La caída de tensión a través del circuito es:

$$V_d = K \left(\frac{I_n}{N} \right) (L) (R \cos \theta + X \operatorname{sen} \theta) \dots\dots\dots 19$$

Sustituyendo en la fórmula 19 los valores tenemos:

$$V_d = \sqrt{3} \left(\frac{80}{1} \right) (0.665) (0.3542 \times 0.9 + 0.2067 \times 0.4358) = 37.67 \text{ V (entre fases)}$$

La caída de tensión en porciento es:

$$V_d \% = \left[\frac{V_d}{[E]} \right] \times 100 \dots\dots\dots 20$$

Sustituyendo en la fórmula 20 los valores tenemos:

$$V_d \% = \left[\frac{37.67}{[4160]} \right] \times 100 = 0.905 \%$$

Se observa que el porcentaje de caída de voltaje está por abajo del 2 % permitido, por lo tanto, el calibre seleccionado por caída de tensión es correcto.

1 conductor por fase calibre 67.4 mm² (2/0 AWG)

4.12. VERIFICACIÓN POR CORTO CIRCUITO.

Para la verificación del cálculo por corto circuito, se toma la corriente de falla trifásica del tablero TDA-190-1 de 4160 V, la cual es de 34.7 kA.

Para cumplir con los lineamientos establecidos en el dimensionamiento de cables por corto circuito para sistema de cable, se determina el calibre mínimo del cable para soportar un nivel de falla en particular, para una duración de falla determinada de acuerdo a los siguientes parámetros:

Como referencia, las recomendaciones descritas en el capítulo 5 del Std. IEEE 141-1993 y el capítulo 8 del Std. IEEE 242-1986, refieren a la siguiente expresión para calcular el área mínima con la que debe contar el conductor seleccionado para soportar los esfuerzos térmicos generados por un cortocircuito.

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 t = K \text{Log}_{10} \left[\frac{(T_2 + T)}{(T_1 + T)} \right]$$

Dónde:**21**

I = Magnitud de la corriente de falla a través del cable.

t = Tiempo total de interrupción de la falla considerando el tiempo de apertura del interruptor 0.0833 seg. (5 ciclos) y tiempo de operación del relevador de 0.1 seg. (6 ciclos) para un total de 0.1833 seg. (11 ciclos), tomándose el valor de 0.2 seg. (12 ciclos).

K = Constante que depende de las características térmicas del conductor.

K = 0.0297 para conductores de cobre.

K = 0.0125 para conductores de aluminio.

T₁ = Temperatura inicial del conductor.

T₂ = Temperatura final del conductor.

T = 234 °C para cobre recocido y estirado en frío con 100% IACS de conductividad.

Despejando la sección transversal "A" se tiene:

Sustituyendo Valores, obtenemos el área mínima en cmils, requerida por corto circuito:

Despejando A de la fórmula 21, se obtiene:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{K}{t} \text{Log}_{10} \left[\frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right]}}$$

$$A = \frac{34700}{\sqrt{\frac{0.0297}{0.2} \text{Log}_{10} \left[\frac{250 + 234}{90 + 234} \right]}}$$

$$A = 215,796.0199 \text{ cmils}$$

Aplicando el factor de conversión recomendado en el “Standard for Use of the International System of Units, The Modern Metric System, IEEE/ASTM SI 10-1997”, se obtiene la sección requerida en mm², siendo el factor igual a:

$$F = \frac{1 \text{ mm}^2}{1973.53 \text{ cmil}}$$

Por lo tanto, tenemos:

$$A = \frac{(215796.0199 \text{ cmil}) (1 \text{ mm}^2)}{1973.53 \text{ cmil}}$$

$$A = 109.34 \text{ mm}^2$$

Calibre obtenido por corto circuito: 109.34 mm². (250 kCM).

Se concluye entonces que con (1) conductor monopolar calibre 127 mm² (250 kCM) por fase se cumple con los criterios de capacidad de conducción, temperatura en ducto subterráneo, caída de tensión y corto circuito.

4.13. EJEMPLO DE SELECCIÓN DE CANALIZACIÓN PARA EL ALIMENTADOR TABLERO TDA-190-1 DE 4160V.

De acuerdo a datos del fabricante de cable de 5 kV, considerando aislamiento XLPE, nivel de aislamiento de 133%. (Ver Anexo 13)

$$D_{TOTAL\ APROX.} = 28.1\text{ mm}$$

$$A_{C(250kCM)} = 620.15\text{mm}^2$$

$$A_{TOTAL_REQUERIDA} = (3)(620.15) = 1860.45\text{mm}^2$$

Por lo tanto, de acuerdo a la tabla 4, el Fr=40% que indica la NOM-001-SEDE-2012 es:

$$Tuberia\ de\ 3''\ (78\text{mm}) = 2280\text{mm}^2$$

Como $1860.45\text{ mm}^2 < 2280\text{ mm}^2$ se concluye que es posible utilizar dos tuberías conduit de 78 mm de diámetro (3") para alojar en cada tubo 3 conductores monopolares de 250 kCM, para alimentar al tablero TDA-190-1.

4.14. ACLARACIONES

Como puede observarse en la siguiente figura, los alimentadores a los TRAFOS 04-T-01 y 04-T-02, son canalizados en bancos de ductos existentes. Tomando como referencia los calibres de los conductores de los ductos existentes. En las figuras siguientes (4.17a y 4.17b), se observa que las temperaturas en los “nuevos” cables están por debajo de los 90°C, temperatura de operación a la cual trabajan los cables de Medía Tensión.

Figura 4.14a

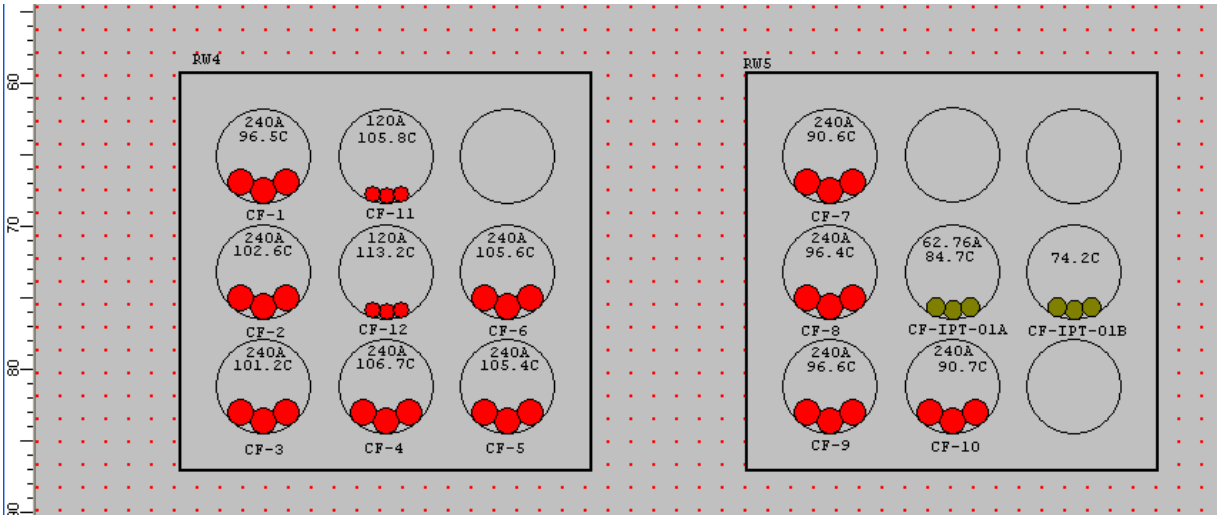
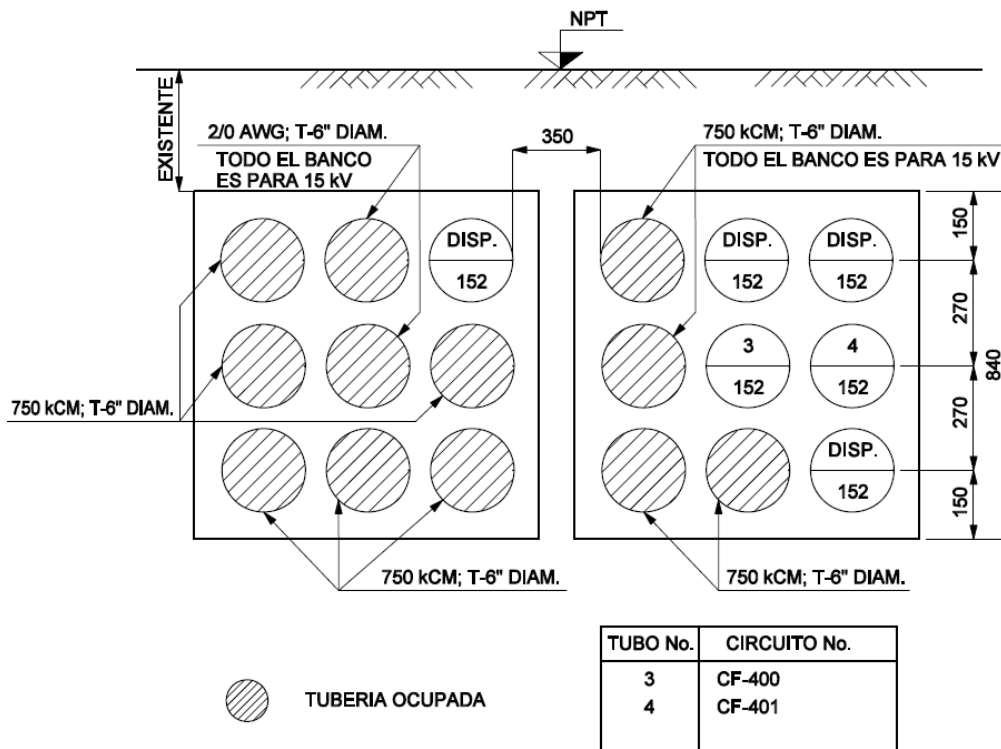


Figura 4.14b



CONCLUSION:

Con este proyecto se logra tener los elementos y los criterios necesarios para el diseño de la instalación eléctrica de las bombas centrifugas de agua de enfriamiento GAM-1001A y GAM-1001B pertenecientes a la ampliación de la torre de Enfriamiento CT-1004N en la refinería Francisco I. Madero, con un enfoque práctico, para el desarrollo del mismo se utilizó como ejemplo o guía un sistema eléctrico de una plataforma de PEMEX en la sonda de Campeche Golfo de México.

La NOM-001-SEDE- 2012 y la NRF-048-PEMEX-2007 sirvieron como base para seleccionar los criterios de diseño y sustentar los cálculos realizados en la mayoría del proyecto y obtener una instalación confiable y funcional.

También arroja los lineamientos que mejor aplican para el caso de estudio en las instalaciones de PEMEX en una planta de Refinería.

El diseño realizado también cumple con los requisitos mínimos de seguridad y establecidos en las Normas mencionadas.

Así es como un análisis eléctrico correcto para la ampliación en media y baja tensión, garantiza la estabilidad en el sistema eléctrico de la Refinería. Logrando tener los elementos, criterios y análisis necesarios para cumplir con los requerimientos que exigen las Normas y poder obtener la aprobación de una unidad verificadora de instalaciones eléctricas o de algún personal calificado.

Recomendaciones

Será de gran ayuda complementar esta información con un software especializado para corroborar los datos y resultados de estudios de corto circuito, y análisis de flujo de cargas.

Incluir un análisis económico del proyecto tomando en cuenta la rentabilidad del mismo para seleccionar los criterios y materiales que garanticen el buen diseño del sistema eléctrico.

ANEXO 1 CUADRO DE CARGAS DE BAJA TENSIÓN

N° de Circuito	N° de Equipo	Descripción	N° de CCM	Tensión del Sistema	longitud	N° de fases	Potencia	Factor de Potencia	Eficiencia	Corriente de Placa	Factor de Demanda	cap. Conductor	% Caída de	Caída Tension	CXF	Corto Circuito	Selección final	Tipo de cable	Conductor de	Proteccion	
												(AWG ó KCM)	Tension	(AWG ó KCM)	Conductor	(AWG ó KCM)	(AWG ó KCM)	Puesta Tierra mínimo	Marco	Ajuste	
CF210-GBM4712	GBM-4712	Soplador del filtro de arena para agua de enfriamiento	CCM-190-1	480 Volts	230 m	3	15 hp	0.9	0.95	21 Amp	1	8 AWG	2.27%	8 AWG	1		8 AWG	Monopolar	12 AWG	40	35
CF210-CTM1004ND	CTM-1004ND	Ventilador axial de la torre de Enfriamiento	CCM-190-1	480 Volts	230 m	3	75 hp	0.9	0.95	95 Amp	1	3/0 AWG	2.12%	3/0 AWG	1	250 KCM	3/0 AWG	Monopolar	8 AWG	200	150

ANEXO 2 AMPACIDADES PARA BAJA TENSIÓN

Tabla 310-15(b)(20).- Ampacidades de no más de tres conductores individuales aislados para Tensiones de hasta e incluyendo 2000 volts, sostenidos por un mensajero, con base en una temperatura ambiente del aire de 40 °C*.

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor (Véase la Tabla 310-104(a))							
		75 °C		90 °C					
mm ²	AWG o kcmil	Tipos RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, ZW		Tipos MI, THHN, THHW, THHW-LS THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2		Tipos RHW, XHHW		Tipos RHH, XHHW, RHW-2, XHHW-2, USE-2, ZW-2	
		COBRE				ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
8.37	8	57	66	—	—				
13.3	6	76	89	59	69				
21.2	4	101	117	78	91				
26.7	3	118	138	92	107				
33.6	2	135	158	106	123				
42.4	1	158	185	123	144				
53.5	1/0	183	214	143	167				
67.4	2/0	212	247	165	193				
85.0	3/0	245	287	192	224				
107	4/0	287	335	224	262				
127	250	320	374	251	292				
152	300	359	419	282	328				
177	350	397	464	312	364				
203	400	430	503	339	395				
253	500	496	580	392	458				
304	600	553	647	440	514				
355	700	610	714	488	570				
380	750	638	747	512	598				
405	800	660	773	532	622				
456	900	704	826	572	669				
507	1000	748	879	612	716				

* Véase 310-15(b)(2) para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es diferente a 40 °C.

Tabla B.310.15(B)(2)(7). Ampacidades de tres conductores sencillos aislados, de 0 a 2000 volts nominales, en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por ducto eléctrico), con base en una temperatura ambiente del suelo de 20 °C y los ductos eléctricos dispuestos como en la Figura B.310.15(B)(2)(2), temperatura del conductor 75 °C

Área mm ²	Tamaño (AWG o kcmil)	1 Ducto Eléctrico (Fig. B.310.15(B)(2)(2), Detalle 1)		3 Ductos Eléctricos (Fig. B.310.15(B)(2)(2), Detalle 2)			6 Ductos Eléctricos (Fig. B.310.15(B)(2)(2), Detalle 3)			1 Ducto Eléctrico (Fig. B.310.15(B)(2)(2), Detalle 1)			3 Ductos Eléctricos (Fig. B.310.15(B)(2)(2), Detalle 2)			6 Ductos Eléctricos (Fig. B.310.15(B)(2)(2), Detalle 3)																			
		Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE		Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE			Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE			Tipos RHW, XHHW, USE			Tipos RHW, XHHW, USE			Tipos RHW, XHHW, USE																			
		COBRE																		ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE															
		RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO	RHO													
		60	90	120	60	90	120	60	90	120	60	90	120	60	90	120	60	90	120	60	90	120													
		LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF	LF													
		50	100	100	50	100	100	50	100	100	50	100	100	50	100	100	50	100	100	50	100	100													
8.367	8	63	58	57	61	51	49	57	44	41	49	45	44	47	40	38	45	34	32																
13.3	6	84	77	75	80	67	63	75	56	53	66	60	58	63	52	49	59	44	41																
21.15	4	111	100	98	105	86	81	98	73	67	86	78	76	79	67	63	77	57	52																
26.67	3	129	116	113	122	99	94	113	83	77	101	91	89	83	77	73	84	65	60																
33.62	2	147	132	128	139	112	106	129	93	86	115	103	100	108	87	82	101	73	67																
42.41	1	171	153	148	161	128	121	149	106	98	133	119	115	126	100	94	116	83	77																
53.49	1/0	197	175	169	185	146	137	170	121	111	153	136	132	144	114	107	133	94	87																
67.43	2/0	226	200	193	212	166	156	194	136	126	176	156	151	165	130	121	151	106	98																
85.01	3/0	260	228	220	243	189	177	222	154	142	203	178	172	189	147	138	173	121	111																
107.2	4/0	301	263	253	280	215	201	255	175	161	235	205	198	219	168	157	199	137	126																
127	250	334	290	279	310	236	220	281	192	176	261	227	218	242	185	172	220	150	137																
152	300	373	321	308	344	260	242	310	210	192	293	252	242	272	204	190	245	165	151																
177	350	409	351	337	377	283	264	340	228	209	321	276	265	296	222	207	266	179	164																
203	400	442	376	361	394	302	280	368	243	223	349	297	284	321	238	220	288	191	174																
253	500	503	427	409	460	341	316	412	273	249	397	338	323	364	270	250	326	216	197																
304	600	552	468	447	511	371	343	457	296	270	446	373	356	408	296	274	365	236	215																
355	700	602	509	486	553	402	371	492	319	291	488	408	389	443	321	297	394	255	232																
380	750	632	529	505	574	417	385	509	330	301	508	425	405	461	334	309	409	265	241																
405	800	654	544	520	597	428	395	527	338	308	530	439	418	481	344	318	427	273	247																
456	900	692	575	549	628	450	415	554	355	323	563	466	444	510	365	337	450	288	261																
507	1000	730	605	576	659	472	435	581	372	338	597	494	471	538	385	355	475	304	276																
Temperatura Ambiente (°C)		Factores de Corrección																																	
6-10		1.09		1.09			1.09			1.09			1.09			1.09																			
11-15		1.04		1.04			1.04			1.04			1.04			1.04																			
16-20		1.00		1.00			1.00			1.00			1.00			1.00																			
21-25		0.95		0.95			0.95			0.95			0.95			0.95																			
26-30		0.90		0.90			0.90			0.90			0.90			0.90																			

ANEXO 3 FACTORES DE AJUSTE

Table 13-1— F_1 : Adjustment factor for various copper conductors and ambient temperatures when $T_c = 75\text{ }^\circ\text{C}$ and $T_a = 40\text{ }^\circ\text{C}$

T'_c in $^\circ\text{C}$	T'_a in $^\circ\text{C}$					
	30	35	40	45	50	55
60	0.95	0.87	0.77	0.67	0.55	0.39
75	1.13	1.07	<u>1.00</u>	0.93	0.85	0.76
90	1.28	1.22	1.17	1.11	1.04	0.98
110	1.43	1.34	1.34	1.29	1.24	1.19

Table 13-2— F_1 : Adjustment factor for various copper conductors and ambient temperatures when $T_c = 90\text{ }^\circ\text{C}$ and $T_a = 40\text{ }^\circ\text{C}$

T'_c in $^\circ\text{C}$	T'_a in $^\circ\text{C}$					
	30	35	40	45	50	55
75	0.97	0.92	0.86	0.79	0.72	0.65
85	1.06	1.01	0.96	0.90	0.84	0.78
90	1.10	1.05	<u>1.00</u>	0.95	0.89	0.84
110	1.23	1.19	1.15	1.11	1.06	1.02
130	1.33	1.30	1.27	1.23	1.19	1.16

Table 13-3— F_1 : Adjustment factor for various copper conductors and ambient temperatures when $T_c = 75\text{ }^\circ\text{C}$ and $T_a = 20\text{ }^\circ\text{C}$

T'_c in $^\circ\text{C}$	T'_a in $^\circ\text{C}$					
	10	15	20	25	30	35
60	0.98	0.93	0.87	0.82	0.76	0.69
75	1.09	1.04	<u>1.00</u>	0.95	0.90	0.85
90	1.18	1.14	1.10	1.06	1.02	0.98
110	1.29	1.25	1.21	1.18	1.14	1.11

ANEXO 4 FACTORES DE CORRECCIÓN

Table 13-4— F_1 : Adjustment factor for various copper conductors and ambient temperatures when $T_c = 90\text{ }^\circ\text{C}$ and $T_a = 20\text{ }^\circ\text{C}$

T_c in $^\circ\text{C}$	T_a in $^\circ\text{C}$					
	10	15	20	25	30	35
75	0.99	0.95	0.91	0.87	0.82	0.77
85	1.04	1.02	0.97	0.93	0.89	0.85
90	1.07	1.04	1.00	0.96	0.93	0.89
110	1.16	1.13	1.10	1.06	1.02	0.98
130	1.24	1.21	1.18	1.16	1.13	1.10

Table 13-5— F_{th} : Thermal resistivity adjustment factor for 0–1000 V cables in duct banks with base ampacity given at an RHO of $90\text{ }^\circ\text{C-cm/W}$

Cable Size	Number of CKT	RHO ($^\circ\text{C-cm/W}$)							
		60	90	120	140	160	180	200	250
#12–#1	1	1.03	1.0	0.97	0.96	0.94	0.93	0.92	0.90
	3	1.06	1.0	0.95	0.92	0.89	0.87	0.85	0.82
	6	1.09	1.0	0.93	0.89	0.85	0.82	0.79	0.75
	9+	1.11	1.0	0.92	0.87	0.83	0.79	0.76	0.71
1/0–4/0	1	1.04	1.0	0.97	0.95	0.93	0.91	0.89	0.86
	3	1.07	1.0	0.94	0.90	0.87	0.85	0.83	0.80
	6	1.10	1.0	0.92	0.87	0.84	0.81	0.78	0.74
	9+	1.12	1.0	0.91	0.85	0.81	0.78	0.75	0.70
250–1000	1	1.05	1.0	0.96	0.94	0.92	0.90	0.88	0.85
	3	1.08	1.0	0.93	0.89	0.86	0.83	0.81	0.77
	6	1.11	1.0	0.91	0.86	0.83	0.80	0.77	0.72
	9+	1.13	1.0	0.90	0.84	0.80	0.77	0.74	0.69

Table 13-6— F_{th} : Thermal resistivity adjustment factor for 1001–35 000 V cables in duct banks with base ampacity given at an RHO of $90\text{ }^\circ\text{C-cm/W}$

Cable Size	Number of CKT	RHO ($^\circ\text{C-cm/W}$)							
		60	90	120	140	160	180	200	250
#12–#1	1	1.03	1.0	0.97	0.95	0.93	0.91	0.90	0.88
	3	1.07	1.0	0.94	0.90	0.87	0.84	0.81	0.77
	6	1.09	1.0	0.92	0.87	0.84	0.80	0.77	0.72
	9+	1.10	1.0	0.91	0.85	0.81	0.77	0.74	0.69
1/0–4/0	1	1.04	1.0	0.96	0.94	0.92	0.90	0.88	0.85
	3	1.08	1.0	0.93	0.89	0.86	0.83	0.80	0.75
	6	1.10	1.0	0.91	0.86	0.82	0.79	0.77	0.71
	9+	1.11	1.0	0.90	0.84	0.80	0.76	0.73	0.68
250–1000	1	1.05	1.0	0.95	0.92	0.90	0.88	0.86	0.84
	3	1.09	1.0	0.92	0.88	0.85	0.82	0.79	0.74
	6	1.11	1.0	0.91	0.85	0.81	0.78	0.75	0.70
	9+	1.12	1.0	0.90	0.84	0.79	0.75	0.72	0.67

ANEXO 5 FACTOR DE CORRECCIÓN EN BAJA TENSIÓN

Table 13-8— F_g : Grouping adjustment factor for 0–5000 V 3/C, or triplexed cables in duct banks (no spare ducts, nonmetallic conduits of 5 in with center-to-center spacing of 7.5 in)

Cable size	No. of rows	Number of columns														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
#8	1	1.00	.942	.885	.835	.795	.768	.745	.727	.710	.698	.688	.679	.671	.664	.658
	2	.930	.840	.772	.723	.687	.660	.638	.620	.604	.592	.582	.572	.564	.557	.550
	3	.870	.772	.694	.632	.596	.569	.548	.532	.519	.508	.498	.490	.482	.476	.470
	4	.820	.710	.629	.571	.536	.509	.490	.472	.458	.446	.436	.428	.420	.412	.405
#6	1	1.00	.930	.874	.826	.790	.760	.737	.718	.702	.690	.680	.671	.663	.656	.650
	2	.920	.813	.747	.700	.665	.638	.615	.598	.583	.572	.561	.552	.544	.537	.530
	3	.860	.747	.679	.625	.588	.560	.540	.525	.510	.498	.490	.481	.473	.467	.460
	4	.810	.700	.620	.565	.531	.503	.484	.467	.452	.440	.431	.422	.415	.408	.400
#4	1	1.00	.925	.871	.817	.781	.750	.726	.707	.691	.678	.668	.659	.651	.646	.640
	2	.920	.809	.742	.693	.659	.632	.610	.593	.579	.567	.555	.547	.539	.530	.525
	3	.850	.742	.668	.615	.578	.551	.531	.514	.500	.489	.480	.471	.464	.458	.450
	4	.805	.690	.610	.560	.524	.497	.477	.460	.447	.435	.425	.418	.410	.401	.395
#2	1	1.00	.918	.858	.808	.770	.741	.720	.701	.688	.677	.667	.658	.650	.641	.635
	2	.920	.800	.723	.680	.648	.623	.602	.586	.572	.560	.549	.540	.530	.522	.514
	3	.840	.723	.657	.608	.568	.540	.520	.504	.490	.479	.470	.461	.454	.447	.440
	4	.800	.685	.608	.553	.518	.490	.471	.453	.440	.429	.420	.411	.402	.395	.390
#1	1	1.00	.918	.849	.799	.753	.721	.699	.682	.669	.659	.650	.643	.639	.632	.630
	2	.920	.795	.702	.650	.613	.583	.563	.546	.530	.520	.510	.502	.494	.488	.482
	3	.830	.702	.618	.562	.525	.500	.480	.464	.450	.440	.430	.421	.413	.406	.400
	4	.740	.634	.551	.497	.465	.440	.421	.405	.392	.383	.374	.366	.359	.352	.348
1/0	1	1.00	.910	.842	.791	.745	.716	.694	.678	.665	.655	.646	.639	.635	.628	.626
	2	.915	.790	.700	.642	.604	.575	.555	.537	.523	.511	.503	.494	.486	.480	.475
	3	.817	.700	.610	.554	.520	.494	.474	.457	.444	.432	.424	.415	.408	.400	.394
	4	.735	.629	.546	.492	.460	.435	.417	.402	.391	.381	.371	.363	.355	.349	.343
2/0	1	1.00	.910	.842	.791	.745	.716	.694	.678	.665	.655	.646	.639	.635	.628	.626
	2	.915	.790	.700	.642	.604	.575	.555	.537	.523	.511	.503	.494	.486	.480	.475
	3	.817	.700	.610	.554	.520	.494	.474	.457	.444	.432	.424	.415	.408	.400	.394
	4	.735	.629	.546	.492	.460	.435	.417	.402	.391	.381	.371	.363	.355	.349	.343
3/0	1	1.00	.910	.842	.791	.745	.716	.694	.678	.665	.655	.646	.639	.635	.628	.626
	2	.915	.790	.700	.642	.604	.575	.555	.537	.523	.511	.503	.494	.486	.480	.475
	3	.817	.700	.610	.554	.520	.494	.474	.457	.444	.432	.424	.415	.408	.400	.394
	4	.735	.629	.546	.492	.460	.435	.417	.402	.391	.381	.371	.363	.355	.349	.343
4/0	1	1.00	.908	.830	.780	.737	.709	.690	.673	.660	.650	.642	.635	.628	.623	.619
	2	.910	.770	.684	.635	.599	.570	.550	.532	.518	.506	.498	.489	.481	.475	.470
	3	.810	.684	.602	.548	.515	.489	.469	.452	.440	.429	.420	.411	.403	.397	.391
	4	.730	.624	.541	.487	.456	.431	.414	.399	.388	.378	.368	.360	.352	.346	.341
250	1	1.00	.905	.830	.777	.725	.692	.668	.646	.628	.615	.603	.597	.590	.583	.580
	2	.890	.770	.675	.609	.570	.542	.519	.500	.485	.474	.466	.458	.450	.445	.440
	3	.780	.675	.579	.518	.480	.454	.434	.420	.408	.398	.390	.383	.378	.373	.370
	4	.694	.588	.512	.460	.422	.397	.379	.364	.352	.345	.338	.331	.327	.323	.320
350	1	1.00	.905	.830	.770	.720	.688	.661	.640	.622	.608	.597	.590	.583	.578	.573
	2	.887	.749	.664	.609	.570	.540	.518	.499	.484	.474	.465	.458	.450	.445	.440
	3	.775	.664	.575	.515	.479	.453	.433	.419	.406	.397	.389	.382	.377	.372	.369
	4	.690	.587	.511	.457	.421	.395	.377	.362	.351	.343	.336	.330	.325	.321	.318
500	1	1.00	.897	.815	.762	.708	.678	.652	.630	.613	.599	.588	.581	.575	.570	.565
	2	.882	.745	.656	.608	.569	.539	.516	.498	.483	.473	.463	.457	.450	.444	.439
	3	.770	.656	.570	.514	.478	.452	.432	.417	.404	.395	.388	.381	.375	.370	.367
	4	.685	.585	.510	.454	.420	.393	.374	.360	.349	.340	.333	.328	.323	.319	.315
750	1	1.00	.890	.802	.747	.700	.670	.640	.622	.605	.590	.580	.572	.566	.560	.555
	2	.870	.725	.641	.591	.552	.522	.500	.484	.469	.457	.448	.440	.434	.430	.425
	3	.760	.641	.560	.507	.470	.445	.425	.410	.398	.389	.380	.374	.369	.363	.360
	4	.680	.579	.501	.448	.413	.389	.371	.357	.346	.337	.330	.323	.318	.314	.310
1000	1	1.00	.885	.795	.740	.695	.665	.639	.618	.600	.585	.574	.567	.561	.555	.551
	2	.858	.716	.632	.582	.544	.513	.493	.474	.460	.448	.439	.431	.425	.420	.415
	3	.748	.632	.551	.499	.464	.439	.419	.403	.392	.383	.375	.369	.363	.358	.355
	4	.676	.574	.497	.444	.409	.385	.367	.353	.342	.333	.326	.319	.315	.311	.308

ANEXO 6 RESISTENCIA Y REACTANCIA

TABLES

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 0.15 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.15 PF for Aluminum Wires				
	PVC, Aluminum Conduit	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	0.228 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 0.083	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	

ANEXO 7

TABLA 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	—	—
20	3.31	12	—	—
60	5.26	10	—	—
100	8.37	8	—	—
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Para cumplir con lo establecido en 250-4(a)(5) o (b)(4), el conductor de puesta a tierra de equipos podría ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.

*Véase 250-120 para restricciones de instalación.

ANEXO 8

Tabla 430-250 Corriente a plena carga de motores trifásicos de corriente alterna

Los siguientes valores de corrientes de plena carga son típicos para motores que funcionan a las velocidades usuales de motores con bandas y motores con características normales de par.

Las tensiones enumeradas son las nominales de los motores. Las corrientes enumeradas se permitirán para sistemas con intervalos de tensión de 110 a 120 volts, 220 a 240 volts, 440 a 480 volts y 550 a 600 volts.

kW	hp	Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado. (amperes)							Tipo sincrónico de factor de potencia unitario* (amperes)			
		115 volts	200 volts	208 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2300 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2300 volts
0.37	½	4.4	2.5	2.4	2.2	1.1	0.9	-	-	-	-	-
0.56	¾	6.4	3.7	3.5	3.2	1.6	1.3	-	-	-	-	-
0.75	1	8.4	4.8	4.6	4.2	2.1	1.7	-	-	-	-	-
1.12	1 ½	12	6.9	6.6	6	3	2.4	-	-	-	-	-
1.5	2	13.6	7.8	7.5	6.8	3.4	2.7	-	-	-	-	-
2.25	3	-	11	10.6	9.6	4.8	3.9	-	-	-	-	-
3.75	5	-	17.5	16.7	15.2	7.6	6.1	-	-	-	-	-
5.6	7 ½	-	25.3	24.2	22	11	9	-	-	-	-	-
7.5	10	-	32.3	30.8	28	14	44	-	-	-	-	-
11.2	15	-	48.3	46.2	42	21	17	-	-	-	-	-
14.9	20	-	62.1	59.4	54	27	22	-	-	-	-	-
18.7	25	-	78.2	74.8	68	34	27	-	53	26	21	-
22.4	30	-	92	88	80	40	32	-	63	32	26	-
29.8	40	-	120	114	104	52	41	-	93	41	33	-
37.3	50	-	150	143	130	65	52	-	104	52	42	-
44.8	60	-	177	169	154	77	62	16	123	61	49	12
56	75	-	221	211	192	96	77	20	155	78	62	15
75	100	-	285	273	248	124	99	26	202	101	81	20
93	125	-	359	343	312	156	125	31	253	126	101	25
112	150	-	414	396	360	180	144	37	302	151	121	30
150	200	-	552	528	480	240	192	49	400	201	161	40
187	250	-	-	-	-	302	242	60	-	-	-	-
224	300	-	-	-	-	361	289	72	-	-	-	-
261	350	-	-	-	-	414	336	83	-	-	-	-
298	400	-	-	-	-	477	382	95	-	-	-	-
336	450	-	-	-	-	515	412	103	-	-	-	-
373	500	-	-	-	-	590	472	118	-	-	-	-

ANEXO 9 IMPEDANCIAS

Table 4A-7—60 Hz impedance data for three-phase copper cable circuits, in approximate ohms per 1000 ft at 75 °C*
(a) Three single conductors

AWG or kcmil	In magnetic duct						In nonmagnetic duct					
	600 V and 5 kV nonshielded			5 kV shielded and 15 kV			600 V and 5 kV nonshielded			5 kV shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0754	0.814	0.811	0.0860	0.816	0.811	0.0603	0.813	0.811	0.0688	0.814
8 (solid)	0.786	0.0754	0.790	0.786	0.0860	0.791	0.786	0.0603	0.788	0.786	0.0688	0.789
6	0.510	0.0685	0.515	0.510	0.0796	0.516	0.510	0.0548	0.513	0.510	0.0636	0.514
6 (solid)	0.496	0.0685	0.501	0.496	0.0796	0.502	0.496	0.0548	0.499	0.496	0.0636	0.500
4	0.321	0.0632	0.327	0.321	0.0742	0.329	0.321	0.0506	0.325	0.321	0.0594	0.326
4 (solid)	0.312	0.0632	0.318	0.312	0.0742	0.321	0.312	0.0506	0.316	0.312	0.0594	0.318
2	0.202	0.0585	0.210	0.202	0.0685	0.214	0.202	0.0467	0.207	0.202	0.0547	0.209
1	0.160	0.0570	0.170	0.160	0.0675	0.174	0.160	0.0456	0.166	0.160	0.0540	0.169
1/0	0.128	0.0540	0.139	0.128	0.0635	0.143	0.127	0.0432	0.134	0.128	0.0507	0.138
2/0	0.102	0.0533	0.115	0.103	0.0630	0.121	0.101	0.0426	0.110	0.102	0.0504	0.114
3/0	0.0805	0.0519	0.0958	0.0814	0.0605	0.101	0.0766	0.0415	0.0871	0.0805	0.0484	0.0939
4/0	0.0640	0.0497	0.0810	0.0650	0.0583	0.0929	0.0633	0.0398	0.0748	0.0640	0.0466	0.0792
250	0.0552	0.0495	0.0742	0.0557	0.0570	0.0797	0.0541	0.0396	0.0670	0.0547	0.0456	0.0712
300	0.0464	0.0493	0.0677	0.0473	0.0564	0.0736	0.0451	0.0394	0.0599	0.0460	0.0451	0.0644
350	0.0378	0.0491	0.0617	0.0386	0.0562	0.0681	0.0368	0.0393	0.0536	0.0375	0.0450	0.0586
400	0.0356	0.0490	0.0606	0.0362	0.0548	0.0657	0.0342	0.0392	0.0520	0.0348	0.0438	0.0559
450	0.0322	0.0480	0.0578	0.0328	0.0538	0.0630	0.0304	0.0384	0.0490	0.0312	0.0430	0.0531
500	0.0294	0.0466	0.0551	0.0300	0.0526	0.0505	0.0276	0.0373	0.0464	0.0284	0.0421	0.0508
600	0.0257	0.0463	0.0530	0.0264	0.0516	0.0580	0.0237	0.0371	0.0440	0.0246	0.0412	0.0479
750	0.0216	0.0445	0.0495	0.0223	0.0497	0.0545	0.0194	0.0356	0.0405	0.0203	0.0396	0.0445

NOTE—Resistance based on tinned copper at 60 Hz; 600 V and 5 kV nonshielded cable based on varnished cambric insulation; 5 kV shielded and 15 kV cable based on neoprene insulation.

*Resistance values (R_L) at lower copper temperatures (T_L) are obtained by using the formula $R_L = \frac{R_{75}(234.5 + T_L)}{309.5}$.

ANEXO 10

Tabla 310-60(c)(77).- Ampacidad de tres conductores de cobre, individualmente aislados, en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por ducto eléctrico), con base en una temperatura ambiente de la tierra de 20 °C, el montaje de los ductos eléctricos según se indica en la Figura 310-60, factor de carga del 100 por ciento, resistencia térmica (RHO) de 90 °C, temperaturas del conductor de 90 °C y 105 °C

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310-104(c)]			
		Ampacidad para 2 001-5 000 volts		Ampacidad para 5 001-35 000 volts	
mm ²	AWG o kcmil	Temperatura de los conductores de media tensión en °C			
		90	105	90	105
Un circuito (Véase la Figura 310-60, Detalle 1)					
8.37	8	64	69	—	—
13.3	6	85	92	90	97
21.2	4	110	120	115	125
33.6	2	145	155	155	165
42.4	1	170	180	175	185
53.5	1/0	195	210	200	215
67.4	2/0	220	235	230	245
85.0	3/0	250	270	260	275
107	4/0	290	310	295	315
127	250	320	345	325	345
177	350	385	415	390	415
253	500	470	505	465	500
380	750	585	630	565	610
507	1000	670	720	640	690
Tres circuitos (Véase la Figura 310-60, Detalle 2)					
8.37	8	56	60	—	—
13.3	6	73	79	77	83
21.2	4	95	100	99	105
33.6	2	125	130	130	135
42.4	1	140	150	145	155
53.5	1/0	160	175	165	175
67.4	2/0	185	195	185	200
85.0	3/0	210	225	210	225
107	4/0	235	255	240	255
127	250	260	280	260	280
177	350	315	335	310	330
253	500	375	405	370	395
380	750	460	495	440	475
507	1000	525	565	495	535

ANEXO 11

TABLA 4. Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit (basado en la Tabla 1, de este Capítulo)

Artículo 358 – Tubo conduit no metálico (EMT)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	15.8	196	118	104	61	78
21	¾	20.9	343	206	182	106	137
27	1	26.6	556	333	295	172	222
35	1 ¼	35.1	968	581	513	300	387
41	1 ½	40.9	1314	788	696	407	526
53	2	52.5	2165	1299	1147	671	866
63	2 ½	69.4	3783	2270	2005	1173	1513
78	3	85.2	5701	3421	3022	1767	2280
91	3 ½	97.4	7451	4471	3949	2310	2980
103	4	110.1	9521	5712	5046	2951	3808
Artículo 362 – Tubo conduit no metálico (ENT)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	14.2	158	95	84	49	63
21	¾	19.3	293	176	155	91	117
27	1	25.4	507	304	269	157	203
35	1 ¼	34	908	545	481	281	363
41	1 ½	39.9	1250	750	663	388	500
53	2	51.3	2067	1240	1095	641	827
63	2 ½	—	—	—	—	—	—
78	3	—	—	—	—	—	—
91	3 ½	—	—	—	—	—	—

ANEXO 12

Tabla 430-52 Ajuste máximo de los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra para circuitos derivados de motores

Tipo de motor	En porcentaje de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo ¹	Fusible de dos elementos ¹ (con retardo de tiempo)	Interruptor automático de disparo instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso ²
Motores monofásicos	300	175	800	250
Motores polifásicos de corriente alterna distintos a los de rotor devanado	300	175	800	250
De jaula de ardilla: diferentes de los de diseño B energéticamente eficientes	300	175	800	250
De diseño B energéticamente eficientes	300	175	1100	250
Sincrónicos ³	300	175	800	250
Con rotor devanado	150	150	800	150
De corriente continua (tensión constante)	150	150	250	150

Para algunas excepciones a los valores especificados, ver 430-54.

¹ Los valores de la columna fusible sin retardo de tiempo se aplican a fusibles de Clase CC de acción retardada.

² Los valores de la última columna también cubren los valores nominales de los interruptores automáticos de tiempo inverso no ajustables, que se pueden modificar como se describe en 430-52(c)(1), Excepción 1 y 2.

³ Los motores sincrónicos de bajo par y baja velocidad (usualmente 450 rpm o menos), como los utilizados para accionar compresores alternativos, bombas, etc. que arrancan sin carga, no requieren que el valor nominal de los fusibles o el ajuste de los interruptores automáticos sea mayor al 200 por ciento de la corriente a plena carga.

CARACTERISTICAS DE CONDUCTOR VIAKON

XLPE- 5 kV							
				100% y 133% Nivel de Aislamiento Espesor de aislamiento : 2,29 mm (90 mils)			
Designación	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Diámetro del conductor	Diámetro sobre el aislamiento	Diámetro total aproximado	Peso Total aproximado (kg / 100 m)	
AWG o kcmil	mm ²		mm	mm	mm	Cobre	Aluminio
8	8,367	7	3,4	9,5	15,8	27,5	22,1
6	13,30	7	4,3	10,4	17,5	36,8	28,1
4	21,15	7	5,4	11,5	18,7	46,4	32,6
2	33,62	7	6,8	12,9	20,1	61,8	39,9
1/0	53,48	19	8,6	14,7	21,9	83,9	49,1
2/0	67,43	19	9,6	15,7	24,0	104,6	60,8
3/0	85,01	19	10,8	16,9	25,3	124	68,6
4/0	107,2	19	12,1	18,2	26,6	148	77,8
250	126,7	37	13,2	19,6	28,1	171	88,6
300	152,0	37	14,5	20,9	29,4	198	98,8
350	177,3	37	15,7	22,1	30,6	224	109
400	202,7	37	16,7	23,1	31,7	250	118
500	253,4	37	18,7	25,1	34,1	305	140
600	304,0	61	20,6	27,2	36,3	359	161
750	380,0	61	23,0	29,6	38,8	436	189
1 000	506,7	61	26,9	33,5	42,8	563	234

NOTA: Valores aproximados sujetos a tolerancias de manufactura

ANEXO 13 FACTORES DE CORRECCION EN MEDIANA TENSION

Table 13-9— F_g : Grouping adjustment factor for 5001–35 000 V 3/C, or triplexed cables in duct banks (no spare ducts, nonmetallic conduits of 5 in with center-to-center spacing of 7.5 in)

Cable size	No. of rows	Number of columns														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
#6	1	1.00	.920	.854	.803	.758	.726	.699	.678	.660	.646	.635	.628	.620	.615	.610
	2	.920	.800	.714	.660	.620	.590	.570	.552	.540	.530	.521	.515	.509	.503	.500
	3	.840	.714	.625	.569	.530	.501	.484	.470	.459	.450	.442	.436	.429	.423	.420
	4	.770	.642	.560	.506	.469	.441	.422	.406	.394	.385	.378	.371	.367	.362	.358
#4	1	1.00	.920	.852	.800	.755	.722	.695	.673	.655	.642	.630	.623	.615	.610	.605
	2	.920	.795	.714	.660	.620	.590	.570	.552	.540	.530	.521	.515	.434	.430	.425
	3	.835	.709	.615	.561	.521	.493	.474	.459	.488	.439	.430	.424	.420	.416	.412
	4	.760	.630	.548	.498	.460	.430	.410	.395	.382	.374	.367	.361	.356	.352	.350
#2	1	1.00	.910	.836	.784	.748	.714	.688	.665	.649	.635	.625	.616	.609	.602	.598
	2	.920	.782	.689	.639	.599	.570	.548	.531	.518	.508	.500	.494	.489	.484	.480
	3	.820	.689	.600	.544	.505	.479	.460	.445	.433	.424	.417	.410	.405	.400	.395
	4	.746	.622	.539	.484	.445	.415	.396	.382	.370	.361	.353	.348	.342	.338	.334
#1	1	1.00	.905	.827	.777	.731	.697	.670	.645	.626	.610	.598	.588	.579	.571	.565
	2	.920	.771	.681	.629	.590	.560	.538	.519	.502	.491	.480	.471	.462	.455	.450
	3	.816	.681	.588	.532	.497	.469	.448	.432	.418	.407	.397	.389	.382	.376	.370
	4	.785	.605	.524	.471	.435	.410	.390	.376	.364	.353	.347	.340	.333	.328	.323
1/0	1	1.00	.904	.825	.775	.729	.695	.668	.643	.624	.609	.597	.587	.578	.570	.564
	2	.912	.765	.671	.619	.580	.549	.527	.509	.494	.481	.471	.462	.453	.446	.440
	3	.811	.671	.581	.525	.488	.460	.440	.423	.409	.398	.387	.379	.372	.365	.359
	4	.730	.604	.518	.464	.431	.406	.385	.372	.359	.349	.341	.335	.329	.324	.320
2/0	1	1.00	.904	.823	.773	.728	.694	.668	.643	.624	.609	.580	.597	.587	.578	.570
	2	.903	.761	.667	.612	.573	.542	.520	.500	.488	.475	.463	.455	.448	.441	.434
	3	.800	.667	.578	.520	.482	.454	.433	.418	.402	.391	.382	.374	.367	.360	.353
	4	.722	.597	.511	.460	.425	.400	.380	.365	.353	.343	.335	.329	.322	.317	.312
3/0	1	1.00	.898	.814	.765	.722	.690	.661	.637	.618	.602	.590	.580	.571	.563	.556
	2	.898	.752	.664	.609	.570	.539	.51	.498	.483	.471	.461	.451	.443	.437	.429
	3	.802	.664	.572	.514	.479	.451	.430	.414	.399	.388	.379	.371	.364	.357	.350
	4	.720	.593	.508	.456	.421	.396	.377	.362	.350	.340	.332	.327	.320	.314	.310
4/0	1	1.00	.894	.811	.762	.717	.682	.653	.631	.612	.597	.585	.574	.566	.558	.550
	2	.896	.743	.656	.603	.565	.536	.513	.496	.480	.468	.459	.449	.441	.434	.427
	3	.795	.656	.564	.513	.474	.447	.427	.411	.397	.386	.377	.369	.362	.355	.349
	4	.711	.584	.502	.450	.417	.392	.374	.359	.348	.338	.338	.329	.324	.317	.310
250	1	1.00	.892	.811	.762	.715	.679	.645	.620	.600	.583	.572	.564	.557	.552	.550
	2	.885	.741	.654	.594	.552	.523	.500	.482	.469	.457	.447	.438	.430	.422	.416
	3	.785	.654	.559	.498	.459	.429	.408	.388	.373	.361	.351	.342	.335	.328	.321
	4	.701	.580	.500	.448	.414	.385	.365	.348	.332	.321	.311	.302	.295	.288	.281
350	1	1.00	.890	.807	.754	.700	.661	.634	.609	.589	.572	.561	.552	.548	.542	.540
	2	.872	.733	.641	.580	.538	.510	.488	.470	.455	.443	.432	.423	.415	.408	.400
	3	.772	.641	.550	.492	.451	.420	.396	.377	.362	.350	.340	.331	.323	.316	.310
	4	.681	.572	.491	.440	.402	.375	.354	.337	.322	.311	.300	.292	.285	.278	.271
500	1	1.00	.885	.801	.745	.692	.650	.620	.593	.573	.559	.548	.539	.533	.529	.526
	2	.862	.728	.634	.572	.531	.502	.480	.462	.447	.435	.425	.415	.407	.400	.391
	3	.765	.634	.542	.483	.446	.415	.391	.373	.358	.346	.335	.327	.319	.311	.305
	4	.676	.574	.497	.444	.409	.385	.367	.353	.342	.333	.326	.319	.315	.311	.308
750	1	1.00	.879	.790	.780	.682	.647	.615	.589	.570	.556	.545	.536	.530	.524	.520
	2	.850	.710	.622	.560	.520	.490	.469	.450	.436	.424	.412	.402	.394	.388	.381
	3	.755	.622	.530	.479	.441	.410	.387	.368	.352	.341	.331	.322	.314	.307	.300
	4	.671	.560	.480	.430	.392	.366	.345	.328	.314	.302	.292	.284	.277	.270	.263
1000	1	1.00	.873	.786	.730	.680	.642	.609	.582	.562	.548	.537	.528	.521	.516	.512
	2	.844	.705	.614	.554	.514	.485	.463	.445	.430	.418	.406	.397	.390	.383	.376
	3	.745	.614	.523	.472	.434	.403	.381	.363	.348	.337	.327	.318	.309	.301	.294
	4	.663	.552	.473	.422	.385	.359	.338	.321	.307	.295	.285	.278	.270	.263	.256

CLAVE	CUADRO DE CARGAS							
	INSTALADA		RELEVO				OPERACION	
	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"
ULSG-1	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW
04-CCM-1	11829.14	10646.23	12176.12	10958.81	13172.01	1185.30	1795.34	1615.81
TOTAL		21804.74		20011.11		8243.57		9158.52
		24005.26		2112.35				

ANEXO 14 PLANO COMPLETO

NOTAS:

- EL DISEÑO DEL DIAGRAMA UNIFILAR CUMPLE CON LO ESTABLECIDO EN LAS NORMAS NOM-001-SEDE-2005 Y NRF-048-PEMEX-2007.
- PARA SIMBOLOGIA REFERIRSE AL PLANO No. M-03-110-L-PL-015.
- SIMBOLOGIA ADICIONAL APLICADA EN ESTE PLANO:

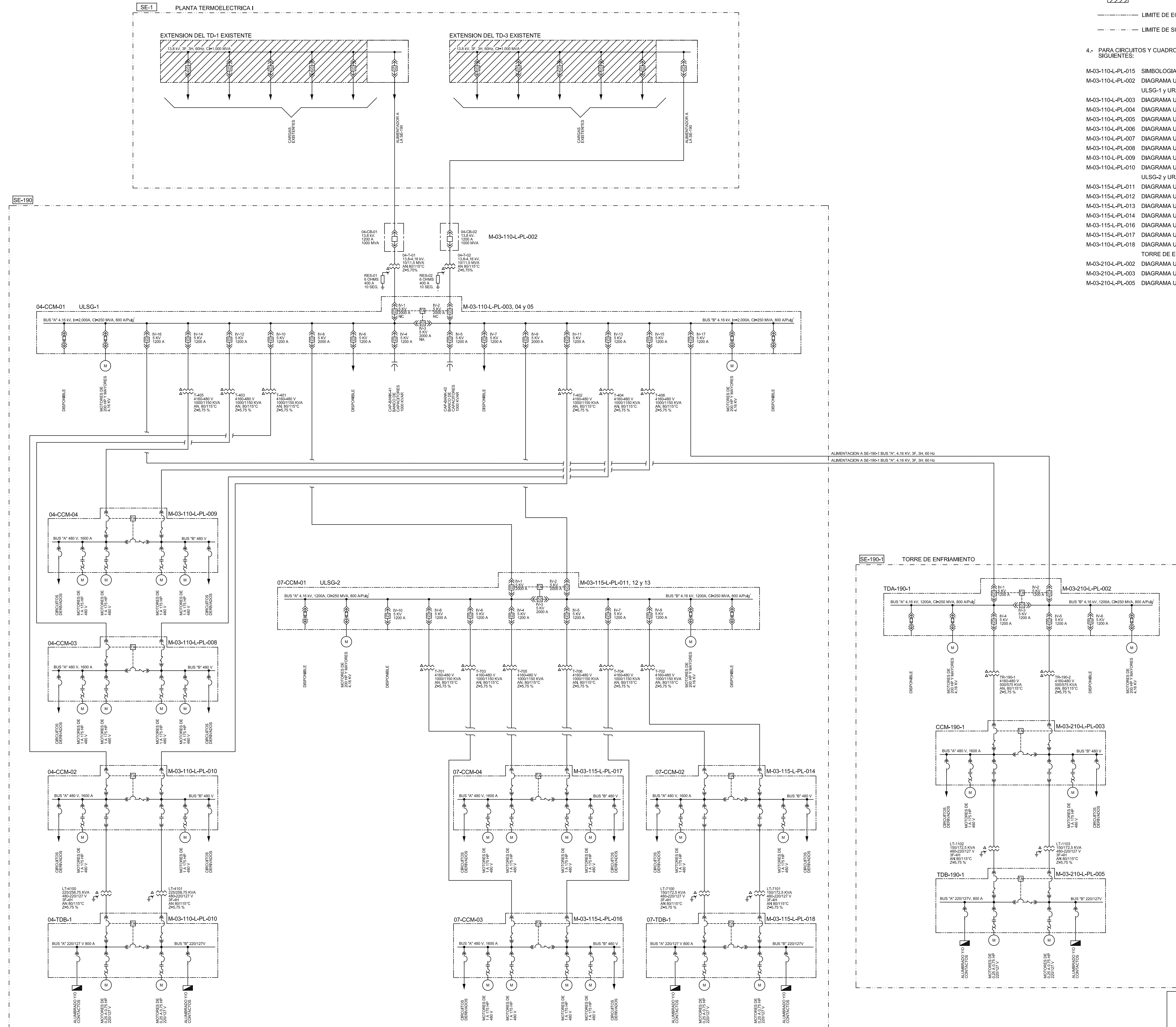
EQUIPO EXISTENTE

LIMITE DE EQUIPO

LIMITE DE SUBSTACION ELECTRICA

- PARA CIRCUITOS Y CUADROS DE CARGAS, VER LOS PLANOS DE REFERENCIAS SIGUIENTES:

- M-03-110-L-PL-015 SIMBOLOGIA DE DIAGRAMAS UNIFILARES
- M-03-110-L-PL-002 DIAGRAMA UNIFILAR 13.8 KV, PLANTA TERMOELECTRICA S.E.-1 Y SE-190 ULSG-1 y URA-2
- M-03-110-L-PL-003 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 13.8/4.16 KV ULSG-1 (HOJA 1 DE 3)
- M-03-110-L-PL-004 DIAGRAMA UNIFILAR SE-190 4.16 KV ULSG-1Y URA-1 (HOJA 2 DE 3)
- M-03-110-L-PL-005 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 4.16 KV ULSG-1 (HOJA 3 DE 3)
- M-03-110-L-PL-006 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190 04-CCM-02, 480V ULSG-1Y URA-1 (HOJA 1 DE 2)
- M-03-110-L-PL-007 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190 04-CCM-02, 480V ULSG-1Y URA-1 (HOJA 2 DE 2)
- M-03-110-L-PL-008 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190 04-CCM-03, ULSG-1Y URA-1 480V
- M-03-110-L-PL-009 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190 04-CCM-04 ULSG-1Y URA-1 480V
- M-03-110-L-PL-010 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190 04-TDB-1, ULSG-1 Y URA-1 220V ULSG-2 y URA-2
- M-03-115-L-PL-011 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 4.16 KV ULSG-2 (HOJA 1 DE 3)
- M-03-115-L-PL-012 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 4.16 KV ULSG-2 (HOJA 2 DE 3)
- M-03-115-L-PL-013 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 4.16 KV ULSG-2 (HOJA 3 DE 3)
- M-03-115-L-PL-014 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 07-CCM-03, 480V ULSG-2 Y URA-2
- M-03-115-L-PL-016 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 07-CCM-03, ULSG-2 Y URA-2 480V
- M-03-115-L-PL-017 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 07-CCM-04, ULSG-2 Y URA-2 480V
- M-03-110-L-PL-018 DIAGRAMA UNIFILAR, SE-190, 07-TDB-1 CCM-4, ULSG-2 Y URA-2 220V TORRE DE ENFRIAMIENTO
- M-03-210-L-PL-002 DIAGRAMA UNIFILAR SE-190-1, TDA-190-1, 4160 V
- M-03-210-L-PL-003 DIAGRAMA UNIFILAR SE-190-1, CCM-190-1, 480V
- M-03-210-L-PL-005 DIAGRAMA UNIFILAR SE-190-1, TDB-190-1, 220/127 V

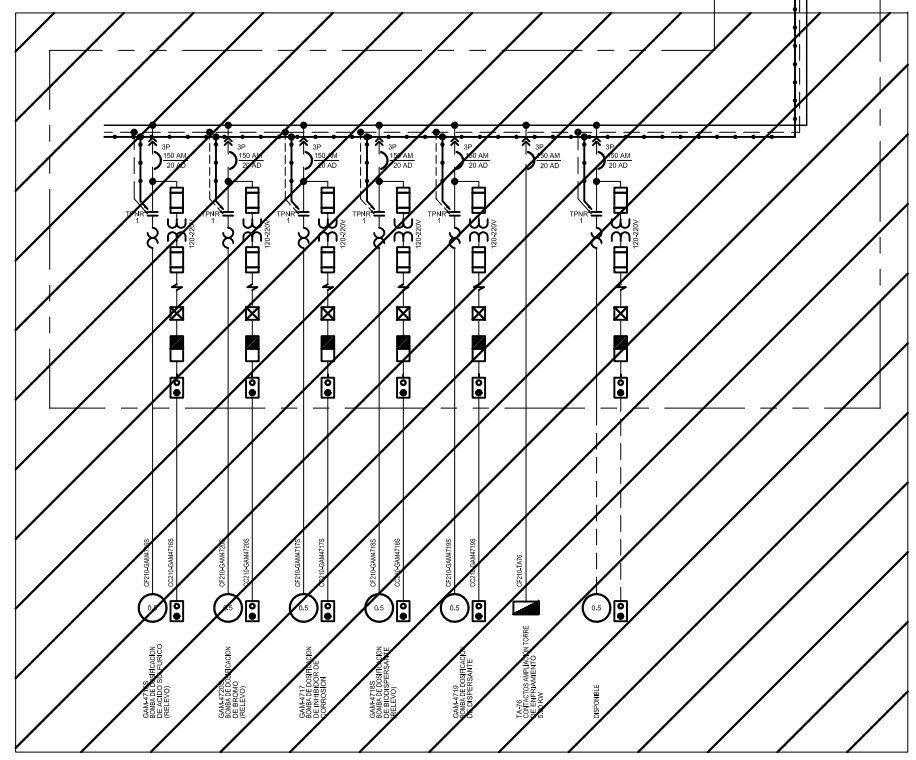
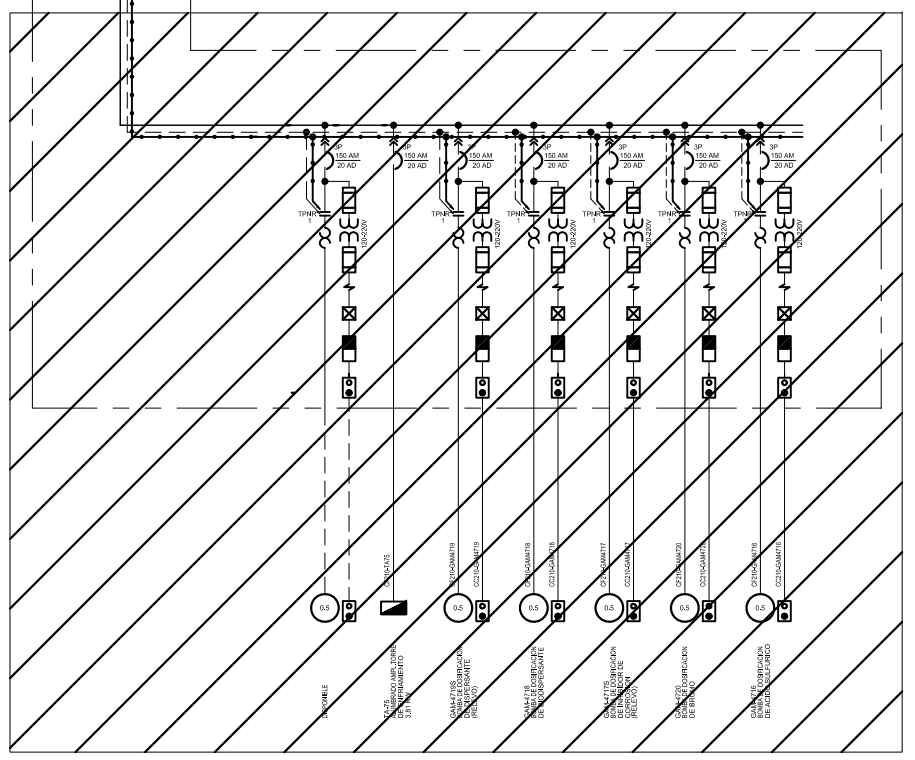
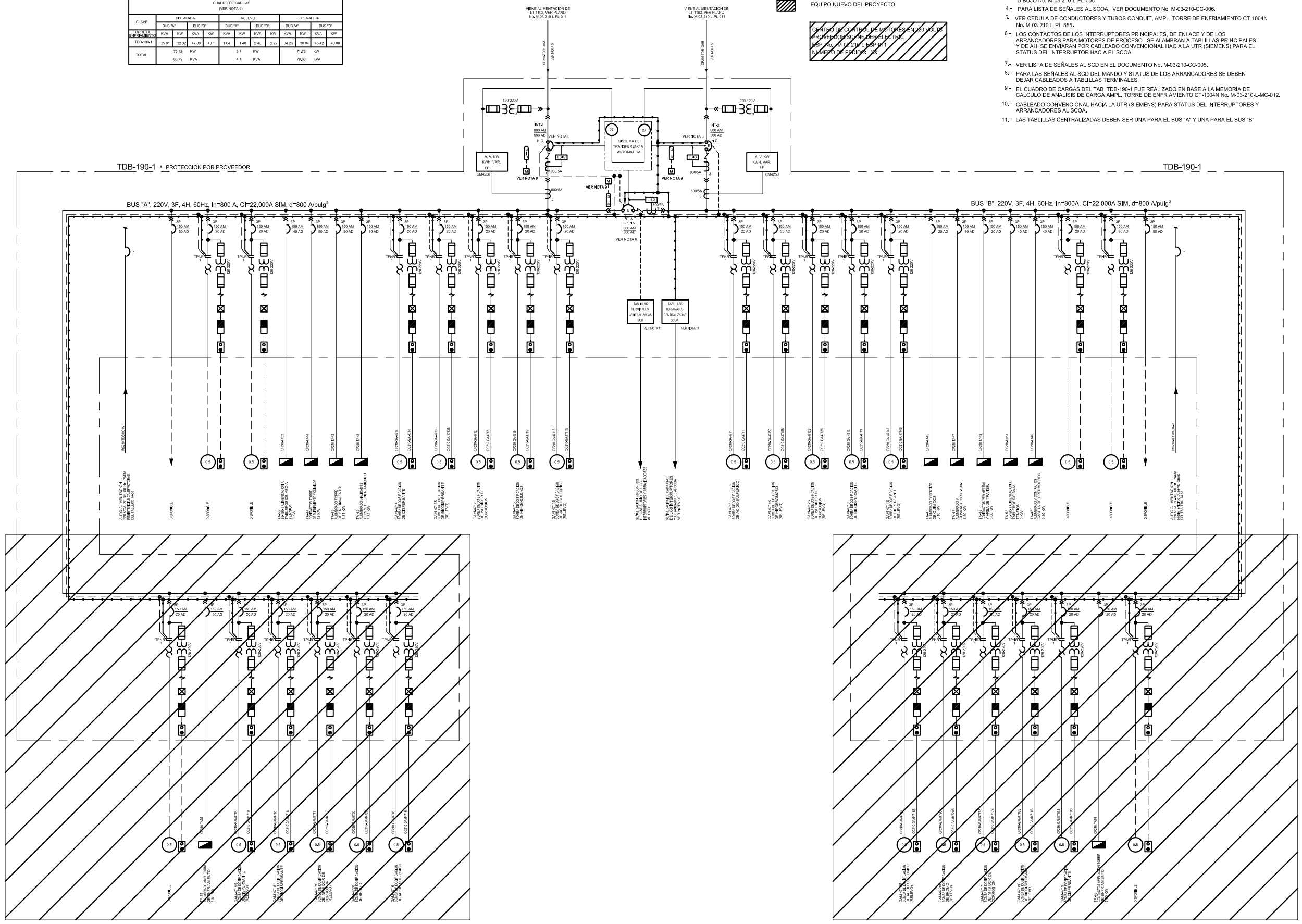


ANEXO 15

CUADRO DE CARGAS (VER NOTA 9)										
CLAVE	INSTALADA			RELEVADO			OPERACION			
	BUS "A"	BUS "B"	BUS "C"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "C"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "C"	
TDB-190-1	35.91	32.32	47.88	43.1	1.84	1.48	2.46	2.22	34.26	30.84
TOTAL	75.42	75.42	75.42	3.7	71.72	71.72	75.42	75.42	75.42	75.42

- SIMBOLOGIA:**
- SISTEMA SCD
 - SISTEMA SCOA
 - ALIMENTACION EN C.D. o C.A.
 - MODERN
 - ▨ EQUIPO NUEVO DEL PROYECTO

- NOTAS:**
- EL DISEÑO DEL DIAGRAMA UNIFILAR CUMPLE CON LO ESTABLECIDO EN LAS NORMAS NOM-001-SE-DE-2005 Y NRE-048-SEMEX-2007.
 - PARA SIMBOLOGIA REFERIRSE AL PLANO No. M-03-1104-PL-015.
 - ESTE PLANO FUE ELABORADO EN BASE AL DIAGRAMA UNIFILAR DEL TAB. TDB-190-1, DIBUJO No. M-03-2104-PL-005.
 - PARA LISTA DE SEÑALES AL SCD, VER DOCUMENTO No. M-03-210-CC-006.
 - VER CEDULA DE CONDUCTORES Y TUBOS CONDUIT, AMPL. TORRE DE ENFRIAMIENTO CT-1004N No. M-03-2104-PL-555.
 - LOS CONTACTOS DE LOS INTERRUPTORES PRINCIPALES, DE ENLACE Y DE LOS ARRANCADORES PARA MOTORES DE PROCESO, SE ALAMBRAN A TABILLAS PRINCIPALES Y DE AHI DE ENVIARAN POR CABLEADO CONVENCIONAL HACIA LA UTR (SIEMENS) PARA EL STATUS DEL INTERRUPTOR HACIA EL SCD.
 - VER LISTA DE SEÑALES AL SCD EN EL DOCUMENTO No. M-03-210-CC-005.
 - PARA LAS SEÑALES AL SCD DEL MANDO Y STATUS DE LOS ARRANCADORES SE DEBEN DEJAR CABLEADOS A TABILLAS TERMINALES.
 - EL CUADRO DE CARGAS DEL TAB. TDB-190-1 FUE REALIZADO EN BASE A LA MEMORIA DE CALCULO DE ANALISIS DE CARGA AMPL. TORRE DE ENFRIAMIENTO CT-1004N No. M-03-2104-MC-012.
 - CABLEADO CONVENCIONAL HACIA LA UTR (SIEMENS) PARA STATUS DEL INTERRUPTORES Y ARRANCADORES AL SCD.
 - LAS TABILLAS CENTRALIZADAS DEBEN SER UNA PARA EL BUS "A" Y UNA PARA EL BUS "B"



PRECIO UNITARIO

CUADRO DE CARGAS

CLAVE	INSTALADA				RELEVIO				OPERACION			
	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"	BUS "A"	BUS "B"
SE-190-1	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW	KVA	KW
TDA-190-1	1448.9	1305.4	1332.7	1217.1	86.7	82.5	744.3	685.4	1137.3	1032.3	423.8	388.4
TOTAL	2592.5	2310.8	2465.4	2234.2	147.4	140.0	1288.6	1190.8	2274.6	2064.6	547.6	506.8

ANEXO 17 EQUIPOS EN MEDIA TENSION

SIMBOLOGIA:

- SISTEMA SCD
- SISTEMA SCOA
- ALIMENTACION EN C.D. o C.A.
- EQUIPO
- ALARMA DE SOBRETENSION
- EQUIPO NUEVO DEL PROYECTO

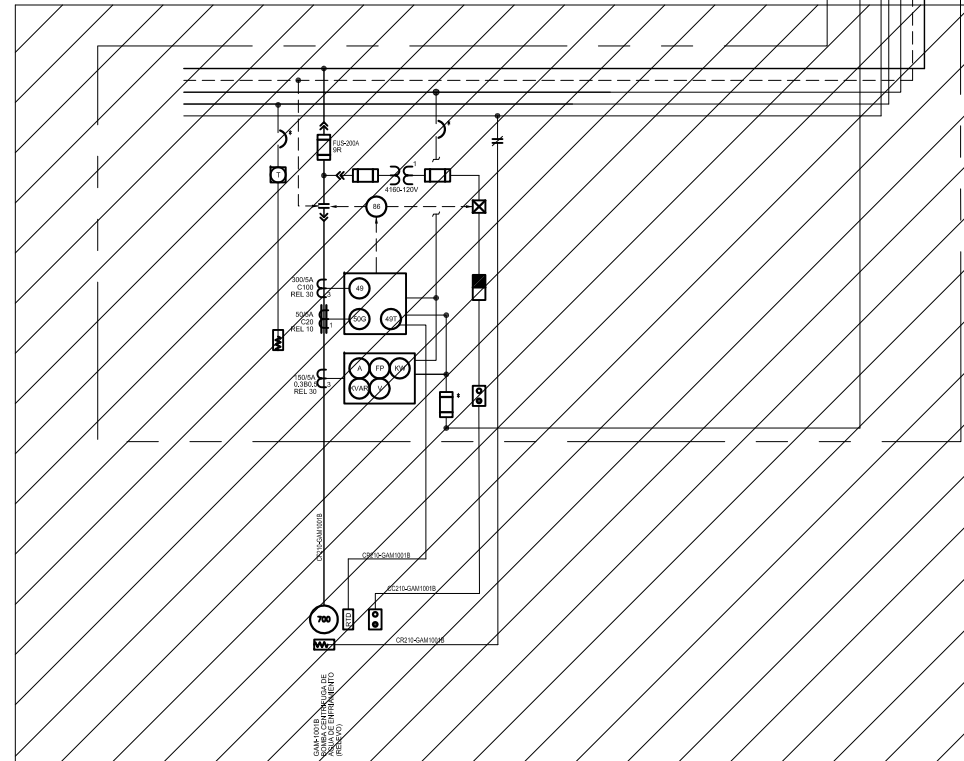
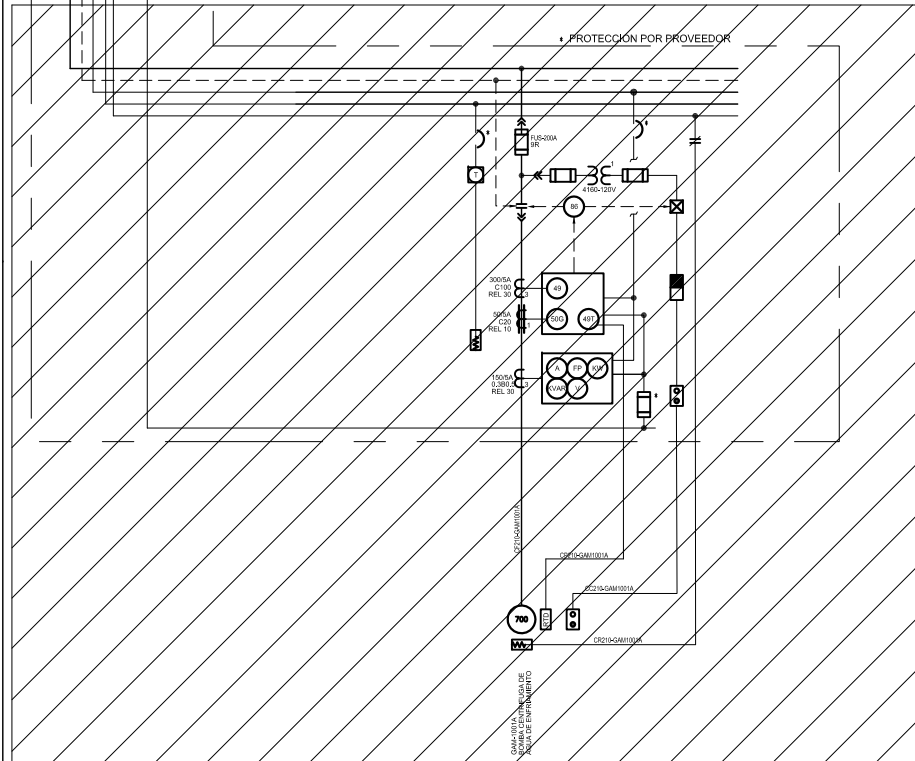
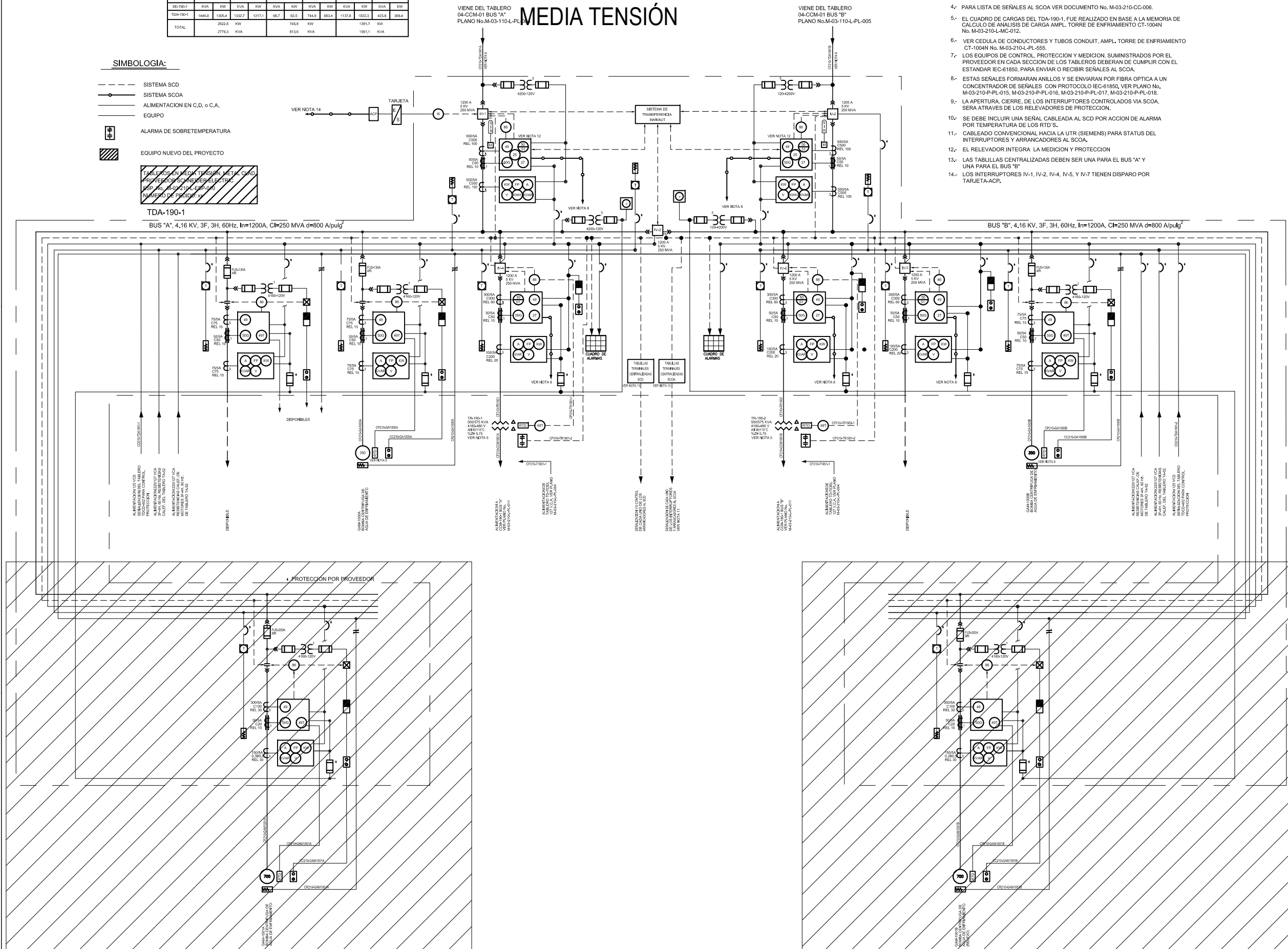
TABLEROS EN MEDIA TENSION, MET. C/AD. PROVEEDOR SCHNEIDER ELECTRIC (PSP No. M-03-210-L-005-010) NUMERO DE PROYECTO:

TDA-190-1

BUS "A", 4.16 KV, 3F, 3H, 60Hz, In=1200A, CI=250 MVA d=800 A/pulg

NOTAS:

- 1- EL DISEÑO DEL DIAGRAMA UNIFILAR CUMPLE CON LO ESTABLECIDO EN LAS NORMAS NOM-001-SEDE-2005 Y NRF-048-PEMEX-2007.
- 2- PARA SIMBOLOGIA REFERIRSE AL PLANO No. M-03-110-L-PL-015.
- 3- ESTE PLANO FUE ELABORADO EN BASE AL DIAGRAMA UNIFILAR DEL TDA-190-1, DIBUJO No. M-03-210-L-002.
- 4- PARA LISTA DE SEÑALES AL SCOA VER DOCUMENTO No. M-03-210-CC-006.
- 5- EL CUADRO DE CARGAS DEL TDA-190-1, FUE REALIZADO EN BASE A LA MEMORIA DE CALCULO DE ANALISIS DE CARGA AMPL. TORRE DE ENFRIAMIENTO CT-1004N No. M-03-210-L-MC-012.
- 6- VER CEDULA DE CONDUCTORES Y TUBOS CONDUIT, AMPL. TORRE DE ENFRIAMIENTO CT-1004N No. M-03-210-L-PL-555.
- 7- LOS EQUIPOS DE CONTROL, PROTECCION Y MEDICION, SUMINISTRADOS POR EL PROVEEDOR EN CADA SECCION DE LOS TABLEROS DEBERAN DE CUMPLIR CON EL ESTANDAR IEC-61850, PARA ENVIAR O RECIBIR SEÑALES AL SCOA.
- 8- ESTAS SEÑALES FORMARAN ANILLOS Y SE ENVIARAN POR FIBRA OPTICA A UN CONCENTRADOR DE SEÑALES CON PROTOCOLO IEC-61850, VER PLANO No. M-03-210-P-PL-015, M-03-210-P-PL-016, M-03-210-P-PL-017, M-03-210-P-PL-018.
- 9- LA APERTURA, CIERRE, DE LOS INTERRUPTORES CONTROLADOS VIA SCOA, SERA ATRAVES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.
- 10- SE DEBE INCLUIR UNA SEÑAL CABLEADA AL SCD POR ACCION DE ALARMA POR TEMPERATURA DE LOS RTD'S.
- 11- CABLEADO CONVENCIONAL HACIA LA UTR (SIEMENS) PARA STATUS DEL INTERRUPTORES Y ARRANCADORES AL SCOA.
- 12- EL RELEVADOR INTEGRA LA MEDICION Y PROTECCION
- 13- LAS TABLILLAS CENTRALIZADAS DEBEN SER UNA PARA EL BUS "A" Y UNA PARA EL BUS "B"
- 14- LOS INTERRUPTORES IV-1, IV-2, IV-4, IV-5, Y IV-7 TIENEN DISPARO POR TARJETA-ACP.



PRECIO UNITARIO

BIBLIOGRAFIA:

- Cengel. "*Termodinámica*". Editorial McGraw Hill 8° Edición. Pp 739-749
- Burghardt. "*Ingeniería Termodinámica*". 2° Edición. Pp 285-291
- Jutglar, L. & Galán, M. "*Termotecnia*". Editorial Alfaomega 1° Edición. Pp 355-359
- *Reynolds, W. C. "*Ingeniería Termodinámica*". Traducción (Editorial McGraw Hill 7° Edición). Pp 410-429
- NOM-001-SEDE-2012
- NRF-048-PEMEX-2014
- NMX -J-549-ANCE-20053
- IEEE 835-194
- 242 -2001-IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book).
- 141-1993- IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- National Electrical code 2011
- VIAKON Catalogo Mediana Tensión XLPE Tipo DS 5, 15, 25 y 35 KV.
- Acondicionamiento de aire, Principios y Sistemas. Edward G. Pita segunda Edición Editorial Continental, México 1994. Torres de Enfriamiento 371.