



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS:

**INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA
TENSIÓN DE UNA PLATAFORMA PETROLERA**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO EN SISTEMAS DE
POTENCIA**

PRESENTA:

LIZETH CRISTEL GONZÁLEZ SOTO

ASESOR: ING. GUILLERMO LÓPEZ MONROY

CIUDAD UNIVERSITARIA, Junio 2015





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
ÍNDICE DE DIAGRAMAS UNIFILARES	IV
ÍNDICE DE GRÁFICAS DE SELECTIVIDAD	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS	X
1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	6
3. ANTECEDENTES	7
4. METODOLOGÍA.....	11
5. ESTRUCTURAS DE REDES.....	16
5.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS.....	19
5.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA	20
5.2.1 Estructuras de Media Tensión	21
5.2.2 Estructuras de Baja Tensión.....	23
5.3 ESTRUCTURA UTILIZADA EN PLATAFORMA PETROLERA	25
6. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	28
6.1 FUNDAMENTOS GENERALES.....	28
6.2 FUENTES GENERADORAS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	43
6.2.1 Generadores	45
6.2.2 Motores	60
6.3 COMPONENTES QUE LIMITAN LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	74
6.3.1 Transformadores	74
6.3.2 Líneas y Cables.....	97
6.3.3 Reactores	132
6.4 MODELADO DEL SISTEMA	132



6.5	CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	146
6.6	RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO	149
7.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	154
7.1	SOBRETENSIONES.....	154
7.1.1	<i>Dispositivos de protección contra sobretensiones.....</i>	<i>158</i>
7.2	SISTEMA DE TIERRAS	168
7.3	CRITERIOS DE CÁLCULO	172
7.4	LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES	174
7.5	AJUSTES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN	175
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	195
9.	BIBLIOGRAFÍA	197

ANEXOS

ANEXO A:	DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	200
ANEXO B:	DIAGRAMAS UNIFILARES CON RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO.....	207



ÍNDICE DE DIAGRAMAS UNIFILARES

	Pág.
CAPÍTULO 5.	
Diag. 5.1	26
Diag. 5.2	27
CAPÍTULO 6.	
Diag. 6.1	133
Diag. 6.2	134
Diag. 6.3	135
Diag. 6.4	136
Diag. 6.5	137
Diag. 6.6	138
Diag. 6.7	139
Diag. 6.8	140
Diag. 6.9	141
Diag. 6.10	142
Diag. 6.11	143
Diag. 6.12	144
Diag. 6.13	145



ANEXO B.

Diag. B.1	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-4160-01 en 4.16 kV	208
Diag. B.2	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV	209
Diag. B.3	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-02B en 4.16/0.48 kV	210
Diag. B.4	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 kV	211
Diag. B.5	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-4160-01 en 4.16 kV	212
Diag. B.6	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV	213
Diag. B.7	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-02B en 4.16/0.48 kV	214
Diag. B.8	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 kV	215
Diag. B.9	Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV	216
Diag. B.10	Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 kV	217
Diag. B.11	Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV	218
Diag. B.12	Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 k	219

Diagramas Unifilares elaborados por Autor.



ÍNDICE DE GRÁFICAS DE SELECTIVIDAD

	Pág.
CAPÍTULO 7.	
Gráf. 7.1 Relevador [REL_52-5] acometida del Turbogenerador TG-4160-01A	179
Gráf. 7.2 Relevador [REL_52-11] acometida del Turbogenerador TG-4160-01B	182
Gráf. 7.3 Relevador [R_TG-4160-01A] asociado al Turbogenerador TG-4160-01A	185
Gráf. 7.4 Relevador [R_TG-4160-01B] asociado al Turbogenerador TG-4160-01B	187
Gráf. 7.5 Interruptor transferencia [I_52G1-MG-01] e interruptor principal [I_MG-01]	191
Gráf. 7.6 Interruptor transferencia [I_52G1-MG-02] e interruptor principal [I_MG-02]	194

Gráficas de Selectividad elaboradas por Autor.



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
CAPÍTULO 1.	
Fig. 1.1 Clasificación de Plataformas Petroleras	1
Elaborada por Autor	
Fig. 1.2 Imágenes de Plataforma Marina con sistema de soporte fijo	3
Fotografías tomadas por Autor	
CAPÍTULO 3.	
Fig. 3.1 Distribución del sistema actual de energía eléctrica principal	8
Elaborada por Autor	
Fig. 3.2 Identidad Marítima y Libreta de Mar	10
Fotografía tomada por Autor	
CAPÍTULO 5.	
Fig. 5.1 Estructura de operación radial	17
Elaborada por Autor	
Fig. 5.2 Estructura de operación en anillo con dos fuentes de alimentación	18
Elaborada por Autor	
CAPÍTULO 6.	
Fig. 6.1 Representación gráfica de la corriente de cortocircuito	29
Elaborada por Autor	
Fig. 6.2 Circuito equivalente de sistema trifásico	33
Elaborada por Autor	
Fig. 6.3 Principales componentes de un generador síncrono	46
Extraída de: http://electromecanicadecarlos27.blogspot.mx/2012/05/unidad-n-2.html	



Fig. 6.4	Gráfico de bobinado, núcleo y entrehierro	46
	Extraída de: http://imanesycircuitosmagneticos-uesma.blogspot.mx/	
Fig. 6.5	Corriente de cortocircuito en terminales del generador	48
	Extraída de: Presentación "Análisis de Cortocircuito" - GERS	
Fig. 6.6	Variación de la corriente con el tiempo durante una falla en terminales del generador	49
	Extraída de: Presentación "Análisis de Cortocircuito" - GERS	
Fig. 6.7	Variación de la reactancia del generador durante una falla	51
	Extraída de: Presentación "Análisis de Cortocircuito" - GERS	
Fig. 6.8	Placa de datos de Motogenerador de emergencia	57
	Fotografía tomada con la participación del Autor	
Fig. 6.9	Letras de código NEMA	67
	Extraída de: Presentación "Análisis de Cortocircuito" - GERS	
Fig. 6.10	Triángulo de Potencia	68
	Elaborada por Autor	
Fig. 6.11	Relación X/R de motores de inducción	70
	Extraída de: Norma IEEE Std. C37.010-1999	
Fig. 6.12	Gráfica de la relación X/R de transformadores	78
	Extraída de: Presentación "Análisis de Cortocircuito" - GERS	
Fig. 6.13	Combinación de tipos de ventilación natural (AN) y forzada (AF)	82
	Extraída de: "El transformador y su entorno, para una protección máxima" - Schneider Electric	
Fig. 6.14	Representación gráfica de conexiones Estrella y Delta	83
	Extraída del libro: "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia" - William D. Stevenson	
Fig. 6.15	Placa de datos de transformadores	95
	Fotografías tomadas con la participación del Autor	
Fig. 6.16	Líneas aéreas de transmisión	102
	Extraída de: http://www.textoscientificos.com/fisica/transmision-energia/lineas-alta-tension	



Fig. 6.17	Transposición de líneas	105
	Extraída de: Presentación "Cálculo Eléctrico de Líneas I - Resistencias e Inductancias"	
Fig. 6.18	Cable con neutro concéntrico	110
	Extraída del libro: "Distribution System Modeling and Analysis" - William H. Kersting	
Fig. 6.19	Cable con neutro de cinta	111
	Extraída del libro: "Distribution System Modeling and Analysis" - William H. Kersting	
Fig. 6.20	Tabla de parámetros de conductores	114
	Extraída del libro: "Distribution System Modeling and Analysis" - William H. Kersting	
Fig. 6.21	Calibrador para conductores	123
	Extraída de: http://www.reyeshermanos.com/inicio/index.php?option=com_virtuemart&Itemid=4	

CAPÍTULO 7.

Fig. 7.1	Apartarrayos autovalvular	162
	Extraída de: FIME, Equipo Eléctrico, Iluminación y Alta Tensión, División de Ingeniería Eléctrica.	
Fig. 7.2	Apartarrayos de óxidos metálicos	163
	Extraída de: FIME, Equipo Eléctrico, Iluminación y Alta Tensión, División de Ingeniería Eléctrica.	



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
CAPÍTULO 4.	
Tabla 4.1 Parámetros de Equipos Eléctricos	12
CAPÍTULO 6.	
Tabla 6.1 Corrientes de Cortocircuito Simétrica y Asimétrica	30
Tabla 6.2 Tipos de Fallas	31
Tabla 6.3 Teorema de Fortescue	32
Tabla 6.4 Ecuaciones para obtener Componentes de Secuencia	35
Tabla 6.5 Ecuaciones para Cálculo de Corrientes de Cortocircuito	41
Tabla 6.6 Fuerza Magnetomotriz y Electromotriz	47
Tabla 6.7 Tipos de Aterrizamiento de Generador	55
Tabla 6.8 Parámetros de Máquinas Síncronas	58
Tabla 6.9 Cálculo de Corriente del Motor	71
Tabla 6.10 Sistemas de Enfriamiento	81
Tabla 6.11 Configuraciones Básicas de Conexión	86
Tabla 6.12 Diagramas de Grupos Vectoriales	90
Tabla 6.13 Valores de Taps de Transformadores de Plataforma	91
Tabla 6.14 Parámetros de Transformadores	96
Tabla 6.15 Valores de Permitividad Relativa	113
Tabla 6.16 Equivalencias de Calibre AWG / MCM o kcmil a mm ²	122



Tabla 6.17	Interruptores de Transferencia en Condiciones de Operación de Emergencia	147
Tabla 6.18	Corrientes de Cortocircuito	149
Tabla 6.19	Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásico y Monofásico	150
Tabla 6.20	Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Trifásico y Monofásico	152
 CAPÍTULO 7.		
Tabla 7.1	Características del Relevador REF 542 PLUS	176
Tabla 7.2	Características del Relevador MULTILIN 489	183
Tabla 7.3	Características de la Unidad de Disparo MICROLOGIC 3.0	188
Tabla 7.4	Características de la Unidad de Disparo MICROLOGIC 5.0	188
 ANEXO A.		
Tabla A.1	Parámetros de Alimentadores	201
Tabla A.2	Parámetros de Motores	203



1. INTRODUCCIÓN

Algunas de las principales actividades de la industria petrolera, en alta mar, se encuentran la exploración y explotación de los recursos naturales del subsuelo marino.

Por lo que resulta necesaria la construcción de estructuras marinas fijas o móviles, conocidas como Plataformas Petroleras, para poder llevar a cabo estas actividades.

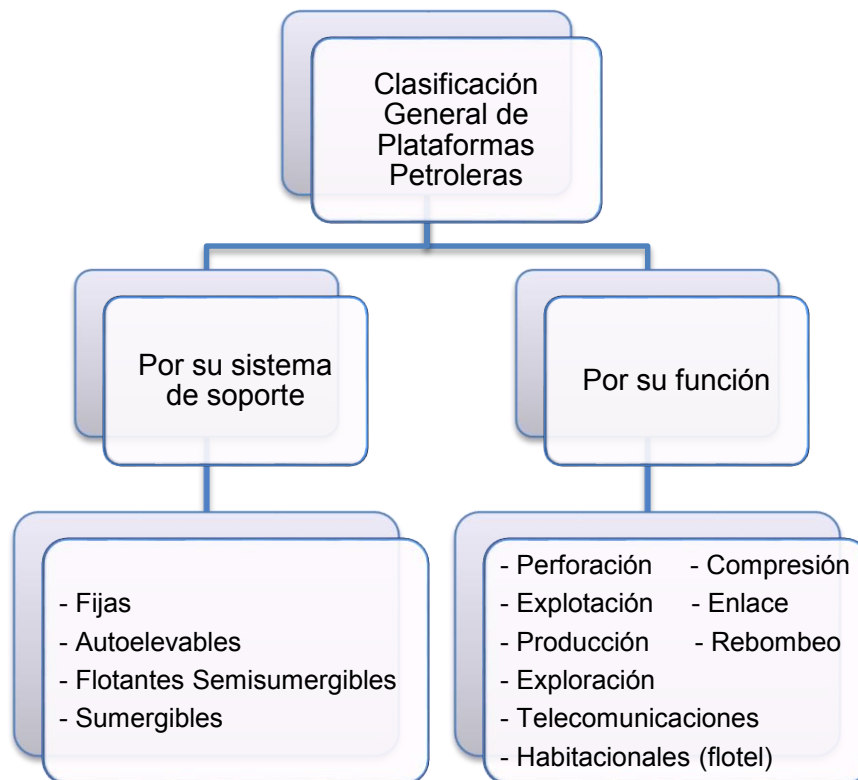


Fig. 1.1 – Clasificación de Plataformas Petroleras

- Plataforma marina fija: Son estructuras con piernas de acero o concreto, cimentadas sobre pilotes profundamente incrustados en el lecho marino, de manera que son instalaciones fijas que suelen tener varios pisos, áreas y secciones. En su parte inferior se localiza el muelle y en la parte superior se localiza por lo regular un helipuerto.
- Plataforma marina autoelevable: Las columnas de este tipo de plataforma poseen un



sistema de elevación accionado de forma mecánica o hidráulica, que permiten elevar a la plataforma. Una de sus características es que se pueden mover por propulsión propia o pueden ser remolcadas.

- Plataforma marina flotante semisumergible: Las columnas de este tipo de plataforma se encuentran unidas a grandes cilindros, situados alrededor, los cuales realizan la función de flotadores, y pueden llenarse de agua para conseguir la altura adecuada. Al trasladar la unidad flotante, existen dos sistemas responsables de la posición de la misma: el sistema de anclaje, y el sistema de posicionamiento dinámico basado en localizaciones mediante radar y sonar.
- Plataforma marina sumergible: Son construidas sobre columnas que se apoyan en el fondo del mar, estas plataformas son remolcadas ocasionalmente, pero su transporte demanda altos costos.

Las plataformas marinas son autosuficientes en gran medida, ya que obtienen agua potable a través de plantas desaladoras de agua marina, las aguas negras son tratadas, y los abastecimientos externos son llevados por barcos que transportan los alimentos perecederos.

Para el suministro de energía eléctrica, se cuenta generalmente con las siguientes opciones:

- Generación local en la Plataforma mediante el uso de turbinas de gas y/o vapor que impulsan generadores para producir la energía, o a través de generación eléctrica no convencional como un sistema de celdas solares, o un sistema eólico.
- Recibir electricidad desde la costa mediante cables submarinos enterrados en una trinchera o mediante alimentadores provenientes de otros complejos.

Al contar con un suministro de energía que permita la operación del sistema eléctrico



dentro de la plataforma, es de vital importancia asegurar la continuidad del servicio a los consumidores y a los procesos productivos, así como mantener la seguridad, confiabilidad y eficiencia del sistema, mediante la selección apropiada del equipo eléctrico a utilizar, la práctica de mantenimientos correctivos a los equipos y la realización de análisis y estudios a los sistemas eléctricos.

El sistema eléctrico a analizar corresponde al de una Plataforma Petrolera con un sistema de soporte fijo, en la cual se llevan a cabo actividades de perforación, explotación y producción.



Fig. 1.2 – Imágenes de Plataforma Marina con sistema de soporte fijo



Esta Plataforma Petrolera cuenta con generación eléctrica propia a base de dos turbogeneradores principales a gas de 2560 kW, y dos motogeneradores de emergencia a diésel de 750 kW.

Se tiene proyectado a corto plazo, un incremento en la producción de la Plataforma Petrolera, por la instalación de dos nuevos módulos de compresión y sus servicios auxiliares, que constituirán una carga eléctrica adicional de 814 kW.

Esta condición requerirá un aumento en el suministro de energía eléctrica, lo que demandará una reconfiguración de la distribución eléctrica existente, reubicación de cargas e instalación de equipo nuevo para la ampliación del sistema, así como la repotenciación de los dos turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B a una mayor capacidad para solventar la nueva demanda de cargas, lo cual implicaría un cambio de capacidad eléctrica de 2,560 a 3,500 kW.

La demanda máxima actual de la Plataforma Petrolera es de 1,878 kW, y con la instalación de estos dos nuevos módulos de compresión aumentara a 2,692 kW, por lo que esta demanda se cubriría satisfactoriamente con los turbogeneradores repotenciados.

Debido a lo anterior y dadas las condiciones de generación eléctrica existente y futura, se plantea como objetivo principal del presente trabajo, que resulta necesario y recomendable realizar los análisis de cortocircuito y coordinación de protecciones del sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera en sus niveles de tensión de 4.16 / 0.48 kV para los escenarios de operación actual, con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad operativa de las instalaciones, a fin de optimizar el desempeño del sistema eléctrico.

El cálculo de corrientes de cortocircuito es necesario para el dimensionamiento de los equipos eléctricos, así como para llevar a cabo el cálculo de los ajustes de los dispositivos de protección.



En este trabajo se presentan las consideraciones a emplear en el análisis de cortocircuito, la descripción de los escenarios de operación, y los resultados de los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico en cada caso a analizar.

La coordinación de protecciones se define como el proceso de selección de ajustes que asegurará que los dispositivos de protección operarán de forma confiable y selectiva, actuando con rapidez ante una falla, para impedir que el daño se propague a todo el sistema y a los equipos eléctricos.

Se utilizaron los criterios acorde a las recomendaciones de la IEEE, manuales y fichas técnicas de fabricantes para los ajustes de los diferentes dispositivos de protección con que cuenta la Plataforma Petrolera, y se obtuvieron sus curvas y gráficas de selectividad Corriente - Tiempo.

Para realizar los estudios descritos anteriormente se utilizó el software de Análisis de Sistemas de Potencia, **NEPLAN** versión 5.5.3, de origen suizo.



2. OBJETIVOS

Los objetivos de los estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones se resumen a continuación:

El estudio de cortocircuito tiene como objetivo conocer los valores de corriente de cortocircuito máximos esperados en cada una de las barras del sistema, tanto para fallas trifásicas como para fallas monofásicas.

Dichos resultados permiten verificar las especificaciones de capacidades de cortocircuito de los elementos que conforman el sistema actual y en particular las capacidades interruptivas de los equipos de desconexión.

Estos resultados deberán ser considerados para llevar a cabo una mejor planeación en el proceso de expansión del sistema eléctrico, y poder prever a que estará expuesto el sistema con la reconfiguración de la distribución eléctrica, al realizar cambios de topología, reemplazo o reubicación de cargas y equipos.

Asimismo, los resultados del análisis de cortocircuito se toman como base para la realización del estudio de coordinación de protecciones del sistema, el cual tiene como objetivo determinar los ajustes adecuados de cada uno de los relevadores de media tensión, a fin de verificar y garantizar la operación segura y selectiva de las funciones de protección instantáneas y temporizadas, con el principal propósito de minimizar peligros al personal operativo a bordo, así como a las instalaciones, y limitar el daño del equipo bajo falla.



3. ANTECEDENTES

El diseño del sistema eléctrico de una Plataforma Marítima Petrolera debe cumplir con la normatividad técnica nacional e internacional para asegurar la integridad de las personas y de los equipos, así como la continuidad en la producción de la plataforma marina, y la protección al medio ambiente.

Por tal razón, el numeral 8.3 de la norma NRF⁽¹⁾-048-PEMEX-2007, indica lo siguiente:

- a) Los generadores de potencia principales, deben ser accionados por turbinas de gas combustible o por motor de combustión interna según el tipo de plataforma donde se instalen.
- b) En general se deben considerar dos (2) unidades operando cada una con el 50 por ciento de la demanda de la carga total.
- c) Un solo generador debe tener la capacidad de alimentar la carga total demandada. A estos equipos se les debe demandar un máximo del 80 por ciento de su capacidad nominal.
- d) La capacidad de los generadores debe ser la adecuada para suministrar la potencia en operación que demande la carga de la plataforma donde estén instalados.

La Plataforma Petrolera en cuestión, genera en sitio su propia energía eléctrica mediante turbinas de gas que impulsan los generadores principales TG-4160-01A, TG-4160-01B, en 4.16 kV.

El proceso para la generación de electricidad, se realiza a través de las turbinas de gas, que extraen la energía de una corriente de gas caliente producida por la combustión del mismo, el calor generado hace que los gases se expandan y todo ese volumen adicional hace que el rotor desarrolle más trabajo, de esta forma la potencia en el eje impulsa los generadores para producir energía.

La operación de los turbogeneradores se realiza de forma alternada a lo largo del año, es decir, cuando opera el turbogenerador TG-4160-01A, se cuenta con el turbogenerador

⁽¹⁾ Las NRF son normas de referencia que emiten las Entidades de la Administración Pública Federal.

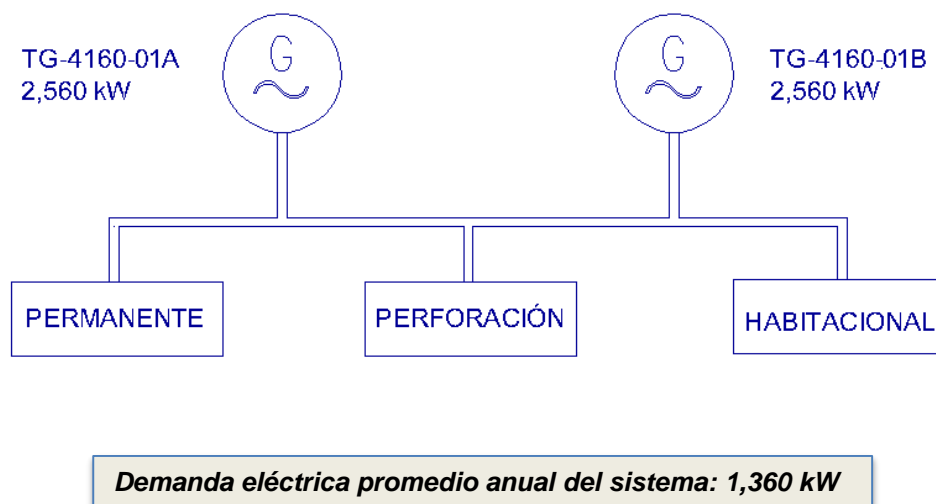


TG-4160-01B de reserva y así sucesivamente.

Con esta condición de operación, cada uno de los turbogeneradores cuenta con la capacidad de generación eléctrica suficiente para cubrir la demanda promedio máxima, registrada en las bitácoras de operación, que es de 1,878 kW.

La demanda eléctrica promedio anual de la Plataforma⁽¹⁾ es del orden de los 1,360 kW, lo que significa un 53.13% de la capacidad nominal del generador eléctrico, que es de 2,560 kW.

Fig. 3.1 Distribución del sistema actual de energía eléctrica principal



Según las condiciones actuales de los equipos de generación se tiene que los turbogeneradores han estado en operación por más de 20 años, y de forma general, las turbinas y la eficiencia de diseño del generador eléctrico se mantienen en buenas condiciones, sin embargo su antigüedad data del año de 1980, de acuerdo a la placa de datos del generador eléctrico, por lo que los equipos ya cumplieron su vida útil de más de 30 años, lo que implica una reducción en su eficiencia por el desgaste normal del uso y/o reparaciones a causa de fallas que se han presentado.

⁽¹⁾ Dato recolectado de sus registros de operación.



Al reducir su eficiencia, el principal inconveniente que se presenta, es el incremento en el consumo de combustible por unidad de kWh generado.

Para el caso del sistema de suministro de emergencia, algunas de las normas a considerar son la NRF-249-PEMEX-2010 y la PROY-M1-NRF-091-PEMEX-2010, de las cuales se extrae lo siguiente:

- a) El sistema debe estar compuesto por un motogenerador (Planta de Emergencia), que debe ser capaz de operar en paralelo con la red principal para la prueba y mantenimiento del conjunto.
- b) El sistema de generación de emergencia debe ser independiente del sistema de suministro principal.
- c) El motogenerador (Planta de Emergencia) debe arrancar automáticamente y alimentar directamente a las cargas de emergencia en caso de falla del suministro principal.

El sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera cuenta con un sistema de generación de emergencia en caso de falla de la generación principal, y está compuesto por dos motogeneradores MG-01 y MG-02, con una capacidad cada uno de ellos de 750 kW.

Al entrar en operación uno de los motogeneradores de emergencia, el otro motogenerador se mantiene de relevo.

El motogenerador en servicio deberá alimentar: los servicios auxiliares de un turbogenerador, las cargas esenciales para equipos críticos, las cargas eléctricas esenciales para el proceso, los servicios de aire acondicionado, el acondicionamiento de gas combustible y los sistemas de seguridad, entre otros.

Además de cumplir la normatividad técnica para el diseño del sistema eléctrico de una Plataforma Petrolera, es de vital importancia proporcionar el entrenamiento, la formación y capacitación en materia de seguridad marítima al personal que se encuentra a bordo de una Plataforma, ya que se labora a menudo en condiciones potencialmente peligrosas.



Para realizar trabajos y operaciones en el sector de Plataformas y Barcazas⁽¹⁾, es un requerimiento tramitar el documento de “Identidad Marítima y Libreta de Mar - Seafarer’s Identify and Seaman’s Book”, el cual se gestiona en alguna de las Capitanías de Puerto.

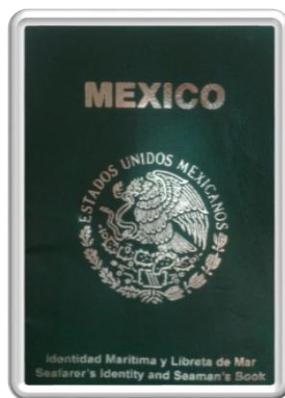


Fig. 3.2 - Identidad Marítima y Libreta de Mar

Uno de los requisitos a cumplir para que el solicitante adquiera este documento, es asistir a un “Curso básico de supervivencia para plataformas y barcazas”, expedida por una Institución registrada ante la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

El curso presenta de manera general algunas de las medidas a adoptar durante la permanencia a bordo de una Plataforma, como son:

- Conocimiento de las rutas de evacuación, puntos de reunión establecidos en caso de incidente o desalojo.
- Simulacros de emergencia de fuga de H₂S ácido sulfhídrico (sulfuro de hidrógeno), el cual resulta ser uno de los gases más venenosos con los que nos podemos encontrar dentro de la industria petrolera, es 6 veces más tóxico que el monóxido de carbono, y el máximo nivel tolerable para un ser humano es de 10 partes por millón [ppm], con una exposición de hasta 8 horas.
- Reconocimiento y familiarización de las señales de emergencia, identificación de alarmas y procedimientos adicionales.
- Uso, manejo y mantenimiento del equipo de seguridad y de protección personal.

⁽¹⁾ Unidad móvil que opera mar adentro para realizar funciones de transporte de carga/material y personal.



4. METODOLOGÍA

Para cumplir con los objetivos mencionados, se desarrollaron los siguientes procedimientos y actividades:

- Trámites para la obtención del Documento “Identidad Marítima y Libreta de Mar - Seafarer’s Identify and Seaman’s Book”, Tipo D.

Expedido como Identidad Marítima de la Organización Internacional del Trabajo, en el sector de Plataformas y Barcasas, para operaciones costa afuera.

- Solicitud previa de información del sistema eléctrico de la Plataforma.
 - Diagramas unifilares actualizados.
 - Escenarios de operación actuales.
 - Información de los datos de placa y/o datasheets de los equipos eléctricos.
- Levantamiento y recopilación de información en sitio del sistema eléctrico de la Plataforma.

Se recopiló la información necesaria para efectuar el modelado del sistema eléctrico en el software **NEPLAN**, dicha información corresponde básicamente a:

- Diseños y especificaciones del sistema (Topología de operación normal y de emergencia).
- Verificación de enlaces entre secciones de emergencia.
- Información de tablero de media tensión TD-4160-01.
- Información de los tableros de baja tensión TD-480-02A, TD-480-02B, TD-480-MG’S-AUX’S.
- Información de los CCM’s⁽¹⁾
- Datos de placa y/o datasheets de los equipos eléctricos.

⁽¹⁾CCM – Centro de Control de Motores.

Contiene los arrancadores (controladores) de los motores y sus dispositivos de protección.



TABLA 4.1 – PARÁMETROS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

Equipos eléctricos	Parámetros e información requerida
Turbogeneradores TG-4160-01A, TG-4160-01B y Motogeneradores MG-01A, MG-01B.	<ul style="list-style-type: none">▪ Valores de reactancias saturadas de cada uno de los generadores.▪ Potencia nominal.▪ Voltaje nominal.▪ Factor de potencia.▪ Tipo de puesta a tierra y su impedancia.▪ Hojas técnicas del fabricante.
Transformadores de Potencia TR-12A, TR-12B, TR-12C y TR-12D.	<p>Básicamente se requieren los datos de placa:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Potencia nominal ONAN/ONAF⁽¹⁾ (si es el caso).▪ Relación de transformación, voltaje primario y voltaje secundario V_1/V_2▪ Impedancia de Cortocircuito $Z_{cc} \%$▪ Grupo de Conexión.▪ Tipo de puesta a tierra.▪ Datos de las resistencias de puesta a tierra en su caso.▪ Cambiador de taps.
Motores.	<ul style="list-style-type: none">▪ Potencia nominal.▪ Voltaje nominal.▪ Velocidad RPM.▪ Corriente de arranque/Letra NEMA.▪ Eficiencia y factor de potencia.
Alimentadores y cables de media y baja tensión.	Se solicitó al personal técnico de la Plataforma Petrolera, los datos del tipo de conductor, fabricante y calibre, clase de aislamiento, número de conductores por fase y longitud de los alimentadores / cables del sistema.



Equipos eléctricos	Parámetros e información requerida
Cargas.	Listado general con los datos nominales de potencia, voltaje y factor de potencia de las cargas instaladas, así como la información del tablero/CCM al que se encuentra asociada cada carga.
Equipos de Protección.	
Relevadores.	Fabricante, modelo, corriente nominal, relación de transformación del TC asociado. Los ajustes de Pickup (Tap), Dial y Tiempo Definido (Instantáneo), así como las curvas seleccionadas para las unidades de fase y tierra. Se recolectaron en sitio como referencia.
Interruptores electromagnéticos/termomagnéticos.	Fabricante, modelo, corriente nominal, capacidad interruptiva, corriente del sensor, unidad de disparo y sus ajustes actuales como referencia.

Durante las labores de levantamiento de información se requirió la guía y presencia del personal técnico de la Plataforma (supervisores y eléctricos del área) asignado al proyecto, con la finalidad de identificar las diferentes áreas y secciones donde se llevaría a cabo la recolección de datos, así como para la apertura de tableros o celdas en caso de ser necesario.

- Procesamiento de la información recopilada en sitio y de la información suministrada por el personal de la Plataforma Petrolera, correspondiente a la topología del sistema eléctrico y a las características técnicas de los equipos de potencia y dispositivos de protección que lo conforman.

(1) ONAN - Oil Natural Air Natural, ONAF - Oil Natural Air Forced.



- Modelado del sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera, en el software de análisis de sistemas de potencia **NEPLAN** versión 5.5.3 y generación de los diagramas unifilares del sistema en los niveles de tensión 4.16 / 0.48 kV.
- Cálculo de los niveles de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas, bajo la norma ANSI C37.010-1979, los cálculos se obtuvieron en las barras principales de media y baja tensión mediante el software **NEPLAN**.

Los resultados a suministrar en cada barra serán:

- Corriente de cortocircuito RMS simétrica inicial (I_k)⁽¹⁾
- Corriente simétrica de interrupción (I_b)⁽¹⁾

Se analizaron dos (2) escenarios de operación posible, teniendo en cuenta la topología de operación normal y de emergencia.

- Coordinación de protecciones del sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera.
Se calcularon los ajustes de los dispositivos de protección asociados a los Turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B en 4.16 kV, y a los motogeneradores MG-01 y MG-02 en 0.48 kV

Los resultados a suministrar serán:

- Tablas de ajustes de las funciones de protección de sobrecorriente instantánea y temporizada, de fase y de tierra para los relevadores, y ajustes de los interruptores electromagnéticos con unidad de disparo.
- Gráficas de Selectividad Corriente - Tiempo.

⁽¹⁾ Nomenclatura Norma IEC, I_k e I_b .



Para el desarrollo de los análisis de cortocircuito y coordinación de protecciones se utilizaron normas internacionales vigentes, bibliografía especializada, catálogos, manuales y fichas técnicas de fabricantes de los diferentes equipos de protección y el programa de análisis de sistemas de potencia **NEPLAN** versión 5.5.3, el software utiliza las normas internacionales IEC⁽¹⁾ y ANSI⁽²⁾ para los cálculos de cortocircuito.

Adicionalmente se utilizó documentación del IEEE⁽³⁾ en los temas considerados.

⁽¹⁾ IEC - Comisión Electrotécnica Internacional (Norma europea).

⁽²⁾ ANSI - Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (Norma americana).

⁽³⁾ IEEE - Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.



5. ESTRUCTURAS DE REDES

La selección de la estructura topológica adecuada para un sistema de distribución desempeña un papel muy importante, ya que influirá directamente en la operación del sistema (en condiciones normales o de emergencia), en la continuidad deseada del servicio, el costo y la confiabilidad de la red.

Entre los principales parámetros que determinan la selección adecuada de la estructura de una red, tenemos los siguientes:

- Densidad de la carga (KVA o MVA/km²).
- Tipo de carga: Residencial, Comercial, Industrial o Mixta.
- Localización geográfica de la carga.
- Área o forma geométrica de la expansión de la carga.
- Costo.
- Continuidad del servicio y grado de confiabilidad requerido por los consumidores.
- Tasa o índice de crecimiento.
- Mano de obra disponible para la construcción y operación de la red.
- Operación.

En cuanto a operación, las redes de distribución aéreas manejan los siguientes tipos de arreglos o estructuras:

- Radial.
- Anillo.
- Mixto (una combinación del sistema radial y en anillo).

Y existen por su operación dos principales tipos de redes de distribución subterránea:

- Radial.
- Paralelo.



A continuación se describe la operación de los diferentes tipos de estructuras mencionados anteriormente.

Un sistema de operación radial es aquel en el que el flujo de energía tiene una sola trayectoria, de la fuente de alimentación a la carga.

- Ventajas: Es el más sencillo de todos los esquemas de distribución de energía y el más económico, además es el de mejor control de carga, y se pueden realizar maniobras con mayor facilidad al momento de requerir libranzas.
- Desventajas: Su confiabilidad no es la mejor de todas, ya que una falla en cualquier componente de la red daría lugar a una interrupción del servicio dejando a los usuarios sin suministro eléctrico hasta que el servicio se reestablezca.

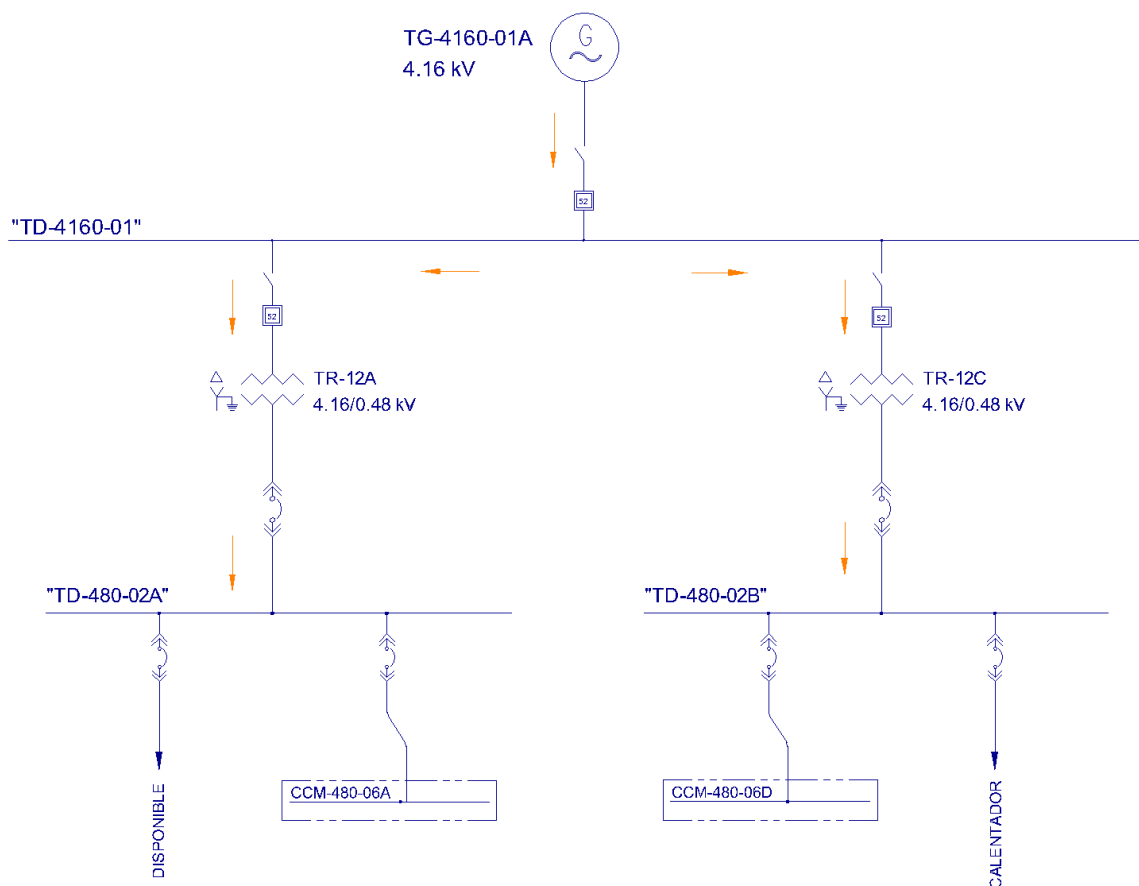


Fig. 5.1 – Estructura de operación radial



Un sistema de operación en paralelo cuenta con más de una trayectoria del flujo de energía que alimenta a los consumidores, es sobre todo utilizada en redes subterráneas de baja tensión.

- Ventajas: Resulta más confiable que el de operación radial.
- Desventajas: Complejidad en su operación y alto costo.

Un sistema de operación en anillo funciona de tal forma que en cualquier punto sobre una línea se tiene servicio desde dos direcciones, y en caso de ocurrir una falla el cliente se puede alimentar desde otra dirección; de esta manera el tramo que presento el inconveniente se puede aislar y reparar, sin retirar gran parte de la línea de servicio.

- Ventajas: Bastante confiable.
- Desventajas: Muy costoso, debido a que requiere más equipo.

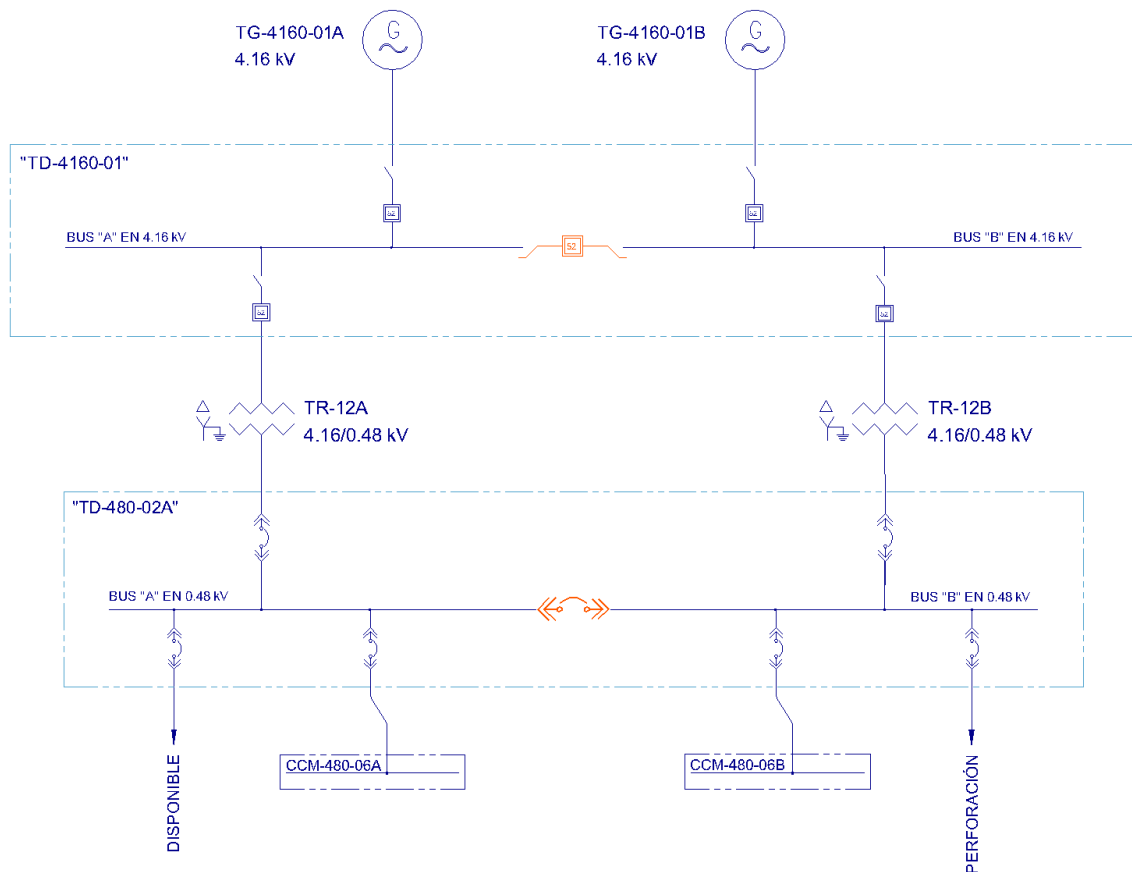


Fig. 5.2 – Estructura de operación en anillo con dos fuentes de alimentación



5.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS

▪ **Sistemas radiales aéreos.**

Los sistemas de distribución radiales aéreos se usan generalmente en zonas suburbanas y zonas rurales.

Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución.

En regiones suburbanas, con mayor densidad de carga, estos alimentadores primarios tienen puntos de interconexión. En condiciones normales estos puntos de interconexión están abiertos, en condiciones de emergencia permiten pasar parte de la carga de un alimentador a otro.

Los circuitos secundarios conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios alimentados por ese transformador siguiendo también una disposición radial.

Para la alimentación primaria radial se utilizan dos sistemas:

- Trifásico de tres hilos.
- Trifásico de cuatro hilos.

Este sistema consiste en una alimentación trifásica formada por tres conductores de fase y un conductor neutro. El neutro debe quedar conectado a tierra en forma efectiva; si por algún motivo el neutro se desconectase de tierra, se podrían dar elevaciones peligrosas de tensión y corrientes excesivas.

▪ **Conexión de alimentadores primarios en anillo.**

Para mejorar la continuidad del servicio en zonas con alta densidad de carga, se puede recurrir a interconectar los extremos de dos alimentadores primarios que salen de una misma subestación mediante un interruptor.

Este arreglo puede operarse de dos formas:

- Operación con el interruptor de amarre normalmente abierto.

En este caso los dos alimentadores funcionan de forma radial; en caso de una falla



en un alimentador, abre el interruptor más cercano a la falla y después de desconectar la zona afectada se cierra el interruptor de amarre para tomar parte de la carga del alimentador afectado por la falla.

- Operación con el interruptor de amarre normalmente cerrado.
En este caso opera como anillo; la carga total se divide entre los dos alimentadores y se obtiene una mejor regulación del voltaje y se reducen las pérdidas. Una falla en un punto del anillo provoca la apertura del interruptor de amarre el cual abre instantáneamente, separando los dos alimentadores para después llevar a cabo la apertura del interruptor correspondiente al alimentador afectado por la falla.

5.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

Las redes subterráneas de distribución tienen aplicación cuando se atienden grandes demandas de energía en donde se requiere una gran continuidad del servicio. Son más confiables que las aéreas porque están menos expuestas a fallas, dentro de las cuales se encuentran: descargas atmosféricas, tormentas, choques de vehículos, caídas de árboles, etc.

Pero a su vez las redes subterráneas presentan también algunas desventajas, entre las que cabe mencionar las siguientes:

- Poca accesibilidad, lo que dificulta localizar las fallas.
- En caso de falla se tendría una interrupción del servicio más prolongada que en las redes aéreas.
- Mayor dificultad en los trabajos de mantenimiento.
- Mayor costo.



5.2.1 Estructuras de Media Tensión

- **Radial.**

Esta estructura se constituye con cables troncales⁽¹⁾ que salen en forma radial de la subestación eléctrica y con cables transversales que ligan estas troncales.

Como se mencionó anteriormente, cuando se produce una falla en una red subterránea, es más difícil de localizar y su reparación lleva más tiempo, por esta razón en los sistemas radiales subterráneos se instalan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro y/o para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de una falla o de desconexión de un transformador se puedan conectar a un transformador contiguo, esto con la finalidad de minimizar el tiempo de interrupción de los usuarios, facilitar la operación y dar flexibilidad a la red.

En operación normal, cada alimentador lleva una carga funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos todos los elementos de seccionamiento con los que cuenta la estructura.

En caso de emergencia, los alimentadores deberán soportar cargas adicionales de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable.

Los sistemas de distribución radiales subterráneos se usan en zonas urbanas de media y alta densidad de carga de 15 a 20 MVA/km².

- **Anillo.**

Esta estructura cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes de alimentación a la carga.

Un arreglo en anillo permite mucha flexibilidad de traspaso de cargas de una barra a otra y brinda una mayor seguridad, ya que cuenta con múltiples alternativas para guiar la energía alrededor del anillo.

La aplicación de este tipo de estructuras se recomienda en zonas de densidad de carga de 5 a 15 MVA/km² y donde el aumento o tasa de crecimiento es pequeño.

⁽¹⁾ Troncal - Tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía desde la subestación primaria a los ramales, transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en alta tensión.



- **Doble alimentación.**

La operación se hace con base en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación, es decir, al salir el alimentador preferente, la energía deberá fluir por el emergente, transferencia que en el caso de equipo automático sólo tomará unos cuantos ciclos efectuarla, perturbando al consumidor en forma poco significativa.

La transferencia automática es la mejor pero la de mayor costo.

La aplicación de este tipo de estructuras se lleva a cabo preferentemente en zonas con grandes cargas puntuales, tales como cargas industriales, turísticas o comerciales.

Las densidades en donde se emplean fluctúan en un amplio rango que va desde los 5 hasta los 30 MVA/km² ya que para este caso se torna significativa la continuidad o confiabilidad que la red debe ofrecer al usuario.

- **Alimentadores selectivos.**

Esta red se constituye por cables troncales, de los cuales se derivan ramales⁽¹⁾ o subtroncales que los enlazan, siguiendo el principio de doble alimentación, energizando transformadores a lo largo de su recorrido.

En condiciones normales de operación, los transformadores son alimentados por los subtroncales con un punto normalmente abierto que permite balancear la carga y operar la red en forma radial. Cuando ocurre una falla en el troncal o subtroncal, los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar los movimientos de carga necesarios, transfiriendo los transformadores al alimentador troncal adyacente.

Este tipo de estructuras debido a su flexibilidad y costo, ha tenido una rápida expansión en los últimos años, y su implantación es recomendable para regiones de rápido crecimiento y densidades mayores de 15 MVA/km², en zonas cuyo crecimiento de carga es vertical, como zonas de altos edificios y grandes concentraciones de carga.

⁽¹⁾ Ramal - Parte del alimentador primario energizado que va a través de un troncal o de otro ramal, en el cual van conectados casi la totalidad de transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en alta tensión.



5.2.2 Estructuras de Baja Tensión

Al igual que los sistemas de media tensión, estas redes en general mantienen los mismos principios de operación, sin embargo, la diferencia entre ellos, es que en estos circuitos es posible trabajar con potencial o energizados, lo cual, con las debidas precauciones, dota al sistema de una mayor flexibilidad.

De manera general, se pueden dividir las estructuras de las redes de baja tensión en los siguientes tipos:

- **Radial simple.**

Este tipo de estructura es sencilla de instalar y su operación resulta relativamente económica. En esta red cada subestación alimenta zonas por separado, y en el caso de una falla en un cable secundario se afectará a todos los consumidores conectados a ese ramal, o una falla en la subestación afectará a todos los consumidores conectados a ésta. Es posible tener un grado de seccionalización, ya que al poder trabajar con potencial, el tramo de cable dañado puede ser seccionado y mientras es reparado se puede tratar de alimentar al resto de los consumidores.

Es recomendable implementar este tipo de estructuras en zonas habitacionales o zonas comerciales de poca importancia.

- **Radial Interconectada.**

El desarrollo de este tipo de redes es similar al anterior, sin embargo, en este caso es posible transferir por medio de equipos de seccionamiento, parte o toda la carga alimentada, ya sea por falla, desbalance, o simplemente por mantenimiento.

Este tipo de estructura, se usa preferentemente en zonas habitacionales o comerciales consideradas como de tipo medio, donde la continuidad es importante.

- **Malla o red automática en baja tensión.**

La malla o red automática asume un alto costo pero ofrece una gran confiabilidad y la más alta continuidad del servicio, así como la mejor regulación de voltaje. Este sistema de distribución garantiza un servicio prácticamente continuo a los usuarios, aún en el caso



de presentarse fallas en media o baja tensión, ya que las fallas en alta tensión y en los secundarios afectan poco a los usuarios.

Cuando ocurre una falla en la red de baja tensión, todos los transformadores de distribución alimentan dicha falla debido a que la malla de baja tensión se encuentra sólidamente conectada, por lo que se producen valores de corriente de cortocircuito tan altos como para evaporar rápidamente el material de cobre de los conductores en el lugar del corto, trozándose de esta forma el cable, y aislando la falla sin causar interrupciones a los usuarios. El aislamiento de los cables soporta estas temperaturas y se mantiene en los extremos del conductor quemado. Este proceso se conoce como autoextinción del cortocircuito.

Si la falla ocurre en media tensión, en un alimentador por ejemplo, opera la protección de sobrecorriente y abre el interruptor de potencia, sin embargo, para que la falla se liquide es necesario que se desconecten todos los transformadores conectados al alimentador en disturbio, para evitar el retorno de energía de la red de baja tensión. Esta función la realiza un dispositivo desconectador denominado “protector de red” (instalado en el lado secundario de cada transformador), el cual es una protección de tipo direccional, que opera en cuanto la corriente va de la red de baja tensión hacia el transformador. Una vez reparada la falla, todos los protectores deberán cerrar automáticamente, reintegrando los transformadores a la malla de baja tensión, y de esta forma ningún consumidor se ve afectado por una falla en el lado de media tensión.

Esta estructura es aplicable para alimentación a zonas urbanas densas (adoptada en las principales ciudades del mundo), donde se tiene una gran concentración de cargas. Debe ser implantada en zonas de densidades mayores a los 30 MVA/km².



5.3 ESTRUCTURA UTILIZADA EN PLATAFORMA PETROLERA

Debido a la gran diversidad de operaciones en Plataformas Marinas, los requerimientos de energía eléctrica varían, por lo que el tipo de estructura del sistema de distribución depende particularmente de las necesidades de cada Plataforma.

La estructura del sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera en condiciones normales de operación, es de forma radial, con uno solo de los turbogeneradores (TG-4160-01A o TG-4160-01B) como única fuente de alimentación.

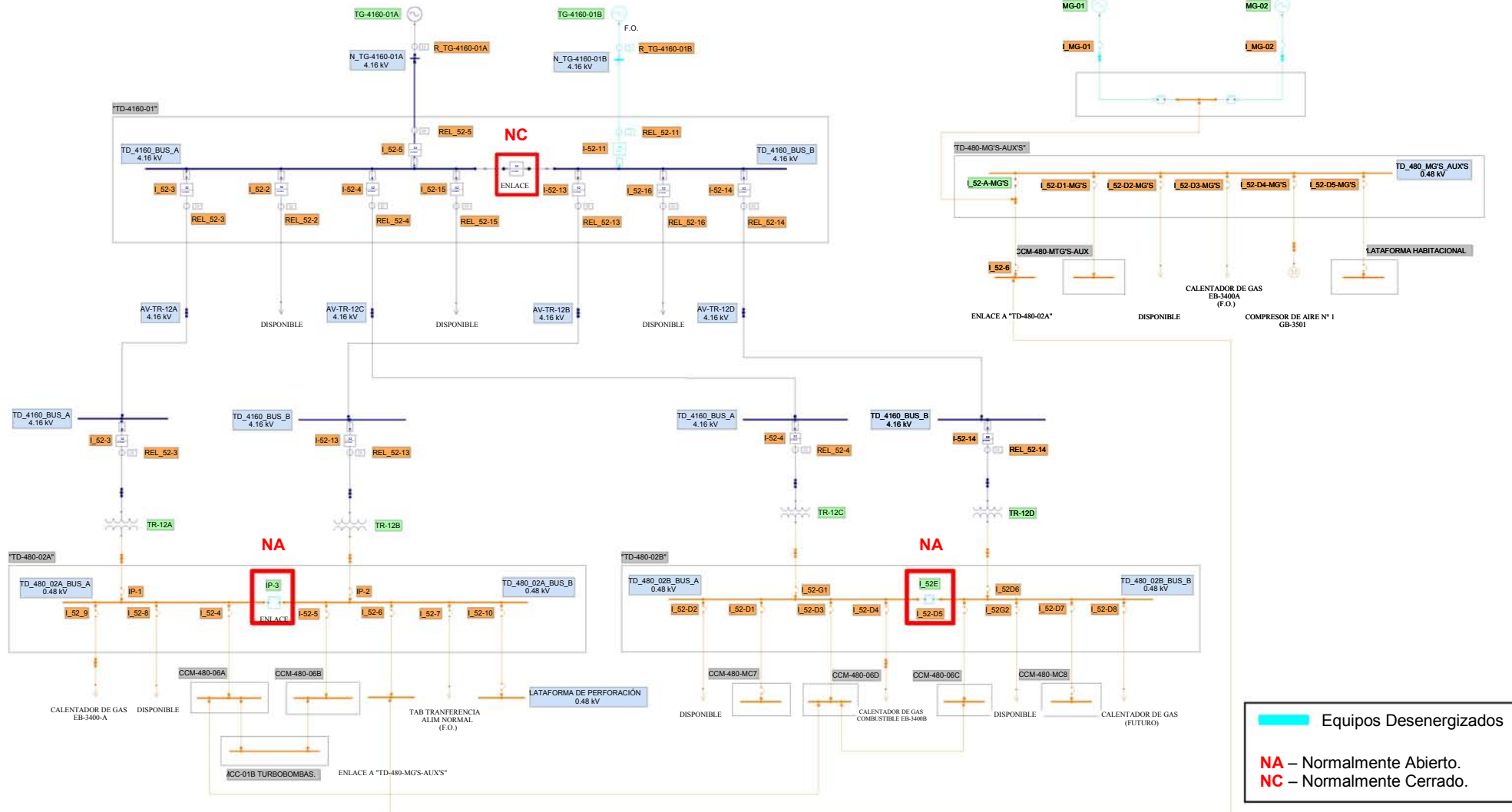
En el tablero principal TD-4160-01 y en los tableros de baja tensión TD-480-02A y TD-480-02B, se tiene una configuración de barra partida⁽¹⁾, donde el interruptor de enlace de barras del tablero principal se encuentra normalmente cerrado y por tanto los interruptores de enlace de barras de los tableros de baja tensión TD-480-02A y TD-480-02B se encuentran normalmente abiertos.

Los transformadores de distribución TR-12A y TR-12B, así como los transformadores TR-12C y TR-12D se reparten en secciones, formando anillos, pero por las condiciones mencionadas anteriormente, se mantiene un arreglo radial.

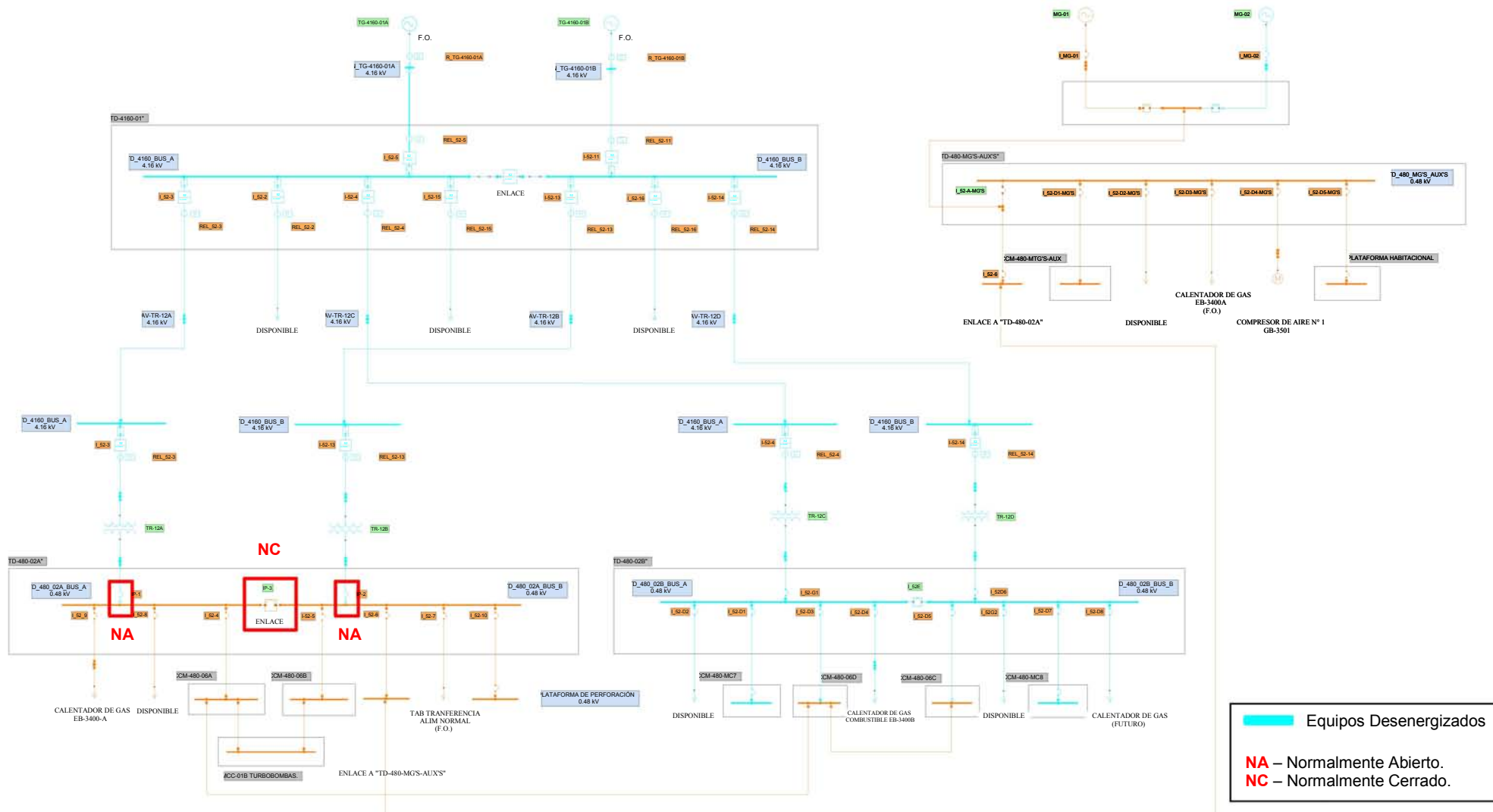
En condiciones de operación de emergencia, cuando el turbogenerador principal sale de operación y entra en marcha uno de los motogeneradores (MG-01 o MG-02) como única fuente de alimentación al sistema, a nivel de 0.48 kV, se tiene una operación Radial Interconectada, mediante la cual es posible transferir por medio de equipos de seccionamiento, parte de la carga alimentada.

Con esta operación, los interruptores de baja tensión asociados a los transformadores TR-12A y TR-12B se encuentran normalmente abiertos y el interruptor de enlace de barras del tablero TD-480-02A se cierra, y entran en operación los interruptores de transferencia, para alimentación desde el CCM-480-06A hacia las cargas de las secciones de emergencia del CCM-480-06C y CCM-480-06D.

⁽¹⁾ Barra Partida - Se basa en la división de la barra en dos partes a través de un seccionador o interruptor, misma que incrementa la seguridad y la flexibilidad de operación y de mantenimiento.



Diag. 5.1 - Diagrama Unifilar General de Plataforma Petrolera en Condiciones de Operación Normal



Diag. 5.2 - Diagrama Unifilar General de Plataforma Petrolera en Condiciones de Operación de Emergencia



6. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

6.1 FUNDAMENTOS GENERALES

El principal objetivo de un análisis de cortocircuito es conocer los valores de corriente de cortocircuito máximos en el punto o puntos en que ocurre la falla, durante el tiempo que dure la misma. Dichos resultados son necesarios para:

- Dimensionamiento y especificación de equipo.
- Verificar capacidades interruptivas de los equipos de desconexión.
- Dimensionamiento y ajuste del equipo de protección.
- Verificar capacidades de cortocircuito de los elementos que conforman el sistema.
- Diseño de mallas de puesta a tierra.

Durante un cortocircuito la corriente toma la trayectoria más corta, es por esta razón que se denomina así.

El flujo de la corriente de cortocircuito en un sistema eléctrico aplica tensiones mecánicas y térmicas (calor) en todos los componentes del sistema por los cuales la corriente fluye. Por lo que es recomendable llevar a cabo un análisis de cortocircuito cuando se requiere realizar una planeación, alguna ampliación del sistema eléctrico, reemplazo o remoción de equipo, cambios en la topología, o alguna interrupción del sistema.

La magnitud de la corriente de cortocircuito depende principalmente de dos factores:

1. Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
2. La oposición o resistencia que presenta el propio circuito de distribución.

Otros factores que influyen en la magnitud de la corriente son el momento, tipo y ubicación de la falla.

Conjuntamente se debe tomar en consideración el comportamiento de los generadores bajo condiciones de cortocircuito, así como la presencia de las componentes AC (corriente alterna)⁽¹⁾ y DC (corriente continua), las cuales integran la forma de onda de las

corrientes de cortocircuito, ya que estos elementos dan como resultado la variación de la corriente con el tiempo.

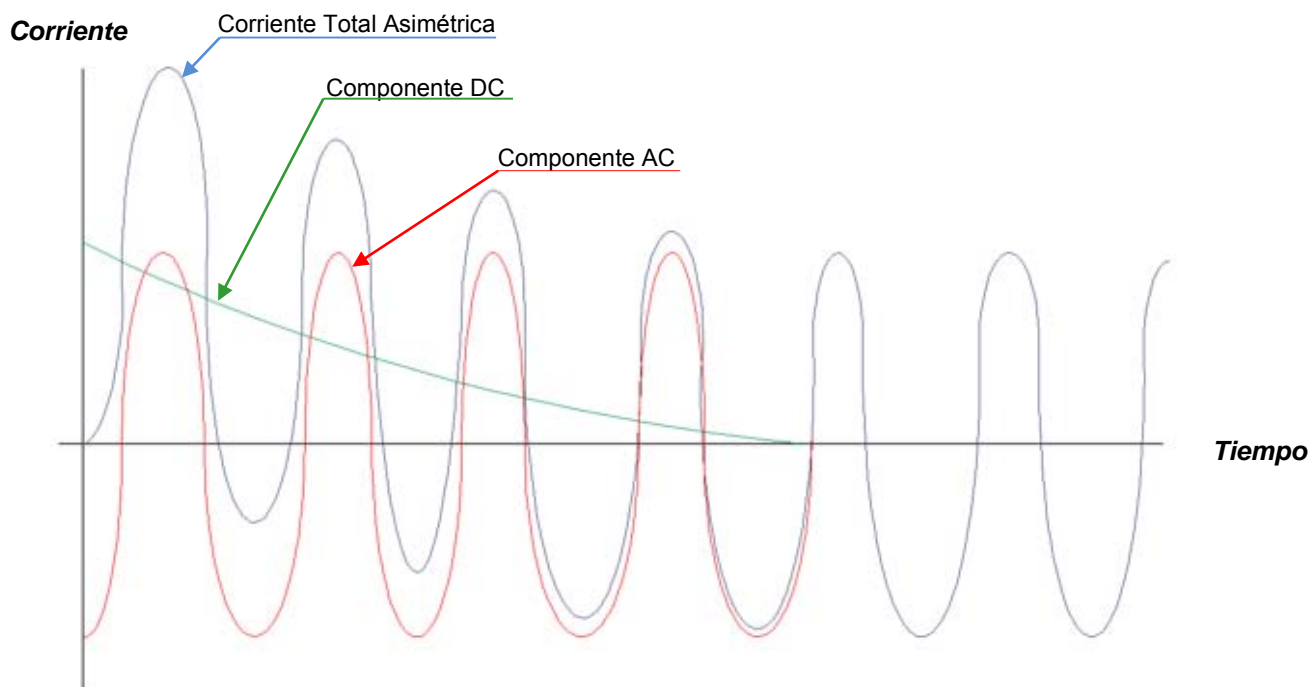


Fig. 6.1 – Representación gráfica de la corriente de cortocircuito

La magnitud de la onda de corriente total asimétrica se comporta como si hubiera dos componentes de corrientes fluyendo simultáneamente, dicho de otra manera, la corriente total asimétrica se genera al sumar la componente simétrica AC la cual varía de forma sinusoidal, y la presencia de la componente DC, la cual disminuye exponencialmente. Lo que da origen a las corrientes de cortocircuito.

La magnitud de la componente DC depende del instante en que ocurre el cortocircuito, y la disminución o descenso de esta componente, es proporcional a la relación de la reactancia a la resistencia (X/R) del circuito completo desde el generador hasta el punto de falla.

⁽¹⁾ La corriente alterna se utiliza principalmente en los sistemas eléctricos de potencia porque resulta más sencilla y económica la transmisión y distribución de la energía eléctrica a grandes distancias y a tensiones elevadas.



En el gráfico anterior se puede observar como la corriente de cortocircuito asimétrica gradualmente se convierte en simétrica, cuando la componente DC desaparece.

Los conceptos de corriente simétrica y asimétrica se presentan en la siguiente tabla:

TABLA 6.1 – CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICA Y ASIMÉTRICA

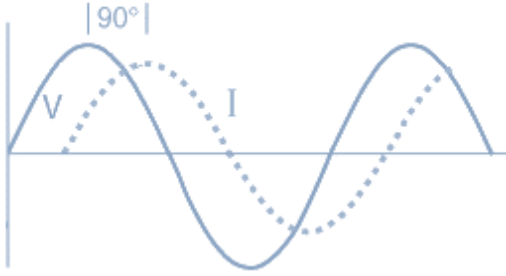
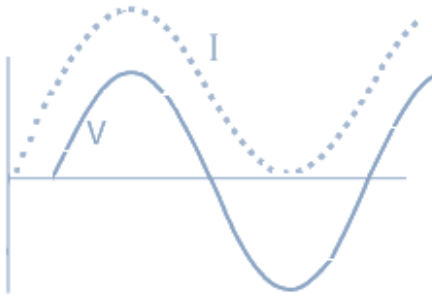
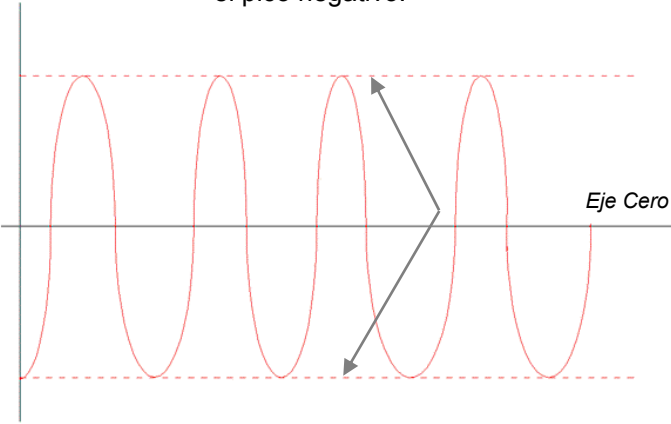
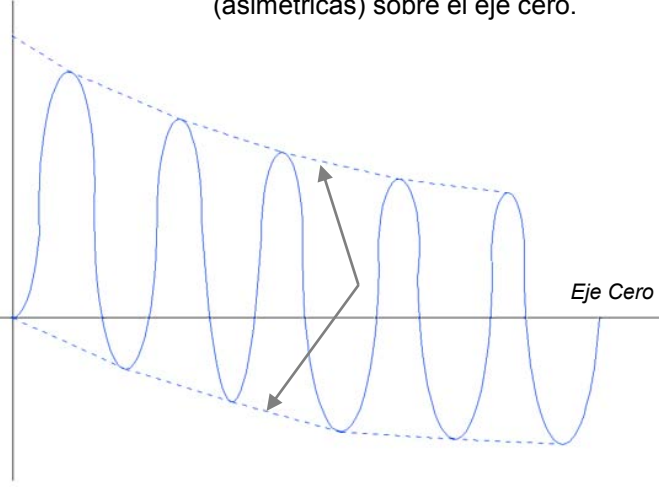
Corriente de cortocircuito simétrica	Corriente de cortocircuito asimétrica
<p>La corriente será simétrica si el cortocircuito ocurre cuando el voltaje máximo se encuentre en el pico positivo, con lo que se tendría una diferencia angular de 90° entre el voltaje y la corriente.</p> 	<p>La corriente será asimétrica si el cortocircuito ocurre cuando el voltaje cruza por el eje cero, desplazando la corriente hacia el pico positivo.</p> 
<p>Las envolventes de los picos de la onda de corriente son simétricas sobre el eje cero. El pico positivo tiene el mismo valor que el pico negativo.</p>  <p>La corriente simétrica se compone solo de corriente alterna.</p>	<p>Las envolventes de los picos de la onda de corriente no son simétricas (asimétricas) sobre el eje cero.</p>  <p>La corriente asimétrica está compuesta de las componentes AC y DC.</p>

TABLA 6.2 – TIPOS DE FALLAS

Fallas Simétricas	Fallas Asimétricas
<ul style="list-style-type: none"> Trifásicas 	<ul style="list-style-type: none"> Monofásicas (Línea a tierra)
<ul style="list-style-type: none"> Trifásica a tierra 	<ul style="list-style-type: none"> Bifásicas (Línea a línea)
<p>Nota:</p> <ul style="list-style-type: none"> Corriente de cortocircuito. Corrientes de cortocircuito parciales en conductores y tierra. 	<ul style="list-style-type: none"> Bifásicas a tierra (Doble línea a tierra)

Cuando una falla trifásica se produce, se obtiene la máxima corriente de cortocircuito. Por lo tanto, los cálculos de la corriente de cortocircuito trifásico serán suficientes para la aplicación de dispositivos de protección en la mayoría de los sistemas industriales; por esta razón se realiza su cálculo, ya que es la falla más crítica en un sistema de potencia.

Algunas de las razones por las que se producen fallas asimétricas, es debido a que uno o dos conductores se encuentran abiertos, ya sea por ruptura de los mismos o por la acción de dispositivos de protección que no lograron abrir simultáneamente las tres fases.



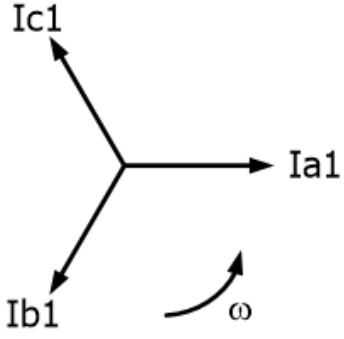
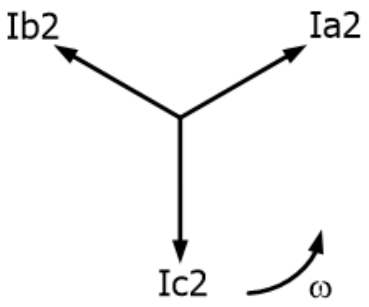
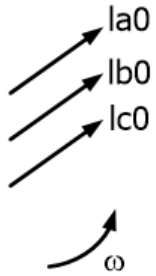
Debido a que cualquier falla asimétrica da lugar a que circulen por el sistema corrientes desequilibradas, se pueden determinar los valores de las corrientes después de que se presenta una falla de este tipo, mediante el método de las componentes simétricas propuesto por Fortescue.

En el año 1918 C. L. Fortescue, presentó en una reunión del “*American Institute of Electrical Engineers*”, un trabajo que constituye hoy en día, una de las herramientas más utilizadas para el estudio de los circuitos polifásicos desequilibrados.

El método consiste en determinar las componentes simétricas de la corriente en el punto de falla. De esta forma, pueden encontrarse los valores de las corrientes y las tensiones en diversos puntos del sistema.

Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas de vectores equilibrados:

TABLA 6.3 – TEOREMA DE FORTESCUE

Componentes de Secuencia Positiva	Componentes de Secuencia Negativa	Componentes de Secuencia Cero
Formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120^0 y con la misma secuencia de fases que los vectores originales.	Formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120^0 y con la secuencia de fases opuestas a la de los vectores originales.	Formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula.
		



Normalmente se utiliza la letra “a” para designar al operador que origina una rotación de $120^{0(1)}$ en sentido contrario al movimiento de las agujas del reloj.

Se define al operador “a” como un número complejo de módulo unidad 1, y argumento de 120^0 , el cual viene definido por las siguientes expresiones:

$a = 1 \angle 120^0$	$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$	$a = -0.5 + j 0.866$
----------------------	---	----------------------

Si se aplica a un vector el operador “a” dos veces consecutivas, el vector girará 240^0

$a^2 = 1 \angle 240^0$	$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$	$a^2 = -0.5 - j 0.866$
------------------------	---	------------------------

En general, cualquier sistema de tres fasores desequilibrado puede expresarse como la suma de tres sistemas de fasores.

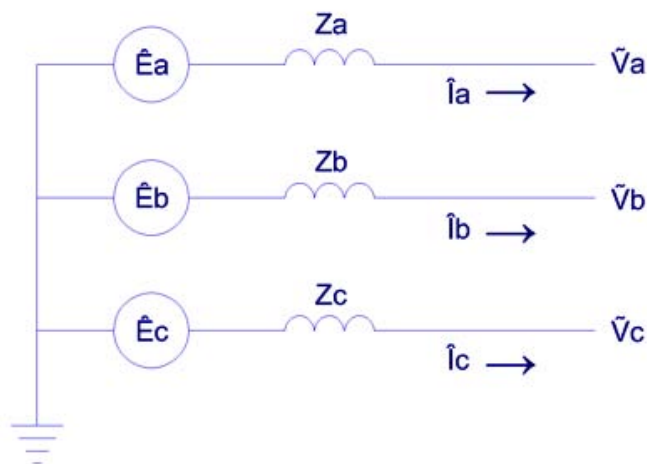


Fig. 6.2 – Circuito equivalente de sistema trifásico

(1) El equivalente de 120^0 en radianes es: $120^0 = \frac{2\pi}{3}$ siendo que $\pi = 180^0$



$$\tilde{I}_a = \tilde{I}_{a_0} + \tilde{I}_{a_1} + \tilde{I}_{a_2}$$

$$\tilde{I}_b = \tilde{I}_{b_0} + \tilde{I}_{b_1} + \tilde{I}_{b_2}$$

$$\tilde{I}_c = \tilde{I}_{c_0} + \tilde{I}_{c_1} + \tilde{I}_{c_2}$$

Utilizando el operador “ a ” en las ecuaciones, pueden escribirse de la siguiente forma:

$$\tilde{I}_a = \tilde{I}_{a_0} + \tilde{I}_{a_1} + \tilde{I}_{a_2} \quad \text{Ec. a}$$

$$\tilde{I}_b = \tilde{I}_{a_0} + a^2\tilde{I}_{a_1} + a\tilde{I}_{a_2} \quad \text{Ec. b}$$

$$\tilde{I}_c = \tilde{I}_{a_0} + a\tilde{I}_{a_1} + a^2\tilde{I}_{a_2} \quad \text{Ec. c}$$

A partir de estas ecuaciones y mediante algunas operaciones algebraicas⁽¹⁾ se pueden obtener las ecuaciones que permiten hallar las componentes de secuencia positiva, negativa y cero.

⁽¹⁾ Para una mayor profundización del tema en cuanto a la metodología y las operaciones empleadas, consulte el libro “*Redes Eléctricas Tomo II*”, del Ing. Jacinto Viqueira Landa.



TABLA 6.4 – ECUACIONES PARA OBTENER COMPONENTES DE SECUENCIA

	Secuencia Positiva	Secuencia Negativa	Secuencia Cero
Fase a	$\tilde{I}_{a_1} = \frac{1}{3} (\tilde{I}_a + a\tilde{I}_b + a^2\tilde{I}_c)$	$\tilde{I}_{a_2} = \frac{1}{3} (\tilde{I}_a + a^2\tilde{I}_b + a\tilde{I}_c)$	$\tilde{I}_{a_0} = \frac{1}{3} (\tilde{I}_a + \tilde{I}_b + \tilde{I}_c)$
Fase b	$\tilde{I}_{b_1} = a^2\tilde{I}_{a_1}$	$\tilde{I}_{b_2} = a\tilde{I}_{a_2}$	$\tilde{I}_{b_0} = \tilde{I}_{a_0} = \tilde{I}_{c_0}$
Fase c	$\tilde{I}_{c_1} = a\tilde{I}_{a_1}$	$\tilde{I}_{c_2} = a^2\tilde{I}_{a_2}$	$\tilde{I}_{c_0} = \tilde{I}_{a_0} = \tilde{I}_{b_0}$

Otra forma de obtener las componentes de secuencia positiva \tilde{I}_{a_1} y negativa \tilde{I}_{a_2} , es sustituyendo en las ecuaciones el valor del operador “a” y agrupando términos.

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Resultando así:

$$\tilde{I}_{a_1} = \frac{1}{3} \left[\tilde{I}_a - \frac{1}{2} (\tilde{I}_b + \tilde{I}_c) + j\frac{\sqrt{3}}{2} (\tilde{I}_b - \tilde{I}_c) \right]$$

$$\tilde{I}_{a_2} = \frac{1}{3} \left[\tilde{I}_a - \frac{1}{2} (\tilde{I}_b + \tilde{I}_c) - j\frac{\sqrt{3}}{2} (\tilde{I}_b - \tilde{I}_c) \right]$$



Expresión matricial de la transformación en componentes simétricas.

Las ecuaciones a, b y c, pueden escribirse en forma matricial de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_a \\ \tilde{I}_b \\ \tilde{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_{a_0} \\ \tilde{I}_{a_1} \\ \tilde{I}_{a_2} \end{bmatrix}$$

Matriz de transformación $[A]$

Las ecuaciones \tilde{I}_{a_0} , \tilde{I}_{a_1} e \tilde{I}_{a_2} también se pueden escribir en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_{a_0} \\ \tilde{I}_{a_1} \\ \tilde{I}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_a \\ \tilde{I}_b \\ \tilde{I}_c \end{bmatrix}$$

Inversa de Matriz de transformación $[A^{-1}]$

Utilizando una anotación abreviada las ecuaciones matriciales pueden quedar expresadas de la siguiente forma:

$$[\tilde{I}_{abc}] = [A] \cdot [\tilde{I}_{a_{012}}]$$

$$[\tilde{I}_{a_{012}}] = [A^{-1}] \cdot [\tilde{I}_{abc}]$$

Pueden escribirse expresiones similares para relacionar las componentes simétricas de los voltajes.

$$\tilde{V}_a = \tilde{V}_{a_0} + \tilde{V}_{a_1} + \tilde{V}_{a_2}$$

$$\tilde{V}_b = \tilde{V}_{b_0} + \tilde{V}_{b_1} + \tilde{V}_{b_2}$$

$$\tilde{V}_c = \tilde{V}_{c_0} + \tilde{V}_{c_1} + \tilde{V}_{c_2}$$



Utilizando el operador “a” en las ecuaciones, pueden escribirse de la siguiente forma:

$$\tilde{V}_a = \tilde{V}_{a_0} + \tilde{V}_{a_1} + \tilde{V}_{a_2}$$

$$\tilde{V}_b = \tilde{V}_{a_0} + a^2 \tilde{V}_{a_1} + a \tilde{V}_{a_2}$$

$$\tilde{V}_c = \tilde{V}_{a_0} + a \tilde{V}_{a_1} + a^2 \tilde{V}_{a_2}$$

$$\tilde{V}_{a_1} = \frac{1}{3} (\tilde{V}_a + a \tilde{V}_b + a^2 \tilde{V}_c)$$

$$\tilde{V}_{a_2} = \frac{1}{3} (\tilde{V}_a + a^2 \tilde{V}_b + a \tilde{V}_c)$$

$$\tilde{V}_{a_0} = \frac{1}{3} (\tilde{V}_a + \tilde{V}_b + \tilde{V}_c)$$

Expresando las ecuaciones en forma matricial⁽¹⁾

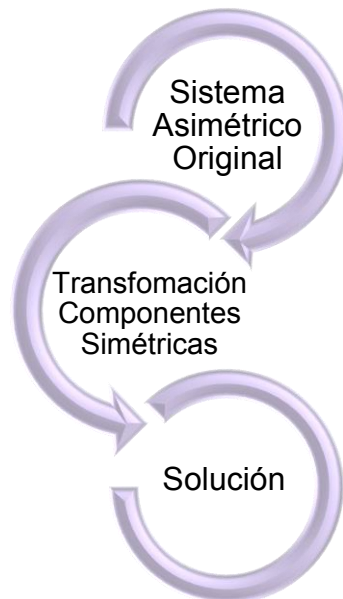
$$[\tilde{V}_{abc}] = [A] \cdot [\tilde{V}_{a_{012}}] \quad \begin{bmatrix} \tilde{V}_a \\ \tilde{V}_b \\ \tilde{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_{a_0} \\ \tilde{V}_{a_1} \\ \tilde{V}_{a_2} \end{bmatrix}$$

$$[\tilde{V}_{a_{012}}] = [A^{-1}] \cdot [\tilde{V}_{abc}] \quad \begin{bmatrix} \tilde{V}_{a_0} \\ \tilde{V}_{a_1} \\ \tilde{V}_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_a \\ \tilde{V}_b \\ \tilde{V}_c \end{bmatrix}$$

⁽¹⁾ Las matrices manejan un método ordenado para resolver ecuaciones.



Resumiendo en forma esquemática, se tiene:



Para facilitar la realización de los cálculos de las corrientes de cortocircuito, las unidades suelen expresarse en “*por unidad*” (cantidad adimensional) o “*por ciento*” (%) de una referencia o valor base.

$$(p. u.) = \frac{Valor Real}{Valor Base}$$

$$(\%) = (p. u.) * 100$$

Algunas de las ventajas de utilizar el sistema en “*por unidad*” son: simplificar el trabajo de los cálculos numéricos que se realizan en forma manual y hacer más precisos y fáciles estos cálculos.

Los fabricantes entregan regularmente la impedancia de un equipo eléctrico en “*por ciento*” o “*por unidad*” de sus valores nominales de voltaje [kV] y potencia [KVA], que figuran en la placa de datos.



El procedimiento general para el desarrollo de un análisis de cortocircuito en forma manual, se describe a continuación:

1. Obtener un diagrama unifilar general del sistema eléctrico a analizar, verificar la topología de operación, y conseguir la información nominal de los parámetros eléctricos y valores de impedancia de los equipos (generadores, transformadores, motores, líneas, reactores).
2. Seleccionar las bases de potencia (KVA o MVA) y tensión (kV).

Es propicio seleccionar como voltaje base el voltaje nominal del sistema, o el voltaje de los generadores o transformadores de alimentación.

La potencia base usualmente se selecciona de una de las máquinas o transformadores del sistema, o un número conveniente alrededor de 1000, 10,000 o 100,000 KVA.

Normalmente los datos se dan como KVA o MVA totales trifásicos y kV entre líneas, para los cálculos de la potencia y voltaje base del diagrama de impedancias se requieren KVA o MVA por fase y kV de línea a neutro.

$$S_{B(1\phi)} = \frac{S_{B(3\phi)}}{3} [KVA]$$

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} [kV]$$

3. Realizar los cambios de base de todos los componentes eléctricos: compañía suministradora, generadores, transformadores, líneas, motores, reactores.

Donde el valor real esta expresado en sus unidades (volts, amperes, ohms, watts, etc.), y el valor base es un valor que se selecciona como referencia para la cantidad en cuestión.



Las siguientes expresiones son utilizadas para realizar los cambios de base:

$$Z_{Base} = \frac{(V_B)^2}{S_B} [\Omega] \quad Z_{(p.u.)} = \frac{Z_{(Real)} [\Omega]}{Z_{(Base)} [\Omega]} \quad Z_{(p.u.)_2} = Z_{(p.u.)_1} \left(\frac{P_2}{P_1}\right) \cdot \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2$$

4. Para obtener las corrientes de cortocircuito se requiere calcular las impedancias equivalentes de Thévenin en *p.u.* de secuencia positiva, negativa y cero en el punto de falla, así como la tensión en *p.u.* y la corriente base en amperes, en dicho punto. Para calcular la tensión y la corriente base en el punto de falla se emplean las siguientes formulas:

$$V_{(p.u.)} = \frac{V_{(Real)} [kV]}{V_{(Base)} [kV]} \quad I_{Base} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot V_F} [A]$$

5. Elaborar los diagramas de impedancias de las redes de secuencia positiva, negativa y cero.
6. Finalmente se calculan las corrientes de cortocircuito para el tipo de falla requerido.

En la siguiente tabla se presentan las ecuaciones para el cálculo de las corrientes de cortocircuito para una falla trifásica y monofásica.



TABLA 6.5 – ECUACIONES PARA CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

	Falla Trifásica	Falla Monofásica
	En este tipo de falla únicamente está involucrada la secuencia positiva.	Es el tipo de falla que se presenta con más frecuencia en los sistemas.
Datos en por unidad	$I_{a_1} = \frac{V_{(p.u.)}}{Z_1} [p.u.]$ $I_a = (I_{a_1}) * (I_{Base}) [A]$	$I_{a_0} = \frac{V_{(p.u.)}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} [p.u.]$ $I_{a(p.u.)} = 3 * I_{a_0} [p.u.]$ $I_a = (I_{a(p.u.)}) * (I_{Base}) [A]$
Datos reales	$Ik''_{3F} = \frac{c \cdot V_F}{\sqrt{3} \cdot (Z_1)} [A]$	$Ik''_{1F} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot V_F}{2 \cdot (Z_1) + (Z_0) + 3 \cdot R_F} [A]$

Donde c es un factor de seguridad para voltaje de prefalla.

La impedancia de secuencia positiva total de la red Z_1 , se obtiene de la suma de cada una de las impedancias de los elementos eléctricos involucrados hasta el punto de falla.

Por ejemplo:

$$Z_1 = (Z''_G + Z_T + Z_L + Z_M)$$

Generador.

$$Z''_G = (R_G + jXd'') \cdot \frac{(V_F)^2}{S_G} [\Omega]$$

Transformador.

$$Z_T = R_T + jX_T = \left(R_T + j\sqrt{Z_{CC}^2 - R_T^2} \right) \cdot \frac{(V_F)^2}{S_T} [\Omega]$$



Línea.

$$Z_L = R_L \cdot longitud + j\omega L \cdot longitud \quad [\Omega]$$

Para una falla monofásica las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito. Si no hay retorno por el neutro de un sistema trifásico, las corrientes no contienen componentes de secuencia cero.

$$3 \cdot \tilde{I}_{a_0} = \tilde{I}_a + \tilde{I}_b + \tilde{I}_c$$

Como $\tilde{I}_b = 0$ e $\tilde{I}_c = 0$

Se tiene: $I_a = 3 \cdot I_{a0}$

En algunos casos las corrientes de cortocircuito monofásicas son superiores a las corrientes trifásicas, esto es debido a la topología del sistema y a la consideración de las componentes de secuencia cero. La corriente se ve afectada por la forma en que se encuentran los neutros del sistema conectados a tierra, ya que representan los puntos de retorno para la circulación de corrientes.

Cuanto mayor sea la corriente de falla a tierra en relación con la corriente trifásica más sólidamente está aterrizado el sistema.

Como conclusión general, cabe señalar que aunque las computadoras y softwares especializados en análisis de sistemas de potencia han reemplazado casi completamente cualquier otro método de cálculo en los problemas de redes, es indispensable la capacidad de análisis del ingeniero de planeación para interpretar la información y lograr así óptimos resultados en el análisis de una red.

Para realizar el análisis de cortocircuito de la Plataforma Petrolera se utilizó el software de Análisis de Sistemas de Potencia **NEPLAN** versión 5.5.3; en el Capítulo 4 se presentó la metodología empleada para dicho estudio.



6.2 FUENTES GENERADORAS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Cuando se determina la magnitud de la corriente de cortocircuito, es fundamental considerar todas las fuentes generadoras y sus respectivas impedancias.

Existen tres fuentes básicas (elementos activos) que contribuyen a las corrientes de cortocircuito:

1. Generadores.
2. Motores síncronos.
3. Motores de inducción.

Al ocurrir una falla, el generador continúa produciendo voltaje debido a que el campo de excitación se mantiene, y la turbina continúa moviendo el generador.

El voltaje generado produce una corriente de gran magnitud que fluye hacia el punto de falla.

Durante la falla, el motor síncrono actúa como un generador, alimentando la corriente de cortocircuito.

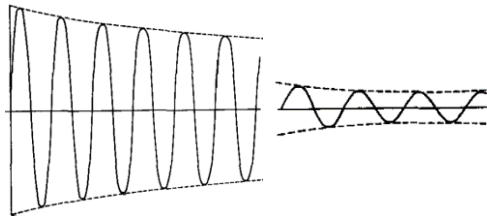
La inercia⁽¹⁾ de la carga y del rotor tiende a evitar la desaceleración del motor. La energía rotativa de la carga y el rotor mueve el motor síncrono como una turbina mueve un generador.

Con el motor de inducción el efecto de la inercia de la carga y el rotor es similar que en el caso de un motor síncrono. Debido a que el flujo en el rotor no decae instantáneamente, se genera un voltaje en el estator que produce una corriente que alimenta la falla, hasta que el flujo en el rotor decae a cero mucho más rápido que en el motor síncrono.

⁽¹⁾ Inercia - Propiedad que tienen los cuerpos de permanecer en su estado de reposo o movimiento en forma independiente de una fuerza exterior.

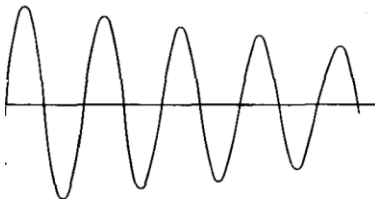


Corrientes de las diversas fuentes de cortocircuito

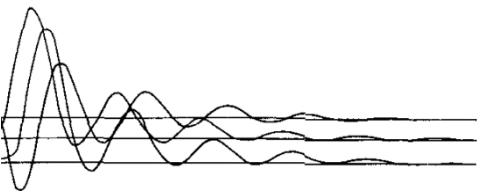


Primeros ciclos Estado Estable

Comportamiento típico de la corriente de cortocircuito desde un generador.

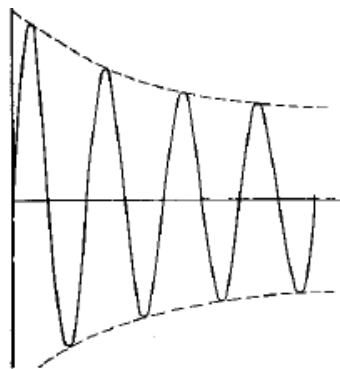


Comportamiento típico de la corriente de cortocircuito desde un motor síncrono.

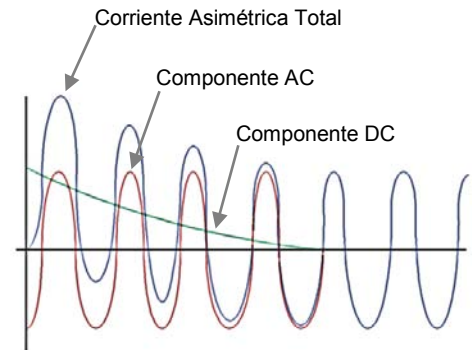


Comportamiento típico de la corriente de cortocircuito desde un motor de inducción.

Corriente de cortocircuito simétrica total



Corriente de cortocircuito asimétrica total



Suma de la componente simétrica AC y la componente DC.



6.2.1 Generadores

Un generador eléctrico es capaz de transformar otras formas de energía (vapor, gas, agua, entre otras) en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica.

Esta transformación utiliza el principio de “*inducción electromagnética*”, que establece que al hacer girar una espira (hilo conductor cerrado) dentro de un campo magnético, se produce una variación del flujo de dicho campo a través de la espira y por lo tanto se genera una corriente eléctrica. En el caso de un generador se consigue por la acción de un campo magnético sobre la armadura, denominada también estator.

Los generadores síncronos se constituyen de dos partes fundamentales:

- Rotor.
Es el componente que gira en una máquina eléctrica (sea un motor o un generador eléctrico).
El rotor está formado por un eje que soporta una serie de bobinas arrolladas sobre un núcleo que gira dentro de un campo magnético creado por un imán o por otro juego de bobinas, esto produce un flujo constante y la dirección del flujo se establece por la corriente en el enrollado del motor.

- Estator o armadura.
Es una armadura metálica de acero laminado que permanece estática, recubierta por alambres de cobre que forman un circuito, con tres embobinados, en los que se inducen tres fuerzas electromotrices de igual magnitud y desplazadas 120° eléctricos.

Al girar el rotor a grandes velocidades se producen corrientes en los hilos de cobre del estator.

Cuando un generador eléctrico está en funcionamiento, uno de los devanados genera un flujo magnético en el entrehierro⁽¹⁾ y se denomina *inductor* (excitación o campo), de esta manera el otro devanado lo transforma en electricidad, y se denomina *inducido*.

⁽¹⁾ El espacio de aire que separa el estator y el rotor para que pueda girar la máquina es conocido como entrehierro.

El rotor junto con su contraparte fija, el estator, forman el conjunto fundamental para la transmisión de potencia en motores y máquinas eléctricas en general.

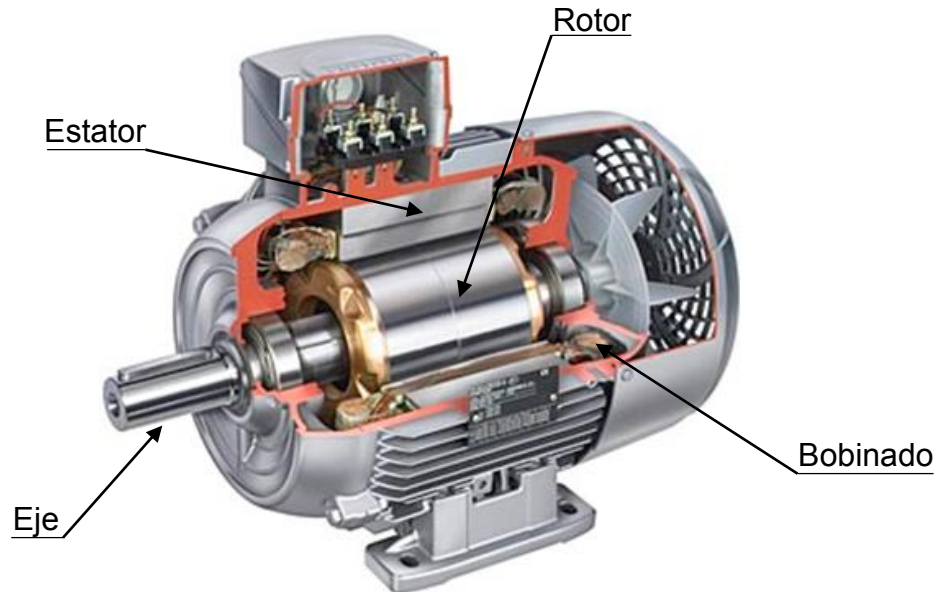
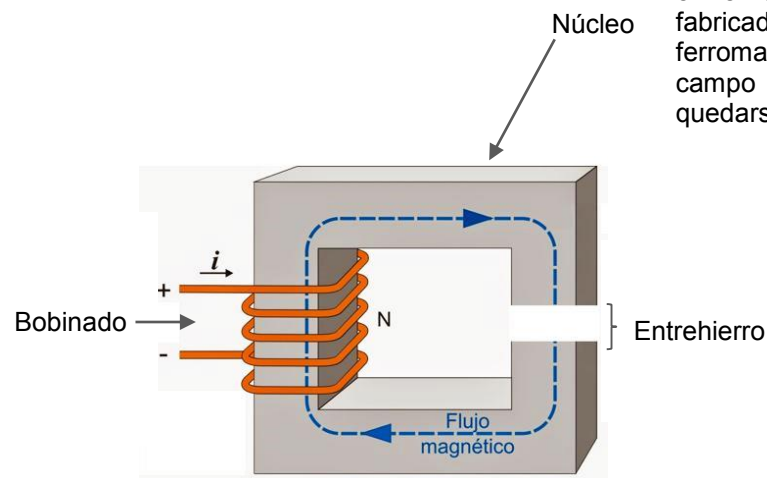


Fig. 6.3 – Principales componentes de un generador síncrono

Un bobinado se puede representar gráficamente de la siguiente manera:

Rodea al núcleo y lo somete a un campo magnético constante, en una dirección que dependerá de la corriente. Es importante el número de espiras N .



Está diseñado para transportar el flujo ϕ creado por la corriente en el bobinado. Suele estar fabricado con materiales ferromagnéticos, por tanto, el campo magnético tiende a quedarse dentro del material.

Es una zona donde el núcleo o camino del flujo sufre un salto o discontinuidad.

Fig. 6.4 – Gráfico de bobinado, núcleo y entrehierro



Si una carga se conecta al generador fluirán corrientes en el enrollado del estator, también conocido como *enrollado de armadura*.

Las corrientes que circulan en las bobinas alrededor del estator producirán una *fuerza magnetomotriz* (FMM) girando a la misma velocidad y en el mismo sentido en el que el rotor gira, y que en condiciones normales de funcionamiento, o sea cuando la máquina gira a la velocidad del sincronismo, produce un flujo por la interacción entre las dos fuerzas magnetomotrices producidas en el estator y en el rotor, conocida como *reacción de la armadura*.

Estas dos FMM producen la FMM resultante responsable del flujo neto en el entrehierro, y de la generación de la *fuerza electromotriz* (FEM) en la carga.

TABLA 6.6 – FUERZA MAGNETOMOTRIZ Y ELECTROMOTRIZ

Fuerza Magnetomotriz – FMM [Amperio-vuelta]	Fuerza Electromotriz – FEM [V]
Circuito Magnético.	Circuito Eléctrico.
Produce flujo ϕ [Weber]	Produce corriente [A]
Es la fuerza capaz de producir un flujo magnético entre dos puntos de un circuito magnético.	Es la fuerza capaz de producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado. Y se relaciona con la variación del flujo con respecto al tiempo.
En los circuitos magnéticos hay pérdida de flujo al exterior, que puede ser a veces mayor que la que circula por el circuito.	En los circuitos eléctricos la intensidad de corriente es constante.
La reluctancia de un circuito magnético es la resistencia que este posee al paso de un flujo magnético.	La resistencia eléctrica es toda oposición que encuentra la corriente a su paso por un circuito eléctrico cerrado.

Cuando sucede un cortocircuito en las terminales de una máquina sincrónica se requiere de cierto tiempo para la reducción del flujo a través del entrehierro.

A medida que el flujo disminuye, la corriente de inducido decrece, porque la tensión generada por el flujo en el entrehierro determina la corriente que fluirá a través de la resistencia y la reactancia del devanado del inducido.



Las consecuencias de un cortocircuito en el estator pueden originar que el aislamiento⁽¹⁾, los devanados, o el núcleo se dañen, que exista estrés mecánico en el generador, o algún riesgo de explosión y fuego.

Durante una falla en terminales del generador, la corriente varía con el tiempo con lentitud relativa desde su valor inicial hasta el correspondiente estado permanente o estable.

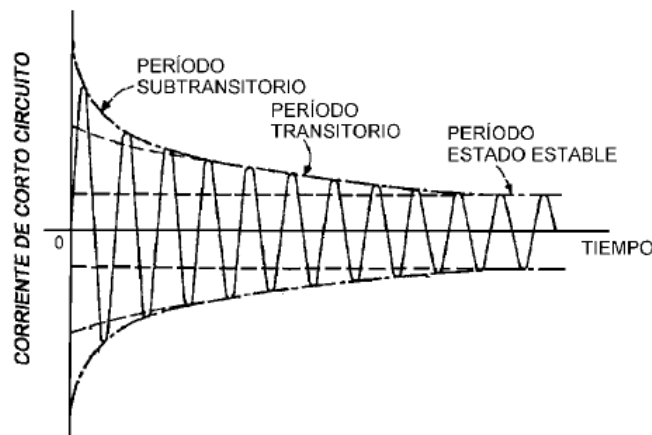


Fig. 6.5 – Corriente de cortocircuito en terminales del generador

Los diferentes periodos por los que pasa la corriente son:

- Corriente Subtransitoria I''
Es la corriente que pasa por una maquina síncrona inmediatamente después de ocurrir la falla.
Su magnitud es determinada por la reactancia subtransitoria X_d'' del generador.
- Corriente Transitoria I'
Es la corriente que circula varios ciclos después de presentarse la falla.
Su magnitud es determinada por la reactancia transitoria X_d' del generador.
- Corriente Permanente I
Es la corriente que circula en estado estable. Su magnitud es determinada por la reactancia de estado permanente X_d del generador.

⁽¹⁾ Algunos elementos que degradan los aislamientos del devanado del estator son: la temperatura a la que operan, los esfuerzos mecánicos y eléctricos de los arranques, paros y corrientes, y agentes químicos o ambientales.

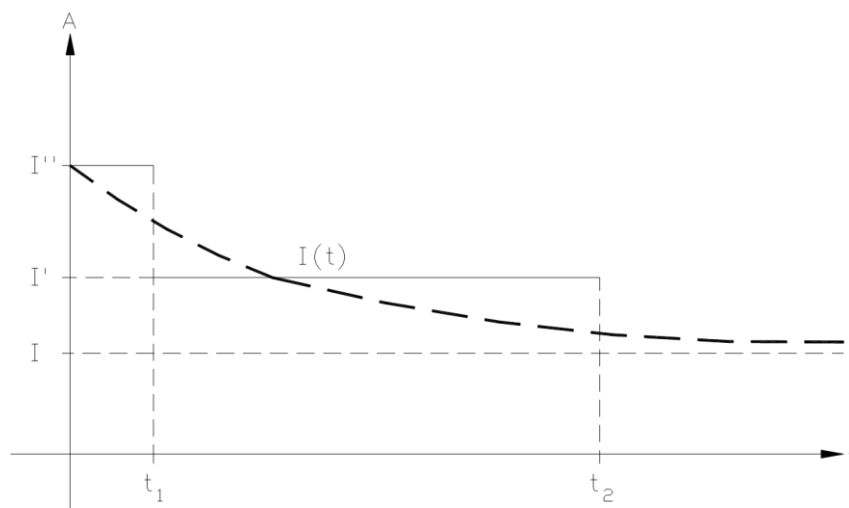


Fig. 6.6 – Variación de la corriente con el tiempo durante una falla en terminales del generador

La disminución de la amplitud de la corriente alterna del generador, se debe al efecto del flujo producido por las corrientes que circulan en los amortiguadores, a la variación de la *reacción de la armadura* y a los valores de las reactancias del generador, que varían en el tiempo durante el cortocircuito.

Generalmente las reactancias se expresan en % o en *p.u.*, y se toma como base la potencia nominal [KVA] y el voltaje nominal [kV].

En caso de que el fabricante proporcione la potencia en kW y el factor de potencia, se pueden calcular los KVA nominales.

$$KVA_{nom} = \frac{kW_{nom}}{f.p.}$$

Las reactancias de eje directo son las que comúnmente se emplean en los estudios de cortocircuito, porque la trayectoria del flujo en el eje directo es la predominante y la que tiene la principal influencia durante condiciones de falla.

La letra “*d*” que aparece como subíndice, es la letra inicial de *directa*.



Parámetros del Generador o Máquina Síncrona.

Las reactancias descritas a continuación son de secuencia positiva con respecto a su potencia y voltaje nominal, y se hace uso de las reactancias saturadas.

- Reactancia subtransitoria saturada $X_d'' sat.$

Es la reactancia aparente del devanado del estator, correspondiente a las condiciones existentes en el generador al iniciarse el cortocircuito.

En general, las reactancias subtransitorias de generadores y motores se utilizan para determinar la corriente inicial que circula al producirse un cortocircuito.

Su valor dura pocos ciclos⁽¹⁾ hasta que disminuye el efecto de los devanados de amortiguamiento sobre las variaciones del flujo.

El rango de tiempo para esta reactancia es hasta $\frac{1}{2}$ segundo aproximadamente.

- Reactancia transitoria saturada $X_d' sat.$

Es la reactancia correspondiente a las condiciones existentes en el generador unos ciclos después de iniciarse el cortocircuito, pero despreciando el efecto de las corrientes de los amortiguadores.

Se estima que su valor se presenta aproximadamente después de cinco ciclos⁽¹⁾ o más de ocurrir la falla, y abarca el rango de tiempo entre $\frac{1}{2}$ y 2 segundos, dependiendo del diseño de la máquina.

- Reactancia de estado permanente o sincrónica saturada $X_d sat.$

Es la reactancia aparente que determina el flujo de corriente cuando una condición de estado permanente es alcanzada.

La reactancia sincrónica X_d es la que exhibe el generador en condiciones de operación de estado estable, que en teoría es un estado en el cual la reactancia ya se ha estabilizado.

Se presenta aproximadamente en los ciclos⁽¹⁾ 25-30 o superior, y hasta varios segundos después de ocurrido el cortocircuito.

⁽¹⁾ $1 \text{ ciclo} = \frac{1}{60 \text{ seg.}} = 0.01666 [\text{seg}]$



De lo anterior, siempre se debe cumplir que:

$$X_d'' < X_d' < X_d$$

A estas reactancias se les asocia el fenómeno del decaimiento de la corriente en el tiempo, ya que la reactancia cambia (aumenta) en función del tiempo a medida que se presenta el fenómeno de cortocircuito.

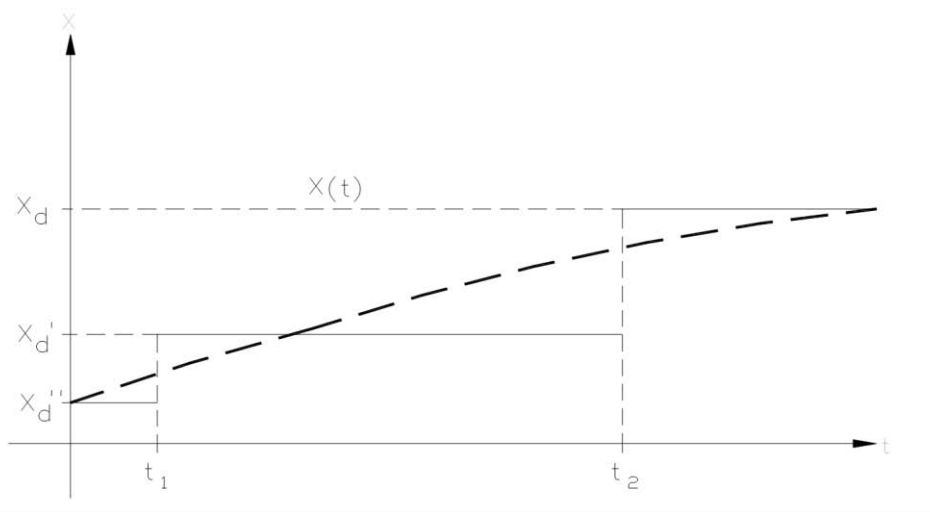


Fig. 6.7 – Variación de la reactancia del generador durante una falla

Aunque las reactancias no son verdaderas constantes de la máquina, se basan en estudios del comportamiento de los generadores, y dependen del grado de saturación del circuito magnético; sus valores están normalmente dentro de ciertos límites y pueden considerarse para algunos tipos de máquinas.



Valores típicos de reactancia.

- Fuente: *Kundur*

		Hidráulicas [p.u.]	Térmicas [p.u.]
Reactancia Subtransitoria	X_d''	0.15 - 0.35	0.12 - 0.25
Reactancia Transitoria	X_d'	0.2 - 0.4	0.15 - 0.3
Reactancia Sincrónica	X_d	0.6 - 1.5	1.0 - 2.3

- Fuente: *IEEE RED BOOK*

Table 4A-1—Typical reactance values for induction and synchronous machines, in per unit of machine kVA ratings*

	X_d''	X_d'
Turbine generators [†]		
2 poles	0.09	0.15
4 poles	0.15	0.23
Salient-pole generators with damper windings [†]		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or less	0.21	0.33
Synchronous motors		
6 poles	0.15	0.23
8–14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers [†]	0.24	0.37
Synchronous converters [†]		
600 V direct current	0.20	—
250 V direct current	0.33	—
Individual large induction motors, usually above 600 V	0.17	—
Smaller motors, usually 600 V and below	See tables 4-1 and 4-2.	



- Fuente: Valores recomendados en software **NEPLAN**

		Turbo [%]	Polos salientes ⁽¹⁾ [%]
Reactancia subtransitoria saturada	$X_d'' sat.$	9 ... 22	12 ... 30
Reactancia transitoria saturada	$X_d' sat.$	$(1.4 ... 1.7) * X_d''$	20 ... 45 * con devanado amortiguador
Reactancia sincrónica saturada	$X_d sat.$	120 ... 270	70 ... 130

- Reactancia de secuencia negativa X_2

Valor recomendado: $X_2 = X_d''$

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, la reactancia de secuencia negativa puede considerarse generalmente de la misma magnitud que la reactancia subtransitoria. Esta reactancia existe mientras circulen corrientes de secuencia negativa por la armadura del generador y su valor se mantiene constante.

- Reactancia de secuencia cero de la máquina sincrónica X_0

Valor típico: $X_0 = (0.4 ... 0.8) X_d''$

La reactancia de secuencia cero es bastante menor que las reactancias de secuencia positiva y negativa.

En general: $X_0 < X_2 \leq X_d''$

⁽¹⁾ - Un rotor de *polos salientes* de acero laminado tiene bobinas conectadas en cortocircuito llamadas amortiguadores, que amortiguan las oscilaciones del rotor y facilitan la sincronización de la máquina.

- Un rotor con *polos lisos* de acero que no está laminado juega el papel de amortiguador.



- Resistencia de secuencia positiva R_1
- Resistencia de secuencia negativa R_2
- Resistencia de secuencia cero R_0

En los cálculos de corrientes de cortocircuito pueden despreciarse las resistencias de secuencia positiva, negativa y cero, ya que son lo suficientemente pequeñas, y se acostumbra a suponer iguales.

Para el análisis de la Plataforma Petrolera no se tomaron en consideración.

- Resistencia equivalente del generador R_G

Este dato se maneja en el cálculo de todas las corrientes, excepto para la corriente pico i_p . De acuerdo a la norma IEC, se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

$$R_g = 0.05 * Xd'' \quad \text{Para } V_r > 1 \text{ kV y } S_r \geq 100 \text{ MVA}$$

$$R_g = 0.07 * Xd'' \quad \text{Para } V_r > 1 \text{ kV y } S_r < 100 \text{ MVA}$$

$$R_g = 0.15 * Xd'' \quad \text{Para } V_r \leq 1 \text{ kV}$$

En el caso de los turbogeneradores de la Plataforma Petrolera, sus características nominales corresponden a 4.16 [kV] y 3.2 [MVA], por lo que se realizó el cálculo de R_G en base a lo siguiente:

$$R_g = 0.07 * 0.097 = 0.00679 \text{ } [\Omega]$$

De lo anterior, se requiere referir a las bases del turbogenerador:

$$R_G = 0.00679 * \frac{(4.16 \text{ kV})^2}{3.2 \text{ MVA}} = 0.03672 \text{ } [\Omega]$$

- Sistemas de aterrizamiento del Generador.

Para un generador sólidamente puesto a tierra, las corrientes de cortocircuito trifásica y monofásica estarían dadas por:

$$I_{3F} = \frac{V_{L-N}}{Xd''}$$

$$I_{1F} = \frac{3 * V_{L-N}}{Xd'' + X_2 + X_0}$$



Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores y la relación $X_0 < X_2 \leq Xd''$, entonces siempre se cumple que:

$$I_{1F} > I_{3F}$$

Para evitar lo anterior y no tener que dimensionar equipos y características con base en la corriente monofásica, sino con base en la corriente trifásica, se acostumbra a insertar una resistencia entre el neutro y la tierra, de forma tal que se disminuya en gran medida el nivel de cortocircuito monofásico.

Los turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B tienen una resistencia de puesta a tierra mediante un transformador que se encuentra conectado a cada generador.

La resistencia de puesta a tierra es de 0.77 [Ω] y se tiene que referir al voltaje de los generadores:

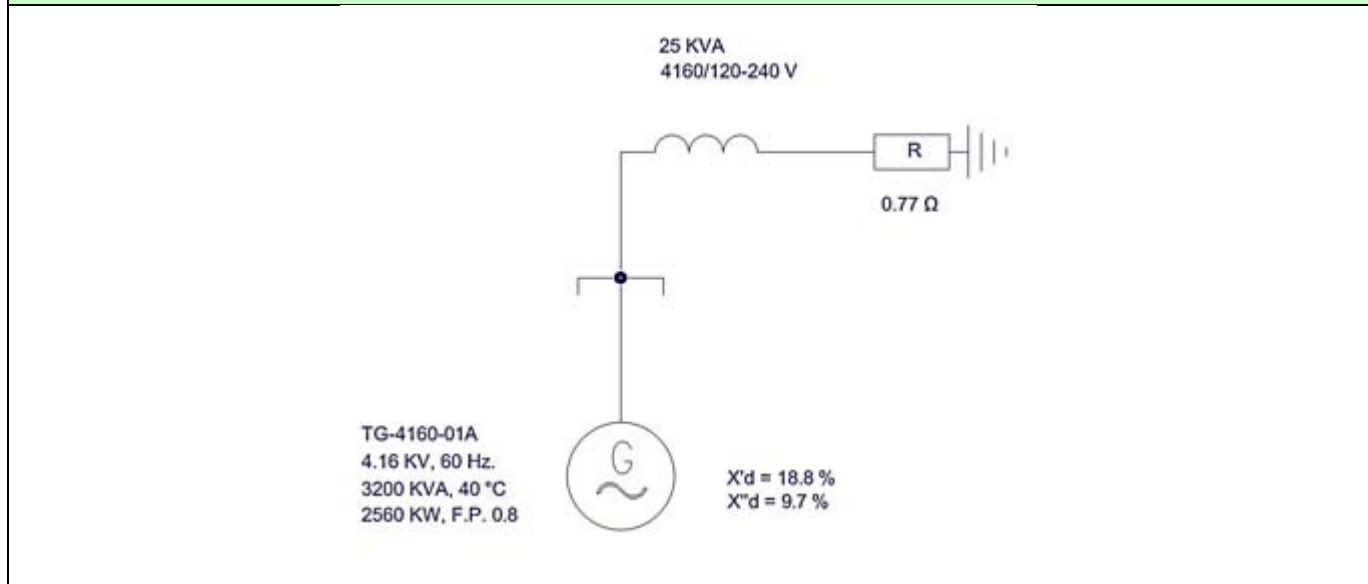
$$Z_{(\Omega)_2} = Z_{(\Omega)_1} \cdot \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 \qquad Z_{(\Omega)_2} = 0.77 \, \Omega \cdot \left(\frac{4160 \, V}{240 \, V}\right)^2 = 231.342 \, [\Omega]$$

TABLA 6.7 – TIPOS DE ATERRIZAMIENTO DE GENERADOR

Aterrizamiento a través de impedancia	Sólidamente Aterrizado	Aterrizamiento con Neutro del Transformador	Aterrizamiento Terminales del Transformador	Aislado o Flotante



Diagrama de aterrizamiento de Turbogenerador de Plataforma Petrolera



- Sistema de Enfriamiento.

Los generadores eléctricos de los turbogeneradores y motogeneradores de la Plataforma Petrolera, cuentan con un sistema de enfriamiento por aire en circuito abierto, es decir, el aire de enfriamiento es tomado del medio ambiente a través de un ducto, y se conduce al exterior una vez que circuló por el estator y el rotor del generador.

Otra característica de los generadores eléctricos, es que se diferencian según el tipo de corriente que producen:

- Alternadores: Corriente Alterna (AC)
- Dinamos: Corriente Continua (DC)

Para el modelado de los turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B de la Plataforma Petrolera, se consideraron los datos de placa nominales obtenidos en sitio, y debido a que no se contaba con las hojas técnicas del fabricante para los parámetros de las reactancias, se tomaron como base los datos de estudios previamente realizados, los cuales fueron entregados por el personal de la Plataforma Petrolera.



Para los motogeneradores MG-01 y MG-02, se obtuvieron los siguientes datos nominales de acuerdo a la información recopilada en sitio:



Tensión nominal: 480 V

Frecuencia: 60 Hz

No. de Fases: 3 - 4H

Motor: CUMMINS, Modelo: QST30G1

Generador: MARATHON

Capacidad Continua de Operación en Emergencia: 750 kW

Fig. 6.8 – Placa de datos de Motogenerador de emergencia

Con base en los datos nominales, se consideró la información técnica del fabricante para un generador típico de la misma marca con características similares, a fin de determinar los valores de las reactancias.

Las características técnicas de los turbogeneradores y motogeneradores de la Plataforma Petrolera, se presentan a continuación:



TABLA 6.8 – PARÁMETROS DE MÁQUINAS SINCRÓNICAS

DATOS DE GENERADORES DE PLATAFORMA PETROLERA													
Nombre	Sr	Pr	Vr	Cosphi	Xd sat.	Xd' sat.	Xd'' sat.	X (2)	X (0)	RG	Puesta a tierra	R _{Tierra}	Velocidad
	MVA	MW	kV		%	%	%	%	%	Ω		Ω	R.P.M.
Turbogenerador TG-4160-01A	3.2	2.56	4.16	0.8	120	18.8	9.7	9.7 ⁽¹⁾	3.88 ⁽²⁾	0.03672	Impedancia	231.342	1800
Turbogenerador TG-4160-01B	3.2	2.56	4.16	0.8	120	18.8	9.7	9.7 ⁽¹⁾	3.88 ⁽²⁾	0.03672	Impedancia	231.342	1800
Motogenerador MG-01	0.937	0.75	0.48	0.8	255	13.1	8.7	19.6	4.9	0.00047	Directa	0	1800
Motogenerador MG-02	0.937	0.75	0.48	0.8	255	13.1	8.7	19.6	4.9	0.00047	Directa	0	1800

Donde:

Sr: Potencia nominal en MVA.

Pr: Potencia activa nominal en MW.

Vr: Voltaje nominal en kV.

Cosphi: Factor de potencia.

Xd sat.: Reactancia sincrónica saturada en % con respecto a Sr y Vr.

Xd' sat.: Reactancia transitoria saturada en % con respecto a Sr y Vr.



- X_d'' sat.:** Reactancia subtransitoria saturada en % con respecto a S_r y V_r .
- $X(2)$:** Reactancia de secuencia negativa.
- $X(0)$:** Reactancia de secuencia cero.
- RG:** Resistencia equivalente del generador.
- R_{Tierra} :** Resistencia de puesta a tierra.

⁽¹⁾ $X_2 = X_d''$

⁽²⁾ $X_0 = (0.4) X_d''$



6.2.2 Motores

Un motor eléctrico es una máquina que transforma la energía eléctrica recibida de la red, en energía mecánica para realizar un trabajo útil, de esta forma se puede accionar cualquier tipo de carga mecánica. Durante el proceso se originan pérdidas de energía que se manifiestan en forma de calor.

Existen dos normas bajo las cuales se fabrican los motores:

- IEC - Comisión Electrotécnica Internacional (Norma Europea).
- NEMA - Asociación Nacional de Fabricantes de Equipos Eléctricos (Norma Americana).

Existen algunas diferencias en la construcción de los motores dependiendo de la norma, pero la más significativa es que las dimensiones según IEC son en milímetros y en NEMA son en pulgadas.

Cuando hablamos de las fuentes generadoras que contribuyen a las corrientes de cortocircuito, los motores se pueden clasificar en dos grupos:

- Motores síncronos.
- Motores de inducción.

La magnitud de la corriente de cortocircuito que aportan los motores, depende de los caballos de fuerza [HP], el voltaje nominal, y las reactancias del motor síncrono y de inducción.

- Motores Síncronos.

Los motores síncronos están contruidos como generadores y se comportan como tal durante el cortocircuito, es decir, su campo permanece excitado por corriente directa (DC) y por el devanado del estator fluye corriente alterna (AC).

Normalmente los motores síncronos suministran corriente de cortocircuito para varios ciclos después de que ocurre una falla en el sistema.



Lo que contribuye a la corriente de cortocircuito es la tensión interna del motor síncrono, la inercia de su rotor y la carga, las cuales mantienen la rotación durante un periodo indefinido.

- Motores de Inducción.

El motor de inducción es el más común, y prácticamente todas las aplicaciones industriales pueden realizarse con este tipo de motor.

Los motores de inducción no tienen una fuente de corriente directa (DC) que mantenga excitado su circuito del rotor al ocurrir una falla, dicho de otra manera, no tiene campo de excitación por DC, su excitación procede de la corriente alterna (AC) del estator.

Al producirse el cortocircuito, el voltaje aplicado a los devanados del estator disminuye y el flujo producido por la corriente decae rápidamente.

La principal fuente para alimentar la corriente que contribuirá al cortocircuito, es la energía cinética contenida en el rotor, la cual rápidamente decae y llega a cero en pocos ciclos después de que se produzca la falla.

La reactancia que debe considerarse para el cálculo de la contribución a un cortocircuito, es la reactancia subtransitoria X_d'' .

Si no se dispone de esta información, puede obtenerse un valor bastante aproximado de dicha reactancia.

La reactancia de cortocircuito aproximada de un motor de inducción en porcentaje, puede deducirse como:

$$\% X_d'' = \frac{100}{\text{veces la corriente nominal del rotor bloqueado}}$$

Ante ausencia de información la IEEE recomienda utilizar: $X_d'' = \frac{100}{6} = 16.666 \%$

$$X_d'' = 0.1666 \text{ [p.u.]} \approx 0.17 \text{ [p.u.]}$$



Se dice que un motor de inducción es un equipo de “potencia constante”, ya que ante pequeños cambios de voltaje, el motor compensa en corriente, para lograr la misma potencia.

Para los motores comerciales se ha desarrollado un sistema de identificación mediante letras para cada diseño, según sus curvas características Par – Velocidad.

Las curvas Par – Velocidad proporcionan varios parámetros del funcionamiento de un motor de inducción, y muestran la dependencia entre el par desarrollado por un motor eléctrico y su velocidad angular.

El par motor o torque, es una fuerza rotacional que se mide en Newton metro [N·m]

El funcionamiento de un motor se basa en las propiedades electromagnéticas de la corriente eléctrica y la posibilidad de crear a partir de ellas determinadas fuerzas encargadas de actuar sobre un eje y generar un movimiento de rotación.

La conversión de energía eléctrica a energía mecánica aparece en el eje del motor como un par.

El campo magnético del estator pasa sobre las barras del rotor e induce un voltaje en ellas, el flujo magnético del rotor produce a su vez un campo magnético, y en consecuencia aparece un par inducido que hace girar al rotor desde el reposo hasta la velocidad de sincronismo, y su magnitud está relacionada directamente con el porcentaje de velocidad a la que gira el rotor.

La clasificación de diseño de los motores, es la siguiente:

- Diseño Clase A. Es un motor de jaula de ardilla para usarse a velocidad constante, sus principales características son:
 - Buena capacidad de disipación del calor.
 - Presenta la mejor regulación de velocidad, y tiene rápida aceleración.
 - Su corriente de arranque varía entre 5 y 7 veces la corriente nominal.
 - Han sido reemplazados por los motores de diseño clase B en los últimos años.



- Diseño Clase B. Se les llama motores de propósito general y la mayoría de los motores con rotor de jaula de ardilla pertenecen a este tipo.
Se prefieren sobre los diseños de clase A por requerir poca corriente de arranque.

- Diseño Clase C. Sus principales características son:
 - Bajas corrientes de arranque de 3.5 a 5 veces la corriente nominal.
 - Alto par de arranque entre 2 y 2.5 veces la nominal, por lo que aceleran rápidamente.
 - Son construidos con un rotor de doble jaula, por lo que son más costosos.
 - Tienden a sobrecalentarse con arranques frecuentes.

- Diseño Clase D. Sus principales características son:
 - Baja corriente de arranque.
 - Alto par de arranque.
 - Alta resistencia del rotor.
 - Diseñados para servicio pesado de arranque.

Existen también las clases E y F, llamados motores de inducción de arranque suave, pero que hoy en día son obsoletos.

El motor de jaula de ardilla es el más común y tiene un uso más generalizado por diversas razones, como el bajo costo, bajo mantenimiento, alto grado de protección, tiene pocos componentes, es fácil de adquirir y robusto.

Hoy en día es el motor más práctico para realizar aplicaciones en donde se requiere variación de velocidad, llegando incluso a desplazar al motor de corriente continua.

Parámetros del Motor o Máquina Asíncrona.

- Corriente nominal I_n

Es la corriente que consume el motor cuando trabaja a su potencia de salida nominal.



La corriente nominal se calcula con las siguientes expresiones:

Caso Monofásico.

$$I_{n_{1F}} = \frac{P_e}{V * f.p.} [A]$$

Caso Trifásico.

$$I_{n_{3F}} = \frac{P_e}{\sqrt{3} * V * f.p.} [A]$$

▪ Corriente de arranque.

Uno de los momentos más críticos para la red, la carga y los motores, es el momento de arranque.

El arranque es el periodo en el que el motor hace la transición desde su estado de reposo hasta su velocidad de régimen.

La corriente que consume el motor durante ese periodo, se le denomina corriente de arranque.

- Para la red, la mejor condición de arranque es aquella en que el tiempo de transición sea el mínimo posible, y de igual forma, la corriente consumida sea la mínima posible.
- Para la carga, la mejor condición es aquella que garantiza el menor desgaste mecánico.
- Para el motor, la mejor condición de arranque es la que garantiza el menor calentamiento; si el intervalo de arranque permanece por debajo del límite especificado por el fabricante del motor, el cual suele ser de 10 segundos, no se produce un calentamiento excesivo.

Después del arranque, la temperatura se incrementa siguiendo una ley exponencial hasta alcanzar el nivel de temperatura final.

Los arranques y paradas continuas incrementan el calor acumulado en el arrollado.



La corriente de arranque se calcula en base a la letra código del rotor bloqueado que aparece en la placa de datos del motor. Esta letra código establece los límites de la cantidad de corriente que va a “consumir” el motor y que puede aceptar en condiciones de arranque.

Primero se obtiene la potencia aparente de arranque del motor:

$$S_{arranque} = \text{Valor multiplicador de Letra NEMA} * HP$$

Y después se calcula la corriente de arranque de un motor de inducción:

$$I_{arranque} = \frac{S_{arranque}}{\sqrt{3} * V_{nominal}} [A]$$

En caso de contar con la corriente de arranque se puede deducir el valor NEMA:

$$\frac{I_{arranque}}{I_{nominal}} = \text{Veces la corriente nominal de arranque o de rotor bloqueado}$$

El valor de la impedancia que presenta el motor en el momento del arranque, se puede determinar si se conoce la corriente de arranque cuando se le aplica el voltaje nominal.

$$Z_{arranque} = \frac{V_{nominal}}{\sqrt{3} * I_{arranque}}$$

La reducción de la corriente de arranque del motor implica un menor disturbio en el sistema eléctrico, y la disminución en las tensiones mecánicas resultantes de los bobinados del motor.

En general, el tipo de arranque de cada aplicación debe ser analizado adecuadamente, para lograr el mejor equilibrio entre las tres partes mencionadas anteriormente.



- Corriente a rotor bloqueado.

Es la máxima corriente que soportará la máquina cuando su rotor esté totalmente detenido, y se relaciona con la corriente que aporta el motor para una falla trifásica en sus bornes.

$$I_{\text{rotor bloqueado}} = I_{\text{arranque}}$$

Cuando el rotor se encuentra estacionario, se inducen el máximo voltaje y la máxima frecuencia del rotor. Cuando el motor se mueve con la misma velocidad que el campo magnético del estator, se inducen el mínimo voltaje y la mínima frecuencia.

Si el rotor permanece bloqueado, la temperatura de ambos bobinados (rotor y estator) se incrementará considerablemente, pues sólo se disipa parte del calor por la carcasa.

Si el motor no se desconecta a tiempo, los bobinados del rotor y del estator pueden llegar a quemarse.

Cuando el motor es energizado y el rotor parte de la condición de detenido a la condición de giro, el proceso debe durar un tiempo relativamente breve, hasta que el rotor alcance la velocidad nominal, alrededor del 90 al 95% de la velocidad sincrónica.

- Impedancia serie Z''

Esta impedancia es igual a la de rotor bloqueado y es la impedancia que existiría en el primer ciclo del cortocircuito.

Se puede obtener a partir de la letra del código NEMA⁽¹⁾ que figura en la placa de datos, la cual se expresa en términos de potencia con rotor bloqueado [KVA] en función de los caballos de fuerza nominales [HP] del motor.

La letra del código NEMA también determina el número de veces la corriente nominal que tomará el motor en el momento del cortocircuito o en el momento del arranque.

⁽¹⁾ NEMA - National Electrical Manufacturers Association.



Code Letters (for Locked-Rotor kVA)—Nameplate Marking

The nameplate of an alternating-current motor rated 1/2 horsepower and larger may be marked with the caption “Code” followed by a letter selected from the table below to show the locked-rotor kVA per horsepower.

The letter designations for locked-rotor kVA per horsepower as measured at full voltage and rated frequency are as follows: [MG 1-10.37]

Letter Designation	kVA per Horsepower*	Letter Designation	kVA per Horsepower*
A	0-3.15	K	8.0-9.0
B	3.15-3.55	L	9.0-10.0
C	3.55-4.0	M	10.0-11.2
D	4.0-4.5	N	11.2-12.5
E	4.5-5.0	P	12.5-14.0
F	5.0-5.6	R	14.0-16.0
G	5.6-6.3	S	16.0-18.0
H	6.3-7.1	T	18.0-20.0
J	7.1-8.0	U	20.0-22.4
		V	22.4-and up

*Locked kVA per horsepower range includes the lower figure up to, but not including, the higher figure. For example, 3.14 is designated by letter A and 3.15 by letter B.

Fig. 6.9 – Letras de código NEMA

Las letras de código NEMA más utilizadas para los motores, son la letra F y la letra G.

Con base en la tabla anterior se verifican los valores de la letra NEMA que se obtuvo de la placa de datos del motor, y con la siguiente expresión se puede calcular la impedancia Z'' :

$$Z'' = \frac{V_{L-N}}{n * I_n}$$

Donde:

V_{L-N} Voltaje línea a neutro.

n Número de veces la corriente nominal que toma el motor en el momento del cortocircuito o del arranque.

I_n Corriente nominal.

- Factor de Potencia $f.p.$

Describe la relación entre la potencia de trabajo real y la potencia total consumida.

Se utiliza como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica.



El factor de potencia está definido por:



Fig. 6.10 – Triángulo de Potencia

Los motores requieren potencia reactiva [KVAR] para crear el campo magnético, mientras que la potencia activa o real [kW] produce el trabajo útil.

- Eficiencia.

Toda máquina consume más potencia de la que entrega, por lo que es importante el término de eficiencia.

La eficiencia o rendimiento, define cuanta de la energía eléctrica se transforma efectivamente en mecánica. La potencia que el motor consume y no convierte en potencia de salida, son pérdidas, y se deben descontar todas las pérdidas, tanto por efecto Joule, fricción o por enlace magnético.

La eficiencia se calcula según la siguiente relación:

$$Eficiencia = \frac{Potencia\ mecánica\ de\ salida}{Potencia\ eléctrica\ de\ entrada}$$

La potencia mecánica de salida es la que proporciona el eje del motor y la potencia de entrada es la que suministra la red eléctrica.

La carga principalmente es la que define la potencia y velocidad del motor.



- Velocidad de Sincronismo n_s

Los motores asíncronos basan su funcionamiento en la creación de un campo magnético giratorio en el entrehierro, debido a la circulación de corriente alterna por los devanados del estator. La velocidad de giro de este campo magnético en revoluciones por minuto [R.P.M.] es:

$$n_s = \frac{60 * f}{P} = \frac{120 * f}{p}$$

Donde:

f Frecuencia del sistema [Hz]

P Número de pares de polos que tiene el motor.

p Número de polos que tiene el motor.

n_s Velocidad de giro del campo magnético producido por el estator [R.P.M.]

Como puede observarse en la ecuación anterior, la velocidad es una función de la frecuencia, y el número de polos está ligado con la velocidad de sincronismo del motor y es inversamente proporcional, entre mayor cantidad de polos, menor será la velocidad en R.P.M.

$$p = \frac{120 * f}{n_s}$$

- Deslizamiento S

Se llama deslizamiento a la diferencia entre la velocidad de sincronismo n_s y la velocidad real n a la que trabaja el motor a plena carga, y se expresa en % de la velocidad de sincronismo.

En general, a la velocidad del campo se le denomina velocidad síncrona de la máquina, y el deslizamiento indica que tan cerca se encuentra la máquina de esta velocidad.

$$S = \frac{n_s - n}{n_s} \times 100$$

Cuando el motor se encuentra en condiciones de rotor bloqueado $n = 0$, resulta $S = 1$



- Factor de Servicio.

El factor de servicio es un indicador de la capacidad de sobrecarga que puede soportar un motor eléctrico de forma segura; por ejemplo, un valor de 1.1 significa que el motor puede trabajar al 110%, sin embargo esto no quiere decir que tenga que trabajar continuamente a ese valor, el factor de servicio debe entenderse como una capacidad adicional que posiblemente llegue a ocuparse en muy raras ocasiones, de hecho los motores sobrecargados reciben mayor corriente eléctrica que la nominal, produciendo un calentamiento en mayor medida, y reduciendo notablemente su vida útil, además de bajar la eficiencia de su operación.

$$\text{Potencia máxima de sobrecarga} = \text{Factor de servicio} \times \text{Potencia del motor}$$

El factor de servicio para motores totalmente cerrados empleados en una Plataforma Marina debe ser de 1.0

- Relación X/R

La relación X/R de los motores se obtiene de la siguiente gráfica, correspondiente a la norma IEEE Std. C37.010-1999.

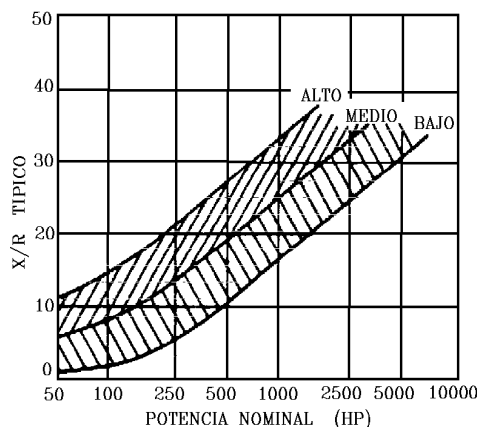


Fig. 6.11 – Relación X/R de motores de inducción

- Potencia base aparente S_B

La potencia base trifásica de un motor de inducción o síncrono, considerando los valores nominales del motor, se calcula: $S_B = \sqrt{3} * V_{nominal} * I_{plena\ carga} [KVA]$



En el caso en que únicamente se disponga de la potencia mecánica en caballos de fuerza [HP], la potencia base trifásica se puede determinar con las siguientes relaciones:

- Para motores de Inducción:

$$1 \text{ KVA} = 1 \text{ HP}$$

- Para motores síncronos:

Con factor de potencia 1.0

$$S_B \text{ [KVA]} = 0.8 * HP_{nominal}$$

Con factor de potencia 0.8

$$S_B \text{ [KVA]} = 1.0 * HP_{nominal}$$

Los caballos de fuerza [HP] como ya se ha mencionado, son la unidad de medida de la potencia mecánica.

Las siguientes equivalencias se emplean para la conversión de unidades:

$$1 \text{ HP} = 0.746 \text{ kW}$$

$$1 \text{ kW} = 1.341 \text{ HP}$$

Ante la ausencia de información nominal del motor, no se debe limitar la forma de calcular ciertos parámetros, como la corriente en el motor.

En la siguiente tabla se muestran las respectivas ecuaciones para calcular la corriente, dependiendo de qué datos se tengan disponibles.

TABLA 6.9 – CÁLCULO DE CORRIENTE DEL MOTOR

Dato disponible: HP	Dato disponible: kW	Dato disponible: KVA
$I = \frac{HP \cdot 746 \text{ [W]}}{\sqrt{3} \cdot V_F \cdot Eficiencia \cdot f.p.} \text{ [A]}$	$I = \frac{kW}{\sqrt{3} \cdot V_F \cdot f.p.} \text{ [A]}$	$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot V_F} \text{ [A]}$



Las estadísticas indican que las principales causas de las fallas en los motores eléctricos son:

- Fallas/daños en el rotor.
- Defectos a tierra.
- Cortocircuitos entre espiras o en el bobinado (debido a una tensión excesiva, o a la contaminación por humedad, aceite, grasa, polvo o productos químicos).
- Pérdida de una fase.
- Envejecimiento.

- Sobrecarga.

Esta condición ocurre cuando el motor no tiene la capacidad para mover la carga conectada, lo cual ocasiona un calor excesivo en el motor e induce a un deterioro en la vida útil, y en el caso más crítico el motor pueda llegar a quemarse.

- Sobrecorriente.

Corrientes excesivas en el circuito provocan sobrecalentamiento y deterioro en la vida útil del motor.

Una de las formas de aminorar el sobrecalentamiento del motor, es con su propio sistema de refrigeración. El sistema más utilizado, es la autoventilación, en la cual los motores autorefrigerados hacen circular una corriente de aire a través del motor.

La capacidad de enfriamiento depende de la velocidad del motor.

Si no se sobrepasa la máxima temperatura que éste puede soportar, el motor podría prestar servicio durante muchos años.

- Daños en el aislamiento.

El aislamiento es una de las partes más vulnerable de los motores, y su envejecimiento es un proceso químico que depende en gran parte de la temperatura.

Uno de los factores que dañan el aislamiento es la humedad, cuando esta se acumula en su sistema, facilita las corrientes de fuga.

Se afirma que la vida útil de un motor se encuentra principalmente en sus devanados y en relación directa con su sistema aislante.



Para el modelado y análisis de cortocircuito de la Plataforma Petrolera, los motores se clasificaron en grupos de acuerdo a la norma ANSI/IEEE, según su potencia nominal, para establecer su grado de contribución al cortocircuito y el ciclo hasta el cual contribuyen al nivel de falla.

- Motores síncronos.
- Motores de inducción.
 - Motores mayores de 1000 HP a 1800 R.P.M. o menos.
 - Motores mayores de 250 HP a 3600 R.P.M.
 - Motores mayores o iguales a 50 HP.
 - Motores menores de 50 HP.

Los motores de inducción con capacidad mayor a 50 HP, son los que principalmente mueven compresores de aire y bombas de agua.

Los motores menores a 50 HP no tienen aportación en la corriente de interrupción simétrica I_b , y casi no aportan a la corriente de cortocircuito.

Entre los motores de inducción con capacidad menor a 50 HP se encuentran los que accionan bombas, ventiladores, extractores que dan servicio al centro de procesos, a la plataforma habitacional y a la turbomaquinaria.

Algunos de esos motores son de operación intermitente, ya sea como respaldo y/o relevo, y no se encuentran conectados todo el tiempo, por lo que se consideró esta condición desconectando los motores que fueran de relevo.

El resumen de la información técnica correspondiente a los principales motores de la Plataforma Petrolera (capacidad ≥ 10 HP), se presenta en el anexo A en forma de tablas.



6.3 COMPONENTES QUE LIMITAN LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Son aquellos equipos (elementos pasivos) donde el propio circuito presenta una oposición al flujo de la corriente de cortocircuito a través de su impedancia, hasta llegar al punto de falla:

1. Transformadores.
2. Líneas y Cables.
3. Reactores.

Los valores de las impedancias son de suma importancia para los cálculos de cortocircuito, y se pueden obtener directamente de las placas de datos de los elementos, de catálogos de fabricantes, o ya sea de bibliografía especializada que contenga tablas normalizadas.

6.3.1 Transformadores

Un transformador es una máquina eléctrica que eleva o reduce la magnitud de tensión, logrando variar incluso la intensidad de corriente; se utiliza para el suministro o el transporte de energía eléctrica a grandes distancias.

En el área de generación los transformadores elevan las tensiones, y el principal objetivo de aumentar la tensión es minimizar las pérdidas por efecto Joule durante el transporte. En distribución los transformadores reducen la tensión a niveles adecuados para las cargas.

Un transformador funciona con corriente alterna, por medio del fenómeno de inducción electromagnética⁽¹⁾, adicionalmente se consideran las propiedades ferromagnéticas de un núcleo de hierro para subir o bajar eficientemente el voltaje de corriente alterna.

⁽¹⁾ Al aplicar una corriente AC en el devanado primario se origina un flujo magnético en el núcleo de hierro, este flujo pasa a través del devanado secundario, induciendo una tensión en el mismo.



Un transformador está constituido por bobinas (de hilo conductor generalmente de cobre), arrolladas a un mismo núcleo de hierro.

Estas bobinas reciben el nombre de devanados, los cuales se encuentran separados y aislados eléctricamente entre sí, y se les denomina devanado primario y secundario respectivamente.

El devanado más próximo al núcleo es siempre el de baja tensión, mientras que el devanado de alta tensión se encuentra más alejado por motivos de aislamiento.

Desde el punto de vista energético, un transformador convierte energía eléctrica en energía magnética en el devanado primario, y en el devanado secundario convierte esa energía magnética en eléctrica.

Un transformador “ideal” se puede considerar aquel en el que no existe ningún tipo de pérdidas. Y la ausencia de pérdidas supone la inexistencia de resistencia e inductancia en los bobinados.

Pero un transformador real tiene pérdidas de energía en forma de calor, por lo tanto la potencia del primario o “potencia absorbida” no es la misma que la potencia del secundario o “potencia transmitida”.

$$\text{Alta tensión} \rightarrow \text{Baja corriente} = \text{“Pérdidas bajas” } I^2R$$

El valor de estas pérdidas depende del cuadrado de la intensidad de corriente de la carga y la resistencia de los bobinados.

Un transformador tiene dos tipos de pérdidas principalmente:

- Eléctricas. Se producen en los devanados por efecto Joule.
- Magnéticas. Se dan en el núcleo magnético y dependen principalmente de la calidad del mismo.



A continuación se da una breve descripción de los tipos de pérdidas:

- Pérdidas del cobre de los devanados PC_u (Pérdidas Joule)

Estas pérdidas son variables y dependen de la carga aplicada y por tanto de la intensidad en el secundario.

Para cuantificar estas pérdidas se realiza la “prueba de cortocircuito”, que consiste en aplicar una pequeña tensión regulable al devanado primario, y cortocircuitar el devanado secundario.

El método consiste en aplicar progresivamente una tensión creciente, comenzando desde cero y aumentando hasta alcanzar en ambos bobinados, intensidades de corriente iguales a sus valores nominales.

En este punto se mide la potencia consumida a la que se llama “pérdidas de cortocircuito” P_{CC} , y se representan mediante una resistencia de cortocircuito R_{CC} .

- Pérdidas del hierro del circuito magnético PF_e

Al energizar el transformador en vacío resultan pérdidas en el hierro o núcleo.

Estas pérdidas son constantes e independientes de la carga aplicada y por tanto de la intensidad de corriente consumida.

Para cuantificar estas pérdidas se realiza la “prueba al vacío”, que consiste en alimentar a la tensión nominal uno de los devanados, generalmente el primario en el lado de alta tensión, manteniendo el devanado secundario abierto o sin carga, es decir el devanado secundario no será recorrido por ninguna intensidad.

En este caso se mide cuánta potencia consume el transformador sin carga al aplicarle la tensión nominal, denominándose “pérdidas al vacío” $P_o = PF_e$, y se representan mediante una resistencia de vacío R_o .

Esta prueba sirve también para medir la relación de transformación.

Parámetros del Transformador.

Por su número de fases los transformadores se clasifican en trifásicos y monofásicos.



- Voltajes nominales primario y secundario V_{r1} , V_{r2}

El concepto de voltaje nominal se define como la tensión de trabajo que es capaz de soportar el aislamiento.

- Corriente nominal primaria y secundaria I_{r1} , I_{r2}

Se define como la máxima corriente que puede circular por los respectivos devanados sin sobrecalentarse, y depende de los valores de voltaje nominal de cada devanado (en alta tensión la corriente será menor, por lo que en baja tensión la corriente es mayor).

- Potencia nominal o aparente S

Es la potencia máxima que puede proporcionar un transformador sin que se produzca un calentamiento en régimen de trabajo.

- Impedancia de cortocircuito Z_{cc}

Es la impedancia de cortocircuito de los devanados. Este dato se obtiene principalmente de la placa de datos del transformador.

Se denomina:

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$Z_{cc} = R + jX$$

Donde $j = \sqrt{-1}$ es un número complejo.

Algunos valores típicos para la Z_{cc} son:

- Para Transmisión: 6 – 14 %
- Para Distribución: 4 – 7 %

Mientras mayor sea la impedancia, más se limitará la corriente que pasa por el transformador.

De acuerdo a las características constructivas de cada transformador la resistencia R y



la reactancia de pérdidas X se obtienen mediante la “prueba de cortocircuito”.

La resistencia R representa las pérdidas en el cobre en %, y la reactancia X es la reactancia propia de los devanados.

Si el fabricante proporciona las pérdidas en el cobre en [kW], entonces es posible obtener:

$$R (\%) = \frac{kW}{KVA_{nom}} * 100$$

Para el cálculo de la reactancia, se parte de la fórmula de la impedancia Z_{CC} y se obtiene:

$$X = \sqrt{Z_{CC}^2 - R^2}$$

Por lo general los valores de R y X se desconocen, y ante ausencia de información se puede emplear un método para determinar sus valores aproximados.

Conociendo el valor de la impedancia de cortocircuito Z_{CC} y la potencia del transformador [MVA], se pueden determinar.

Para ello se emplea la gráfica característica de la relación X/R de transformadores, extraída de la norma IEEE Std. C37.010-1979.

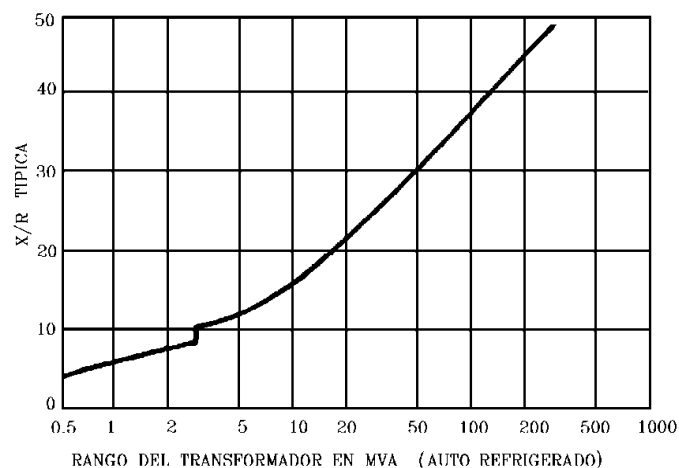


Fig. 6.12 – Gráfica de la relación X/R de transformadores



1) De la relación X/R , sea: $m = \frac{X}{R}$	2) Despejando X , resulta: $X = m * R$
3) Sustituyendo en la ecuación de la impedancia, se obtiene: $Z_{CC} = \sqrt{R^2 + (m * R)^2}$	4) Despejando R , resulta: $R = \frac{Z_{CC}}{\sqrt{1 + m^2}}$

Por ejemplo, si $m = \frac{X}{R} = 10$

La resistencia $R = \frac{Z_{CC}}{10.05}$

Uno de los aspectos de mayor cuidado y que es importante verificar para el valor de la Z_{CC} , es la potencia base, especialmente en transformadores con varias refrigeraciones. Ya que cada etapa de refrigeración maneja distintos valores de potencia [KVA].

Generalmente la potencia base debería ser la potencia con refrigeración natural, por lo que se debe revisar este dato en la placa de datos.

- Potencia de cortocircuito S_{CC}

Es la máxima potencia que puede transmitir el transformador al producirse un cortocircuito en el lado del secundario.

- Impedancia de Secuencia Cero Z_0

Es usual que en los transformadores trifásicos:

$$Z_0 \approx 0.85 * Z_1$$

La cual es alrededor del 15% menor que las impedancias de secuencia positiva y negativa, debido a la configuración de los flujos magnéticos de secuencia cero.



Casi siempre se modelan: $Z_0 = Z_1$

Generalmente el fabricante no hace la prueba, a no ser que el cliente la pida.

Los circuitos equivalentes de la red de secuencia cero de los transformadores trifásicos varían dependiendo del tipo de conexión de los devanados y el método de aterrizamiento usado.

- Sistema de Refrigeración - Enfriamiento.

Un transformador en funcionamiento tiene pérdidas de energía. Esto provoca la elevación de temperatura de la parte activa del transformador, es decir del circuito magnético y de los arrollamientos.

Una forma de contrarrestar las situaciones de calentamiento excesivo vinculadas a condiciones de funcionamiento o condiciones anómalas, es mediante un sistema de enfriamiento.

Los diferentes tipos de medio refrigerante que utilizan los transformadores son: aire, aceite y líquido inerte.

Sería recomendable que un transformador cuente con radiadores⁽¹⁾ o enfriadores, detectores de temperatura, sistemas de control y protección térmica que aseguren una vigilancia permanente, esto con el objetivo de que el transformador no exceda las temperaturas máximas permisibles.

⁽¹⁾ Un radiador sirve para disipar el calor de un objeto o aparato, con el fin de evitar su sobrecalentamiento o para aprovecharlo. Su función es intercambiar calor del sistema de calefacción para cederlo al ambiente.



TABLA 6.10 – SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO

Tipo de Enfriamiento	Medio de Enfriamiento
ONAN	Oil Natural circulation Air Natural circulation. Refrigeración mediante circulación natural del aceite y del aire. (Enfriamiento propio).
ONAF	Oil Natural circulation Air Forced circulation. Refrigeración mediante circulación natural del aceite y circulación forzada de aire. (Con ventiladores).
OFAF	Oil Forced circulation Air Forced circulation. Refrigeración mediante circulación forzada del aceite y del aire. (Con bombas y ventiladores).
ODAF	Oil forced circulation Directed Air Forced. Circulación forzada y dirigida del aceite y circulación forzada de aire. (Con bombas y ventiladores).
FOA	Transformador sumergido en líquido aislante/aceite con refrigeración mediante circulación de aceite y aire forzado.
OA	Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural.
AN	Refrigeración mediante circulación de aire natural.
AF	Refrigeración mediante circulación de aire forzada.
OW	Transformador sumergido en líquido aislante/aceite con refrigeración por agua.
FOW	Transformador sumergido en líquido aislante/aceite, con refrigeración mediante aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

Una ventilación natural necesita una entrada de aire fresco y una salida de aire caliente. Para conseguir una ventilación eficaz se recomienda situar la entrada de aire frío lo más bajo posible y por lo tanto situar la salida del aire caliente lo más alto posible.



Esto debido a que el aire caliente que se desprende del transformador es menos denso que el aire frío por lo tanto se eleva y se impulsa hacia lo alto.

En ciertas condiciones se puede llevar a cabo una ventilación forzada, en la cual se extrae el aire caliente fuera del transformador a través de ventiladores, los cuales funcionan hasta que la temperatura haya disminuido lo bastante.

También puede realizarse una combinación de ambos tipos de ventilación, como se muestra en el siguiente gráfico.

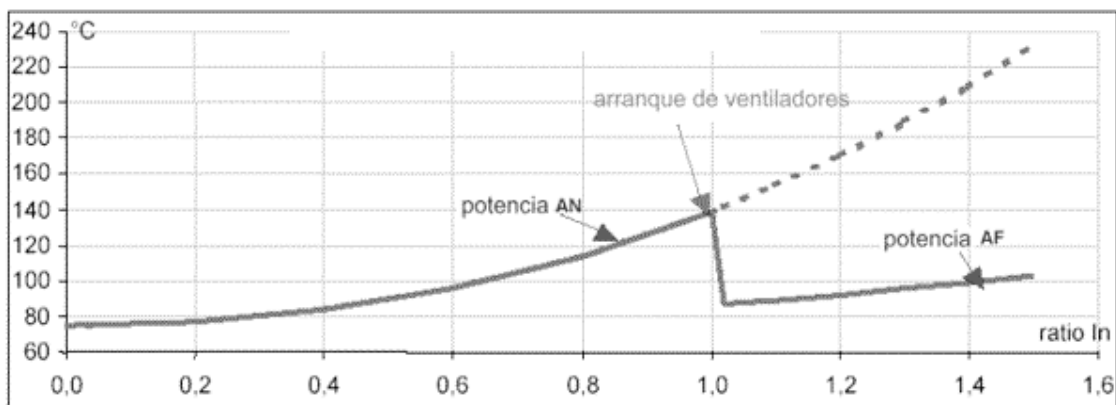


Fig. 6.13 – Combinación de tipos de ventilación natural (AN) y forzada (AF)

Los transformadores TR-12A y TR-12B cuentan con sistema de refrigeración tipo ONAN y ONAF.

- Grupo de conexiones - Grupo vectorial.

Existen cuatro configuraciones básicas en que los devanados de los transformadores trifásicos suelen conectarse⁽¹⁾:

- Delta Δ – Estrella Y
- Estrella Y – Delta Δ
- Estrella Y – Estrella Y
- Delta Δ – Delta Δ



La conexión en estrella proporciona un punto de conexión a neutro para efectos de puesta a tierra del transformador y del sistema.

En la conexión delta la corriente de secuencia cero no puede fluir en el circuito, ya que no hay una conexión a tierra por la cual podría retornar.

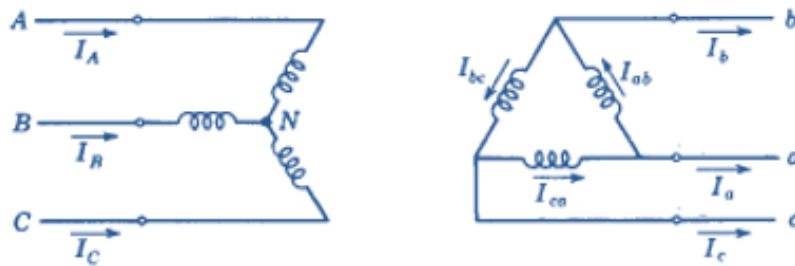


Fig. 6.14 – Representación gráfica de conexiones Estrella y Delta

○ Conexión Delta Δ – Estrella Y

En sistemas de potencia este tipo de conexión es de las más empleadas, se utiliza en generación y/o transmisión para elevar los voltajes, y en los sistemas de distribución para alimentación de las cargas de fuerza y alumbrado.

El devanado primario conectado en delta es la forma más sencilla y segura de estabilizar el neutro del secundario en estrella.

En caso de una falla monofásica en un transformador se tendrá lo siguiente:

- En el lado de alta tensión (Δ) la corriente monofásica será igual a cero $I_0 = 0$, debido a que no está aterrizado, y por lo tanto no hay corrientes de falla que circulen.
- En el lado de baja tensión (Y aterrizado) se tendrá un valor de corriente de falla monofásica.

(1) Sin considerar la conexión en zig-zag, la cual consiste en dividir en dos partes iguales los devanados secundarios (baja tensión), y conectar cada mitad en serie con una mitad del devanado de la columna siguiente.



- Conexión Estrella Y – Delta Δ

Esta conexión es contraria a la conexión delta – estrella.

La conexión estrella – delta se emplea en sistemas de potencia para reducir los voltajes, y en sistemas de distribución es poco usual.

Si el neutro de un transformador estrella – delta se aterriza, las corrientes de secuencia cero tienen un camino a tierra a través de la conexión en estrella, y en delta solo circulará la corriente para equilibrarla en estrella.

Si la conexión del neutro a tierra tiene una impedancia Z_N , el circuito equivalente de secuencia cero deberá tener impedancia $3Z_N$ en serie con la resistencia equivalente y la reactancia del transformador.

Si el neutro del transformador no está aterrizado, la impedancia Z_N entre el neutro y tierra es infinita, por lo tanto $3Z_N$ también se hace infinita y se convierte en un circuito abierto, ya que la corriente de secuencia cero no puede circular en los arrollamientos del transformador.

- Conexión Estrella Y – Estrella Y

La conexión en estrella será particularmente adecuada para devanados de alta tensión, en donde el aislamiento es el principal problema.

Pero este tipo de conexión presenta un inconveniente si las cargas en el circuito del transformador no están equilibradas, ya que los voltajes en las fases del transformador pueden llegar a desequilibrarse de forma muy severa.

Una técnica para reducir sus efectos, es conectar sólidamente a tierra los neutros de ambos bobinados del transformador, especialmente el neutro del lado primario.

Cuando ambos neutros están puestos a tierra, existe camino en los dos arrollamientos del transformador para las corrientes de secuencia cero.



Si uno de los dos neutros no está puesto a tierra, la corriente de secuencia cero no puede circular en ninguno, ya que la ausencia de camino por un arrollamiento impide la corriente en el otro, y para la corriente de secuencia cero existe un circuito abierto entre las dos partes del sistema.

Los transformadores con este tipo de conexión se utilizan muy poco.

- Conexión Delta Δ – Delta Δ

Esta conexión se maneja cuando se desean mínimas interferencias en el sistema, es decir, se utiliza para mantener la continuidad del servicio.

Además, si se tiene cargas desequilibradas, se compensa dicho desequilibrio, ya que las corrientes de la carga se distribuyen uniformemente en cada uno de los devanados.

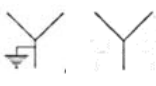
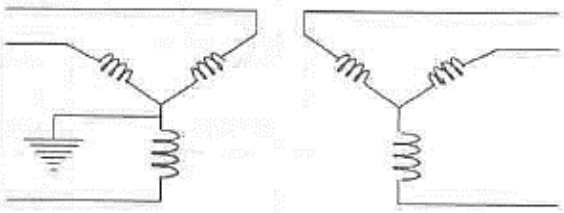
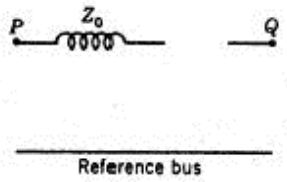

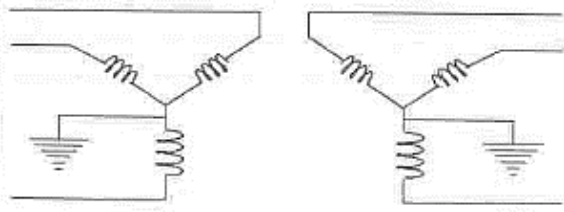
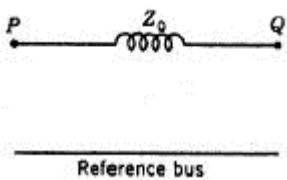
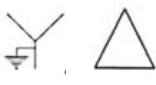
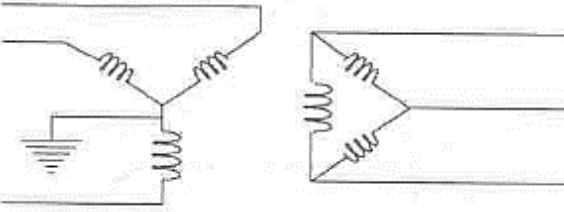
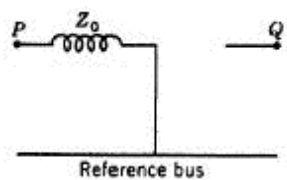

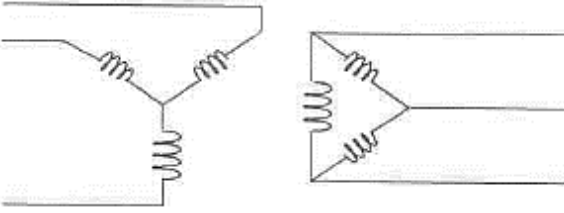
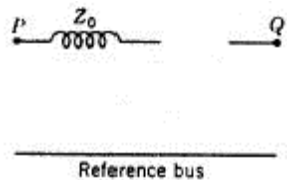
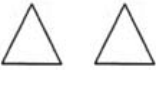
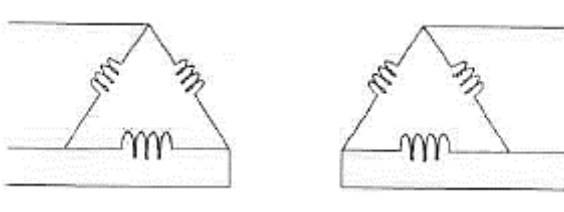
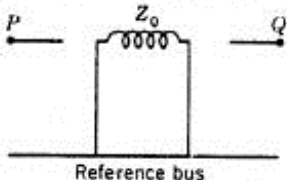
Como este tipo de circuito se encuentra “flotante”, no proporciona camino de retorno, por lo que no puede haber corriente de secuencia cero en un transformador, aunque puede circular dentro de los arrollamientos.

En el circuito equivalente de secuencia cero aparece como un circuito abierto.

Los transformadores con este tipo de conexión se usan generalmente en sistemas cuyos voltajes no son muy elevados, y se utiliza tanto para elevar la tensión como para reducirla.



TABLA 6.11 – CONFIGURACIONES BÁSICAS DE CONEXIÓN

Símbolo	Diagramas de Conexión	Circuito equivalente de secuencia cero
 Estrella aterrizada / Estrella		
 Estrella aterrizada / Estrella aterrizada		
 Estrella aterrizada / Delta		
 Estrella / Delta		
 Delta / Delta		



El estándar ANSI/IEEE establece la nomenclatura para designar las terminales⁽¹⁾ de los transformadores trifásicos, y estipula que se utilice para el lado de alta tensión (primario) H_1 , H_2 y H_3 , y para el lado de baja tensión (secundario) X_1 , X_2 y X_3 .

Las normas actuales también indican que cuando se opera con la secuencia eléctrica positiva ABC , el voltaje (o corriente) en el circuito de alta tensión (primario) se adelantará 30° con respecto al circuito de baja tensión (secundario), mientras que la tensión de secuencia negativa del circuito de alta tensión se retrasará 30° con respecto al de baja tensión.

Por tanto, según sea la secuencia de fase en el lado primario, la tensión del secundario puede adelantarse o atrasarse en 30°

Este desplazamiento angular es el resultado de la geometría del devanado.

Lo anterior se cumple para cada una de las fases, es decir, la fase “A” del primario tiene un desplazamiento angular con respecto a la fase “a” del secundario.

Por lo que la caída de tensión en H_1 estará adelantada 30° con respecto a la caída de tensión en X_1 .

De igual forma para la tensión en H_2 que estará adelantada 30° con respecto a la tensión en X_2 , y la tensión en H_3 con respecto a la tensión en X_3 .

También se puede expresar que la tensión en X_1 tendrá un retraso de 30° con respecto a H_1 .

Por ejemplo, la conexión $Dyn1 = H_1$ adelanta por 30° a X_1

X_1 atrasa por 30° a H_1

⁽¹⁾ Cuando se habla de terminales, se refiere a las entradas de la bobina primaria y las salidas de la bobina secundaria.



Los diagramas de conexión para los transformadores se realizan dibujando las terminales de alta tensión H_1 con respecto a las de baja tensión X_1 , en base a lo siguiente:

- Para transformadores con conexiones en $\Delta - Y$ o $Y - \Delta$, se tendrá un desplazamiento angular de 30°
- Para transformadores con conexiones $Y - Y$ o $\Delta - \Delta$, se tendrá un desplazamiento angular de 0° (se encuentran en fase).

Según la norma VDE 0532 la cual es parte del Std. IEC 60076, que se emplea para transformadores de potencia trifásicos y monofásicos; hace mención que el grupo de conexión estrella o delta toma en consideración las siguientes nomenclaturas:

- Delta en alta tensión: D
- Estrella en alta tensión: Y
- Delta en baja tensión: d
- Estrella en baja tensión: y
- Neutro en alta tensión: N
- Neutro en baja tensión: n
- Número de grupo vectorial.

Indica el desfase en grados eléctricos del primario con respecto al secundario.

$$\text{Desplazamiento angular en grados} = \text{Número de grupo vectorial} * 30^\circ$$

Para la selección del grupo vectorial de los transformadores, el software **NEPLAN** los despliega a través de una lista, siguiendo la nomenclatura anterior.

Por ejemplo, al tener un transformador con grupo de conexión $Dyn11$, implica que está sólidamente aterrizado y por tanto existe una corriente de falla a tierra.

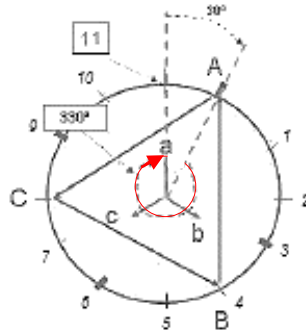
D : Indica que el bobinado de alta tensión está conectado en delta.

y : Indica que el bobinado de baja tensión está conectado en estrella.

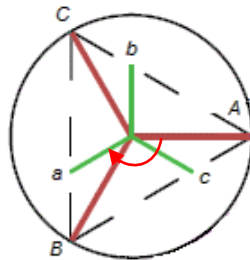


n: Indica que el bobinado de baja tensión tiene un punto neutro accesible (borne externo).

11: Indica que el desplazamiento angular entre fases es de 330° ($11 * 30^\circ = 330^\circ$)



Un transformador con grupo de conexión *Yd5* tendrá un desfase entre el primario y el secundario de 150° grados eléctricos, ($5 * 30^\circ = 150^\circ$)



Para un transformador con grupo de conexión *Dd0* o *Yy0*, se dice que están en fase.

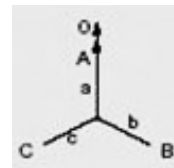
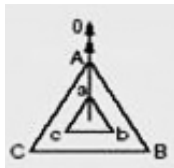




TABLA 6.12 – DIAGRAMAS DE GRUPOS VECTORIALES

Índice de Desfase [°]	Símbolo de conexión o grupo vectorial	Diagrama Vectorial/Fasorial		Diagramas sobrepuestos	Relación de transformación
		Alta Tensión	Baja Tensión		
0 (0°)	Dd0				$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy0				$\frac{N_1}{N_2}$
5 (150°)	Dy5				$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
	Yd5				$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$
6 (180°)	Dd6				$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy6				$\frac{N_1}{N_2}$
11 (330°) (-30°)	Dy11				$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
	Yd11				$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$



- Cambiador de derivación o taps.

Los transformadores generalmente disponen de derivaciones llamadas taps, y permiten cambiar la relación de transformación, siendo el objetivo más frecuente controlar la tensión en uno de sus devanados.

Para variar la regulación de voltaje, se cambia el número de vueltas, ya sea para reducir o aumentar.

Normalmente los cambiadores de derivación o taps están localizados en los devanados de alta tensión, debido a que con esto se maneja menos corriente en los cambios de la que se manejaría si se localizarán en el devanado de baja tensión.

Los cambiadores de derivación accionados por un motor eléctrico, se les conoce como cambiadores bajo carga, y se requieren cuando se tiene una regulación de voltaje con cargas ampliamente fluctuantes.

Los transformadores de distribución generalmente disponen de dos taps para aumentar el voltaje y dos para disminuirlo. Usualmente el valor es de 2.5 % de la tensión nominal por cada cambio, para un total de 5 % en cada sentido.

Las derivaciones deben ser para plena capacidad, según las necesidades de operación.

Los datos de los cambiadores de derivación de los transformadores TR-12A, TR-12B, TR-12C y TR-12D fueron extraídos de sus placas de datos y se presentan a continuación:

TABLA 6.13 – VALORES DE TAPS DE TRANSFORMADORES DE PLATAFORMA

Posición	Voltaje	Tap
1	4368 [V]	Mínimo
2	4264 [V]	
3	4160 [V]	Nominal y de Operación
4	4056 [V]	
5	3952 [V]	Máximo



Para calcular el % de Delta, se debe tener el valor de la diferencia de voltaje entre cada paso del tap, y el valor del voltaje nominal en que se encuentra operando el transformador, en este caso hay 104 V de diferencia, y el voltaje nominal es de 4.16 kV.

$$4160 V * (\text{Delta en } \%) = 104 V$$

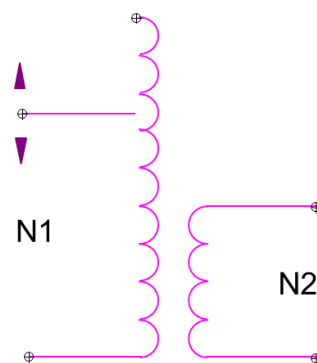
Despejando Delta:

$$\text{Delta} = \frac{104 V}{4160 V} * 100 = 2.5 \%$$

Delta V – 2.5 %

- Relación de transformación de los arrollamientos.

A la relación entre el número de vueltas en el primario y el secundario se le llama relación de transformación, y se basa en la relación de las tensiones.



Como el flujo que circula por el núcleo es único, la relación de voltaje del primario y el voltaje del secundario es proporcional a la relación entre el número de vueltas de cada arrollamiento:

$$\frac{V_1}{V_2} \approx \frac{N_1}{N_2} = a$$

Esta relación es aproximada y se cumple para el número de vueltas y tensiones cuando el transformador trabaja en vacío.



Cuando el transformador trabaja a plena carga, se cumple para el número de vueltas y corrientes.

$$\frac{V_1}{V_2} \approx \frac{N_1}{N_2} \approx \frac{I_2}{I_1} = a$$

De esta fórmula se puede deducir que si el transformador es reductor, es decir, que reduce la tensión, la corriente aumenta, y si el transformador es elevador, la tensión aumenta y la corriente disminuye; por lo que el voltaje y la corriente son inversamente proporcionales.

Un transformador además de variar tensiones y corrientes, también puede llegar a cambiar la impedancia, de acuerdo a la posición del tap, como se muestra a continuación:

$$V_1 \approx a * V_2$$

$$I_1 \approx \frac{I_2}{a}$$

$$Z_1 \approx a^2 * Z_2$$

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nodo secundario controlado, tap en el lado primario (es el más frecuente). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nodo secundario controlado, tap en el lado secundario.
$\frac{N_1 \downarrow}{N_2} = \frac{V_1}{V_2 \uparrow}$	$\frac{N_1}{N_2 \uparrow} = \frac{V_1}{V_2 \uparrow}$
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nodo Primario controlado, tap en el lado primario. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nodo Primario controlado, tap en el lado secundario.
$\frac{N_1 \uparrow}{N_2} = \frac{V_1 \uparrow}{V_2}$	$\frac{N_1}{N_2 \downarrow} = \frac{V_1 \uparrow}{V_2}$



- Cargabilidad.

Para evaluar la cargabilidad de un transformador se puede realizar en base a la potencia o a la corriente, como se muestra a continuación.

$$\text{Cargabilidad \%} = \frac{S_{operación}}{S_{nominal}}$$

$$\text{Cargabilidad \%} = \frac{I_{operación}}{I_{nominal}}$$

- Corriente de excitación al vacío en transformadores I_0

Es la corriente requerida por el transformador para mantener el flujo magnético en el núcleo. Se obtiene aplicando voltaje al devanado primario, con el secundario abierto.

Valores típicos para I_0 : 2 - 5 % de la corriente nominal.

Este dato no se consideró para el modelado de los transformadores de la Plataforma.

Los principales factores que pueden afectar a un transformador son:

- Sobrecargas.
- Defectos a tierra.
- Cortocircuitos (internos o externos).

Los cortocircuitos provocan esfuerzos electrodinámicos y térmicos, pudiendo dañar los devanados del transformador.

- Sobreflujo.

Una elevada tensión genera pérdidas excesivas en el hierro causando calentamientos importantes.

La vida útil de un transformador está definida por su sistema de aislamiento dieléctrico⁽¹⁾ donde los esfuerzos, la contaminación, los cortocircuitos y los movimientos mecánicos que llegan a suceder durante la operación, ocasionan una falla eléctrica en el transformador.

⁽¹⁾ Dieléctrico - Se aplica al cuerpo o sustancia que es mal conductor de la electricidad, por lo que puede ser utilizado como aislante eléctrico.



Los transformadores TR-12A, TR-12B, TR-12C y TR-12D se modelaron con la información técnica recolectada en sitio, obtenida de los datos de placa de cada uno de los transformadores.

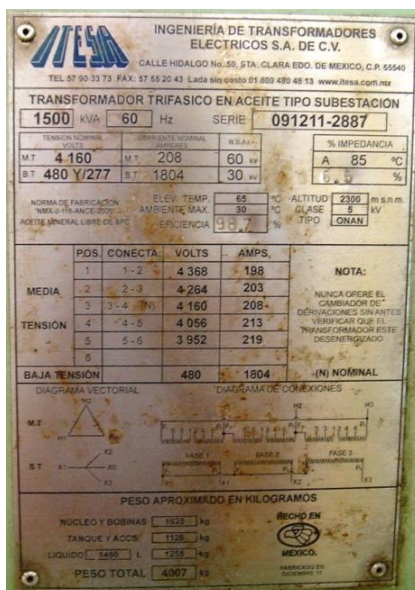
Las características técnicas de las placas de datos se presentan en las siguientes imágenes:



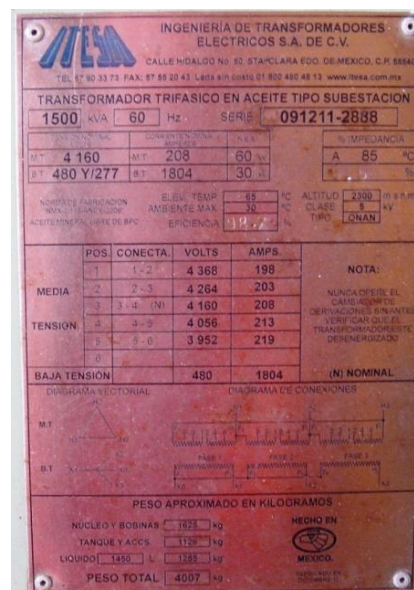
Transformador TR-12A



Transformador TR-12B



Transformador TR-12C



Transformador TR-12D

Fig. 6.15 – Placa de datos de transformadores



TABLA 6.14 – PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES

DATOS DE TRANSFORMADORES DE PLATAFORMA PETROLERA											
Nombre	Vector	Sr	Vr1	Vr2	Zcc(1)	R(1)	Zcc(0)	R(0)	Puesta a Tierra	Lado del Tap	Nodo Controlado
	Grupo	MVA	kV	kV	%	%	%	%			
TR-12A	Dy1	1.5	4.16	0.48	6.3	0.62687	6.3	0.62687	Directa	Primario	Secundario
TR-12B	Dy1	1.5	4.16	0.48	6.34	0.63085	6.34	0.63085	Directa	Primario	Secundario
TR-12C	Dy1	1.5	4.16	0.48	6.5	0.64677	6.5	0.64677	Directa	Primario	Secundario
TR-12D	Dy1	1.5	4.16	0.48	6.5	0.64677	6.5	0.64677	Directa	Primario	Secundario

Nombre	Tap min	Tap nom	Tap máx	Tap oper	Delta V %
TR-12A	1	3	5	3	2.5
TR-12B	1	3	5	3	2.5
TR-12C	1	3	5	3	2.5
TR-12D	1	3	5	3	2.5

Donde:

- Sr:** Potencia nominal del transformador en MVA.
- Vr1, Vr2:** Voltaje nominal de los devanados primario y secundario en kV.
- Zcc(1):** Impedancia de Cortocircuito de secuencia positiva en %.
- R(1):** Resistencia de secuencia positiva en %.
- Zcc(0):** Impedancia de Cortocircuito de secuencia cero en %.
- R(0):** Resistencia de secuencia cero en %.



6.3.2 Líneas y Cables

Las líneas, cables o alimentadores son elementos capaces de conducir o transmitir la energía eléctrica entre dos puntos, de forma segura y confiable.

El cobre constituía el elemento principal en la fabricación de conductores, por ser un material dúctil, buen conductor y fácil de manejar, pero con el paso del tiempo se requirió la búsqueda de nuevos materiales.

El material que se empleó posteriormente fue el aluminio, el cual ha reemplazado casi en su totalidad al cobre, debido a que tiene un menor costo, es buen conductor, tiene una resistividad mayor que la del cobre y es menos pesado.

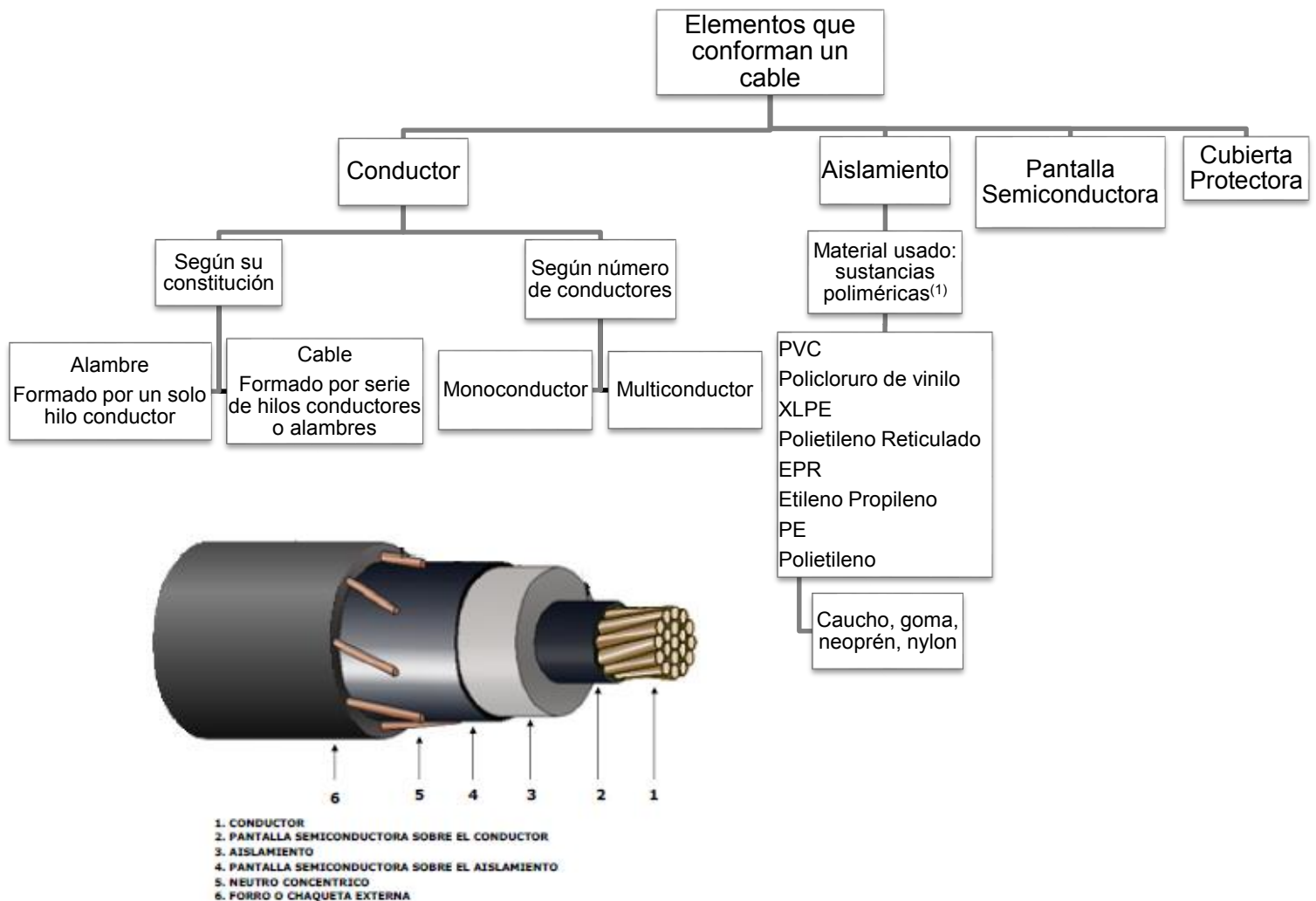
Otra ventaja del conductor de aluminio es que tiene mayor diámetro que uno de cobre con la misma resistencia, y con un mayor diámetro se tiene un menor gradiente⁽¹⁾ de tensión en la superficie del conductor y por lo tanto una menor tendencia a ionizar el aire a su alrededor, lo cual produce un efecto indeseable llamado “corona”

Además de esos materiales, se utiliza el acero y aleaciones o combinaciones de los mismos. El material dependerá del uso específico que se le quiera dar, del costo y de las características eléctricas (capacidad para transportar la electricidad) y mecánicas (resistencia al desgaste) de cada conductor.

Según la norma NRF-181-PEMEX-2010, los alimentadores en media y baja tensión de una Plataforma Marina deben cumplir con lo siguiente:

- a) Los cables en media tensión para 5 kV deben ser de cobre, con aislamiento de Etileno-Propileno (EP) o XLP.
- b) Los cables en baja tensión deben ser de cobre, con aislamiento tipo THW-LS o THHW-LS, termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendios y de emisión reducida de humo y gas ácido. Se permite también el uso de cables con aislamiento termofijo tipo RHW y RHH.

⁽¹⁾ Tensión máxima en la superficie que decrece hacia el interior.



- Conductor.

Su principal objetivo es servir de trayectoria o camino a la energía eléctrica, desde las centrales generadoras hasta los centros de distribución.

- Aislamiento.

Tiene como finalidad contener el campo eléctrico y evitar que la energía eléctrica que circula por él entre en contacto con las personas o con algún objeto.

⁽¹⁾ Se define como un material o cuerpo químico formado por la unión de varias moléculas idénticas, para formar una nueva molécula más gruesa.



El aislamiento también debe evitar que conductores de distinto voltaje puedan hacer contacto entre sí.

Los diferentes tipos de aislamiento consideran las condiciones ambientales y el tipo de canalización al cual se verán sometidos los conductores que protegen, deben ser calculados en relación a la energía eléctrica que transportan los conductores y a la sección o diámetro de los mismos.

- Pantalla semiconductor.

El principal motivo para requerir pantallas semiconductoras es para reducir el gradiente de potencial y eliminar el efecto corona en los diversos niveles de tensión; ya que las pantallas reducen las concentraciones de campo eléctrico.

El uso de una pantalla metálica implica la necesidad de conectarlas a tierra por lo menos en un punto a lo largo de la trayectoria de los cables.

El método que proporciona mayor seguridad es la puesta a tierra de las pantallas en dos o más puntos, ya que no existe una tensión inducida en ellas.

Sin embargo con este método circulan corrientes en la pantalla que generan pérdidas por efecto Joule.

- Cubiertas protectoras.

El objetivo fundamental es proteger la integridad del aislamiento y del conductor, proporcionando protección mecánica y evitando la corrosión e ingreso de humedad del medio que lo rodea.

Cuando los conductores tienen otra protección polimérica sobre el aislamiento, se llama revestimiento, chaqueta o cubierta.

De acuerdo al diseño y tipo de la línea o cable, se tienen:

- Líneas Aéreas.
- Cables Subterráneos.



Las líneas aéreas de transmisión se encuentran sobre estructuras llamadas torres, y se conforman de:

- Aisladores (el número de aisladores depende del voltaje).
- Conductores.
- Hilos de guarda.

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal⁽¹⁾ o transversal⁽²⁾

En las líneas de transmisión se debe tener un adecuado diseño del hilo conductor, el cual aparece suspendido entre dos puntos, donde la distancia entre el punto más elevado y el punto más bajo se llama flecha.

Los cables o hilos de guarda se utilizan como medio de apantallamiento contra descargas atmosféricas, ya que hacen la función de un conductor neutro al estar eléctricamente en contacto con la torre y ofrecen un camino alternativo para la circulación de corrientes de secuencia cero.

Para el cálculo de sus impedancias, se requieren las distancias entre los conductores, las cuales se calculan en función de las coordenadas geométricas de los mismos, considerando como referencia a la tierra para el eje vertical, en un sistema relativo de coordenadas cartesianas x , y .

Los conductores que normalmente se utilizan en líneas aéreas por que poseen buena conductividad y poco peso, son:

- Conductor de aluminio y alma de acero reforzado (ACSR).
- Conductor totalmente de aluminio (AAC).
- Conductor de aluminio con aleación (AAAC).
- Conductor de aluminio con aleación reforzada (ACAR).

⁽¹⁾ Cuando el movimiento o vibración de las partículas se produce en la misma dirección en que se propaga la onda.

⁽²⁾ Cuando cada partícula se mueve perpendicularmente a la dirección en que avanza la onda.



Para los cables subterráneos de distribución, un diseño correcto del sistema de redes permite:

- Minimizar pérdidas de energía de los cables.
- Optimizar la capacidad de conducción de corriente.
- Garantizar la integridad del sistema y asegurar un mayor tiempo de vida útil.
- Facilitar las tareas de mantenimiento.

Impedancias de secuencia positiva, negativa y cero.

El cálculo de las impedancias de secuencia [Z_{012}] es fundamental para el análisis de los alimentadores que forman parte de la red eléctrica.

La metodología de John Carson es la más utilizada actualmente para el cálculo de las impedancias de secuencia de líneas aéreas y cables subterráneos.

Carson publicó un artículo en el que desarrolló un sistema de ecuaciones para calcular la impedancia de un circuito, considerando el camino de retorno de la corriente a través de tierra.

Para entender la metodología de Carson es importante hacer mención de dos conceptos:

- Distancia Media Geométrica *DMG*.

El concepto matemático de la Distancia Media Geométrica *DMG* o *Dm* entre un grupo de elementos de un conjunto, con otro grupo de elementos de otro conjunto, se define como la raíz n-ésima del producto de todas las distancias posibles, entre cada uno de los elementos del primer conjunto con los elementos del segundo conjunto.

Se le llama también *DMG* mutua entre dos o más conjuntos.

$$DMG = \sqrt[n]{D_1 \cdot D_2 \dots D_n} [m]$$



En el caso de una línea trifásica, de un conductor por fase, la Distancia Media Geométrica corresponde a la raíz cúbica del producto de las distancias entre las fases de cada conductor.

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{AC}} \text{ [m]}$$

D_{AB} , D_{BC} , D_{AC} Distancia entre fases.

Cuando se tienen dos circuitos equivalentes a-a', b-b' y c-c' como se muestra a continuación, se utilizan las siguientes expresiones para obtener la DMG equivalente:

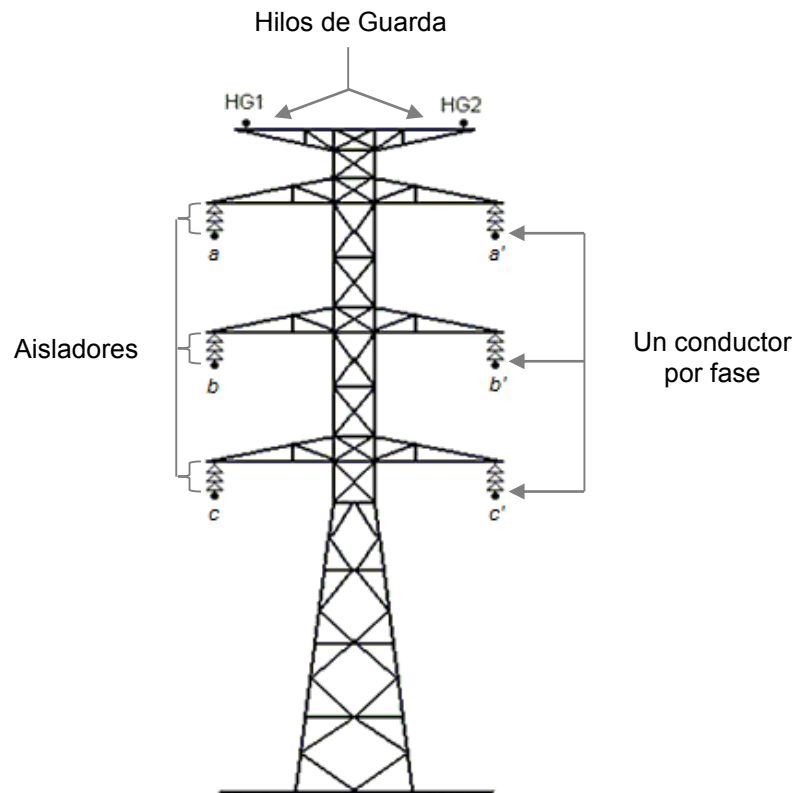


Fig. 6.16 – Líneas aéreas de transmisión

$$DMG_{AB} = \sqrt[4]{d_{ab} \cdot d_{ab'} \cdot d_{a'b} \cdot d_{a'b'}} \text{ [m]}$$

Se utilizan ecuaciones similares para obtener DMG_{BC} y DMG_{AC} .



○ Radio Medio Geométrico *RMG*.

Es el radio exterior de un conductor de espesor infinitesimal que para la misma corriente produce el mismo flujo total que el conductor real al cual sustituye.

A la *DMG* propia también se le llama Radio Medio Geométrico *RMG*, o se puede identificar como D_s .

Para un conductor cilíndrico de material homogéneo no magnético, el *RMG* depende de la permeabilidad⁽¹⁾ relativa del conductor, y se puede obtener con la siguiente ecuación.

$RMG = r e^{-\frac{\mu_r}{4}} [m]$	Si la permeabilidad relativa es igual a: $\mu_r = 1$	Resulta: $RMG = r e^{-\frac{1}{4}} [m]$
------------------------------------	---	--

Donde r es el radio del conductor.

Esta expresión solo es válida para conductores macizos.

Cuando se tienen dos circuitos equivalentes a-a', b-b' y c-c', se utilizan las siguientes expresiones para obtener el *RMG* equivalente:

$$RMG \text{ de la fase "a"} \qquad RMG_a = \sqrt{rmg_a \cdot daa'}$$

$$RMG \text{ de la fase "b"} \qquad RMG_b = \sqrt{rmg_b \cdot dbb'}$$

$$RMG \text{ de la fase "c"} \qquad RMG_c = \sqrt{rmg_c \cdot dcc'}$$

$$RMG = \sqrt[3]{RMG_a \cdot RMG_b \cdot RMG_c} [m]$$

El valor del Radio Medio Geométrico total *RMG* (o *rmg*) generalmente se obtiene de tablas de conductores proporcionadas por los fabricantes.

⁽¹⁾ La permeabilidad es la capacidad de un material a ser magnetizado en presencia de un campo magnético.



El análisis que se describe a continuación para calcular las impedancias de secuencia de las líneas, es parte de la metodología desarrollada por Carson y Kersting.

Es importante aclarar que las unidades se encuentran en pulgadas, pies y millas, y se deben realizar las conversiones correspondientes.

$1 \text{ pulgada} = 0.0254 \text{ metros}$	$1 \text{ pie} = 0.3048 \text{ metros}$	$\frac{\text{Ohm}}{1 \text{ milla}} = \frac{1 \text{ milla}}{1.609344 \text{ km}} \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$
---	---	--

En general los conductores de las líneas de transmisión están formados por varios hilos trenzados, y en consecuencia no tienen la misma inductancia que uno macizo del mismo diámetro.

Por definición las ecuaciones para la inductancia propia y mutua son:

Inductancia propia:

$$L_{ii} = 2 \times 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{RMG_i} \left[\frac{H}{m} \right]$$

Inductancia mutua:

$$L_{ij} = 2 \times 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{D_{ij}} \left[\frac{H}{m} \right]$$

Donde:

RMG_i Radio Medio Geométrico del conductor i [pies]

D_{ij} Distancia entre el conductor i y el conductor j [pies]

Mediante los siguientes supuestos es posible combinar las condiciones de inductancia propia y mutua:

- Balance de carga en cada una de las fases de las líneas.
- Transposición de las líneas.



Las líneas debido a la disposición asimétrica de sus fases pierden la característica de ser trifásicas balanceadas.

El balance de las tres fases puede lograrse intercambiando la posición física de los conductores a intervalos regulares de distancia, a lo largo de la línea, de tal forma que todas las fases ocupen la misma posición relativa.

Esto se lleva a cabo con la finalidad de que las fases tengan las mismas características eléctricas.

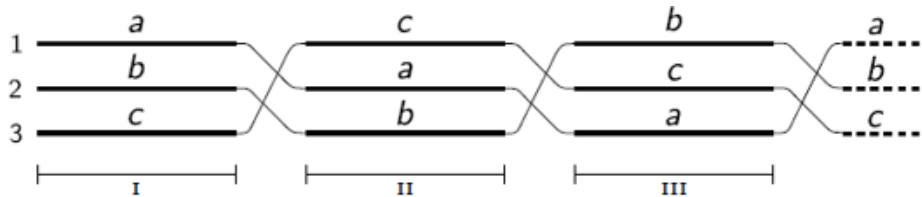


Fig. 6.17 – Transposición de líneas

Con las condiciones anteriores, resulta una ecuación para la inductancia de fase:

$$L_i = 2 \times 10^{-7} \cdot \ln \frac{DMG}{RMG_i} \left[\frac{H}{m} \right]$$

Donde:

DMG Distancia Media Geométrica.

Para obtener la reactancia inductiva de fase, se asume una frecuencia de 60 Hz.

$$X_L = \omega * L_i = 2\pi * (60) * (2 \times 10^{-7}) = 7.5398 \times 10^{-5} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$7.5398 \times 10^{-5} \left[\frac{\Omega}{m} \right] * \frac{1609.344 \text{ m}}{1 \text{ milla}} = 0.12134 \left[\frac{\Omega}{\text{milla}} \right]$$

$$X_L = 0.12134 \cdot \ln \frac{DMG}{RMG_i} \left[\frac{\Omega}{\text{milla}} \right]$$



La impedancia serie resulta:

$$Z_i = r_i + j0.12134 \cdot \ln \frac{DMG}{RMG_i} \left[\frac{\Omega}{milla} \right]$$

Debido a que los sistemas de distribución se componen de líneas monofásicas, bifásicas y líneas trifásicas con cargas desbalanceadas, es necesario mantener la identidad de la impedancia propia y mutua de los conductores:

Impedancia propia:

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + j0.12134 \cdot \ln \frac{1}{RMG_i} \left[\frac{\Omega}{milla} \right]$$

Impedancia mutua:

$$\hat{Z}_{ij} = j0.12134 \cdot \ln \frac{1}{D_{ij}} \left[\frac{\Omega}{milla} \right]$$

La resistencia de los conductores se puede obtener de tablas de parámetros contenidas en hojas técnicas de fabricantes, o en el apéndice A del libro “Distribution System Modeling and Analysis” de Kersting.

El sistema de ecuaciones que desarrollo Carson para calcular la impedancia propia y mutua de las líneas, toma en consideración el efecto de retorno por tierra, el cual considera que las corrientes en las líneas tienen una trayectoria de retorno a través de los neutros de los equipos conectados a tierra.

Carson realizó sus estudios suponiendo que la tierra es una superficie homogénea y sólida, de forma plana, de igual forma consideró que la tierra es un conductor perfecto de longitud infinita y que tiene una resistividad uniforme.

Las ecuaciones que obtuvo son correcciones considerando un “suelo ideal”, ya que la tierra realmente presenta irregularidades en el terreno.



Resistencia de Carson (conductor equivalente de tierra).

$$r_d = 1.588 \times 10^{-3} * f \left[\frac{\Omega}{\text{milla}} \right]$$

$$r_d = 9.869 \times 10^{-4} * f \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

Con una frecuencia de 60 Hz, se tiene:

$$r_d = 0.09530 \left[\frac{\Omega}{\text{milla}} \right]$$

$$r_d = 0.0592 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

El suelo influye en la capacidad de una línea de transporte, debido a que su presencia modifica el campo eléctrico de la misma.

Considerando también la siguiente igualdad:

$$\ln \frac{D_{id} \cdot D_{di}}{RMG_d} = \ln \frac{D_{id} \cdot D_{dj}}{RMG_d} = 7.93402$$

Las ecuaciones modificadas de Carson resultan finalmente:

Impedancia propia:

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{RMG_i} + 7.93402 \right) \left[\frac{\Omega}{\text{milla}} \right]$$

Impedancia mutua:

$$\hat{Z}_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \left[\frac{\Omega}{\text{milla}} \right]$$



Donde:

r_i Resistencia ac del conductor i (tablas).

RMG_i Radio Medio Geométrico del conductor i [pies]

D_{ij} Distancia Media Geométrica entre los conductores i y j [pies]

Con las ecuaciones de impedancia propia y mutua, se puede crear la matriz de impedancia primitiva.

Para un sistema de tres conductores, la matriz será de 6x6, el orden de la matriz depende de la cantidad total de conductores que se tengan.

En forma de partición, la ecuación resultará:

$$\hat{Z}_{primitiva} = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{ij} & \hat{Z}_{in} \\ \hat{Z}_{nj} & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix}$$

Z_{ij} Impedancias propias y mutuas entre los conductores de fase.

Z_{in} Impedancias mutuas entre los conductores de fase y los conductores de neutro concéntrico.

Z_{nj} Impedancias mutuas entre los conductores de neutro concéntrico y los conductores de fase.

Z_{nn} Impedancias propias y mutuas entre los conductores de neutro concéntrico.

La matriz de impedancia primitiva debe ser reducida a una matriz de 3x3, por lo que se utiliza el método estándar de la reducción de Kron.

$$[Z_{abc}] = [\hat{Z}_{ij}] - [\hat{Z}_{in}] * [\hat{Z}_{nn}]^{-1} * [\hat{Z}_{nj}]$$

El resultado de las operaciones con las matrices resulta en la matriz de impedancia de fase.



Para obtener la matriz de impedancia de secuencia, se utiliza la siguiente expresión:

$$[Z_{012}] = [A]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A]$$

Donde: $[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$

Finalmente resulta la matriz de impedancias de secuencia:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix}$$

Z_{00} = Impedancia de secuencia cero.

Z_{11} = Impedancia de secuencia positiva.

Z_{22} = Impedancia de secuencia negativa.

Para el cálculo de las impedancias de cables subterráneos, se consideran dos tipos: cable con neutro concéntrico y cable con neutro de cinta.

- Cable con neutro concéntrico.

Se conforma de un conductor de fase central cubierto por el aislamiento y posteriormente por una delgada capa de pantalla semiconductor no metálica.

Los hilos del neutro concéntrico, generalmente de cobre, se encuentran distribuidos helicoidalmente en forma de espiral alrededor de la pantalla semiconductor (ejecuta la función de blindaje electrostático), con un espaciado uniforme entre hilos.

Algunos cables contienen una cubierta o chaqueta, que rodea los hilos neutrales.

El cable con neutro concéntrico está conformado como se muestra en la siguiente figura:

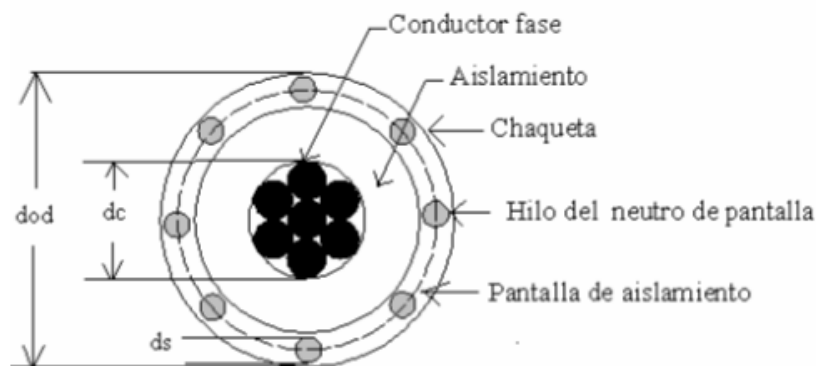


Fig. 6.18 – Cable con neutro concéntrico

- d_c Diámetro del conductor de fase [pulg]
- d_{od} Diámetro total incluyendo los neutros concéntricos [pulg]
- d_s Diámetro de uno de los hilos del neutro [pulg]
- r_c Resistencia del conductor de fase [Ω /milla]
- r_s Resistencia de uno de los conductores de neutro [Ω /milla]
- k Número de hilos concéntricos.
- RMG_c Radio Medio Geométrico del conductor de fase [pies]
- RMG_s Radio Medio Geométrico de uno de los conductores de neutro [pies]

Los datos del conductor de fase y del neutro se podrán encontrar en tablas de fabricantes o en el apéndice A y B del libro de Kersting.

Se requiere calcular el radio medio geométrico equivalente de los conductores del neutro y su resistencia equivalente para el número de hilos concéntricos k .

RMG equivalente de los conductores del neutro.	Radio de la circunferencia que pasa por el centro de los conductores de neutro.	Resistencia equivalente de los conductores de neutro.
$RMG_n = \sqrt[k]{RMG_s \cdot k \cdot R^{k-1}}$ [pies]	$R = \frac{d_{od} - d_s}{2 * 12}$ [pies]	$r_n = \frac{r_s}{k} \left[\frac{\Omega}{milla} \right]$



Para el cálculo de las distancias entre los conductores de fase y los neutros concéntricos se tiene:

Neutro Concéntrico a su propio conductor de fase.	Neutro Concéntrico al neutro concéntrico de otro conductor adyacente.	Neutro Concéntrico a un conductor de fase adyacente.
$D_{ij} = R$	$D_{ij} =$ Distancia entre centros de conductores de fase.	$D_{ij} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k}$ [pies]

D_{nm} es la distancia entre centros de conductores de fase.

Después de obtener los datos de los conductores de fase y neutro, y sus respectivas distancias, se procede a calcular cada componente de la matriz utilizando las ecuaciones modificadas de Carson.

- Cable con neutro de cinta.

Se conforma de un conductor de fase central cubierto por el aislamiento y posteriormente por una delgada capa de pantalla semiconductora no metálica.

El neutro de cinta es de cobre desnudo aplicado helicoidalmente alrededor de la pantalla de aislamiento.

Una chaqueta de aislamiento rodea el neutro de cinta.

El conductor con neutro de cinta puede ser visualizado como un cable neutro concéntrico donde el número de hilos k se convierte en infinito.

El cable con neutro de cinta está conformado como se muestra en la siguiente figura:

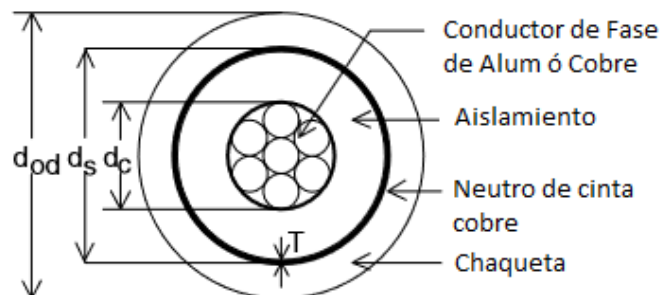


Fig. 6.19 – Cable con neutro de cinta



- d_c Diámetro del conductor de fase [pulg]
 d_s Diámetro externo del neutro de cinta [pulg]
 d_{od} Diámetro externo del conductor completo [pulg]
 T Grosor del neutro de cinta en mils⁽¹⁾
 ρ Resistividad del neutro de cinta a 50°C [Ω -m]
 r_c Resistencia del conductor de fase [Ω /milla]
 RMG_c Radio Medio Geométrico del conductor de fase [pies]

Algunos de los datos pueden encontrarse en tablas de fabricantes o en el apéndice A y B del libro de Kersting.

Se requiere calcular el radio medio geométrico del neutro de cinta (es el radio del círculo que pasa a través de la mitad de la cinta) y la resistencia del neutro de cinta.

RMG del neutro de cinta.	Resistencia del neutro de cinta.
$RMG_{cinta} = \frac{d_s - \frac{T}{1000}}{2 * 12} \text{ [pies]}$	$r_{cinta} = 7.9385 \times 10^8 \frac{\rho}{d_s \cdot T} \left[\frac{\Omega}{milla} \right]$

Para el cálculo de las distancias se tiene:

Neutro de cinta a su propio conductor de fase.	Neutro de cinta a un neutro de cinta adyacente.	Neutro de cinta a un conductor de fase adyacente o conductor de neutro adicional.
$D_{ij} = RMG_{cinta} \text{ [pies]}$	D_{ij} = Distancia de centro a centro de los conductores de fase [pies]	$D_{ij} = D_{nm}$ Distancia entre centros de conductores de fase [pies]

Nuevamente las ecuaciones modificadas de Carson serán aplicadas para calcular las impedancias propia y mutua de la matriz.

⁽¹⁾ 1 mils equivale a 0.0254 milímetros o 0.001 pulgadas.



En caso de efectuar los cálculos para los cables de neutro concéntrico y con neutro de cinta en el software **NEPLAN**, se requieren dos parámetros adicionales:

- Resistividad del terreno $\rho = 100 [\Omega \cdot m]$
- Permitividad relativa o coeficiente dieléctrico del medio aislante.

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r \qquad \varepsilon_r = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_0}$$

Donde:

ε Permitividad del medio.

ε_0 Permitividad del vacío $8.85 \times 10^{-12} \left[\frac{F}{m} \right]$

ε_r Permitividad relativa del medio.

Para líneas aéreas la permitividad relativa del aire se asume que será de:

$$\varepsilon_{aire} = 1.0 \times 8.85 \times 10^{-12} \left[\frac{F}{m} \right] \qquad \varepsilon_{aire} = 1.4240 \times 10^{-2} \left[\frac{\mu F}{milla} \right]$$

El campo eléctrico de un cable está confinado al material de aislamiento, donde varios tipos de materiales son utilizados, y cada uno tendrá un rango de valores para la permitividad relativa.

La siguiente tabla muestra los valores de la permitividad relativa para cuatro materiales de aislamiento comunes.

TABLA 6.15 – VALORES DE PERMITIVIDAD RELATIVA

Typical Values of Relative Permittivity (ε_r)	
Material	Range of Values of Relative Permittivity
Polyvinyl Chloride (PVC)	3.4–8.0
Ethylene-Propylene Rubber (EPR)	2.5–3.5
Polyethylene (PE)	2.5–2.6
Cross-Linked Polyethylene (XLPE)	2.3–6.0



Algunos parámetros de los conductores como ya se mencionó anteriormente, pueden obtenerse de tablas técnicas suministradas por los fabricantes de cables.

Esta sección del apéndice A del libro de Kersting, muestra un ejemplo de una tabla de parámetros de conductores.

Appendix A

Conductor Data

Size	Stranding	Material	DIAM Inches	GMR Feet	RES Ω/mile	Capacity Amps
1		ACSR	0.355	0.00418	1.38	200
1	7 STRD	Copper	0.328	0.00992	0.765	270
1	CLASS A	AA	0.328	0.00991	1.224	177
2	6/1	ACSR	0.316	0.00418	1.69	180
2	7 STRD	Copper	0.292	0.00883	0.964	230
2	7/1	ACSR	0.325	0.00504	1.65	180
2	AWG SLD	Copper	0.258	0.00836	0.945	220
2	CLASS A	AA	0.292	0.00883	1.541	156
3	6/1	ACSR	0.281	0.0043	2.07	160
3	AWG SLD	Copper	0.229	0.00745	1.192	190
4	6/1	ACSR	0.25	0.00437	2.57	140
4	7/1	ACSR	0.257	0.00452	2.55	140
4	AWG SLD	Copper	0.204	0.00663	1.503	170
4	CLASS A	AA	0.232	0.007	2.453	90
5	6/1	ACSR	0.223	0.00416	3.18	120
5	AWG SLD	Copper	0.1819	0.0059	1.895	140
6	6/1	ACSR	0.198	0.00394	3.98	100
6	AWG SLD	Copper	0.162	0.00526	2.39	120
6	CLASS A	AA	0.184	0.00555	3.903	65
7	AWG SLD	Copper	0.1443	0.00468	3.01	110
8	AWG SLD	Copper	0.1285	0.00416	3.8	90
9	AWG SLD	Copper	0.1144	0.00371	4.6758	80
10	AWG SLD	Copper	0.1019	0.00330	5.9026	75
12	AWG SLD	Copper	0.0808	0.00262	9.3747	40
14	AWG SLD	Copper	0.0641	0.00208	14.8722	20
16	AWG SLD	Copper	0.0508	0.00164	23.7262	10
18	AWG SLD	Copper	0.0403	0.00130	37.6726	5
19	AWG SLD	Copper	0.0359	0.00116	47.5103	4
20	AWG SLD	Copper	0.032	0.00103	59.684	3
22	AWG SLD	Copper	0.0253	0.00082	95.4835	2
24	AWG SLD	Copper	0.0201	0.00065	151.616	1
1/0		ACSR	0.398	0.00446	1.12	230
1/0	7 STRD	Copper	0.368	0.01113	0.607	310
1/0	CLASS A	AA	0.368	0.0111	0.97	202
2/0		ACSR	0.447	0.0051	0.895	270
2/0	7 STRD	Copper	0.414	0.01252	0.481	360
2/0	CLASS A	AA	0.414	0.0125	0.769	230
3/0	12 STRD	Copper	0.492	0.01559	0.382	420

Fig. 6.20 – Tabla de parámetros de conductores



En la actualidad el uso de algún software facilita el cálculo de los parámetros de las líneas, sin embargo el entendimiento del desarrollo de las ecuaciones utilizadas es ventajoso desde el punto de vista de apreciar el efecto de las variables en el diseño de una línea.

El software **NEPLAN** tiene implementado el módulo para el cálculo de impedancias de secuencia de líneas aéreas y cables subterráneos.

Y trabaja con la metodología de Carson-Kersting descrita anteriormente para la obtención de la matriz de secuencia y sus valores de impedancia positiva, negativa y cero.

Parámetros de la Línea.

Una línea de transmisión tiene cuatro parámetros fundamentales que influyen en una red eléctrica: resistencia, reactancia, conductancia y capacitancia.

Los parámetros de resistencia R y la reactancia inductiva X_L determinan la impedancia serie de la línea, la cual limita la corriente de cortocircuito.

Los valores de la resistencia y la reactancia varían dependiendo de si se trata de líneas aéreas o subterráneas.

La admitancia de las líneas de transmisión está formada básicamente por dos parámetros: conductancia y capacitancia (susceptancia capacitiva).

$Admitancia [Y] = \frac{1}{Z}$	$Conductancia [G] = \frac{1}{R} \text{ [Siemens S]}$	$Susceptancia [B] = \frac{1}{X}$
--------------------------------	--	----------------------------------

- Resistencia R

La resistencia depende de la sección transversal y de la resistividad del conductor, relaciona los parámetros físicos y la naturaleza del material conductor, adicionalmente se considera el efecto “piel” o Kelvin, el cual señala que la corriente viaja por la capa exterior.



Para calcular la resistencia en D.C., se emplea la siguiente expresión:

$$R_{D.C.} = \rho \frac{l}{A}$$

ρ Resistividad del material del conductor $\left[\Omega \frac{mm^2}{m} \right]$

l Longitud del conductor [m]

A Área efectiva de la sección transversal del conductor [mm²]

La resistencia de los conductores en corriente continua varía con la temperatura.

La resistencia en A.C., se denomina “resistencia efectiva” y se define por la expresión:

$$R_{A.C.} = k \cdot R_{D.C.}$$

Donde k es un factor de incremento [%] y es ligeramente mayor que la unidad.

Esto se debe a que la corriente alterna tiene una predisposición de concentrarse en la superficie del conductor, esto es debido el efecto “piel”, por lo que la densidad de corriente se incrementa en la superficie, disminuyendo en la zona central del conductor.

Lo que trae como consecuencia una disminución del área efectiva del conductor y por lo tanto un incremento en la resistencia.

La resistencia eléctrica en general, es la principal causa de las pérdidas de energía en las líneas de transmisión I^2R

Donde:

I Corriente que fluye a través del conductor.

R Resistencia del conductor.

Estas pérdidas se manifiestan en forma de calor, por lo tanto este parámetro es de vital importancia en los estudios de transmisión de energía.



- Resistividad.

Es la capacidad de oponerse al flujo de carga de energía eléctrica.

Si se tiene:

- Alta resistividad, se dice que es un aislante eléctrico.
- Baja resistividad, se dice que es un conductor.

La resistividad es el inverso de la conductividad, y es propia de cada material y varía con la temperatura en forma aproximadamente lineal.

Comercialmente los conductores se expresan en términos de la conductividad y no de la resistividad.

- Inductancia L

La inductancia es la oposición a un cambio de corriente, visto desde un inductor que almacena energía en presencia de un campo magnético.

Dicho de otra manera, es la propiedad que relaciona la FEM inducida por la variación del flujo, con la corriente, y este parámetro es utilizado para calcular el flujo magnético creado por una intensidad.

$$\text{Flujo magnético} = \text{Inductancia} * \text{Intensidad}$$

¿Quién crea el campo magnético que rodea a los conductores?

El propio conductor \Rightarrow Autoinducción.

Otro conductor \Rightarrow Inducción mutua.

La inductancia depende de las características físicas del conductor y la longitud del mismo.

En el sistema de unidades la inductancia se mide en Henrios [H] y es igual a $\left[\frac{\text{Weber}}{\text{Ampere}} \right]$



- Reactancia X

La reactancia de un cable es la oposición o resistencia que ofrece al flujo de corriente eléctrica, y es una función del espacio entre los centros del conductor y el diámetro del mismo.

$$X = (X_L - X_C)$$

Según el valor que tome la reactancia se dice que el circuito presenta:

Si $x > 0$ La reactancia es inductiva $X_L > X_C$

La corriente fluirá retrasada del voltaje recibido.

Si $x < 0$ La reactancia es capacitiva $X_C > X_L$

La corriente se adelantará al voltaje.

Si $x = 0$ No hay reactancia, y la impedancia es puramente resistiva.

El dominio de la reactancia sobre la resistencia para líneas de transmisión de alta tensión se aprecia por medio de la relación $\frac{X}{R} > 1$

A medida que aumenta el nivel de tensión, la resistencia de los conductores es mucho menor que la reactancia inductiva.

La reactancia inductiva dependerá del radio del conductor y de la disposición de los conductores (como se encuentren separados).

$$X_L = \omega \cdot L = 2\pi fL$$

Considerando los conceptos de DMG y RMG, la reactancia inductiva puede calcularse como:

$$X_L = 4\pi \cdot f \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} \times 10^{-7} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$



Utilizado en la metodología de Kersting.

$$X_L = 0.00289 \cdot f \cdot \log_{10} \frac{DMG}{rmg} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

La reactancia capacitiva viene dada por la expresión:

$$X_c = \frac{1}{\omega \cdot C} = \frac{1}{2\pi f C}$$

Considerando los conceptos de DMG y RMG, la reactancia capacitiva para líneas largas puede calcularse como:

$$X_c = \frac{6.596}{f} \cdot \log_{10} \frac{DMG}{RMG} [M\Omega \cdot km]$$

- Conductancia G

Representa el efecto de las corrientes de fuga desde los conductores a tierra.

Las corrientes de fuga fluyen principalmente a través de las superficies de los aisladores que sostienen a las líneas aéreas, cuyas propiedades aislantes varían significativamente con el estado de sus superficies y con las condiciones atmosféricas, como el calor, la humedad, la salinidad, la contaminación del medio ambiente que rodea al conductor y la mugre que se adhiere a los aisladores, entre otros factores.

Además se encuentra implicado el “efecto corona”, el cual está relacionado con la producción de campos eléctricos debido a las altas densidades de carga, cuya intensidad es capaz de ionizar el aire circundante a los conductores de la línea de transmisión.

Una ionización extrema resultará en la presencia de arcos eléctricos entre conductores.



El “efecto corona” produce pérdidas [kW/km] que deben tomarse en cuenta para la selección de conductores de las líneas de transmisión, y aunque resulta difícil calcularlas de manera exacta, debido a la gran cantidad de variables involucradas, se utilizan relaciones empíricas y métodos estadísticos.

El aislamiento de etileno-propileno ofrece una buena estabilidad térmica y resistencia a la ionización para evitar el “efecto corona”

La conductancia no tiene un modelo matemático preciso para poder calcularla debido a que es muy variable y compleja, por lo que se puede despreciar o asumir igual a cero, debido a su valor tan pequeño y a que no hay expresiones analíticas que permitan su evaluación.

No se tomó en consideración para el modelado de las líneas de la Plataforma.

- Capacitancia.

La capacitancia de una línea es el resultado de una diferencia de potencial entre conductores y depende del tamaño y espaciamiento entre ellos.

Las corrientes que se presentan entre los conductores y el suelo hacen que se carguen cuando son energizados, aún con la línea en vacío.

El principal efecto de la capacitancia asociada a los conductores, es el aumento de la tensión en el extremo de carga en vacío. Este aumento de tensión depende de la longitud de la red.

En el sistema de unidades la capacitancia se mide en Faradios [F] y es igual a $\frac{\text{Coulomb}}{\text{Volt}}$

Tampoco se consideró para el modelado de las líneas de la Plataforma.

- Impedancias de secuencia cero.

La impedancia de secuencia positiva de la línea depende del calibre del material, y la de secuencia cero se ve afectada por el sistema de retorno.



Para el cálculo de la impedancia de secuencia cero se debe tener en consideración la resistencia equivalente de tierra, la cual se basa en las teorías de Carson y permite calcular su valor.

- Calibre de conductores.

El calibre define el tamaño de la sección transversal del conductor.

El correcto dimensionamiento de los conductores tiene una importancia decisiva en la operación eficiente y segura de los sistemas.

Los conductores se identifican en cuanto a su tamaño, por un calibre que puede estar expresado en mm² o bajo la normalización americana AWG “American Wire Gauge”

La norma AWG solo es efectiva hasta cierto calibre, para conductores con un área mayor, superiores al calibre 4/0, se hace una designación en función de su área en mm², y se dimensionan en circular mils CM.

Un Circular Mil es una unidad equivalente y se define como el área de un círculo cuyo diámetro es de una milésima de pulgada.

1 mils = 0.001 pulgadas = 0.0254 milímetros.

El área de un círculo se calcula: $A = \pi \cdot r^2$

$$A = \pi \cdot \left(\frac{0.0254 \text{ mm}}{2} \right)^2 = 0.0005067 [\text{mm}^2]$$

1 CM equivale a 0.0005067 mm²

Un kcmil equivale a mil (1000) circular mils. Esta escala también es conocida como MCM.

Una forma práctica de obtener el área en mm² aproximadamente (aplica únicamente para los calibres en MCM), es dividir entre dos el valor en MCM o kcmil.



Por ejemplo: $250 \text{ MCM} \div 2 = 125 \text{ mm}^2$

Como se mencionó el resultado es solo una aproximación, pero permite dar una idea general del valor del área.

En la siguiente tabla se presentan las equivalencias de conductores de cobre a una temperatura ambiente de 30°

TABLA 6.16 – EQUIVALENCIAS DE CALIBRE AWG / MCM O KCMIL A MM²

AWG	MCM o kcmil	Área o sección [mm ²]	Diámetro aproximado [mm]
20	-	0.51	0.8
18	-	0.82	1.02
16	-	1.31	1.29
14	-	2.08	1.62
12	-	3.31	2.05
10	-	5.26	2.59
8	-	8.37	3.26
6	-	13.3	4.11
4	-	21.2	5.19
2	-	33.6	6.54
1	-	42.4	7.34
1/0	-	53.5	8.25
2/0	-	67.4	9.27
3/0	-	85	10.4
4/0	-	107.2	11.6
-	250	126.67	12.7
-	300	152	13.91



AWG	MCM o kcmil	Área o sección [mm ²]	Diámetro aproximado [mm]
-	350	177.3	15.03
-	400	202.7	16.06
-	500	253.4	17.96
-	600	304	19.67
-	700	354.7	21.25
-	750	380	22
-	800	405.4	22.72
-	900	456	24.1
-	1000	506.7	25.4
-	1250	633.4	28.4
-	1500	760.1	31.11
-	1750	886.7	33.6
-	2000	1013	35.92

Mientras más grande sea el número del calibre del conductor en AWG (20, 18, 16...), el área de la sección transversal es menor, por lo que el conductor es más delgado.



Fig. 6.21 – Calibrador para conductores



Para seleccionar el calibre apropiado de los conductores se deben considerar los siguientes aspectos:

- Corriente nominal de carga en condiciones normales de operación.
 - Capacidad de conducción de corriente, ampacidad⁽¹⁾
 - Corrientes de sobrecarga admisibles.
 - Corrientes de cortocircuito admisibles.
 - Resistencia mecánica adecuada.
 - Caída de tensión admisible.
 - Número de conductores por fase.
 - Modo de Instalación y condiciones del medio ambiente en que se instalará.
 - Secciones mínimas permitidas.
 - Aspecto económico.
-
- Corriente nominal de carga en condiciones normales de operación.

La corriente nominal es la intensidad en régimen permanente que soportará el cable.

En condiciones de operación normal cada conductor está sometido a una cierta tensión y debe ser capaz de transportar la corriente.

Se debe seleccionar el tipo de conductor adecuado en función de las condiciones de operación y ambientales, considerando si se utilizará cable subterráneo o aéreo, para clima seco o húmedo, entre otras condiciones.

El calibre de los conductores se escoge en base a la corriente nominal [A] del equipo o carga a alimentar y se averigua en catálogos de fabricantes que cable cumple con las características para soportar esa corriente.

- Capacidad de conducción de corriente, ampacidad.

Esta capacidad de conducción depende en gran medida del tipo de aislamiento del conductor, así como la temperatura máxima permitida, porque mientras más temperatura

⁽¹⁾ Es la máxima intensidad de corriente que puede circular de manera continua por un conductor sin que sufra daños.



soporte el aislamiento más corriente podrá circular a través del cable.

Los cables deben contar con el dato de corriente nominal (capacidad térmica) para su modelado.

De la norma NOM-001-SEDE-2005, tabla 310-73, se obtuvieron algunas de las corrientes nominales de las líneas utilizadas en la Plataforma.

Cuando se tiene un conductor por fase, por ejemplo de 350 KCM, la corriente que soporta el cable es de 385 A.

En caso de tener dos conductores por fase de 350 KCM, la corriente que soportaran aumenta al doble resultando de 770 A.

De acuerdo a la sección 310-4 excepción 4 de la NOM-001-SEDE-2005, los conductores en paralelo deben estar compuestos por cables del mismo calibre o área transversal, con el fin de dar cumplimiento al requerimiento normativo.

La potencia transportada por una línea depende de la tensión, esto significa que para transportar una potencia, a mayor tensión se tendrá una menor corriente que circulará por el conductor, y por tanto se tendrán menores pérdidas por efecto Joule.

Las pérdidas por efecto Joule en cada conductor se cuantifican como:

$$P = I^2 \cdot R [kW]$$

Un aislamiento defectuoso de los conductores también propicia pérdidas de energía.

- Capacidad de soportar corrientes en condiciones de sobrecarga.

Los cables deben tener cierta capacidad para soportar las sobrecargas temporales.

La capacidad de sobrecarga depende en gran medida de los materiales aislantes y estará dada por la temperatura que se alcance sin degradar el aislamiento.

Cuando una línea se sobrecarga y tiene mala confiabilidad, se estudia la posibilidad de colocar una línea de mayor calibre, o una línea en paralelo.



Cuando por razones prácticas y económicas no se puede aumentar el calibre, se pueden limitar las cargas.

- Capacidad de soportar corrientes en condiciones de cortocircuito.

Para seleccionar el calibre de una línea, es necesario conocer el valor de la corriente máxima de cortocircuito en función del tiempo que pasará dicha corriente a través de él y que podrá soportar.

El tiempo depende de la rapidez con que actúen las protecciones y se debe considerar la protección más lenta para prevenir el caso más crítico.

El efecto de la longitud del cable en la reducción de la corriente de cortocircuito, establece, que mientras mayor longitud tenga la línea, la corriente de cortocircuito será menor, debido a que cuenta con una mayor impedancia, por tanto, mientras menor sea la longitud de la línea y la impedancia, la corriente de cortocircuito será mayor.

De lo anterior se deduce que la impedancia es directamente proporcional a su longitud.

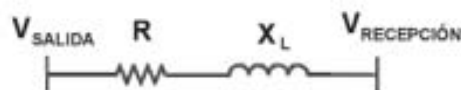
- Resistencia mecánica adecuada.

Los cables y líneas aéreas deben ser estables con la carga mecánica correspondiente a su propio peso, el viento, la tensión de tendido, etc.

Para este aspecto, los cables ya se fabrican con la condición de que sean mecánicamente estables.

- Caída de tensión ΔV

La caída de tensión (voltaje) es la diferencia entre el voltaje en el extremo de envío y el voltaje en el extremo receptor de una línea.



$$\Delta V = V_S - V_R$$

V_S Voltaje de salida.

V_R Voltaje de recepción.



La caída de tensión a lo largo de un conductor viene determinada por la corriente que pasa a través de la resistencia y reactancia del propio conductor.

Si el cable es relativamente largo, la caída de tensión asume importancia y es necesario verificar esta condición, debido a que la distribución de energía eléctrica se debe hacer a tensión constante.

La caída de tensión ΔV que se produce en el alimentador responde a la siguiente ecuación:

$$\Delta V = R \cdot I \cos \theta + j X_L \cdot I \sen \theta$$

$$\Delta V = I \cdot (R \cos \theta + X_L \sen \theta)$$

θ es el ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje de la carga.

El valor de la caída de tensión en una línea trifásica de corriente alterna se puede determinar en forma aproximada por la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} * I * L * (R \cos \varphi + X_L \sen \varphi) [V]$$

I Corriente transportada [A]

L Longitud de la línea [km]

R Resistencia eléctrica [ohm/km]

X_L Reactancia inductiva del cable a 60 Hz [ohm/km]

$\cos \varphi$ Factor de potencia de la carga.

La caída de voltaje se puede expresar también como la regulación de tensión:

$$\text{Regulación (\%)} = \frac{V_S - V_R}{V_R} \times 100$$



Las caídas de tensión se pueden corregir aumentando el calibre del alimentador (a mayor grosor del conductor menor es la caída de tensión, ya que la resistencia disminuye) o subiendo el tap del transformador.

La caída de tensión hasta la salida más lejana del circuito no debe exceder del 3% de la tensión nominal; considerando el punto más desfavorable de la instalación, la caída de tensión total no debe exceder el 5%, ya que esto puede ocasionar problemas a los usuarios de la energía eléctrica.

- Temperaturas.

El calor disipado por efecto Joule causa un incremento en la temperatura de los conductores con respecto al ambiente, por lo que se debe asegurar que la elevación de la temperatura no supere ciertos límites.

La capacidad de conducción de corriente es un fenómeno de transferencia de calor, de aquí la necesidad de no superar la máxima intensidad de corriente que puede circular por los conductores.

Algunos de los efectos nocivos de un sobrecalentamiento son:

- Pérdidas excesivas, ya que a una mayor temperatura se asocia una más alta densidad de corriente.
- Se acelera el proceso de envejecimiento del cable, y en consecuencia hay una disminución de su vida útil.
- Existe riesgo de degradación de las uniones o empalmes.
- En líneas aéreas se puede producir un estiramiento permanente.

Es conveniente definir los límites de temperatura en base a:

- Calentamiento debido a la circulación continua de corriente normal de operación.

La máxima corriente que podrá circular en un conductor aislado en operación permanente dependerá de la temperatura más elevada que el aislamiento del cable pueda soportar sin que se perjudique.



- Calentamiento debido a sobrecargas transitorias de pocos minutos de duración.
- Calentamiento debido a la circulación de corrientes de alta intensidad, pero de muy corta duración (cortocircuito).

Para las corrientes de sobrecarga y cortocircuito, las líneas deberán estar protegidas de tal manera que el tiempo máximo de duración de las corrientes esté limitado por medio de elementos de protección adecuados.

Las protecciones deben actuar con gran rapidez para evitar daños permanentes.

El tiempo de operación de las protecciones vendrá limitado por la energía térmica del cortocircuito o sobrecarga que es capaz de soportar el cable sin llegar a quemarse, para conocer cuanta corriente soportará el cable se utiliza la curva de límite térmico de la línea.

Los valores que regularmente se utilizan como temperaturas máximas de operación en el conductor (capacidad de conducción de corriente), para cables aislados con materiales como PVC, PE, XLPE y EPR, son: 60°, 70°, 75°, 80°, 90°

Para una condición de cortocircuito se pueden tener temperaturas desde 150° hasta temperaturas máximas en el conductor con materiales termoplásticos de 250°C.

Mientras más temperatura pueda soportar el cable mayor será la magnitud de corriente que tolerará.

Para los cables de la Plataforma se consideraron las siguientes temperaturas:

Temperatura de operación [°]	Temperatura máxima de operación [°]	Temperatura final de cortocircuito [°]
40	80	160

El servicio operativo de la energía eléctrica y su seguridad dependen directamente de la calidad e integridad de los aislamientos de los conductores.



En general la vida útil de los cables es elevada (superior a los 20 años), y la duración del cable depende de cómo se conserve el aislamiento, ya que puede estar sometido a temperaturas que aceleren el proceso de envejecimiento.

Por esta razón los aislamientos no deben sobrepasar la temperatura máxima permisible de los conductores, ya que si esto sucede, la vida útil del cable se reduce.

Se considera aceptable que las sobrecargas y los cortocircuitos hagan perder al cable el 10% de su vida útil, este criterio define la temperatura máxima que puede presentarse en estas condiciones.

Para el modelado de las líneas de la Plataforma Petrolera:

- Se realizó una revisión de la información recolectada en sitio de las longitudes y calibres de las líneas.
- Se verificaron las librerías de impedancias de secuencia positiva y cero para los cables de media tensión en 4.16 [kV] y de baja tensión en 0.48 [kV]
- Se realizó la edición de la librería de impedancias del conductor Armanel de 750 KCM de acuerdo a los datos suministrados por el fabricante Conдумex.
- Para los tramos de bus ducto se realizaron las conversiones correspondientes de unidades de $\left[\frac{m\Omega}{100 \text{ pies}}\right]$ a $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$ de acuerdo al catálogo del fabricante Schneider Electric.

Para la impedancia de secuencia cero se consideró: $Z_0 = 3Z_1$

Un bus ducto o electroducto, consiste por lo general en conductores en forma de barras (las cuales deben estar totalmente aisladas) dentro de una canalización metálica (ducto) construida con material resistente a la corrosión; de esta forma se convierte en un solo alimentador ahorrando espacio en comparación con el uso de cables.

El bus ducto garantiza una alta capacidad de cortocircuito para la conducción de corrientes elevadas [A] y permite transmitir grandes potencias en áreas de alta concentración de cargas.



Conversión de unidades de bus ducto de cobre:

$$1 \text{ pie} = 0.0003048 \text{ km}$$

Resistencia y reactancia de secuencia positiva y cero de bus ducto de 1200 [A]

$R_{(1)}$	$R_{(0)}$
$1.17 \frac{m\Omega}{100 \text{ pies}} * \left[\frac{10^{-3}\Omega}{m\Omega} * \frac{100 \text{ pies}}{0.03048 \text{ km}} \right] = 0.0384 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$	$R_0 = 3 * (0.0384) = 0.1152 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$
$X_{(1)}$	$X_{(0)}$
$0.76 \frac{m\Omega}{100 \text{ pies}} * \left[\frac{10^{-3}\Omega}{m\Omega} * \frac{100 \text{ pies}}{0.03048 \text{ km}} \right] = 0.0249 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$	$X_0 = 3 * (0.0249) = 0.0747 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$

Resistencia y reactancia de secuencia positiva y cero de bus ducto de 3000 [A]

$R_{(1)}$	$R_{(0)}$
$0.48 \frac{m\Omega}{100 \text{ pies}} * \left[\frac{10^{-3}\Omega}{m\Omega} * \frac{100 \text{ pies}}{0.03048 \text{ km}} \right] = 0.01575 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$	$R_0 = 3 * (0.01575) = 0.04725 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$
$X_{(1)}$	$X_{(0)}$
$0.34 \frac{m\Omega}{100 \text{ pies}} * \left[\frac{10^{-3}\Omega}{m\Omega} * \frac{100 \text{ pies}}{0.03048 \text{ km}} \right] = 0.01115 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$	$X_0 = 3 * (0.01115) = 0.03345 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$

Las características técnicas de las impedancias (R y X) de las líneas de media y baja tensión del sistema eléctrico, corresponden a las de las librerías técnicas del software **NEPLAN**. Las longitudes y tipos de cables corresponden a los suministrados por parte del personal técnico de la Plataforma.

La canalización eléctrica es por medio de tubería conduit y soportes tipo charola para conductores.

El resumen de la información técnica correspondiente a los principales alimentadores de la Plataforma Petrolera, se presenta en el anexo A en forma de tablas.



6.3.3 Reactores

Los reactores se utilizan para limitar las corrientes de cortocircuito mediante la inserción de una reactancia en el circuito, por lo que también disminuyen la capacidad interruptiva de los interruptores. Otra de sus funciones es la corrección del factor de potencia ya que absorben potencia reactiva en líneas muy largas.

En subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito monofásica.

Para limitar la corriente de cortocircuito trifásica se utilizan en serie con cada una de las tres fases del transformador.

La construcción de los reactores desde el punto de vista de sus materiales es prácticamente igual a la de los transformadores. Cuentan con un núcleo y sus terminales salen a través de boquillas de porcelana, de igual forma necesitan sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato.

Según su capacidad los reactores pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas.

Los reactores tienen algunas desventajas muy marcadas como su costo y el espacio que ocupan, pero lo más significativo es que producen caídas de tensión que pueden ocasionar disminuciones momentáneas de voltaje en el sistema cuando ocurre una falla, o cuando se arrancan motores de gran capacidad, lo que puede afectar desfavorablemente la regulación de tensión.

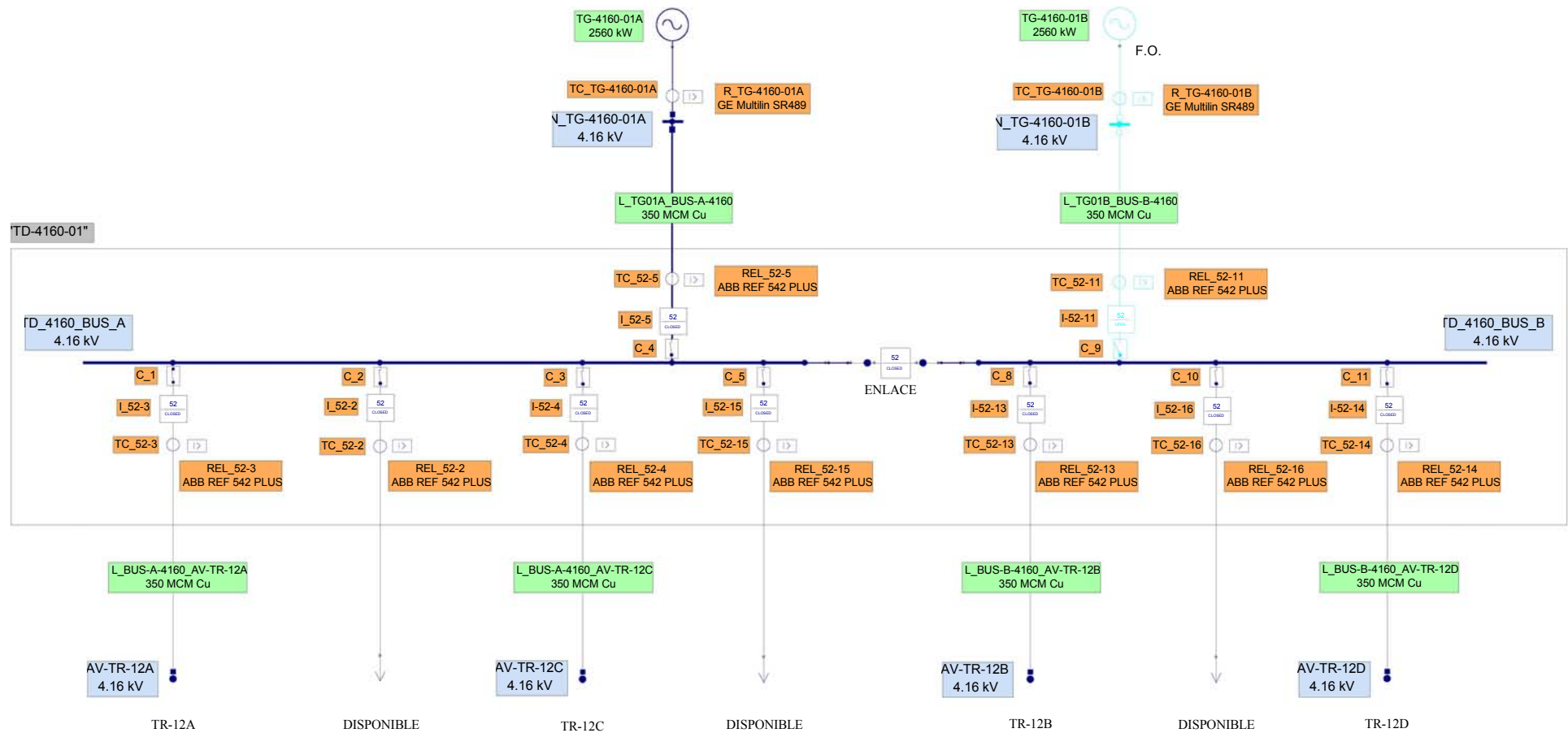
Por lo tanto, el reactor debe ser colocado en un lugar de baja corriente a fin de minimizar los efectos de la caída de tensión y pérdida de potencia.

6.4 MODELADO DEL SISTEMA

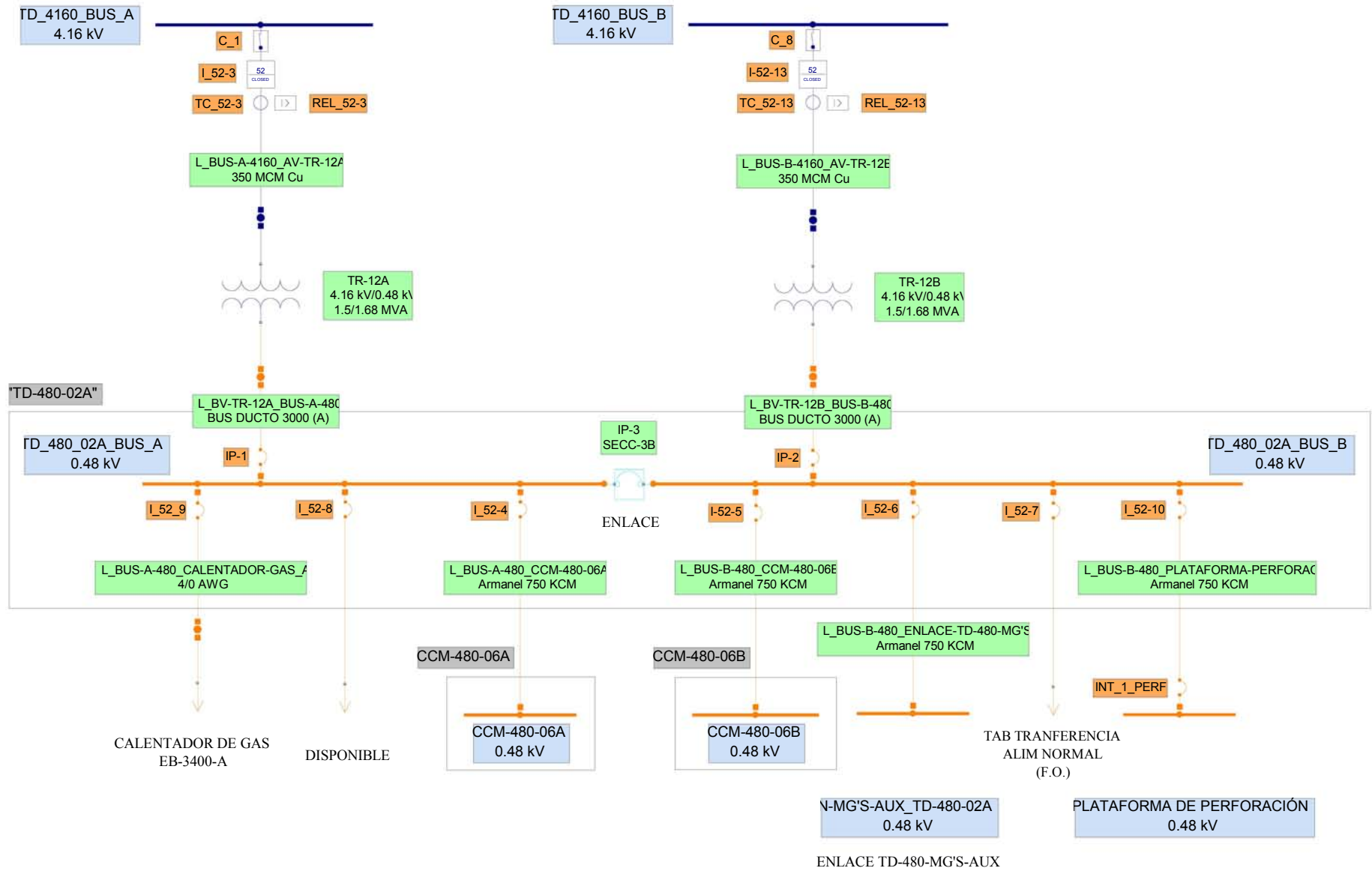
Después de organizar la información recopilada en sitio referente a la topología del sistema, y a los parámetros de los equipos de potencia, se realizó el modelado del sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera.



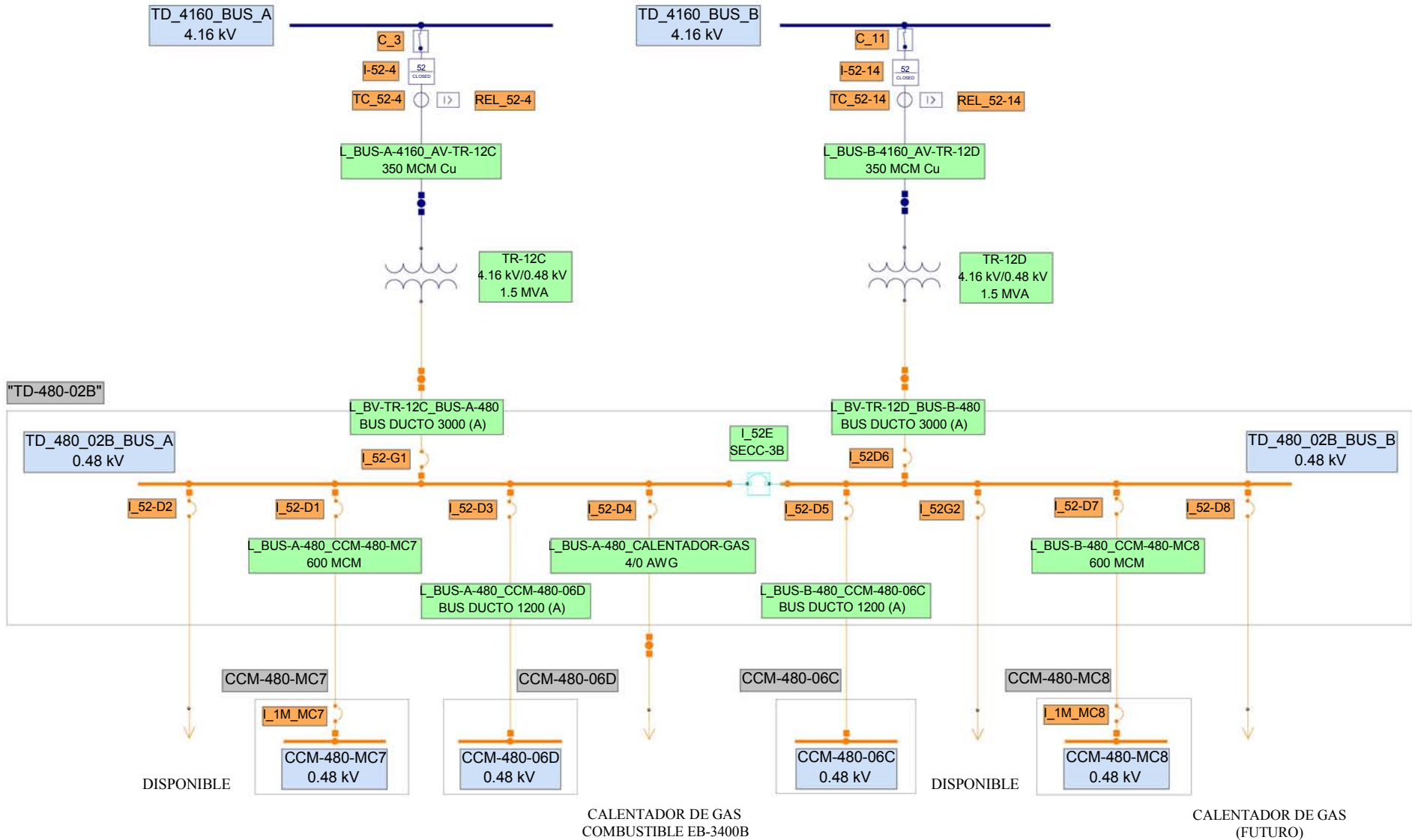
Los diagramas unifilares se realizaron en el software de análisis de sistemas de potencia **NEPLAN**, para los niveles de tensión de 4.16 / 0.48 [kV] del sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera.



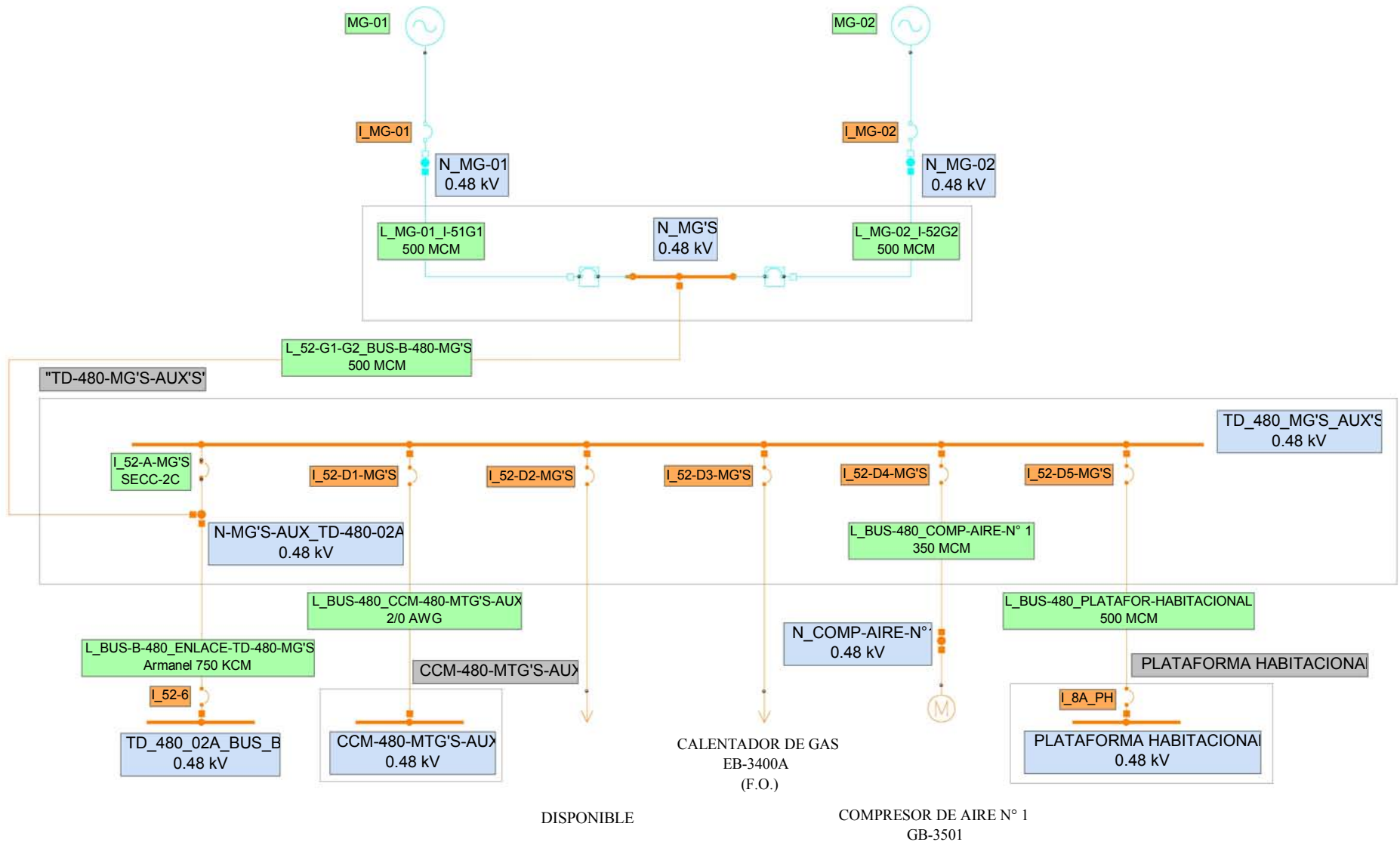
Diag. 6.1 - Diagrama Unifilar de Tablero Principal TD-4160-01 en 4.16 kV



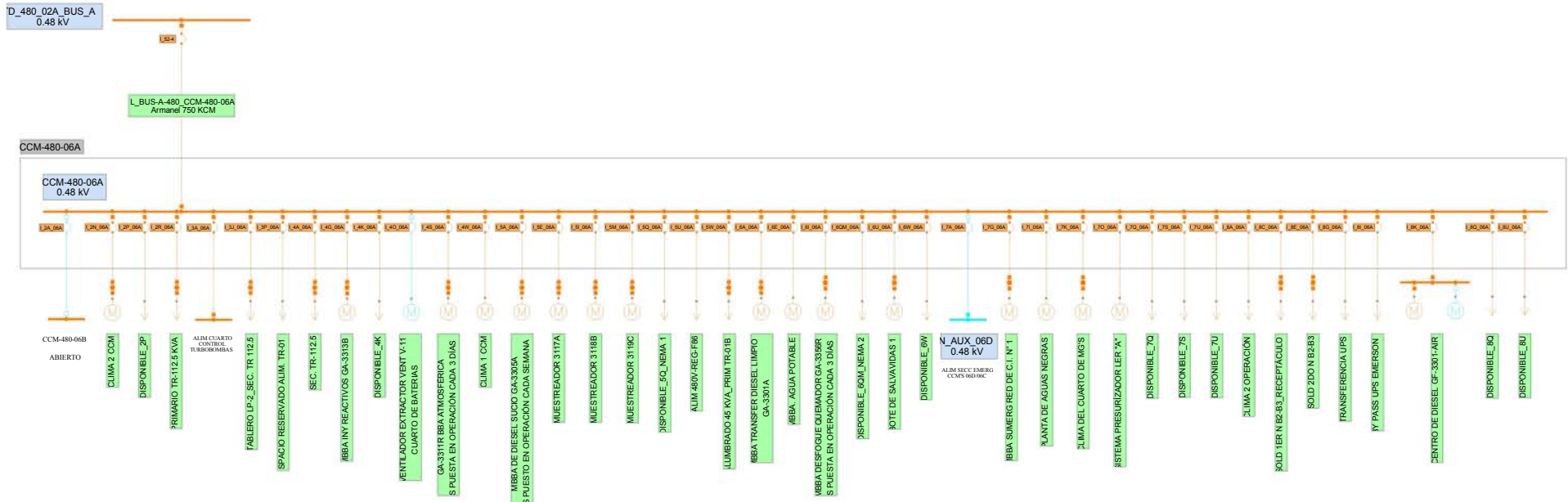
Diag. 6.2 - Diagrama Unifilar de Tablero TD-480-02A en 4.16/0.48 kV



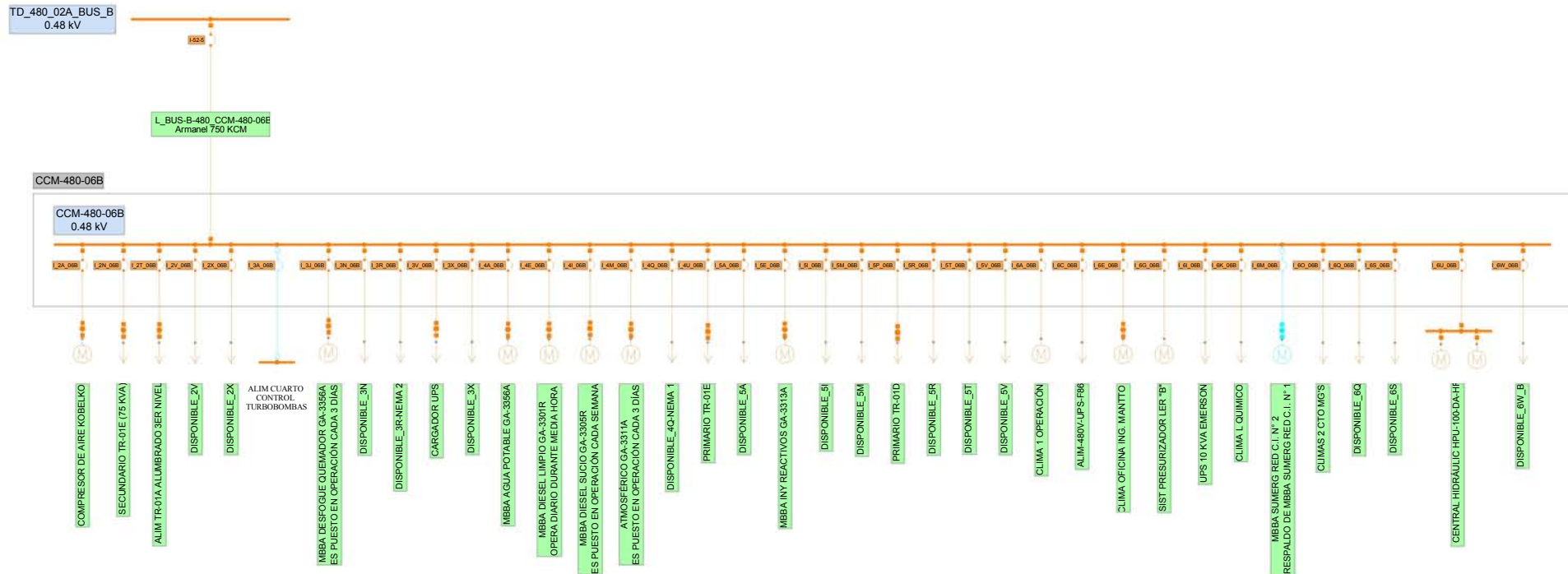
Diag. 6.3 - Diagrama Unifilar de Tablero TD-480-02B en 4.16/0.48 kV



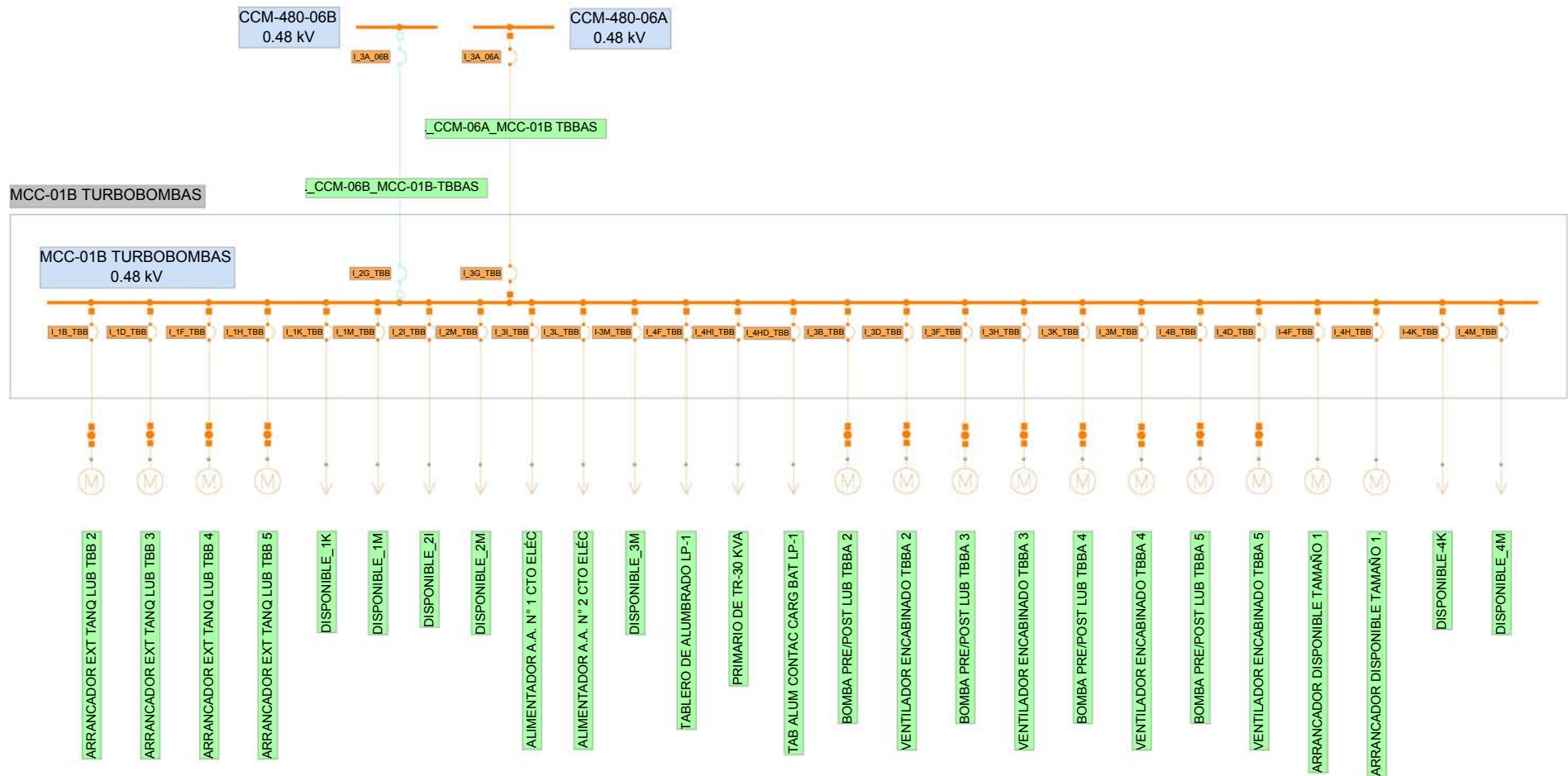
Diag. 6.4 - Diagrama Unifilar TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 kV



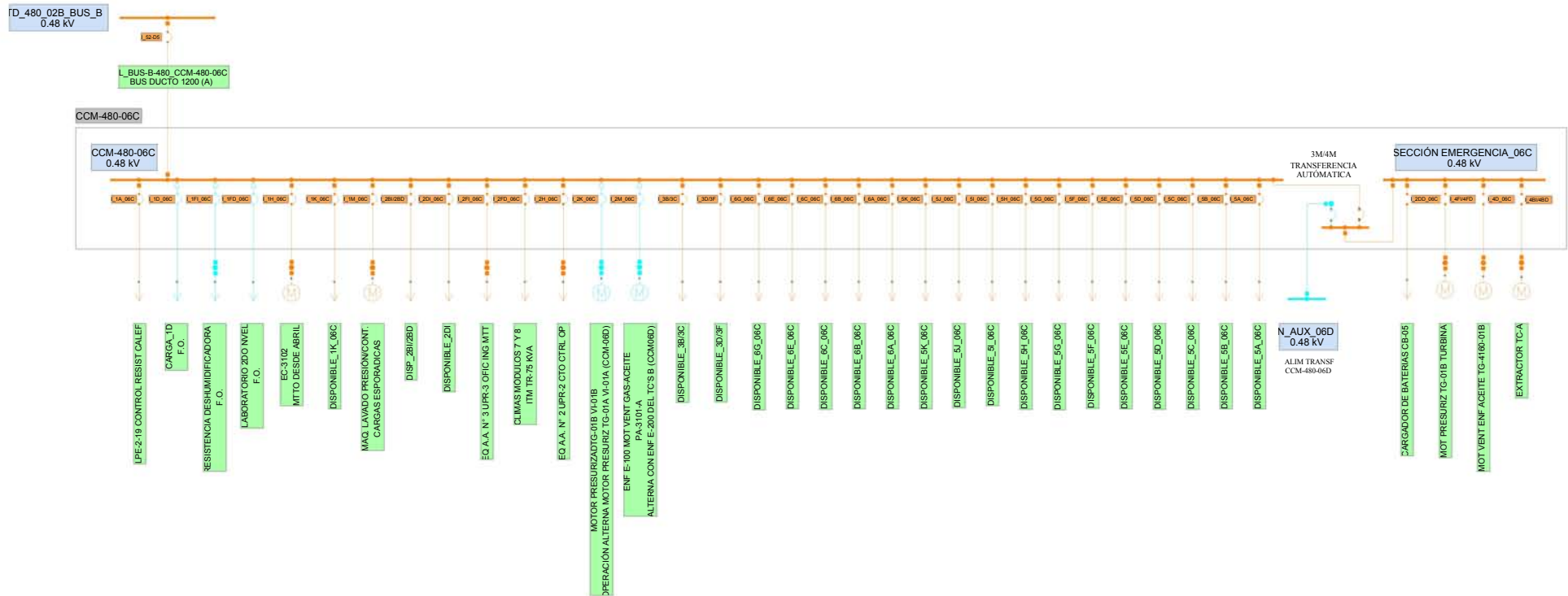
Diag. 6.5 - Diagrama Unifilar CCM-480-06A en 0.48 kV



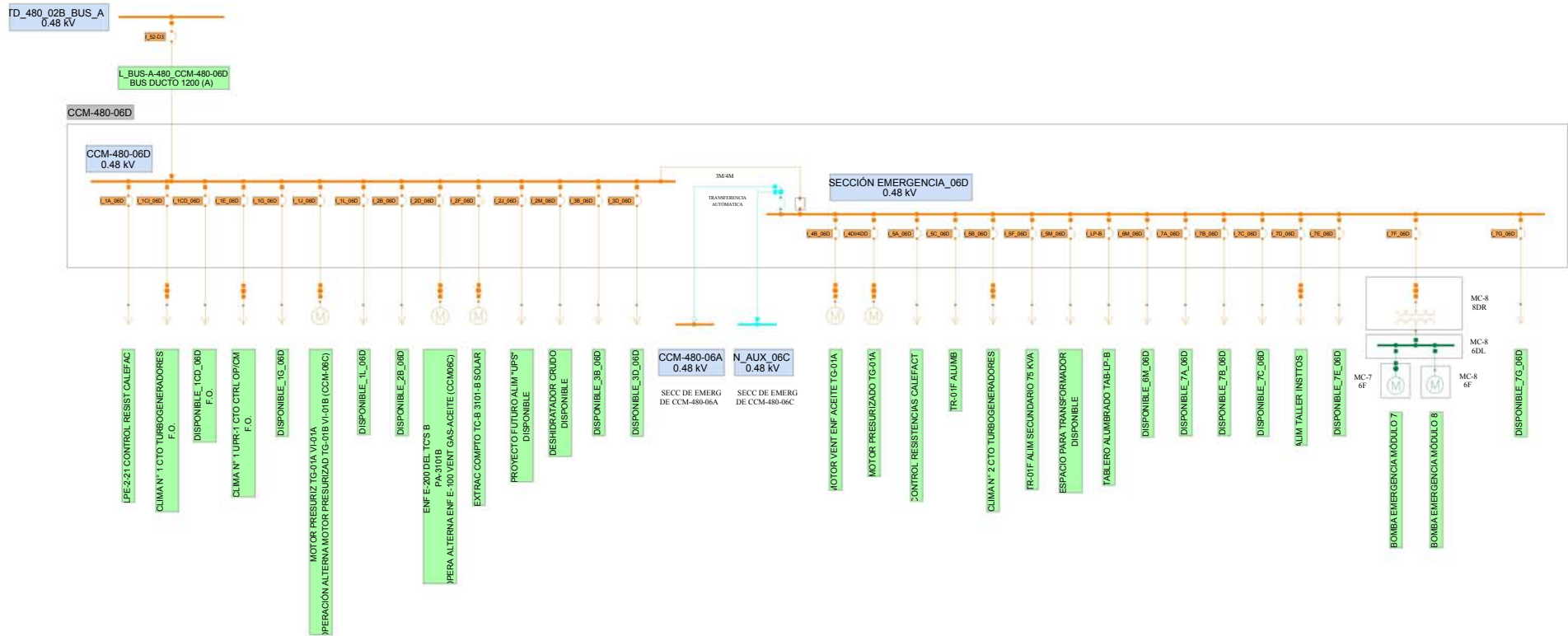
Diag. 6.6 - Diagrama Unifilar CCM-480-06B en 0.48 kV



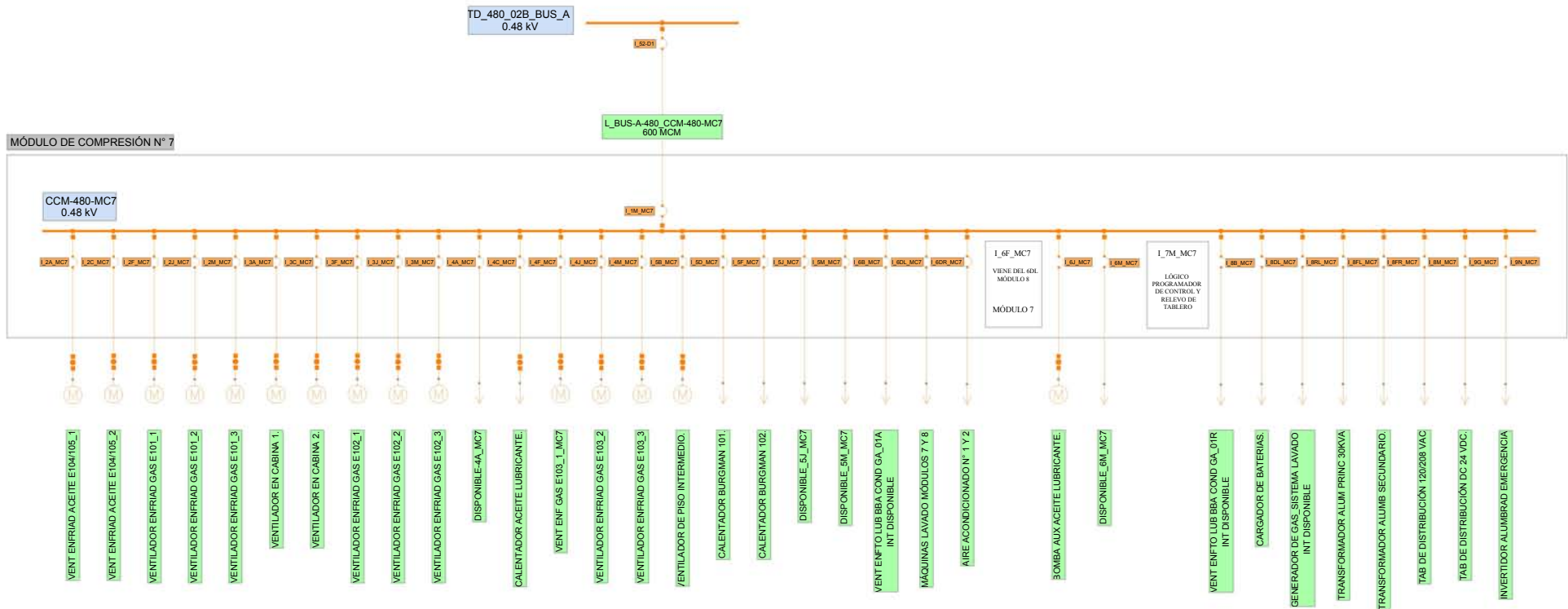
Diag. 6.7 - Diagrama Unifilar MCC-01B TURBOBOMBAS en 0.48 kV



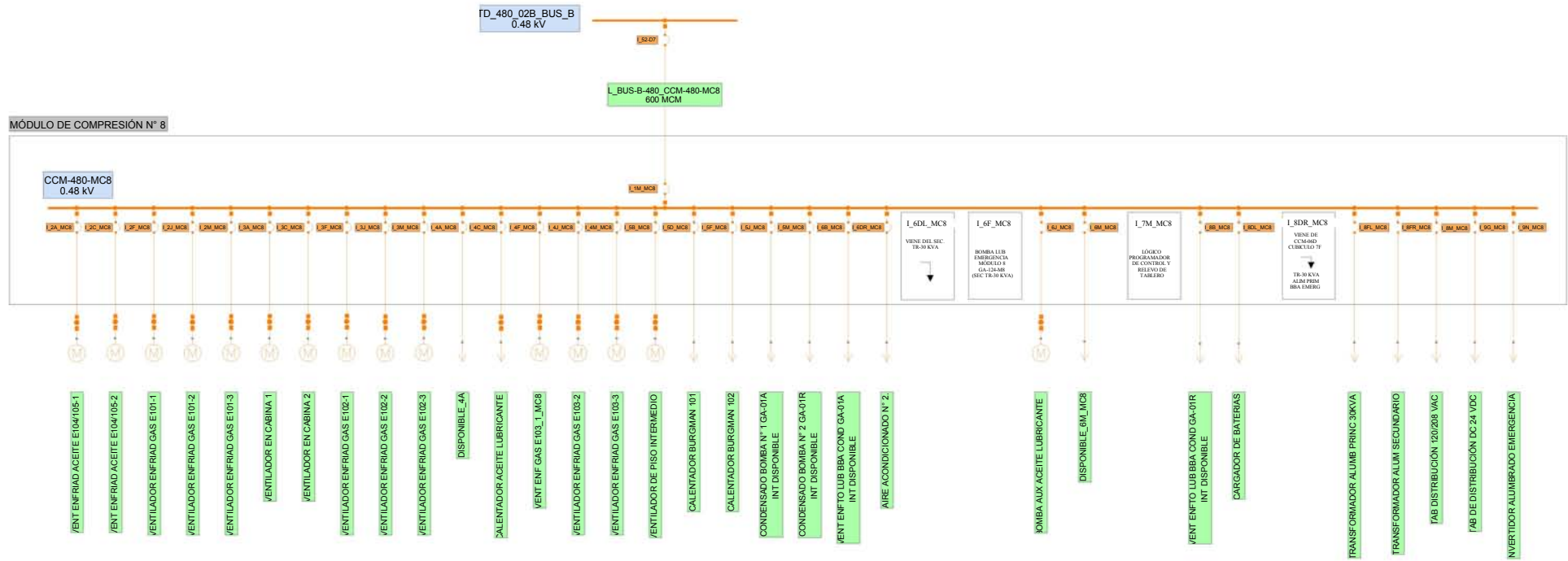
Diag. 6.8 - Diagrama Unifilar CCM-480-06C en 0.48 kV



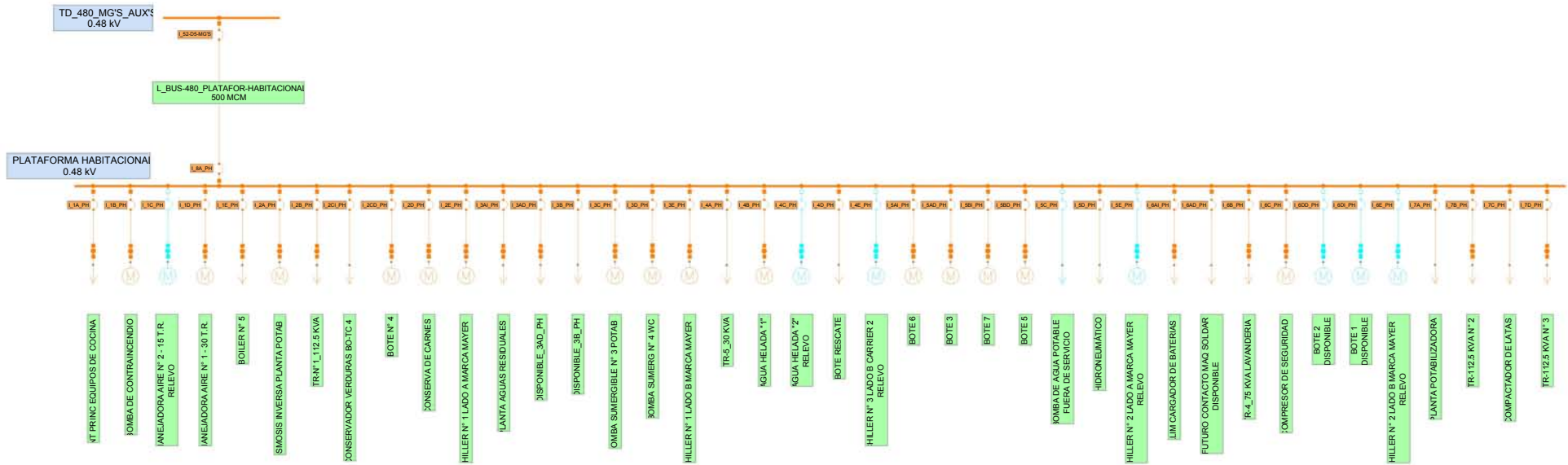
Diag. 6.9 - Diagrama Unifilar CCM-480-06D en 0.48 kV



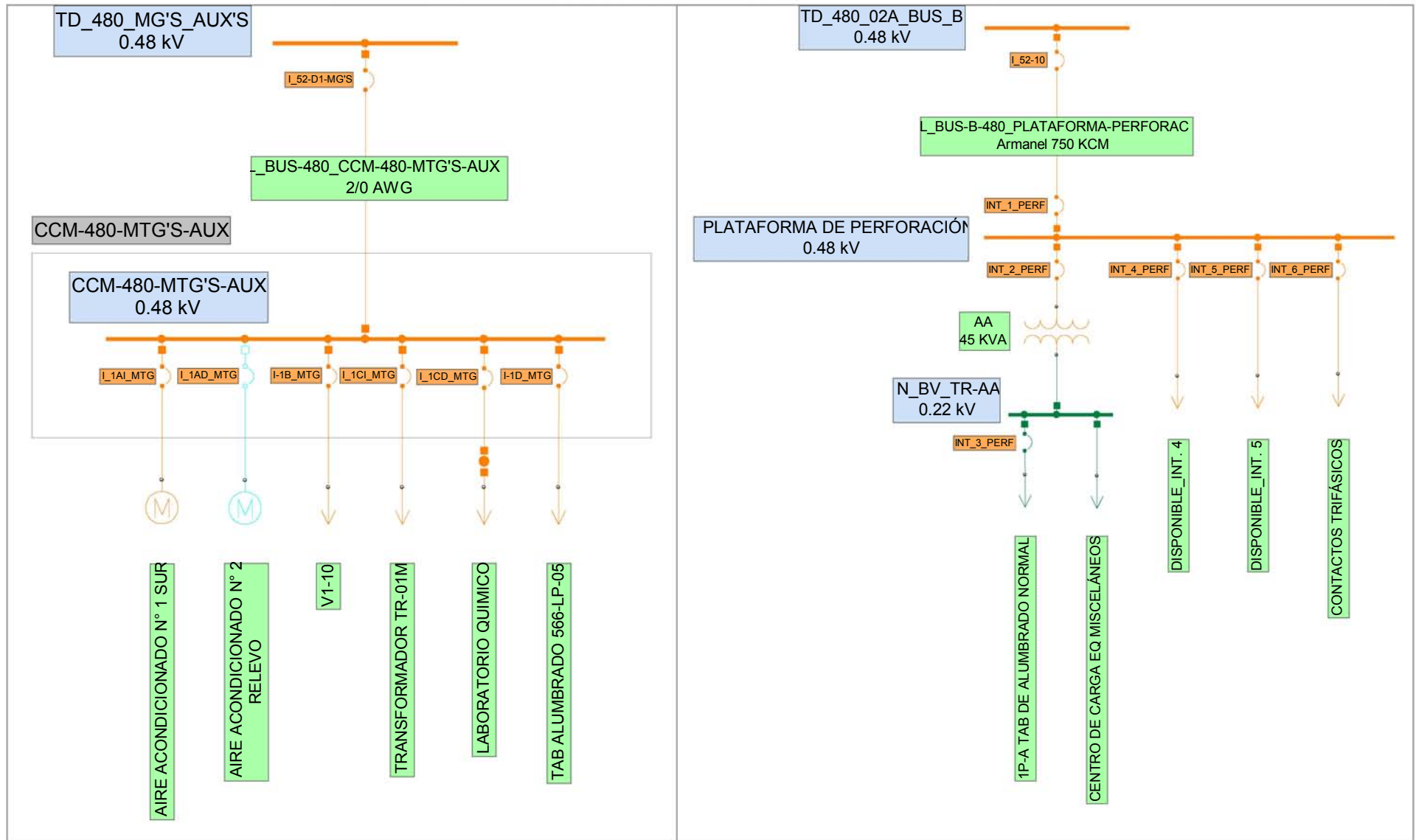
Diag. 6.10 - Diagrama Unifilar MÓDULO DE COMPRESIÓN N° 7 en 0.48 kV



Diag. 6.11 - Diagrama Unifilar MÓDULO DE COMPRESIÓN N° 8 en 0.48 kV



Diag. 6.12 - Diagrama Unifilar PLATAFORMA HABITACIONAL en 0.48 kV



Diag. 6.13 - Diagramas Unifilares CCM-480-MTG'S-AUX y PLATAFORMA DE PERFORACIÓN



6.5 CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Con base en el sistema eléctrico modelado se efectuó el análisis de cortocircuito bajo la norma ANSI/IEEE C37.010-1979.

Para la realización de los cálculos se consideró un factor para voltaje de prefalla (como seguridad) de 1.05 p.u., para los dos casos de operación:

CASO 1 – Escenario de Operación Normal (operación actual del sistema)

La topología considerada para este caso corresponde a las condiciones normales de operación del sistema, la cual se resume a continuación:

- Operación de uno de los turbogeneradores (TG-4160-01A o TG-4160-01B) como única fuente de alimentación al sistema, a nivel de 4.16 kV.
- Interruptor de enlace de barras del tablero principal TD-4160-01 cerrado.
- Transformadores TR-12A, TR-12B, TR-12C y TR-12D de 1,500 kVA, 4.16/0.48 kV en operación.
- La operación normal del sistema es radial y por tanto los interruptores de enlace de barras de los tableros de baja tensión TD-480-02A y TD-480-02B se encuentran normalmente abiertos.
- En este escenario los motogeneradores se encuentran fuera de operación, de tal forma que las cargas asociadas al tablero TD-480-MG'S-AUX'S, son alimentadas a través del circuito de enlace con el tablero TD-480-02A_BUS-B.
- Se considera la aportación de todos los motores de inducción que se encuentren en operación.
- Las secciones de emergencia (sistema de respaldo) ubicadas en CCM-480-06C y CCM-480-06D obtienen el suministro de energía eléctrica del tablero TD-480-02B, y el interruptor de transferencia proveniente del CCM-480-06A se encuentra normalmente abierto.

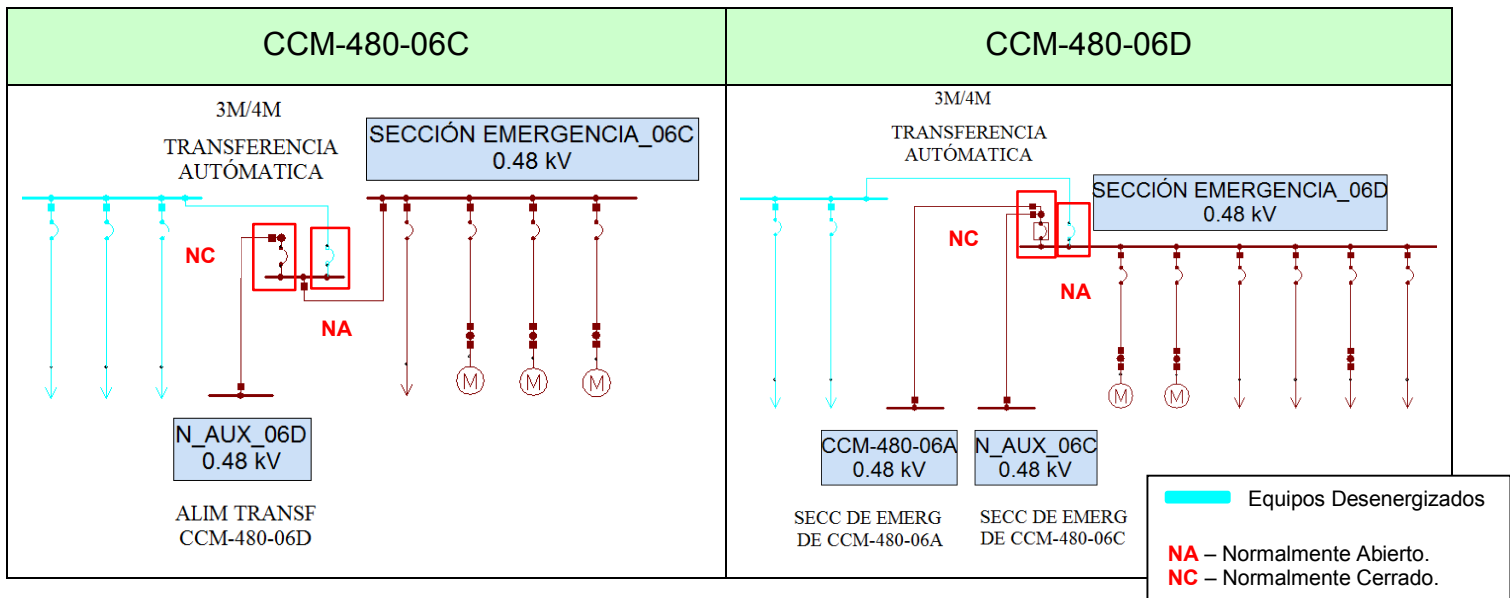


CASO 2 – Escenario de Operación de Emergencia

La topología para este caso corresponde a las condiciones de emergencia del sistema, cuando las principales fuentes de generación salen de operación. A continuación se resumen las condiciones:

- Turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B fuera de operación.
- Entrada en operación de uno de los motogeneradores (MG-01 o MG-02) como única fuente de alimentación al sistema, a nivel de 0.48 kV.
- Los interruptores de baja tensión asociados a los transformadores TR-12A y TR-12B se encuentran abiertos y el interruptor de enlace de barras del tablero TD-480-02A cerrado.
- Operación de los interruptores de transferencia automática, se realiza la apertura o cierre correspondiente de los interruptores encargados de realizar las maniobras para alimentar las cargas del sistema de respaldo.

TABLA 6.17 – INTERRUPTORES DE TRANSFERENCIA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN DE EMERGENCIA



El interruptor de transferencia del CCM-480-06A se cierra para poder proveer el suministro de energía eléctrica y alimentar las cargas de las secciones de emergencia (sistema de respaldo) de los CCM-480-06C y CCM-480-06D.



Los cálculos de cortocircuito se realizaron de tal forma que se obtuvieran los máximos niveles de falla, considerando la aportación de todas las cargas motrices que se encuentran en operación para cada uno de los casos analizados.

Para realizar el análisis de cortocircuito se utilizó el software de Análisis de Sistemas de Potencia **NEPLAN** versión 5.5.3, este software utiliza normas internacionales para los cálculos de cortocircuito (IEC y ANSI), algunas de las normas ANSI/IEEE que se emplean se relacionan a continuación:

- IEEE Std. C37.010-1979 e IEEE Std. C37.5-1979. Esta norma es aplicable a fusibles e interruptores de medio y alto voltaje, es decir mayores de 1000 [V].
- IEEE Std. C37.13-1990. Esta norma es aplicable a interruptores y fusibles de bajo voltaje, es decir menores de 1000 [V].
- IEEE Std. 141-1993. Conocido como el libro rojo de la IEEE “*Red Book*”, este documento presenta recomendaciones acerca de las dos normas anteriores, con el fin de evitar cálculos innecesarios.

Para el análisis de cortocircuito de la Plataforma Petrolera, se obtuvieron únicamente los resultados de la corriente simétrica inicial I_k y la corriente simétrica de interrupción I_b .

Los diagramas unifilares con los resultados de los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico de los principales tableros que conforman el sistema se presentan en el anexo B.

A continuación se presenta una breve descripción de las corrientes de cortocircuito.



TABLA 6.18 – CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Norma IEC	Norma ANSI/IEEE	Descripción
I_k''	$I_{1/2C}$	Corriente de cortocircuito RMS de la componente simétrica inicial de A.C. en el primer medio ciclo de ocurrida la falla.
I_b	I_{int}	Corriente simétrica de interrupción de x ciclos. Es el valor RMS de la componente simétrica A.C. en el instante de separación de los contactos, de 3 a 5 ciclos aproximadamente.
I_k	I_{30c}	Corriente de estado estable (30 ciclos).
I_p	I_{cres}	Corriente pico.
IDC	IDC	Componente DC de la corriente.
I_{asy}	$I_{int\ as}$	<p>Corriente de cortocircuito asimétrica.</p> <p>A partir de la corriente de cortocircuito simétrica, se emplea un factor de multiplicación de 1.5 a 1.6 en instalaciones industriales de media y alta tensión; y de 1.25 para instalaciones de baja tensión.</p> $I_{CC\ asimétrica} = (I_{simétrica}) * (Factor\ multiplicador)$ <p>El valor efectivo de la corriente de cortocircuito asimétrica total puede obtenerse de la siguiente expresión:</p> $I_{rms.asym} = \sqrt{I_{rms}^2 + I_{DC}^2}$ <p>I_{rms} - Valor medio cuadrático RMS de la componente A.C. I_{DC} - Valor de la componente D.C.</p>

6.6 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

En las siguientes tablas se presentan los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico para:

- Caso 1 - Escenario de operación normal (operación actual del sistema).
- Caso 2 - Escenario de operación de emergencia.



TABLA 6.19 – CASO 1 - NIVELES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO Y MONOFÁSICO

UBICACIÓN	NODO	Vn [kV]	CASO 1			
			TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
			Ik'' [kA]	Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ib [kA]
TABLERO TD-4160-01	N_TG-4160-01A (Bornes del generador TG-4160-01A en 4.16 kV)	4.16	6.09	5.17	0.0109	0.0109
	TD_4160_BUS_A	4.16	6.08	5.16	0.0109	0.0109
	TD_4160_BUS_B	4.16	6.07	5.15	0.0109	0.0109
	AV-TR-12A (Lado de alta tensión de transformador TR-12A)	4.16	5.97	5.07	0.0109	0.0109
	AV-TR-12B (Lado de alta tensión de transformador TR-12B)	4.16	5.97	5.07	0.0109	0.0109
	AV-TR-12C (Lado de alta tensión de transformador TR-12C)	4.16	6.03	5.12	0.0109	0.0109
	AV-TR-12D (Lado de alta tensión de transformador TR-12D)	4.16	6.02	5.11	0.0109	0.0109
TABLERO TD-480-02A	TD_480_02A_BUS_A	0.48	19.92	17.76	22.74	21.73
	TD_480_02A_BUS_B	0.48	23.03	18.96	25.29	23.45
	BV-TR-12A (Lado de baja tensión de transformador TR-12A)	0.48	20.03	17.86	22.99	21.97
	BV-TR-12B (Lado de baja tensión de transformador TR-12B)	0.48	23.15	19.08	25.64	23.77
	CCM-480-06A	0.48	19.40	17.29	19.47	18.72
	CCM-480-06B	0.48	22.35	18.45	21.27	19.96
	N-MG'S-AUX_TD-480-02A (Enlace a tablero TD-480-MG'S-AUX'S)	0.48	19.94	16.32	11.07	10.68



UBICACIÓN	NODO	Vn [kV]	CASO 1			
			TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
			Ik'' [kA]	Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ib [kA]
	CCM PLATAFORMA DE PERFORACIÓN	0.48	8.30	7.75	2.14	2.13
TABLERO TD-480-02B	TD_480_02B_BUS_A	0.48	21.57	18.28	24.00	22.50
	TD_480_02B_BUS_B	0.48	21.53	18.28	23.96	22.48
	BV-TR-12C (Lado de baja tensión de transformador TR-12C)	0.48	21.67	18.37	24.25	22.73
	BV-TR-12D (Lado de baja tensión de transformador TR-12D)	0.48	21.63	18.37	24.22	22.71
	CCM-480-06C	0.48	21.12	17.98	23.11	21.73
	CCM-480-06D	0.48	21.30	18.08	23.43	22.00
	CCM-480-MC7 - MODULO DE COMPRESIÓN 7	0.48	18.30	15.26	14.69	14.00
	CCM-480-MC8 - MÓDULO DE COMPRESIÓN 8	0.48	18.68	15.63	15.63	14.88
TABLERO TD-480-MG'S- AUX'S	TD_480-MG'S-AUX'S	0.48	19.94	16.32	11.07	10.68
	TD_480_02A_BUS_B (Enlace a tablero TD-480-02A)	0.48	23.03	18.96	25.29	23.45
	CCM-480-MTG'S-AUX'S	0.48	16.94	14.31	8.56	8.33
	CCM PLATAFORMA HABITACIONAL	0.48	10.51	8.18	3.85	3.73
	N_MG-01 (Bornes del motogenerador MG-01 en 0.48 kV)	0.48				



TABLA 6.20 – CASO 2 - NIVELES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO Y MONOFÁSICO

UBICACIÓN	NODO	Vn [kV]	CASO 2			
			TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
			Ik'' [kA]	Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ib [kA]
TABLERO TD-4160-01	N_TG-4160-01A (Bornes del generador TG-4160-01A en 4.16 kV)	4.16				
	TD_4160_BUS_A	4.16				
	TD_4160_BUS_B	4.16				
	AV-TR-12A (Lado de alta tensión de transformador TR-12A)	4.16				
	AV-TR-12B (Lado de alta tensión de transformador TR-12B)	4.16				
	AV-TR-12C (Lado de alta tensión de transformador TR-12C)	4.16				
	AV-TR-12D (Lado de alta tensión de transformador TR-12D)	4.16				
TABLERO TD-480-02A	TD_480_02A_BUS_A	0.48	17.15	13.02	9.31	8.86
	TD_480_02A_BUS_B	0.48	17.15	13.02	9.31	8.86
	BV-TR-12A (Lado de baja tensión de transformador TR-12A)	0.48				
	BV-TR-12B (Lado de baja tensión de transformador TR-12B)	0.48				
	CCM-480-06A	0.48	16.77	12.76	8.61	8.22
	CCM-480-06B	0.48	16.78	12.78	8.61	8.23
	N-MG'S-AUX_TD-480-02A (Enlace a tablero TD-480-MG'S-AUX'S)	0.48	19.29	14.70	17.26	15.82



UBICACIÓN	NODO	Vn [kV]	CASO 2			
			TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
			Ik'' [kA]	Ib [kA]	Ik'' [kA]	Ib [kA]
	CCM PLATAFORMA DE PERFORACIÓN	0.48	7.40	6.56	1.86	1.84
TABLERO TD-480-02B	TD_480_02B_BUS_A	0.48				
	TD_480_02B_BUS_B	0.48				
	BV-TR-12C (Lado de baja tensión de transformador TR-12C)	0.48				
	BV-TR-12D (Lado de baja tensión de transformador TR-12D)	0.48				
	CCM-480-06C (SECCIÓN EMERGENCIA_06C)	0.48	4.01	3.78	2.09	2.07
	CCM-480-06D (SECCIÓN EMERGENCIA_06D)	0.48	5.88	5.33	2.58	2.54
	CCM-480-MC7 - MODULO DE COMPRESIÓN 7	0.48				
	CCM-480-MC8 - MÓDULO DE COMPRESIÓN 8	0.48				
TABLERO TD-480-MG'S- AUX'S	TD_480-MG'S-AUX'S	0.48	19.29	14.70	17.26	15.82
	TD_480_02A_BUS_B (Enlace a tablero TD-480-02A)	0.48	17.15	13.02	9.31	8.86
	CCM-480-MTG'S-AUX'S	0.48	16.72	13.27	12.43	11.74
	CCM PLATAFORMA HABITACIONAL	0.48	10.50	7.91	4.60	4.42
	N_MG-01 (Bornes del motogenerador MG-01 en 0.48 kV)	0.48	19.61	15.12	18.39	16.84

Nota: Las celdas sombreadas corresponden a los nodos que bajo condiciones de emergencia se encuentran desenergizados.



7. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En este capítulo se presentan los ajustes recomendados para los dispositivos de protección asociados a los turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B en 4.16 kV, y a los motogeneradores MG-01 y MG-02 en 0.48 kV.

Con los cálculos de los ajustes se pretende evitar o limitar las consecuencias destructivas y peligrosas de las sobrecorrientes debido a sobrecargas y cortocircuitos, las cuales pueden ocasionar cuantiosas pérdidas en equipos, interrupciones de procesos y maquinaria, cortes de energía eléctrica en el sistema, y en el peor de los casos pueden llegar a causar lesiones humanas o la muerte.

Por lo que es de suma importancia que las protecciones de un sistema eléctrico ofrezcan:

- Seguridad e integridad del personal (prevenir daños).
- Minimizar daños de los componentes del sistema.
- Limitar el número y duración de las interrupciones en el servicio.
- Rapidez para aislar las fallas.
- Confiabilidad.
- Selectividad entre protecciones.
- Simplicidad del sistema de protección.

7.1 SOBRETENSIONES

Las instalaciones eléctricas están sometidas regularmente a perturbaciones que pueden llegar a producir sobretensiones.

Una sobretensión es un valor de tensión anormalmente superior a la tensión de servicio de la red eléctrica.

Estas perturbaciones llegan a ocasionar fallas en el funcionamiento de la red, lo que puede generar interrupciones en el servicio y pérdidas por la suspensión de producción.



De igual manera pueden ser perjudiciales para el aislamiento de los equipos, y los costos de reparación y/o reemplazo de los mismos pueden llegar a ser muy elevados comparados con los gastos para disponer de una protección eficaz.

Las redes eléctricas están sometidas básicamente a los siguientes tipos de sobretensión y pueden clasificarse como:

a) Sobretensiones de origen interno.

- Sobretensiones transitorias debido a la operación y/o maniobras de interruptores.

Se originan por las maniobras realizadas por los interruptores; el fenómeno de la sobretensión que se presenta al abrir una corriente por medio de un interruptor se basa en el principio de la conservación de la energía, que indica que existe una energía cinética debida al flujo de una corriente, al interrumpirse el flujo de esta corriente, la energía cinética se transforma en energía potencial⁽¹⁾, apareciendo una tensión eléctrica entre las terminales de los contactos abiertos.

La duración de estas sobretensiones es de 2 a 3 ciclos aproximadamente.

- Sobretensiones temporales debido a desequilibrios en el sistema eléctrico.

Estas sobretensiones son provocadas por fallas de fase a tierra, ya sea una falla monofásica o bifásica a tierra, también pueden ser originadas por desconexión repentina o pérdida súbita de la carga y aperturas intempestivas.

En caso de una falla a tierra se pueden presentar sobretensiones en las fases no falladas,

y estas dependerán de la magnitud de la relación $\frac{X_0}{X_1}$ en el punto de falla.

Las sobretensiones temporales persistirán mientras no se hagan desaparecer las condiciones de desequilibrio que los han producido.

⁽¹⁾ La energía potencial puede verse como la energía almacenada en el sistema y mide la capacidad que tiene dicho sistema para realizar un trabajo.



Las sobretensiones de origen interno se pueden reducir por medio del aterrizamiento de los neutros, ya sea directamente o a través de resistencias o reactores.

b) Sobretensiones de origen externo.

Las sobretensiones externas son de corta duración, pero no por esto dejan de ser peligrosas para los diversos elementos de las redes de distribución.

- Sobretensiones transitorias de origen atmosférico, debido a descargas eléctricas.

Tienen su origen en las descargas eléctricas atmosféricas (rayos), y este tipo de perturbaciones son las causantes del mayor número de fallas.

Una descarga eléctrica atmosférica se define como la transferencia de cargas eléctricas por conducción, entre materiales con potencial eléctrico diferente, de la tierra a las nubes, y de las nubes a la tierra.

En la atmosfera se forman ambientes con cargas eléctricas (+/-) a lo que se le llama polarización.

Las nubes eléctricamente activas tiene un efecto capacitivo, que es el de acumular energía. La parte superior de las nubes, asociadas a las descargas eléctricas, está formada por cristales de hielo cargados positivamente, y la parte inferior de las nubes está constituida por gotas de agua cargadas negativamente, esta carga negativa induce una carga positiva en la tierra, lo que puede iniciar una descarga (rayo) a través del aire, la cual alcanza grandes intensidades de energía.

El rayo es un fenómeno natural con efectos destructivos, y aunque su duración es muy corta [microsegundos], las sobretensiones producidas por rayos tienen grandes magnitudes [A].

El 80 - 90% de los rayos son negativos, si el sentido de la descarga avanza de la nube a la tierra se tiene un rayo descendente y cuando va en sentido contrario se produce un rayo ascendente.



Las sobretensiones que aparecen en las líneas de transmisión debido a descargas atmosféricas pueden producirse en dos formas:

- Descarga directa sobre las torres, los cables de guarda o los conductores de la línea, y son una de las principales causas de interrupción en las líneas.
- Indirectamente, por inducción electrostática, cuando el rayo afecta a la tierra o a estructuras metálicas que se encuentran en la cercanía de la línea.

El impacto indirecto del rayo puede producir una variación extremadamente rápida del campo electromagnético, que puede ser el origen de sobretensiones inducidas.

Existen otras formas de presentarse sobretensiones de magnitud suficiente para dañar el aislamiento, tales como:

- Arena y/o polvo en los conductores eléctricos aéreos expuestos.
- Una conexión a tierra con alta resistencia en el sistema eléctrico.
- Contacto físico de los conductores de alto voltaje con un circuito de bajo voltaje que no tiene su neutro aterrizado.
- Un sistema sin conexión a tierra del neutro que está sujeto a sobretensiones por efecto de resonancia en circuitos en serie inductivo - capacitivo (limitado a sistemas A.C.)
La conexión de una reactancia inductiva X_L entre la línea y tierra, puede ser responsable de la producción de graves sobretensiones a tierra; y la máxima sobretensión ocurrirá cuando la reactancia inductiva X_L del circuito línea a tierra y la reactancia capacitiva total X_C del sistema a tierra sean iguales.
- Las operaciones de apertura/cierre de circuitos constituyen cambios abruptos en los parámetros y puede llegar a crear sobretensiones, aunque generalmente son de corta duración.

Las más altas sobretensiones a las que los sistemas de potencia industriales están sujetos son aquellas causadas por rayos, por lo que limitar estas sobretensiones con medidas de protección adecuadas es esencial para que las fallas en los equipos e interrupciones en el servicio puedan ser evitadas.



El carácter de ciertos parámetros, como la intensidad del rayo, el punto de caída, etc., determinan que dichas sobretensiones no puedan definirse mediante un valor concreto para una instalación dada, si no como una serie de valores probabilísticos.

7.1.1 Dispositivos de protección contra sobretensiones

Las sobretensiones están asociadas a grandes cantidades de energía que pueden dañar los equipos que forman parte de la red eléctrica, hoy en día varios dispositivos se componen de partes electrónicas que son muy sensibles a las sobretensiones transitorias, por lo que es necesario que dicha energía se derive a tierra con la mayor rapidez posible, mediante la instalación de un sistema de protección como los apartarrayos o pararrayos.

Un apartarrayos es un dispositivo eléctrico formado por una serie de elementos resistivos no lineales, cuyo objetivo principal es limitar la magnitud de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas principalmente, operación de interruptores (switching), o desbalanceo de sistemas; el apartarrayos proporciona una trayectoria adecuada a tierra para drenar las corrientes producidas por estas sobretensiones sin causar daños, protegiendo las instalaciones eléctricas y el aislamiento de los equipos.

De la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (Utilización), se extrae la siguiente definición de apartarrayos:

Artículo 280 – Apartarrayos.

280-2. Definición. Un apartarrayos es un dispositivo protector que limita las sobretensiones transitorias descargando o desviando la sobrecorriente así producida, y evitando que continúe el paso de la corriente eléctrica, capaz de repetir esta función.

En un principio la única misión del apartarrayos era la de limitar las sobretensiones de origen atmosférico, posteriormente se ampliaron sus funciones para las sobretensiones de origen interno, por lo que también se nombran descargadores de sobretensión.



La instalación de un apartarrayos se realiza con el fin de que una subestación eléctrica, un edificio, etc., cuente con un medio de protección para mitigar los efectos dañinos de la corriente de descarga, por lo que el apartarrayos debe tener la capacidad de disipar la energía de sobretensiones peligrosas a valores permisibles, que no exponga a riesgos al personal y al equipo.

Para lograr que la descarga de un rayo pase a tierra en forma directa sin causar daño, no es tan sencillo, porque los rayos como muchos elementos de la naturaleza no se pueden controlar, pero su energía puede ser desviada en forma controlada.

Un sistema de protección contra descargas (apartarrayos y pararrayos) debe de cumplir con las siguientes funciones:

- Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito, mediante un elemento receptor como puntas de protección o terminales aéreas.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga eléctrica producidas por las sobretensiones, a través de una trayectoria de baja impedancia entre los conductores y tierra.

Las características térmicas de los cables deben ser las adecuadas para soportar las corrientes y sobretensiones en un determinado tiempo, o el daño causado debido al calor puede ser grave.

- Disipar la energía en un sistema de terminales a tierra. El conductor de puesta a tierra del apartarrayos se debe conectar al sistema de electrodos de puesta a tierra, el cual depende de las condiciones del suelo.
- Eliminar la corriente residual que se produce por la tensión normal del sistema después de que se eliminó la sobretensión, o reducirla a un valor tal, que sea menor que la tensión que resisten los equipos.



Adicionalmente un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

1. Comportarse como aislador en operación normal, mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor máximo permisible.
2. Convertirse en conductor al alcanzar un valor de sobretensión predeterminado.
Para tal efecto los apartarrayos presentan menor resistencia cuanto mayor es la tensión.
3. Conducir a tierra la corriente producida por la sobretensión, y comportarse nuevamente como aislador después de que paso la onda de sobretensión.

Los dispositivos que se emplean para limitar las sobretensiones que pueden producirse debido a descargas eléctricas o por operaciones de maniobra, son:

- Apartarrayos de cuernos de arco.
- Apartarrayos autovalvulares.
- Apartarrayos de óxidos metálicos.
- Hilos de guarda.
- Pararrayos.

Los apartarrayos autovalvulares y de óxidos metálicos mantienen una cierta similitud desde un punto de vista constructivo y funcional, pero los de óxidos metálicos tienen características muy superiores, ya que operan con gran precisión y eliminan la corriente residual con rapidez.

- Apartarrayos de cuernos de arco.

Son los más simples y económicos para proteger los equipos de distribución.

Pueden estar formados por un solo explosor o varios en serie, por un lado se conectan al circuito vivo que se va a proteger, y por el otro lado a la red de tierra.

Tienen el inconveniente de que una vez originado el arco en el explosor, se ioniza el aire y la corriente de descarga se transforma en una corriente de falla a tierra, que solo puede



eliminarse por el esquema de protección mediante la apertura de un interruptor o fusible, este inconveniente provoca una interrupción, por lo cual se uso es limitado.

- Apartarrayos autovalvulares, llamados también de tipo convencional.

Se componen de:

- Válvulas o resistencias no lineales, en forma de pequeños cilindros formados por partículas de carburo de silicio SiC , las cuales tienen como misión limitar el paso de la corriente resultante a tierra cuando se origina una sobretensión.

Los cilindros semiconductores tienen la propiedad de disminuir su resistencia en presencia de sobretensiones, y de aumentarla a un valor prácticamente infinito al regresar la tensión a su valor nominal, evitando la persistencia de corriente.

- Explosores, se encuentran conectados directamente a la línea.

La misión de los explosores es la de disminuir la tensión aplicada a las resistencias, impedir el paso de corrientes de fuga a valores de tensión de servicio y cortar el paso de la corriente que se produce después de una descarga.

Cuando se producen sobretensiones que exceden cierto nivel de tensión, los explosores están ajustados para saltar la descarga, permitiendo así el paso de corriente a tierra a través de las resistencias, transcurrida la sobretensión, la corriente de descarga disminuye, la cual es fácilmente extinguido por los explosores, cortando así la falla a tierra.

- Entrehierro, descarga las corrientes transitorias a tierra con una tensión de descarga baja.
- Envolverte cerámico, generalmente es de porcelana blanca o roja de alta resistencia, en su interior se encuentran conectadas en serie las resistencias y los explosores metálicos, aislados entre sí por separadores cerámicos.
- Conexión de tierra, conecta el apartarrayos con tierra y garantiza el paso de la corriente de descarga.



Cuando se avería el apartarrayos por una sobrecarga térmica, se desconecta el cable de conexión a tierra y de esta forma el apartarrayos se pone fuera de servicio.



Fig. 7.1 – Apartarrayos autovalvular

- Apartarrayos de óxidos metálicos (óxido de zinc ZnO)

Estos dispositivos de protección son más modernos, no requieren de explosores y están basados en las propiedades semiconductoras de los óxidos metálicos como el zinc.

Se componen de:

- Resistencias no lineales de óxido metálico, son pequeños cilindros formados por partículas de óxido de zinc y se encuentran dentro de una columna hueca de porcelana, la parte superior de la porcelana tiene una placa de presión que en caso de una sobrepresión interna se rompe y permite escapar los gases sin producir daños laterales.

Las resistencias tienen la misma función que las de carburo de silicio, pero además en tensiones nominales de servicio, las resistencias conducen una corriente de fuga despreciable, y en caso de una sobretensión absorben perfectamente las corrientes de descarga.



- Envoltente exterior, puede ser un envoltente cerámico de porcelana blanca o roja de alta resistencia, o un envoltente polimérico mucho más ligero y resistente a golpes.
- Conexión a tierra, tiene las mismas características que los apartarrayos autovalvulares.



Fig. 7.2 – Apartarrayos de óxidos metálicos

Su comportamiento es sensible a la temperatura, por lo que es importante considerarla, ya que a medida que la temperatura ambiente se incrementa, la energía que debe disipar el apartarrayos y la corriente que circula a través de él también aumenta, lo que provoca un calentamiento del equipo. Por esta razón el apartarrayos nunca debe trabajar por encima de su capacidad térmica, ya que de lo contrario podría fallar.

Con respecto a los apartarrayos de tipo convencional presentan las siguientes ventajas:

- Su protección es constante, por lo que mejora el nivel de protección del sistema.
- No permiten el flujo de corriente posterior causada por una sobretensión.
- Absorben menos energía que los convencionales.
- Soportan mayor cantidad de rayos y operaciones de interruptores.
- Son más compactos y menos pesados.



De la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, se extrae lo siguiente:

280-4. Selección del apartarrayos.

NOTA 1: La elección adecuada de apartarrayos de óxido metálico se debe basar en consideraciones de la tensión eléctrica máxima continua y del valor y duración de las sobretensiones en el lugar donde se vaya a instalar, y de cómo puedan afectar al pararrayos las fallas de fase a tierra, los métodos de puesta a tierra del sistema, las sobretensiones por operación de interruptores y otras causas. Es conveniente consultar las instrucciones de los fabricantes para la aplicación y selección de apartarrayos en cada caso particular.

Para el correcto funcionamiento, los apartarrayos deben estar permanentemente conectados a la red, entre la línea y tierra, y ubicarse lo más cerca posible del equipo que se va a proteger.

Algunos de los factores que pueden afectar a un apartarrayos son la lluvia y la niebla, por tal motivo, los apartarrayos deben permanecer bien sellados para evitar que se filtre la humedad dentro de ellos.

- Hilos de guarda.

Los hilos de guarda son una serie de cables desnudos generalmente de acero que se instalan generalmente en la parte más elevada de las torres de transmisión o de la estructura de una subestación formando una red o “zona de protección” que actúa como blindaje, y cuya función es proteger contra las descargas directas de los rayos a los equipos y partes metálicas⁽¹⁾ de la subestación que se encuentren al aire libre, puesto que pueden llegar a formar parte de la trayectoria de la corriente del rayo a través de arcos peligrosos.

⁽¹⁾ Las partes metálicas que se consideran regularmente son: tuberías, escaleras, riel guía para elevador, ventilación, conductos para calefacción, aire acondicionado, piezas del armado de acero, entre otras.



La mayor parte de los rayos que caen sobre un conductor de fase dan lugar a una falla en el aislamiento, por esa razón y para proteger las líneas de transmisión contra las descargas, se instalan hilos de guarda en la parte superior de cada una de las torres para interceptar las descargas atmosféricas y conducirlos a tierra por medio de un conductor conectado a tierra.

También se pueden usar mástiles conductores de altura adecuada conectados efectivamente a tierra.

- Pararrayos.

Un pararrayos es un dispositivo para recibir, coleccionar o desviar las descargas eléctricas atmosféricas a tierra, permitiendo el paso de las corrientes del rayo sin sufrir daños y reduciendo las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo.

- Sistema Franklin.

Es el sistema más sencillo y antiguo de pararrayos; consiste en terminales aéreas finalizadas en punta, llamadas *puntas Franklin*, fabricadas con materiales considerados como buenos conductores de electricidad como el cobre, el bronce o el aluminio.

Los pararrayos se colocan en la parte más elevada de la estructura y/o en el equipo a proteger de los rayos, y se unen a un cable conectado a un electrodo de tierra.

Al producirse un rayo este recorrerá el camino más corto y fácil para drenarlo a tierra, y al tocar la punta metálica el rayo se descarga sin causar daños a la estructura.

Este sistema se aplica en estructuras ordinarias y residenciales.

- Sistema tipo jaula de Faraday.

Para estructuras más grandes se utiliza una modificación del sistema Franklin de pararrayos, agregando conductores a las terminales aéreas que cruzan sobre la estructura a proteger como una caja de Faraday limitada sobre y a los lados de la construcción, esto es conectado al sistema de tierras perimetral del edificio, de manera que la trayectoria a tierra sea lo más directa posible.



Los edificios modernos con estructura de acero y con varillas en concreto se acercan al concepto de la jaula de Faraday, y el riesgo de que un rayo ocasione daños en un edificio protegido de esta manera, es mínimo.

Para lograr una efectiva protección de la red eléctrica contra sobretensiones, se deben especificar adecuadamente las características o parámetros de diseño de los apartarrayos y pararrayos en base a las condiciones particulares de cada sistema y considerando todos los factores posibles de tipo técnico y económico.

Los parámetros de diseño proporcionan la información necesaria para determinar el método de protección, selección y ubicación adecuada para la instalación del apartarrayos.

Algunos de los factores técnicos que se deben considerar para la instalación de un apartarrayos son los siguientes:

- Nivel isocerámico de la región.

El nivel isocerámico es el número de días promedio por año con tormentas eléctricas en una región específica.

Esta información permite calcular la frecuencia de rayos que ocurrirán sobre una estructura, y resulta de suma importancia ya que permitirá plantear la necesidad de instalar un sistema de apartarrayos.

- Contador de descargas.

El control del número de descargas puede realizarse con un contador instalado en serie con la puesta a tierra del apartarrayos. Por razones de seguridad el contador de descargas se debe instalar fuera del alcance del personal y en un lugar en que se pueda registrar fácilmente la lectura.

- Magnitud de sobretensiones.



- Espacio a proteger.

Estructura que requiere una protección contra el efecto de las tormentas eléctricas.

- Altitud del apartarrayos.

Las características de protección del apartarrayos son afectadas por la altitud a la cual es instalado.

- Ubicación del apartarrayos.

La localización del apartarrayos con respecto al equipo que se pretende proteger tiene una gran influencia en el nivel de protección, considerando que los apartarrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran instalados y mientras más distante y alejado este localizado el equipo la protección disminuye, de ahí la importancia de instalar los apartarrayos lo más cerca posible de equipos altamente sensibles a las sobretensiones eléctricas como los transformadores, líneas o cables de potencia.

En general, se recomienda que la distancia entre el punto en que se conecta el apartarrayos y el punto donde se encuentra el equipo sea la mínima indispensable.

- Angulo de protección del apartarrayos.

Es el espacio adyacente a una terminal aérea que es casi inmune a sufrir el impacto de un rayo directo.

- Aterrizamiento y métodos de puesta a tierra del sistema.

- Nivel de aislamiento y coordinación.

Los apartarrayos deben ser capaces de entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor superior a la tensión máxima del sistema y actuar antes de que llegue a los valores de tensión de aislamiento de los equipos a proteger de tal manera que el aislamiento no se perfora, esto se conoce como coordinación de aislamiento.

- Características y resistividad del terreno.



Permite conocer la facilidad del terreno para disipar las corrientes eléctricas y obtener la máxima eficiencia del sistema de tierras que se instale en ese lugar.

- Características fisicoquímicas de las sustancias inflamables o explosivas.

Las características de las sustancias deben analizarse desde el punto de vista de inflamabilidad ya que pueden provocar incendios o explosiones.

Las zonas donde se almacenen, manejen o transporten estas sustancias deben estar protegidas con sistemas de apartarrayos.

- Temperatura ambiente.
- Nivel de contaminación.
- Diseño por sismo y viento.

7.2 SISTEMA DE TIERRAS

La importancia de los sistemas de tierra radica en que su función principal es la de proteger la vida humana y la de los equipos de la subestación eléctrica.

Un sistema de puesta a tierra se define como el conjunto de conductores y conexiones que unen eléctricamente a la red de puesta a tierra con la terminal aérea o con la maquinaria, equipo o instalaciones susceptibles de cargarse con electricidad estática.

De la NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, se define:

Artículo 250 – Puesta a Tierra

Nota 1: Los sistemas y los conductores de circuito son puestos a tierra para limitar las sobretensiones electricas debidas a descargas atmosfericas, transitorios en la red o contacto accidental con lineas de alta tension, y para estabilizar la tensión eléctrica a tierra durante su funcionamiento normal.



El numeral 8.7 de la norma NRF-181-PEMEX-2010 indica lo siguiente referente al sistema de puesta a tierra de una Plataforma Marina:

Sistema de puesta a tierra.

- a) Todas las instalaciones en plataformas marinas deben contar con un sistema general de puesta a tierra para protección del personal, equipo e instalaciones contra choques eléctricos, descargas atmosféricas y corrientes de falla.
- b) El sistema general de puesta a tierra debe incluir la conexión a tierra del neutro del sistema eléctrico, de los neutros de los generadores, de gabinetes de equipo eléctrico, así como la conexión a tierra de estructuras y partes metálicas no portadoras de corriente eléctrica.
- c) La puesta a tierra de sistemas, de circuitos, equipos, canalizaciones y cubiertas metálicas de cables, debe ser permanente y continua; los elementos que la constituyan deben ser de una capacidad suficiente para conducir las corrientes de falla, y con la impedancia suficientemente baja tanto para limitar el potencial a tierra, como para facilitar la operación de los dispositivos de protección.
- d) Debido a la baja impedancia que ofrece el acero de las piernas de la plataforma, éstas se consideran como electrodos de puesta a tierra. El puente de unión principal de cada sistema debe estar conectado a 3 [m] sobre el nivel de pasillos de muelles en cada pierna que se esté considerando como electrodo principal.

8.7.1 Conexión de puesta a tierra del sistema eléctrico.

- a) Todos los generadores, transformadores y otros sistemas derivados separados que alimenten directamente cargas monofásicas que utilicen un neutro, deben tener sus neutros sólidamente aterrizados.
- b) La conexión de neutros se debe realizar con conductores de cobre aislados que tengan el mismo nivel de aislamiento que la tensión de fase del sistema a aterrizar.



8.7.2 Conexión de puesta a tierra de equipos.

- a) La puesta a tierra de equipo en plataformas marinas es de particular importancia, debido a que el personal que se encuentra en contacto con la estructura metálica presenta una trayectoria de baja impedancia a tierra. Además, la humedad y el ambiente salino contribuyen a que se degraden los aislamientos de equipo eléctrico, con la posibilidad de corrientes de fuga en la superficie de los aisladores y dispositivos similares.
- b) Todo equipo o dispositivo eléctrico debe ser conectado al sistema general de puesta a tierra, además, estructuras de acero tales como: cuartos de control eléctrico, cuartos de control de instrumentos, módulos habitacionales, así como equipos dinámicos accionados por motor eléctrico. Para asegurar una buena conexión a tierra, debe tomarse la precaución de tener completamente libre de capas de pintura y anticorrosivo las partes de contacto de los miembros estructurales y/o equipo.
- c) Entre las secciones de charolas metálicas para cables se debe mantener continuidad eléctrica mediante el uso de placas de unión o un cable de cobre desnudo.
- d) Las partes metálicas expuestas, no conductoras de corriente de equipo eléctrico portátil deben ser puestas a tierra a través de un conductor en el cable de puesta a tierra del equipo.
- e) El valor de la resistencia de la red general de tierras no debe ser mayor de 10 Ohms en plataformas y áreas de proceso.
- f) Para los sistemas electrónicos se debe diseñar una red de tierras independiente, interconectando la barra aislada de cobre localizada en el cuarto de control de instrumentos, con cable aislado, directamente al electrodo de tierra de forma independiente al sistema general de tierras, del sistema de protección contra descargas atmosféricas y del sistema de tierras de neutros.
- g) Al completar la instalación, se deben realizar pruebas para verificar que todos los envolventes de los equipos, motores, tableros, estaciones de botones y receptáculos estén conectados a la red general de puesta a tierra.



8.7.2.1 Electrodo de puesta a tierra.

1) Es muy importante que de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005, los electrodos de puesta a tierra de los sistemas eléctricos deben estar accesibles y preferentemente en la misma zona del puente de unión principal del sistema.

2) De acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005, el sistema de electrodos de puesta a tierra se forma interconectando todos los sistemas de puesta a tierra, que en plataformas marinas son los siguientes:

- a) Red del sistema general de puesta a tierra.
- b) Red de protección contra descargas atmosféricas.
- c) Red de tierras aisladas para instrumentación.
- d) Red de tierras de neutros de generadores y/o transformadores principales .

8.7.2.2 Conductores de la red de tierras.

a) El conductor de tierra que se conecta al electrodo de puesta a tierra (pierna de acero de la plataforma) debe ser de cobre, trenzado desnudo o aislado tamaño mínimo de 67,43 mm² (2/0 AWG).

b) Los conductores de puesta a tierra deben protegerse si están expuestos a daños mecánicos y ser eléctricamente continuos, desde el punto de unión a las cubiertas o equipos hasta el electrodo de puesta a tierra.

c) La conexión entre el conductor de puesta a tierra, los puentes de unión y los tubos, gabinetes o equipos que requieran ser puestos a tierra, debe ser por medio de conectores del tipo compresión o mecánicos de cobre. Para la sujeción del conductor de puesta a tierra se deben usar abrazaderas u otros accesorios semejantes.

8.7.2.3 Conexión del electrodo a tierra.

La puesta a tierra de los elementos del sistema y equipos que deben ser conectados al electrodo de puesta a tierra, debe hacerse a través de un solo conductor. La conexión eléctrica del conductor de puesta a tierra al electrodo debe ser del tipo mecánico a compresión.



7.3 CRITERIOS DE CÁLCULO

En esta sección se presentan los criterios aplicados para el ajuste de las protecciones de los turbogeneradores y motogeneradores de la Plataforma Petrolera en 4.16/0.48 kV.

Estos criterios están basados en bibliografía especializada y en los catálogos de fabricantes de los equipos de protección.

- Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51)

Pickup = 125 a 150 % de I_n

Para la selección de dial se considera un margen entre protecciones de 0.2 a 0.4 seg, en función del tipo de protección existente aguas abajo.

- Interruptores Electromagnéticos con Unidad de Disparo.

Los interruptores electromagnéticos empleados en la Plataforma Petrolera están equipados con unidades de control electrónicas, las cuales se clasifican de acuerdo a su curva característica y unidades de protección que las conforman:

- Protección regulable contra sobrecargas o unidad de retardo largo.
- Protección regulable contra cortocircuitos o unidad de retardo corto.
- Protección instantánea contra cortocircuitos.
- Protección contra fallas a tierra.

A continuación se presentan los criterios de ajuste para cada una de las unidades mencionadas:

- Unidad de Retardo Largo.

Esta protección se ajusta con un valor fijo de corriente a partir del cual empieza a operar por condiciones de sobrecarga. Comúnmente se emplea expresando las corrientes como múltiplos de la corriente nominal I_n , siendo esta la corriente nominal del interruptor.

$$I_r = 1.25 \times I_{\text{equipo}} \times \frac{1}{I_{\text{NOM_Protección}}}$$



Donde:

I_r Ajuste del interruptor.

I_{equipo} Corriente nominal del equipo a proteger.

$I_{NOM_Protección}$ Corriente nominal de la protección.

- Unidad de Retardo Corto.

Esta protección se ajusta con un valor fijo de corriente, a partir del cual opera ante condiciones de cortocircuito. Debe ser ajustada para garantizar la selectividad con las protecciones aguas abajo del sistema, por tanto su valor de arranque se selecciona por encima del valor de corriente de operación instantánea de las protecciones aguas abajo del mismo.

Algunas unidades de protección no poseen unidad de retardo corto, puesto que los niveles de corriente que manejan son bajos, y en caso de fallas estas pueden ser despejadas por el instantáneo del interruptor.

- Unidad Instantánea.

Las unidades instantáneas son de suma importancia cuando las impedancias de los elementos a proteger son grandes en comparación con las impedancias de las fuentes.

Las ventajas fundamentales que ofrecen las unidades instantáneas son las siguientes:

- Reducen el tiempo de operación de las protecciones ante fallas severas en el sistema de potencia.
- Evitan la pérdida de selectividad en un sistema de protección constituido por interruptores de características diferentes; esto se consigue al ajustar los instantáneos para que operen antes de que las curvas características se crucen.

La metodología para ajustarla sería igual que para la unidad de retardo corto.

En algunos casos para garantizar la protección del sistema se ajusta el instantáneo al 50% de la corriente de aporte ante una falla franca.



7.4 LÍMITE TÉRMICO DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES

El límite térmico está definido como la magnitud de la corriente de falla que un transformador puede soportar durante un periodo de tiempo determinado, corriente que estará limitada por el valor de impedancia del mismo.

condiciones de energización

La norma ANSI/IEEE C57.12.00 1980 ha definido curvas de capacidad de cortocircuito para transformadores, las cuales dependen de la potencia aparente [kVA] nominal del transformador y de su impedancia de cortocircuito.

- Categoría I: Potencias entre 5 y 500 kVA monofásicos y 15 a 500 kVA trifásicos.
- Categoría II: Potencias entre 0.501 y 1.667 MVA monofásicos y 0.501 a 5 MVA trifásicos.
- Categoría III: Potencias entre 1.68 y 10 MVA monofásicos y 5.01 a 30 MVA trifásicos.
- Categoría IV: Potencias superiores a 10 MVA monofásicos y 30 MVA trifásicos.

Los dispositivos de protección no deben operar cuando el transformador es energizado. La corriente de energización (Inrush) que produce un transformador se define por la siguiente ecuación:

$$I_{INRUSH} = K \times I_{nom}$$

Donde el factor K depende de la capacidad del transformador:

De 500 a 2500 kVA	$I_{INRUSH} = 8 \times I_n$
Mayores a 2500 kVA	$I_{INRUSH} = 10 \times I_n$

Donde I_n es la corriente nominal ONAN del transformador.

El punto Inrush queda entonces definido por la corriente aplicada durante un tiempo de 0.1 A 0.2 segundos.



La curva de límite térmico o de daño de los conductores depende de la corriente que aguante el conductor antes de quemarse, por lo que los conductores deben contar con suficiente sección transversal para transportar la corriente de cortocircuito sin deteriorarse el aislamiento, antes de que pueda ser despejada la falla por parte de las protecciones del sistema.

7.5 AJUSTES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN

En el tablero principal TD-4160-01 se encuentra:

- Acometida desde el turbogenerador TG-4160-01A [REL_52-5]
- Acometida desde el turbogenerador TG-4160-01B [REL_52-11]

Los cuales son protegidos con relevadores ABB REF.542 PLUS con funciones de sobrecorriente temporizada de fase e instantánea.

A continuación se presentan las características de la protección mencionada.



TABLA 7.1 – CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR REF 542 PLUS

Marca y Tipo		ABB REF 542 PLUS	
Funciones		Sobrecorriente Temporizada de Fase Ajuste bajo - I> (51-1)	Sobrecorriente Temporizada de Tierra Ajuste bajo - I _o > (51N-1)
Rangos de Ajuste	Pickup	0.05...40.0 x I _n	0.05...40.0 x I _n
	Tiempo de Operación	0.05...1.5 (modo IDMT) ó 0.02...300.00 (s) (para curva de Tiempo Definido)	0.05...1.5 (modo IDMT) ó 0.04...30.00 (s) (para curva de Tiempo Definido)
Curvas características		<ul style="list-style-type: none"> ▪ IEC ▪ Tiempo Definido ▪ Extremadamente Inversa ▪ Muy Inversa ▪ Normal Inversa ▪ Inversa - Tiempo Largo 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ IEC ▪ Tiempo Definido ▪ Extremadamente Inversa ▪ Muy Inversa ▪ Normal Inversa ▪ Inversa - Tiempo Largo

Marca y Tipo		(Continuación) ABB REF 542 PLUS		
Funciones		Sobrecorriente de Fase Segunda Etapa - I>> (51-2)	Sobrecorriente de Tierra Segunda Etapa - I _o >> (51N-2)	Instantáneo I>>> (51-3)
Rangos de Ajuste	Pickup	0.05...40.00 x I _n	0.05...40.00 x I _n	0.1...40.00 x I _n
	Tiempo de Operación	0.02...300.00 (s)	0.04...30.00 (s)	0.015...30.00 (s)
Curvas características		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempo Definido ▪ Instantáneo 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempo Definido ▪ Instantáneo 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempo Definido ▪ Instantáneo



- Relevador de Sobrecorriente [REL_52-5] asociado a la acometida del Turbogenerador TG-4160-01A

Este relevador brinda protección al alimentador que viene del Turbogenerador TG-4160-01A, el cual está conformado por dos conductores por fase, calibre 350 MCM, cuya corriente nominal es de 385 Amp.

Los datos del Turbogenerador TG-4160-01A son:

Tensión nominal: 4.16 kV

Potencia nominal: 2560 kW

Corriente nominal: 444.12 Amp.

Relación del transformador de corriente de fase: 600/5

- Función de Sobrecorriente Temporizada de Fase I> (51)

En este caso se toma como referencia la corriente nominal del turbogenerador, considerando que es la máxima corriente de carga que pasará a través del alimentador.

$$Pickup = 1.25 \times Inom \times \frac{1}{RTC}$$

$$Pickup = 1.25 \times (444.12) \times \frac{5}{600} = 4.63 A$$

$$Pickup I> = 0.93 In \text{ (558 A primarios)}$$

$$Dial = \text{Tiempo de Operación} = 0.18 \text{ seg.}$$

$$Curva = IEC \text{ Inversa} - \text{Tiempo Largo}$$

- Función de Sobrecorriente Segunda Etapa de Fase I>> (51-2)

$$I >>> Pickup = 1.25 \times I_{\text{ajuste del instantaneo mayor aguas abajo}} \times \frac{1}{RTC}$$

$$I >>> Pickup = 1.25 \times 3270 \times \frac{5}{600} = 34.06 A$$

$$Pickup I>> = 6.81 In \text{ (4086 A primarios)}$$



Dial = Tiempo de Operación = 0.25 seg.

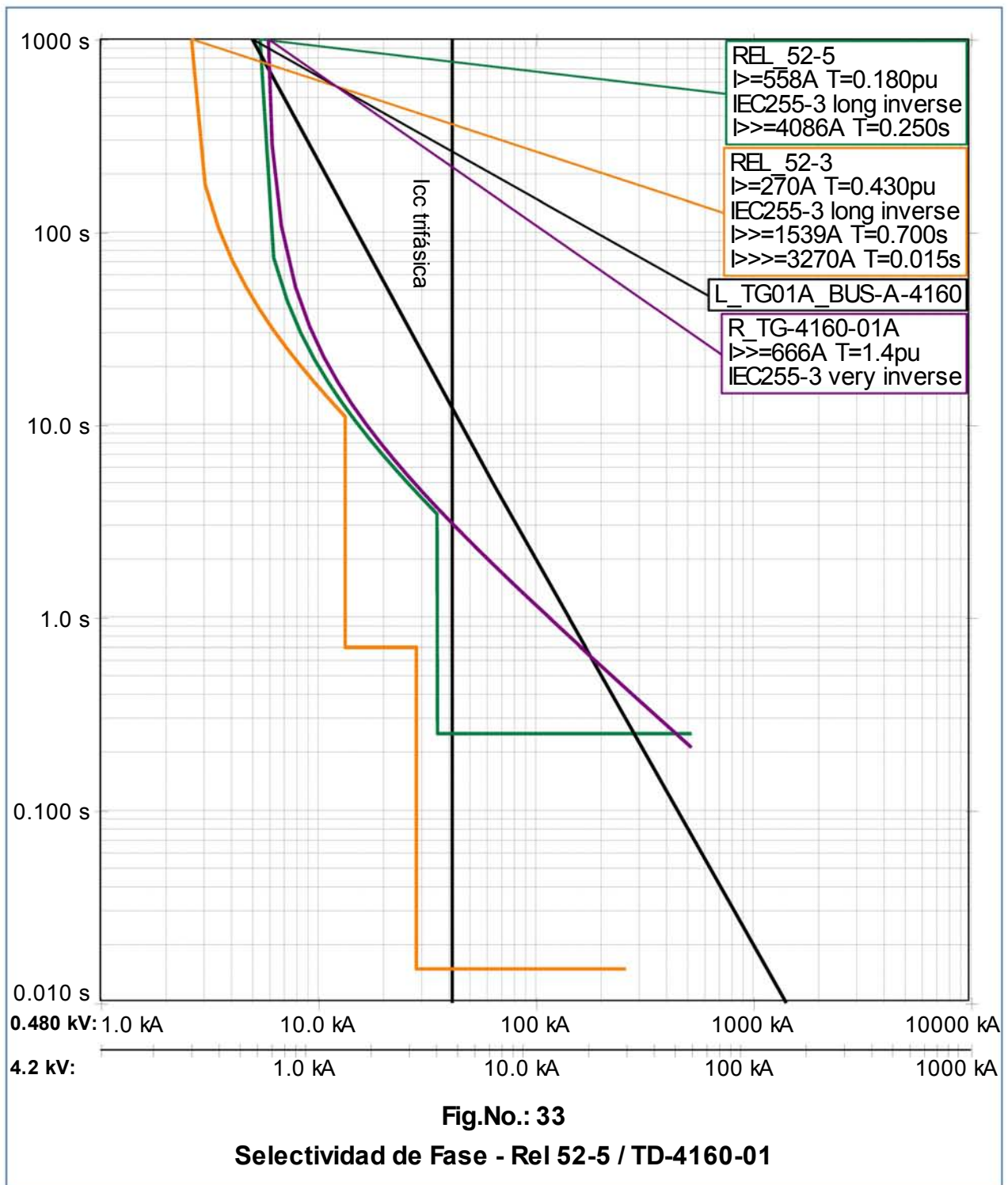
Curva = Modo de Operación = Tiempo Definido

- Función de Sobrecorriente Instantánea de Fase I>>> (50)

I>>> Deshabilitada para garantizar selectividad con los relevadores aguas abajo.

De acuerdo a la información proporcionada no se cuenta con TC de tierra y por tanto las funciones de protección de falla a tierra no se habilitan.

En la siguiente figura se presenta la curva de selectividad respectiva para las funciones habilitadas.



Gráf. 7.1 – Relevador [REL_52-5] acometida del Turbogenerador TG-4160-01A



- Relevador de Sobrecorriente [REL_52-11] asociado a la acometida del Turbogenerador TG-4160-01B

Este relevador brinda protección al alimentador que viene del Turbogenerador TG-4160-01B, el cual está conformado por dos conductores por fase, calibre 350 MCM, cuya corriente nominal es de 385 Amp.

Los datos del Turbogenerador TG-4160-01B son:

Tensión nominal: 4.16 kV

Potencia nominal: 2560 kW

Corriente nominal: 444.12 Amp.

Relación del transformador de corriente de fase: 600/5

- Función de Sobrecorriente Temporizada de Fase I> (51)

En este caso se toma como referencia la corriente nominal del turbogenerador, considerando que es la máxima corriente de carga que pasará a través del alimentador.

$$Pickup = 1.25 \times Inom \times \frac{1}{RTC}$$

$$Pickup = 1.25 \times (444.12) \times \frac{5}{600} = 4.63 A$$

$$Pickup I> = 0.93 In \text{ (558 A primarios)}$$

$$Dial = \text{Tiempo de Operación} = 0.18 \text{ seg.}$$

$$Curva = IEC \text{ Inversa} - \text{Tiempo Largo}$$

- Función de Sobrecorriente Segunda Etapa de Fase I>> (51-2)

$$I >>>_{Pickup} = 1.25 \times I_{ajuste \text{ del instantaneo mayor aguas abajo}} \times \frac{1}{RTC}$$

$$I >>>_{Pickup} = 1.25 \times 3270 \times \frac{5}{600} = 34.06 A$$

$$Pickup I>> = 6.81 In \text{ (4086 A primarios)}$$



Dial = Tiempo de Operación = 0.25 seg.

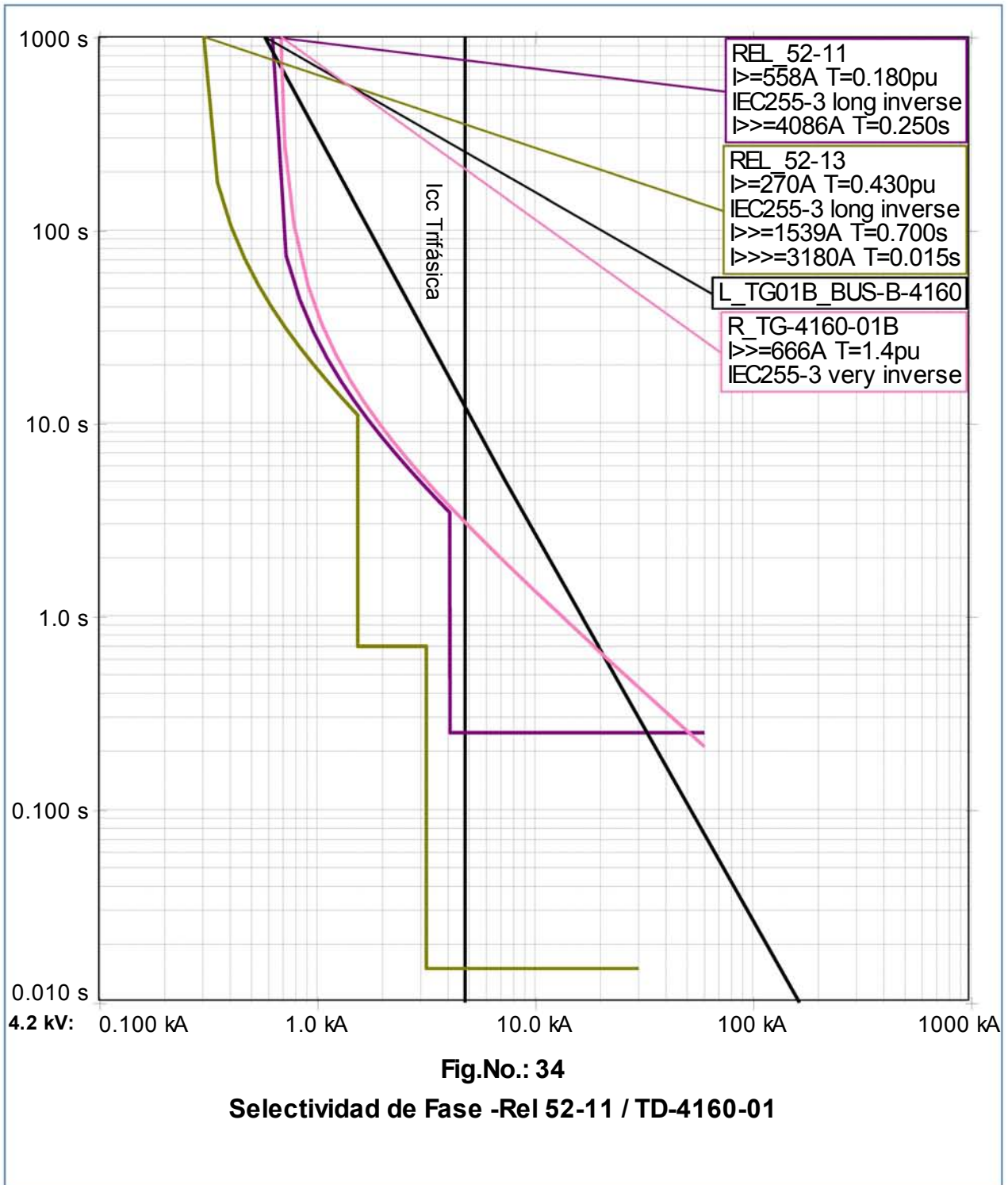
Curva = Modo de Operación = Tiempo Definido

- Función de Sobrecorriente Instantánea de Fase I>>> (50)

I>>> Deshabilitada para garantizar selectividad con los relevadores aguas abajo.

De acuerdo a la información proporcionada no se cuenta con TC de tierra y por tanto las funciones de protección de falla a tierra no se habilitan.

En la siguiente figura se presenta la curva de selectividad respectiva para las funciones habilitadas.



Gráf. 7.2 – Relevador [REL_52-11] acometida del Turbogenerador TG-4160-01B



○ Relevadores Principales de Turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B
 Como protección principal de los turbogeneradores TG-4160-01A y TG-4160-01B se cuenta con relevadores GE MULTILIN SR 489.

Dentro de este estudio solo se incluyen las funciones de sobrecorriente 51V asociadas a los mismos.

En la siguiente tabla se presentan las características generales:

TABLA 7.2 – CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR MULTILIN 489

Marca y Tipo		MULTILIN G&E 489	
Funciones		Sobrecorriente Temporizada de Fase $I > (51)$	Sobrecorriente Temporizada de Tierra $I_o > (51N)$
Rangos de Ajuste	Pickup	0.15...20.0 x TC	0.05...20.0 x TC
	Tiempo de Operación	0.00...100.00 s	0.00...100.00 s
Curvas características		<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANSI ▪ Extremadamente Inversa ▪ Muy Inversa ▪ Normal Inversa ▪ Moderadamente Inversa ▪ IEC ▪ IEC Curva A, B, C, Inverso – Tiempo Corto ▪ IAC ▪ Extremadamente Inversa ▪ Muy Inversa ▪ Inversa ▪ Inversa - Tiempo Corto ▪ FlexCurve ▪ Tiempo Definido 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ANSI ▪ Extremadamente Inversa ▪ Muy Inversa ▪ Normal Inversa ▪ Moderadamente Inversa ▪ IEC ▪ IEC Curva A, B, C, Inverso – Tiempo Corto ▪ IAC ▪ Extremadamente Inversa ▪ Muy Inversa ▪ Inversa ▪ Inversa - Tiempo Corto ▪ FlexCurve ▪ Tiempo Definido



- Relevador MULTILIN SR 489 (TG-A) asociado al Turbogenerador TG-4160-01A

Los datos del Turbogenerador TG-4160-01A son:

Tensión nominal: 4.16 kV

Potencia nominal: 2560 kW

Corriente nominal: 444.12 Amp.

Relación del transformador de corriente de fase: 600/5

A continuación se presentan los ajustes de las funciones de sobrecorriente coordinables de este relevador:

- Unidad de Sobrecorriente con restricción de voltaje (51V)

$$\text{Pickup} = 1.5 \times I_n \times \frac{1}{RTC}$$

$$\text{Pickup} = 1.5 \times 444.12 \times 5 / 600 = 5.55 \text{ A}$$

$$\text{Pickup} = 1.11 \text{ CT}$$

Curva= IEC Muy Inversa (Curva B / BS142)

Time Dial= 1.40

Enable Voltage Restraint (VR) = YES

Voltage Lower Limit = 10%

Esta función de sobrecorriente con restricción de voltaje 51V operará como respaldo de las funciones de protección principales del generador en caso de que las mismas fallen. La característica de restricción de voltaje disminuye el valor de pickup del elemento de sobrecorriente en función de una relación lineal que depende del voltaje medido.

- Sobrecorriente de Neutro de tiempo inverso (51N)

Esta función se deshabilita debido a que el generador posee un esquema de puesta a tierra de alta impedancia. Es decir, el aporte de corriente ante una falla monofásica es muy pequeño e impediría que esta función opere.



En la siguiente figura se observa la operación ante una falla en bornes del generador considerando la disminución máxima del pickup de la función 51V.

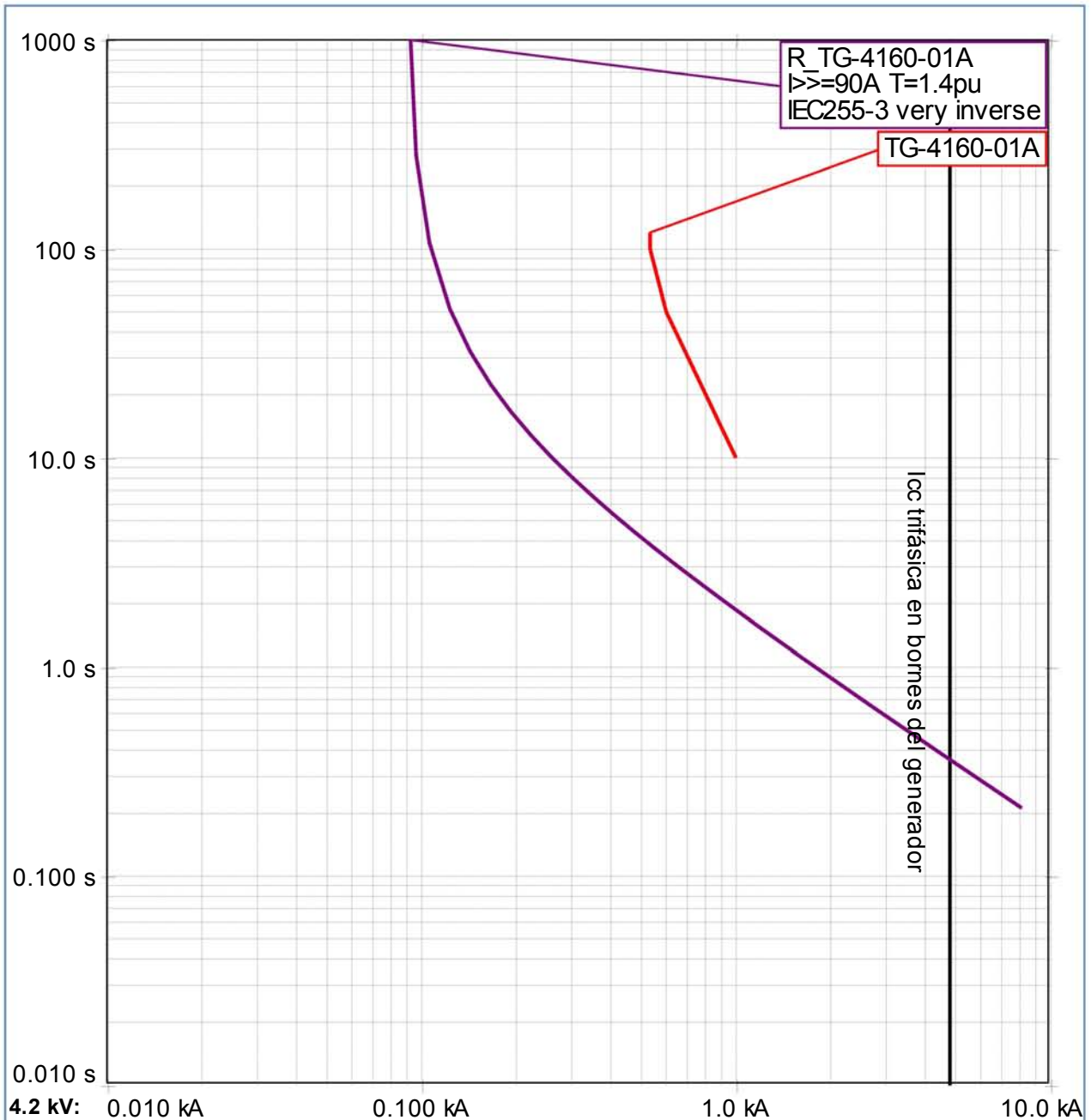


Fig.No.: 35

R_TG-4160-01A Función 51V (Pickup mínimo 0.15 Falla en bornes)

Gráf. 7.3 – Relevador [R_TG-4160-01A] asociado al Turbogenerador TG-4160-01A



- Relevador MULTILIN SR 489 (TG-B) asociado al Turbogenerador TG-4160-01B
Este generador opera en condiciones normales de operación y está protegido por un Relevador GE MULTILIN SR 489 con un transformador de corriente asociado de 600/5 [A]

Los datos del generador son los siguientes:

Tensión: 4.16 kV

Potencia: 2560 kW

Potencia aparente: 3200 KVA

A continuación se presentan los ajustes de las funciones de sobrecorriente coordinables de este relevador:

- Unidad de Sobrecorriente con restricción de voltaje (51V)

$$\text{Pickup} = 1.5 \times I_n \times \frac{1}{RTC}$$

$$\text{Pickup} = 1.5 \times 444.12 \times 5 / 600 = 5.55 \text{ A}$$

$$\text{Pickup} = 1.11 \text{ CT}$$

Curva= IEC Muy Inversa (Curva B / BS142)

Time Dial= 1.40

Enable Voltage Restraint (VR) = YES

Voltage Lower Limit = 10%

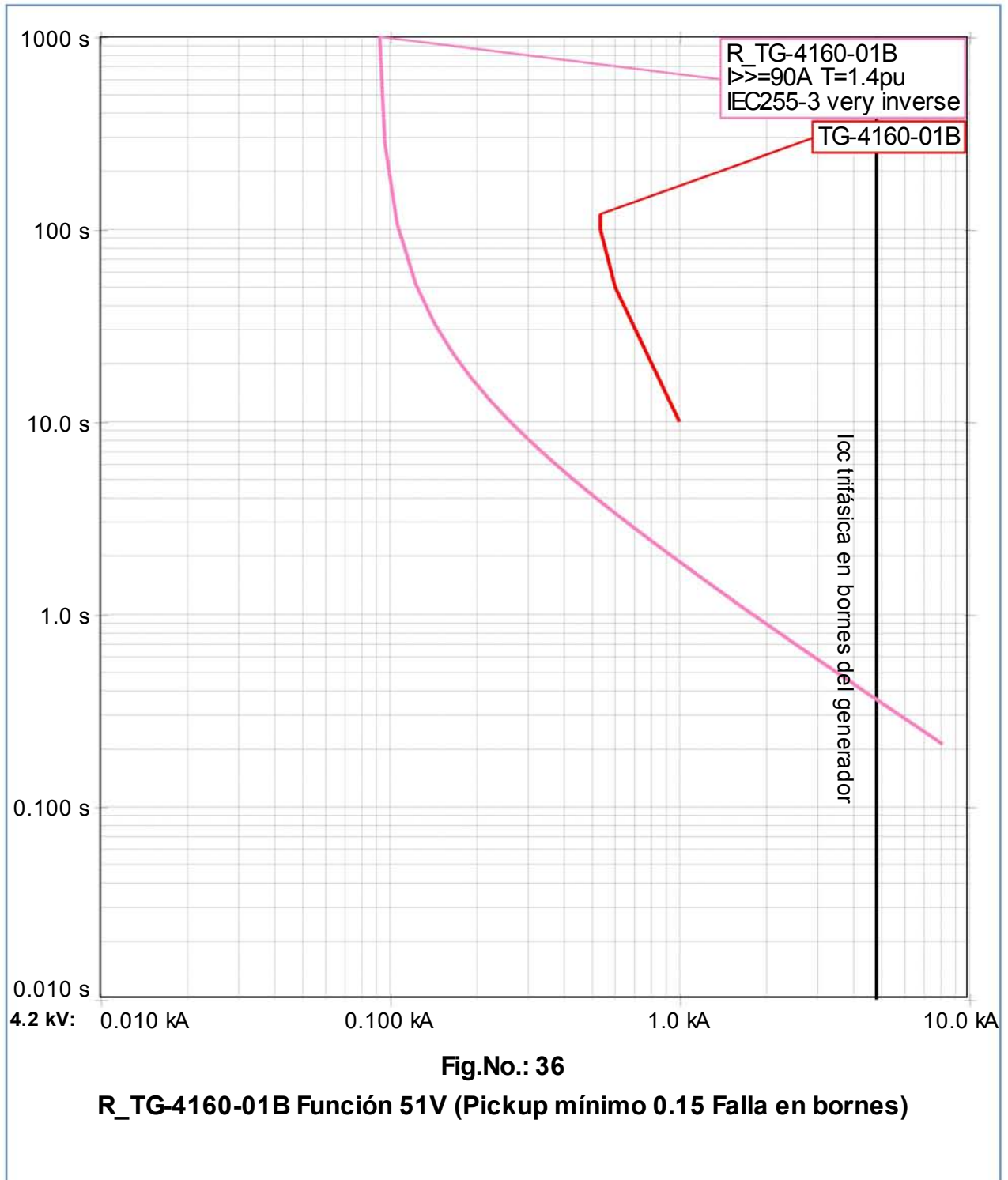
Esta función de sobrecorriente con restricción de voltaje 51V operará de manera similar que el relevador [R_TG-4160-01A] asociado al Turbogenerador TG-4160-01A.

- Sobrecorriente de Neutro de tiempo inverso (51N)

Esta función se deshabilita debido a que el generador posee un esquema de puesta a tierra de alta impedancia. Es decir, el aporte de corriente ante una falla monofásica es muy pequeño e impediría que esta función opere.



En la siguiente figura se observa la operación ante una falla en bornes del generador considerando la disminución máxima del pickup de la función 51V.



Gráf. 7.4 – Relevador [R_TG-4160-01B] asociado al Turbogenerador TG-4160-01B



○ MOTOGENERADORES MG-01 Y MG-02

Cada uno de estos motogeneradores se encuentra protegido por un interruptor electromagnético Power Pact RG1600 con unidad de disparo Micrologic 5.0.

Como protección de respaldo y para operación del sistema de transferencia se cuenta con un interruptor electromagnético Masterpact tipo NW16N con unidad de disparo Micrologic 3.0.

En las siguientes tablas se presentan las características de los mismos.

TABLA 7.3 – CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE DISPARO MICROLOGIC 3.0

Marca y Tipo	SCHNEIDER ELECTRIC NT/NW			
Funciones	Unidad de Retardo Largo L [L]		Unidad Instantánea [I]	
Rangos de Ajuste	Ir	(0.4 – 1.0) xIn	Ii	(1.5 – 12) xIn
	tr	(0.5 – 24)seg @ 6Ir		

TABLA 7.4 – CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE DISPARO MICROLOGIC 5.0

Marca y Tipo	SCHNEIDER ELECTRIC NT/NW				
Funciones	Unidad de Retardo Largo L [L]		Unidad de Retardo Corto [S]		Unidad Instantánea [I]
Rangos de Ajuste	Ir	(0.4 – 1.0) xIn	I _{sd}	(1.5 – 10) xIr	Ii (2 – 15) xIn OFF
	tr	(0.5 – 24)seg @ 6Ir	t _{sd}	(0.1 – 0.4) seg I ² t = ON / OFF	

Para los ajustes de cada uno de los interruptores mencionados se consideraron los niveles de cortocircuito bajo condiciones de emergencia, que es el escenario de operación en el cual entran en operación los motogeneradores.



- Interruptor I_52G1-MG-01 “Interruptor de transferencia”

Este interruptor brinda protección al alimentador que viene desde el motogenerador MG-01, el cual está conformado por cuatro conductores por fase, calibre 500 KCM, con una capacidad de conducción de 425 [A] cada uno.

Adicionalmente se toma como referencia la corriente nominal del motogenerador como carga máxima que soportará el alimentador, la cual es de 1127 A.

Marca: Masterpact

Tipo: NW16N

Inominal: 1600 A

Unidad de Disparo: Micrologic 3.0 tipo LI

Rating Plug = I_n = 1600 A

Ajustes:

- Unidad de Retardo Largo

$$I_{\text{ajuste}} = 1.25 \times I_{\text{NOM}}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1.25 \times (1127) = 1409 \text{ A}$$

$$I_r = 0.9 \times I_n$$

$$t_r = 2 \text{ seg @ } 6I_r$$

- Unidad Instantánea

Se ajusta en el máximo ajuste disponible para garantizar selectividad con la protección agua abajo.

$$I_i = 12I_n = 17.3 \text{ kA}$$

- Interruptor I_MG-01 “Interruptor principal MG-01”

Este interruptor brinda protección al motogenerador MG-01, el cual tiene una capacidad de 937 kVA, un voltaje nominal de 480 V, y una corriente de 1127 A.



El criterio para su ajuste es garantizar la protección del motogenerador y de su alimentador tratando de mantener la selectividad con las protecciones aguas abajo.

Interruptor

Marca: Power Pact

Tipo: RG1600

Inominal: 1600 A

Unidad de Disparo: Micrologic 5.0 tipo LSI

Rating Plug = I_n = 1600 A

Ajustes:

- Unidad de Retardo Largo

$$I_{\text{ajuste}} = 1.1 \times I_{\text{NOM}}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1.1 \times (1127) = 1240$$

$$I_r = 0.8 \times I_n = 1280 \text{ A}$$

$$t_r = 0.5 \text{ seg @ } 6I_r$$

- Unidad de Retardo Corto

Se ajusta para garantizar la protección del motogenerador ante fallas con impedancia, tratando de mantener la selectividad con las protecciones derivadas agua abajo.

Debido a que la pérdida de servicio es la misma ante la operación del interruptor asociado a la transferencia, los ajustes de este interruptor se sensibilizan para proteger adecuadamente el motogenerador.

$$\text{Short Delay Pickup} = 1.5 I_r = 1.92 \text{ kA}$$

$$t_{sd} = 0.40 \text{ seg}$$

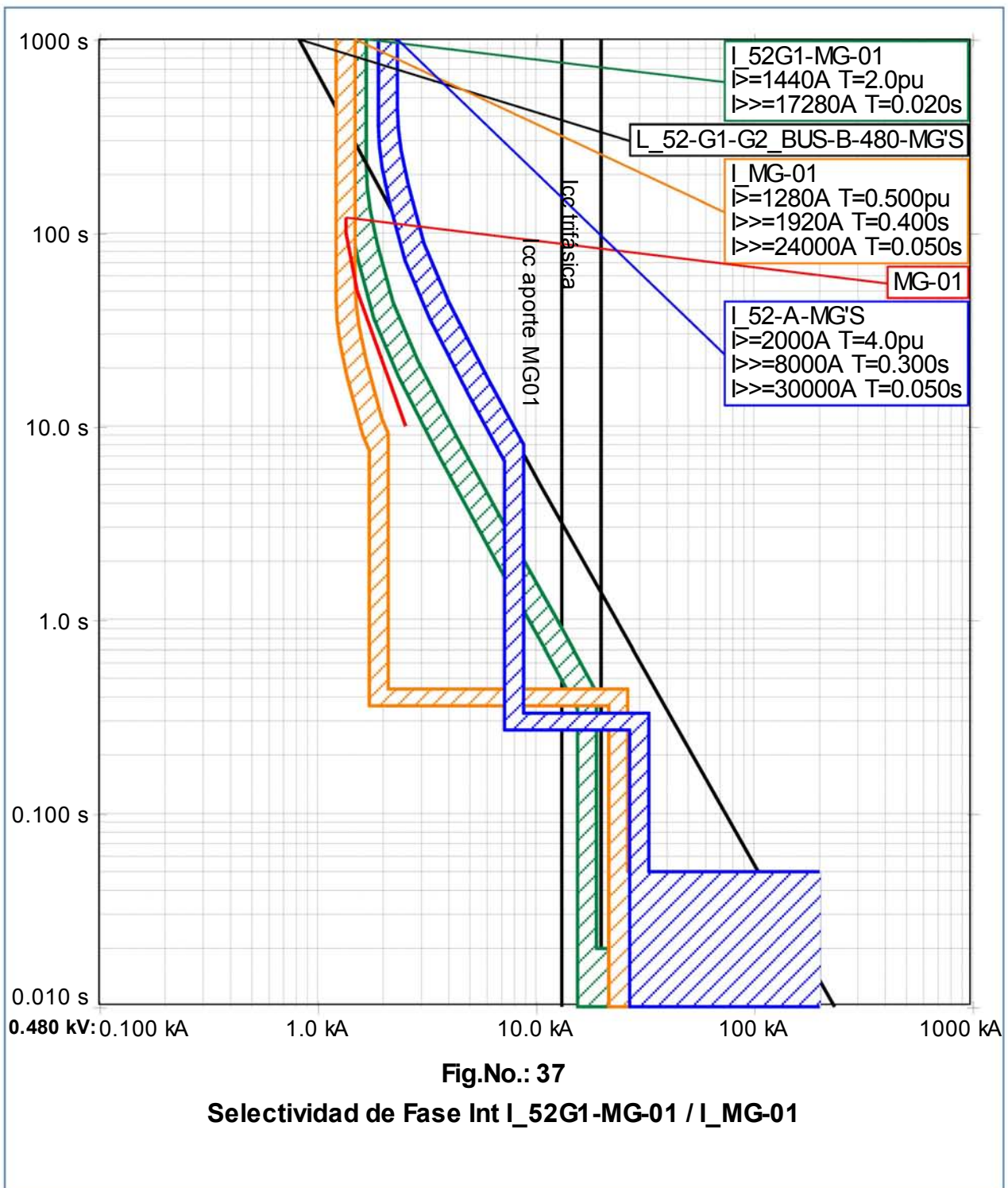
- Unidad Instantánea

Se ajusta en el máximo ajuste disponible para garantizar selectividad con las protecciones agua abajo.

$$I_i = 15I_n = 24 \text{ kA}$$



En la siguiente figura se aprecian las respectivas curvas de selectividad.



Gráf. 7.5 – Interruptor transferencia [I_52G1-MG-01] e interruptor principal [I_MG-01]



- Interruptor I_52G1-MG-02 “Interruptor de transferencia”

Este interruptor brinda protección al alimentador que viene desde el motogenerador MG-02, el cual está conformado por cuatro conductores por fase, calibre 500 KCM, con una capacidad de conducción de 425 Amp cada uno.

Adicionalmente se toma como referencia la corriente nominal del motogenerador como carga máxima que soportará el alimentador, la cual es de 1127 A.

Interruptor

Marca: Masterpact

Tipo: NW16N

Inominal: 1600 A

Unidad de Disparo: Micrologic 3.0 tipo LI

Rating Plug = I_n = 1600 A

Ajustes

- Unidad de Retardo Largo

$$I_{\text{ajuste}} = 1.25 \times I_{\text{NOM}}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1.25 \times (1127) = 1409 \text{ A}$$

$$I_r = 0.9 \times I_n$$

$$tr = 2 \text{ seg @ } 6I_r$$

- Unidad Instantánea

Se ajusta en el máximo ajuste disponible para garantizar selectividad con la protección agua abajo.

$$I_i = 12I_n = 17.3 \text{ kA}$$



- Interruptor I_MG-02 “Interruptor principal MG-02”

Este interruptor brinda protección al motogenerador MG-02, el cual tiene una capacidad de 937 kVA, un voltaje nominal de 480 V, y una corriente de 1127 A.

El criterio para su ajuste es garantizar la protección del motogenerador y de su alimentador tratando de mantener la selectividad con las protecciones aguas abajo.

Interruptor

Marca: Power Pact

Tipo: RG1600

Inominal: 1600 A

Unidad de Disparo: Micrologic 5.0 tipo LSI

Rating Plug = I_n = 1600 A

Ajustes

- Unidad de Retardo Largo

$$I_{\text{ajuste}} = 1.1 \times I_{\text{NOM}}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1.1 \times (1127) = 1240$$

$$I_r = 0.8 \times I_n = 1280 \text{ A}$$

$$t_r = 0.5 \text{ seg @ } 6I_r$$

- Unidad de Retardo Corto

Se ajusta para garantizar la protección del motogenerador ante fallas con impedancia, tratando de mantener la selectividad con las protecciones derivadas agua abajo.

$$\text{Short Delay Pickup} = 1.5 I_r = 1.92 \text{ kA}$$

$$t_{sd} = 0.40 \text{ seg}$$

- Unidad Instantánea

Se ajusta en el máximo ajuste disponible para garantizar selectividad con las protecciones agua abajo.

$$I_i = 15I_n = 24 \text{ kA}$$



En la siguiente figura se aprecian las respectivas curvas de selectividad.

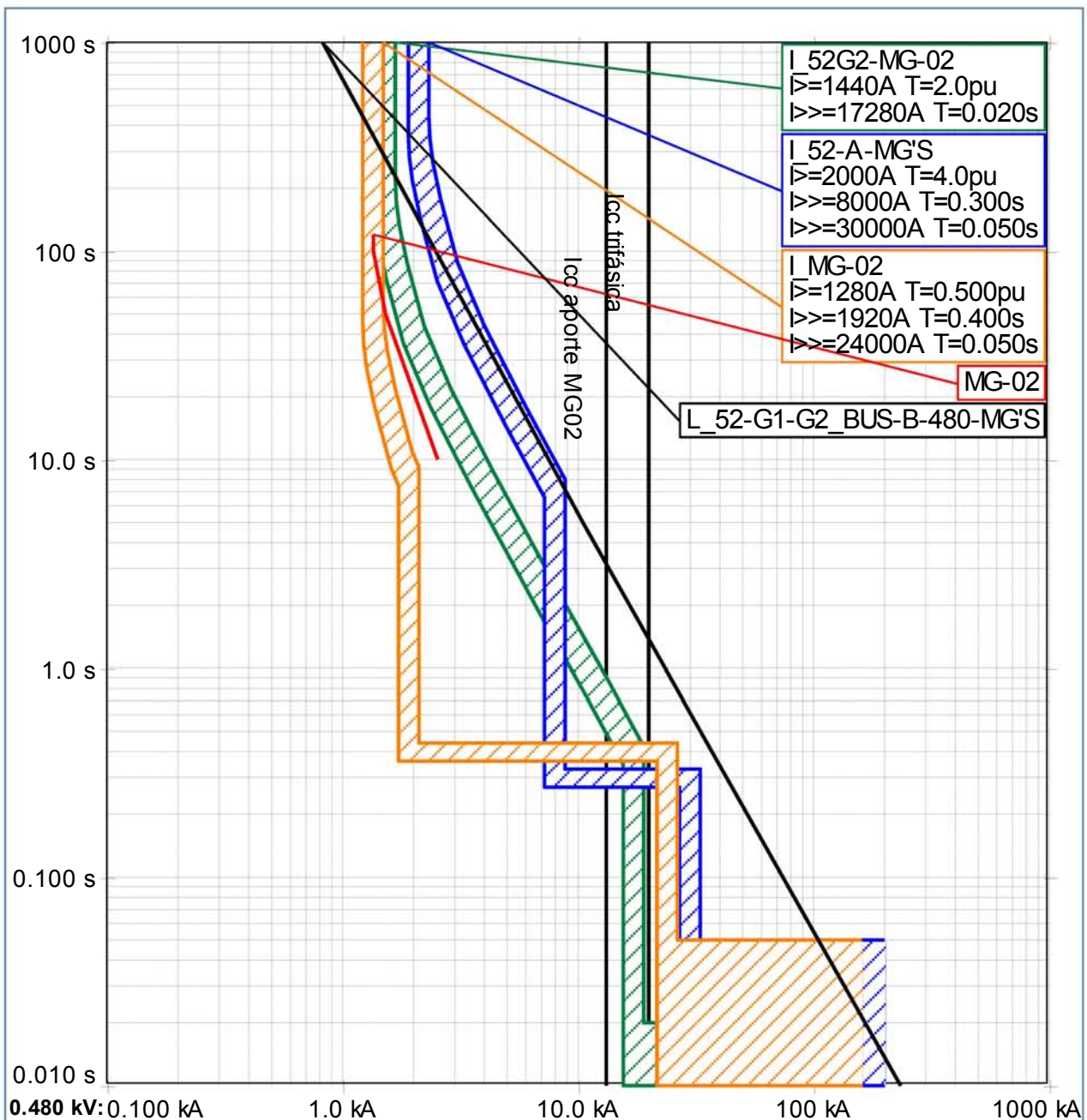


Fig.No.: 38

Selectividad de Fase Int I_52G1-MG-02 / I_MG-02

Gráf. 7.6 – Interruptor transferencia [I_52G1-MG-02] e interruptor principal [I_MG-02]



8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Uno de los aspectos más importantes para la realización de un estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones, es que el ingeniero encargado del proyecto tenga una clara noción de los parámetros que se requieren para la realización de dichos estudios, así como para la interpretación de los resultados obtenidos en cada caso.
- Al realizar cualquier análisis para un sistema eléctrico de potencia, una de las dificultades que se presentan a menudo, es obtener la información de los parámetros eléctricos de los equipos, ya que debido a la antigüedad de algunos equipos estos ya no cuentan con las placas de datos correspondientes o estas se encuentran en muy mal estado, y considerando también que en las subestaciones eléctricas no se tiene por lo regular una base de datos o algún registro de los parámetros de los equipos que integran la red, lo cual sería muy conveniente.
- Se recomienda que para evaluar las capacidades de interrupción en los equipos existentes o especificar nuevos equipos se haga uso de los niveles de cortocircuito obtenidos en el estudio.
- En algunos casos las corrientes de cortocircuito monofásicas son superiores a las trifásicas, esto es debido a la topología del sistema, a la puesta a tierra de los equipos y del sistema, y al valor de las impedancias de las componentes de secuencia cero.
- El sistema de aterrizamiento del generador se encuentra puesto a tierra a través de la resistencia de un transformador de 0.77Ω , pero al referir ese valor al voltaje del generador, la resistencia resulto de 231.342Ω (alta resistencia de puesta a tierra), por lo que la magnitud de la corriente monofásica en el tablero principal fue limitada a 10.9 [A] , con lo que se logra un daño mínimo en el punto de falla y en el generador. Sin puesta a tierra del generador la corriente de cortocircuito monofásica en media tensión sería muy alta, y resultaría similar a la corriente de cortocircuito trifásica.



- El bajo nivel de corriente a tierra requiere esquemas de protección adecuados y se recomienda que sus protecciones solo operen como alarma para no dejar fuera de servicio al sistema.
- El estudio de coordinación de protecciones se realizó considerando los resultados del estudio de cortocircuito, con el fin de garantizar una adecuada operación de las protecciones de sobrecorriente, considerando tanto la seguridad de los equipos como la selectividad entre las protecciones.
- Se deberán implementar los ajustes recomendados en este estudio, previa verificación del rango de ajustes considerado. Así mismo previo al proceso de implementación de ajustes se recomienda haber realizado las respectivas pruebas de inyección de corriente, con el objeto de garantizar los tiempos de operación de las protecciones calculadas de manera teórica.
- En algunos casos donde la pérdida de servicio es la misma, es decir que ante el disparo de una u otra protección se tiene la misma salida de carga, se manejaron márgenes de tiempo mínimos a fin de garantizar que las protecciones aguas arriba tengan tiempos adecuados de operación, ya que se dio prioridad a la protección y seguridad antes que a la selectividad.
- En el caso particular de los interruptores asociados a los motogeneradores, el escenario analizado corresponde a la topología para operación de emergencia.
- Se recomienda realizar mantenimientos y revisiones periódicas a los equipos que conforman el sistema eléctrico de la Plataforma Petrolera, así como a las conexiones de tierra, para evitar incidentes que pongan en riesgo la integridad física del personal operativo y de las instalaciones, porque ante todo, lo primordial es la protección de la vida humana.



9. BIBLIOGRAFÍA

- Guillermo López Monroy. *Sistema de Tierras en Redes de Distribución*. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. México, 2012.
- Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. *Sistemas Eléctricos en Plataforma Marinas*. Número de Documento NRF-181-PEMEX-2010. 21 de Febrero de 2011.
- Rahul Chokhawala. *Suministro de Energía Eléctrica a las Plataformas*. Revista ABB 1/2008.
- Instituto de Educación Náutica y Portuaria A.C. *Seguridad en Plataformas y Barcazas*. Primera Edición 2011.
- *Estudio de Factibilidad Técnica-Económica para Optimizar el Proceso de Generación Eléctrica Principal de Plataforma*. Octubre 2012.
- *Determinación de la Eficiencia Energética de los Generadores Eléctricos de los Turbogeneradores y Motogenerador Instalados en la Plataforma Petrolera*. Octubre de 2012.
- Roberto Espinoza y Lara. *Sistemas Eléctricos de Distribución*. 3ra Reimpresión, Julio 1990.
- Jacinto Viqueira Landa. *Redes Eléctricas en Régimen Permanente Equilibrado*. Tercera Edición.
- José Dolores Juárez Cervantes. *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. Universidad Autónoma Metropolitana. Primera edición 1995.



- GERS. Diapositivas - *Análisis de Cortocircuito, Protecciones Eléctricas*.
- FIME. *Equipo Eléctrico*. Iluminación y Alta Tensión. División de Ingeniería Eléctrica.
- William D. Stevenson. *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Segunda Edición.
- Jorge Guillermo Calderón Guizar. *Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Lima, Perú, 2008.
- Donald Beeman, Editor. *Industrial Power Systems Handbook*. USA, Primera Edición.
- Jacinto Viqueira Landa. *Redes Eléctricas, Tomo II*. Segunda Edición, México. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2010.
- WEG. *Selección y Aplicación de Motores Eléctricos*.
- Obed Renato Jiménez Meza. *Transformador de Potencial y Corriente*. Universidad Autónoma de Nuevo León.
- *Ahorro de Energía Eléctrica Mediante Motores Eléctricos de Inducción de Alta Eficiencia*. Guatemala. Marzo 2010.
- Jaime Villalobos Sarmiento. *Fundamentos de Protección contra Sobrecorrientes*.
- José Hugo Argañaraz. *Ensayo de un transformador trifásico*. Universidad Nacional del Sur, Departamento de Ingeniería Eléctrica y de Computadoras.
- Electrotecnia. *Tema 7: Transformadores*.
- Jorge Chuya, Willian Coronel. *Transformadores Trifásicos*. Universidad Politécnica Salesiana Ecuador. Facultad de Ingeniería Electrónica.



- Manual Eléctrico Viakon. *Capítulo 4, Sistemas y redes de distribución*. Monterrey, N.L., Enero de 2011.
- William H. Kersting. *Distribution System Modeling and Analysis*. New México State University, Las Cruces, New México, 2002.
- PROCOBRE. *Conductores Eléctricos*. Chile.
- Leonardo Cardona C. *Modelación de Redes de Transmisión de Energía Eléctrica*. Universidad Nacional de Colombia. Escuela de Ingeniería Eléctrica y Mecánica. Agosto 2004.
- IEEE/IAS Working Group Report, Prafulla Pillai. *Grounding and ground fault protection of multiple generator installations on medium-voltage industrial and comercial*.
- Secretaría del Trabajo y Previsión Social. *Guía Informativa de la Norma Oficial Mexicana NOM-022-STPS-1999, Electricidad Estática en los Centros de Trabajo, Condiciones de Seguridad e Higiene*.
- Juan Meza Hernández, Guillermo Espinoza M. *Evaluación de Sobre Voltajes en Sistemas Industriales*. Funken Ingenieros.
- Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. *Sistemas de Protección a Tierra para Instalaciones Petroleras*. Número de Documento NRF-070-PEMEX-2011. 21 de octubre de 2011.
- Secretaría de Energía. *NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (Utilización)*. Estados Unidos Mexicanos, Marzo de 2006.
- José Raúl Martín. *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. UNAM, Facultad de Ingeniería.



ANEXO A DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO



TABLA A.1 - PARÁMETROS DE ALIMENTADORES

Nombre	Desde Nodo	Hasta Nodo	Tipo	Longitud	N° Conduct. por fase	R(1)	X(1)	R(0)	X(0)	Ir máx.
				[km]		[Ohm/km]	[Ohm/km]	[Ohm/km]	[Ohm/Km]	[A]
L_TG01A_BUS-A-4160	TD_4160_BUS_A	N_TG-4160-01A	350 MCM Cu	0.015	2	0.15092	0.20669	1.16142	1.04659	385
L_BUS-A-4160_AV-TR-12A	AV-TR-12A	TD_4160_BUS_A	350 MCM Cu	0.036	1	0.15092	0.20669	1.16142	1.04659	385
L_TG01B_BUS-B-4160	TD_4160_BUS_B	N_TG-4160-01B	350 MCM Cu	0.015	2	0.15092	0.20669	1.16142	1.04659	385
L_BUS-B-4160_AV-TR-12B	AV-TR-12B	TD_4160_BUS_B	350 MCM Cu	0.038	1	0.15092	0.20669	1.16142	1.04659	385
L_BUS-B-4160_AV-TR-12D	TD_4160_BUS_B	AV-TR-12D	350 MCM Cu	0.018	1	0.15092	0.20669	1.16142	1.04659	385
L_BV-TR-12B_BUS-B-480	BV-TR-12B	TD_480_02A_BUS_B	3000 (A)	0.009	1	0.01575	0.01115	0.04725	0.03345	3000
L_BUS-A-480_CCM-480-06D	CCM-480-06D	TD_480_02B_BUS_A	1200 (A)	0.006	1	0.0384	0.0249	0.1152	0.0747	1200
L_BUS-A-480_CCM-480-MC7	CCM-480-MC7	TD_480_02B_BUS_A	600 MCM 600V	0.063	3	0.092	0.1575	1.031	0.553	460
L_BUS-A-480 CALENTADOR-GAS	N_EB-3400B	TD_480_02B_BUS_A	4/0 AWG 600V	0.094	4	0.2067	0.167	1.311	0.888	255
L_BUS-B-480_CCM-480-06C	CCM-480-06C	TD_480_02B_BUS_B	1200 (A)	0.009	1	0.0384	0.0249	0.1152	0.0747	1200
L_BUS-B-480_CCM-480-MC8	CCM-480-MC8	TD_480_02B_BUS_B	600 MCM 600V	0.054	3	0.092	0.1575	1.031	0.553	460
L_BV-TR-12C_BUS-A-480	BV-TR-12C	TD_480_02B_BUS_A	3000 (A)	0.007	1	0.01575	0.01115	0.04725	0.03345	3000
L_BV-TR-12D_BUS-B-480	BV-TR-12D	TD_480_02B_BUS_B	3000 (A)	0.007	1	0.01575	0.01115	0.04725	0.03345	3000
L_BUS-A-4160_AV-TR-12C	AV-TR-12C	TD_4160_BUS_A	350 MCM Cu	0.018	1	0.15092	0.20669	1.16142	1.04659	385
L_BV-TR-12A_BUS-A-480	BV-TR-12A	TD_480_02A_BUS_A	3000 (A)	0.007	1	0.01575	0.01115	0.04725	0.03345	3000
L_BUS-A-480_CCM-480-06A	CCM-480-06A	TD_480_02A_BUS_A	Armanel 750 KCM	0.02	4	0.0557	0.0834	1.0814	0.954	400
L_BUS-B-480_CCM-480-06B	CCM-480-06B	TD_480_02A_BUS_B	Armanel 750 KCM	0.02	4	0.0557	0.0834	1.0814	0.954	400
L_BUS-B-480_ENLACE-TD-480-MG'S	N-MG'S-AUX_TD-480-02A	TD_480_02A_BUS_B	Armanel 750 KCM	0.125	4	0.0557	0.0834	1.0814	0.954	400



Nombre	Desde Nodo	Hasta Nodo	Tipo	Longitud	N° Conduct. por fase	R(1)	X(1)	R(0)	X(0)	Ir máx.
				[km]		[Ohm/km]	[Ohm/km]	[Ohm/km]	[Ohm/Km]	[A]
L_BUS-B-480_PLATAFORMA-PERFORAC	PLATAFORMA DE PERFORACIÓN	TD_480_02A_BUS_B	Armanel 750 KCM	0.232	1	0.0557	0.0834	1.0814	0.954	400
L_BUS-480_CCM-480-MTG'S-AUX	CCM-480-MTG'S-AUX	TD_480_MG'S_AUX	2/0 AWG 600V	0.01	1	0.3182	0.1772	1.469	1.011	190
L_BUS-480_COMP-AIRE-N° 1	N_COMP-AIRE-N°1	TD_480_MG'S_AUX	350 MCM 600V	0.044	1	0.128	0.164	1.127	0.647	350
L_BUS-480_PLATAFOR-HABITACIONAL	BUS EN 480 V	PLATAFORMA HABITACIONAL	500 MCM 600V	0.225	2	0.0951	0.1575	1.031	0.553	425
L_MG-02_I-52G2	I_52G2-MG-02	N_MG-02	500 MCM 600V	0.012	4	0.0951	0.1575	1.031	0.553	425
L_MG-01_I-51G1	I_52G1-MG-01	N_MG-01	500 MCM 600V	0.012	4	0.0951	0.1575	1.031	0.553	425
L_52-G1-G2_BUS-B-480-MG'S	N_MG'S	N-MG'S-AUX_TD-480-02A	500 MCM 600V	0.008	6	0.0951	0.1575	1.031	0.553	425
L_CCM-06A_CCM-480-06B	CCM-480-06B	CCM-480-06A	4/0 AWG 600V	0.02	1	0.2067	0.167	1.311	0.888	255
L_CCM-06A_MCC-01B TBBAS	MCC-01B TURBOBOMBAS	CCM-480-06A	4/0 AWG 600V	0.03	2	0.2067	0.167	1.311	0.888	255
L_CCM-06A_CCM-06D	N_AUX_06D	CCM-480-06A	1/0 AWG 600V	0.09	1	0.3937	0.1804	1.568	1.099	165
L_CCM-06B_MCC-01B-TBBAS	MCC-01B TURBOBOMBAS	CCM-480-06B	4/0 AWG 600V	0.03	2	0.2067	0.167	1.311	0.888	255
L_TRANSF-ATM_CCM-06D	N_AUX_06D	N_AUX_06C	8 AWG 600V	0.01	1	2.5591	0.2133	2.719	1.722	52
L_TRANSF-ATM_EMERG-06C	SECCIÓN EMERGENCIA_06C	N_TRANSF ATM 06C	8 AWG 600V	0.0005	1	2.5591	0.2133	2.719	1.722	52

Donde:

- Longitud:** Longitud de línea en kilómetros.
- N° Conduct.:** Número de conductores por fase.
- R(1):** Resistencia de secuencia positiva en Ohms/km por conductor.
- X(1):** Reactancia de secuencia positiva en Ohms/km por conductor.
- R(0):** Resistencia de secuencia cero en Ohms/km por conductor.
- X(0):** Reactancia de secuencia cero en Ohms/km por conductor.
- Ir máx:** Corriente nominal máxima en amperes.



TABLA A.2 - PARÁMETROS DE MOTORES

Nombre	Motores	Pr	Sr	Vr	Ir	Cosphi	Efic.	Ia/Ir
	N°	HP	MVA	kV	kA			
COMPRESOR AIRE N° 1	1	200.00	0.185	0.48	0.2222	0.85	0.95	6
CLIMA 2 CCM	1	15.00	0.014	0.48	0.0172	0.85	0.92	6
CLIMA 1 CCM	1	15.00	0.014	0.48	0.0172	0.85	0.92	6
MBBA TRANSFER DIESEL LIMPIO	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
MBBA. AGUA POTABLE	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
MBBA DESFOGUE QUEMADOR GA-3356R	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
BOTE DE SALVAVIDAS 1	1	40.00	0.037	0.48	0.0449	0.85	0.94	6
PLANTA DE AGUAS NEGRAS	1	10.00	0.009641	0.48	0.0116	0.85	0.91	6
CLIMA DEL CUARTO DE MG'S	1	15.00	0.014	0.48	0.0172	0.85	0.92	6
CENTRO DE DIESEL GF-3301-AIR	1	25.00	0.023	0.48	0.0281	0.85	0.94	6
CENTRO DE DIESEL GF-3301-AIR.	1	25.00	0.023	0.48	0.0281	0.85	0.94	6
MBBA SUMERG RED DE C.I. N° 1	1	10.00	0.009641	0.48	0.0116	0.85	0.91	6
COMPRESOR DE AIRE KOBELKO	1	200.00	0.183	0.48	0.2198	0.85	0.96	6
MBBA DESFOGUE QUEMADOR GA-3356A	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
MBBA AGUA POTABLE GA-3356A	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
MBBA DIESEL LIMPIO GA-3301R	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
ATMOSFÉRICO GA-3311A	1	10.00	0.009857	0.48	0.0119	0.85	0.89	6
CLIMA 1 OPERACIÓN	1	15.00	0.014	0.48	0.0172	0.85	0.92	6



Nombre	Motores	Pr	Sr	Vr	Ir	Cosphi	Efic.	Ia/Ir
	N°	HP	MVA	kV	kA			
MBBA SUMERG RED C.I. N° 2	1	10.00	0.009641	0.48	0.0116	0.85	0.91	6
VENT ENFRIAD ACEITE E104/105-1	1	10.00	0.009641	0.46	0.0121	0.85	0.91	6
VENT ENFRIAD ACEITE E104/105-2	1	10.00	0.009641	0.46	0.0121	0.85	0.91	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E101-1	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E101-2	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E101-3	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
VENTILADOR EN CABINA 1	1	25.00	0.024	0.46	0.0296	0.85	0.93	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E102-1	1	40.00	0.037	0.46	0.0469	0.85	0.94	6
VENTILADOR EN CABINA 2	1	25.00	0.024	0.46	0.0296	0.85	0.93	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E102-2	1	40.00	0.037	0.46	0.0469	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E102-3	1	40.00	0.037	0.46	0.0469	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E103-1	1	60.00	0.055	0.46	0.0695	0.85	0.95	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E103-2	1	60.00	0.055	0.46	0.0695	0.85	0.95	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E103-3	1	50.00	0.046	0.46	0.058	0.85	0.95	6
BOMBA AUX ACEITE LUBRICANTE	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
VENT ENFRIAD ACEITE E104/105_1	1	10.00	0.009641	0.46	0.0121	0.85	0.91	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E101_1	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E101_2	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E101_3	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
VENTILADOR EN CABINA 1.	1	25.00	0.024	0.46	0.0296	0.85	0.93	6



Nombre	Motores	Pr	Sr	Vr	Ir	Cosphi	Efic.	Ia/Ir
	N°	HP	MVA	kV	kA			
VENTILADOR EN CABINA 2.	1	25.00	0.024	0.46	0.0296	0.85	0.93	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E102_1	1	40.00	0.037	0.46	0.0469	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E102_2	1	40.00	0.037	0.46	0.0469	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E102_3	1	40.00	0.037	0.46	0.0469	0.85	0.94	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E103_1	1	60.00	0.055	0.46	0.0695	0.85	0.95	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E103_2	1	60.00	0.055	0.46	0.0695	0.85	0.95	6
VENTILADOR ENFRIAD GAS E103_3	1	50.00	0.046	0.46	0.058	0.85	0.95	6
BOMBA AUX ACEITE LUBRICANTE.	1	50.00	0.047	0.46	0.0586	0.85	0.94	6
EC-3102	1	20.00	0.019	0.44	0.0248	0.85	0.93	6.7
MOTOR PRESURIZADTG-01B VI-01B	1	15.00	0.014	0.44	0.0188	0.85	0.92	6.7
ENF E-100 MOT VENT GAS-ACEITE	1	20.00	0.019	0.46	0.0239	0.85	0.92	6
MOTOR PRESURIZ TG-01A VI-01A	1	15.00	0.014	0.44	0.0188	0.85	0.92	6.7
ENF E-200 DEL TC'S B	1	20.00	0.019	0.46	0.0239	0.85	0.92	6
BOMBA DE CONTRAINCENDIO	1	75.00	0.069	0.48	0.0833	0.85	0.95	6
OSMOSIS INVERSA PLANTA POTAB	1	60.00	0.055	0.48	0.0666	0.85	0.95	6
BOTE N° 4	1	40.00	0.037	0.48	0.0449	0.85	0.94	6
BOMBA SUMERGIBLE N° 3 POTAB	1	10.00	0.009641	0.48	0.0116	0.85	0.91	6
BOMBA SUMERG N° 4 WC	1	10.00	0.009641	0.48	0.0116	0.85	0.91	6
AGUA HELADA "1"	1	30.00	0.028	0.48	0.034	0.85	0.93	6
CHILLER N° 3 LADO B CARRIER 2	1	160.00	0.146	0.48	0.1759	0.85	0.96	6



Nombre	Motores	Pr	Sr	Vr	Ir	Cosphi	Efic.	Ia/Ir
	N°	HP	MVA	kV	kA			
BOTE 6	1	40.00	0.037	0.48	0.0449	0.85	0.94	6
BOTE 3	1	40.00	0.037	0.48	0.0449	0.85	0.94	6
BOTE 7	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
BOTE 1	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
CHILLER N° 1 LADO A MARCA MAYER	1	74.00	0.068	0.48	0.0822	0.85	0.95	6
CHILLER N° 1 LADO B MARCA MAYER	1	74.00	0.068	0.48	0.0822	0.85	0.95	6
AGUA HELADA "2"	1	30.00	0.028	0.48	0.034	0.85	0.93	6
BOTE 5	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
CHILLER N° 2 LADO A MARCA MAYER	1	74.00	0.068	0.48	0.0822	0.85	0.95	6
COMPRESOR DE SEGURIDAD	1	10.00	0.009641	0.48	0.0116	0.85	0.91	6
BOTE 2	1	20.00	0.019	0.48	0.0229	0.85	0.92	6
CHILLER N° 2 LADO B MARCA MAYER	1	74.00	0.068	0.48	0.0822	0.85	0.95	6

Donde:

- Pr:** Potencia activa nominal en HP.
- Sr:** Potencia nominal en MVA. Este valor se calcula con Ir y Vr.
- Vr:** Voltaje nominal en kV.
- Ir:** Corriente nominal en kA.
- Cosphi:** Factor de potencia cos(phi) a Sr.
- Efic.:** Eficiencia a operación nominal.
- Ia/Ir:** Relación de la corriente de rotor bloqueado a la corriente nominal del motor.

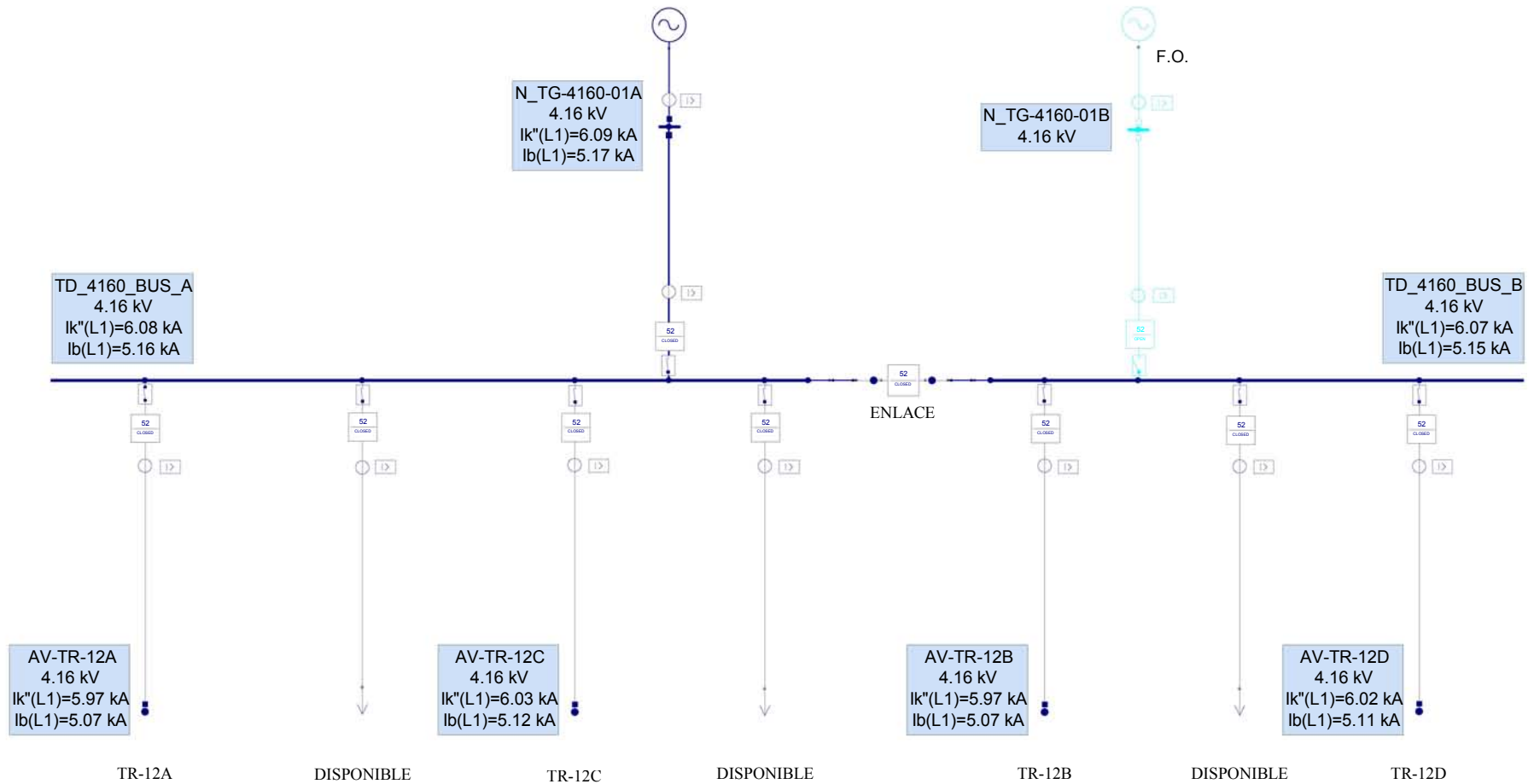


ANEXO B

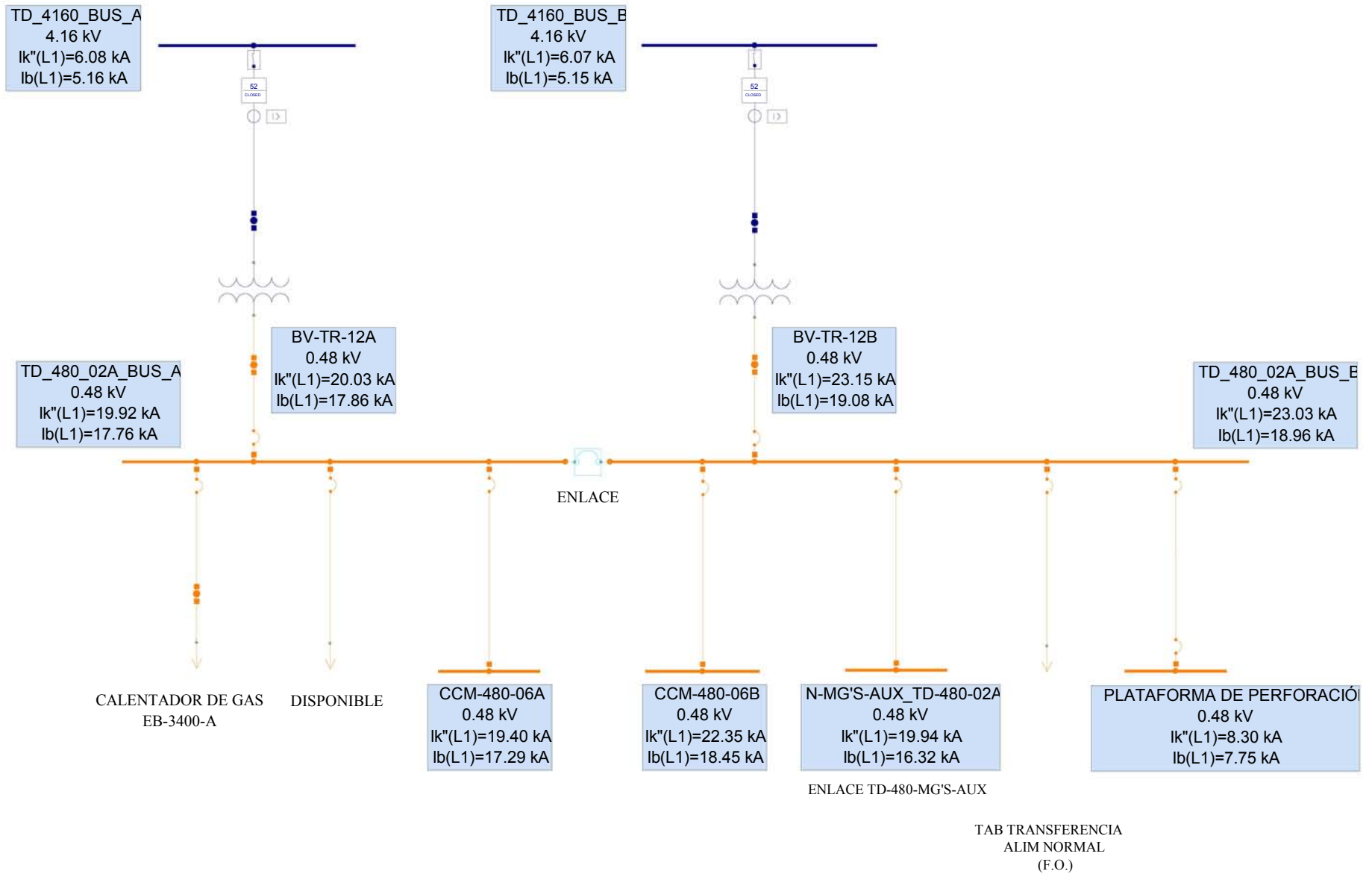
DIAGRAMAS UNIFILARES CON RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO



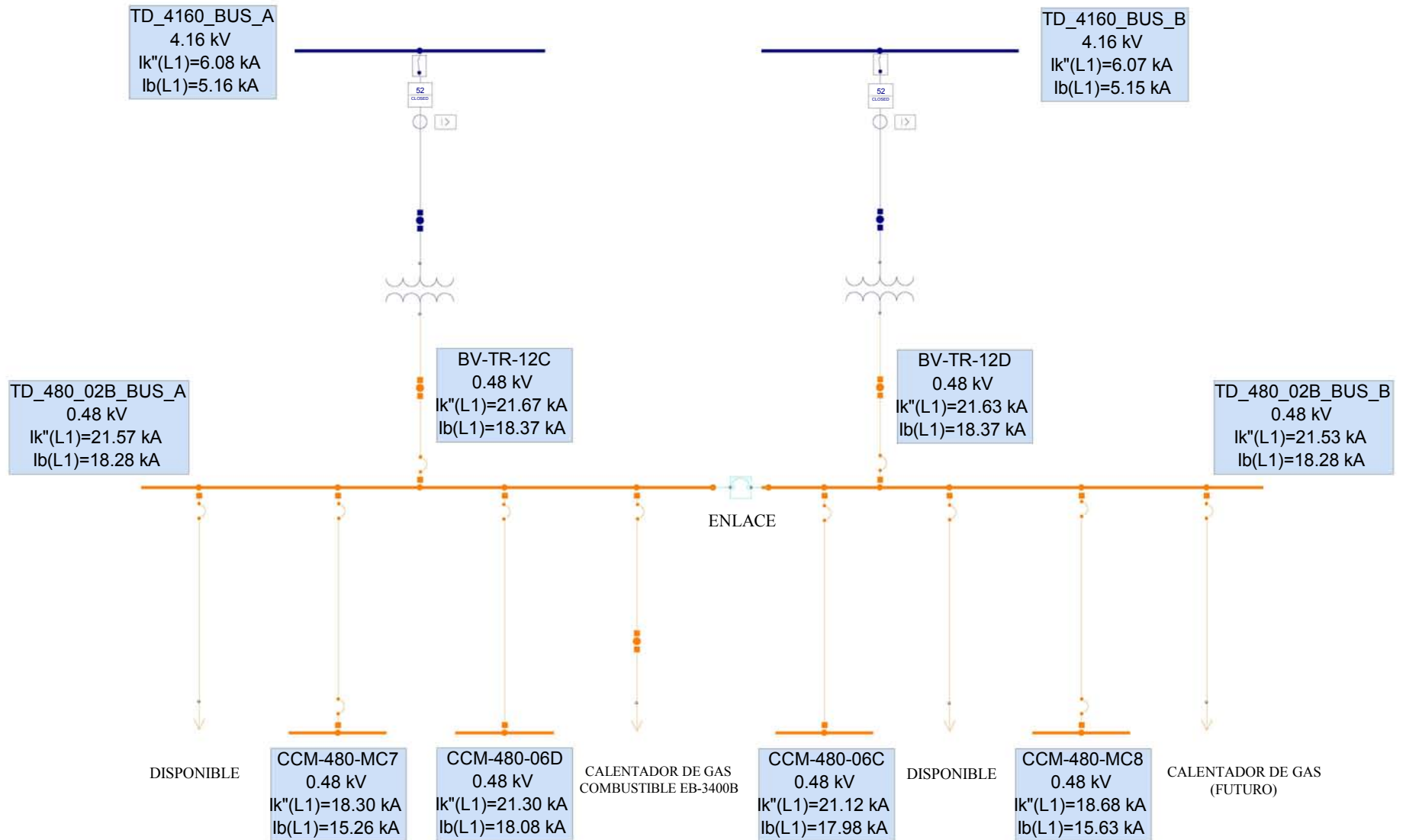
CASO 1 - NIVELES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICOS



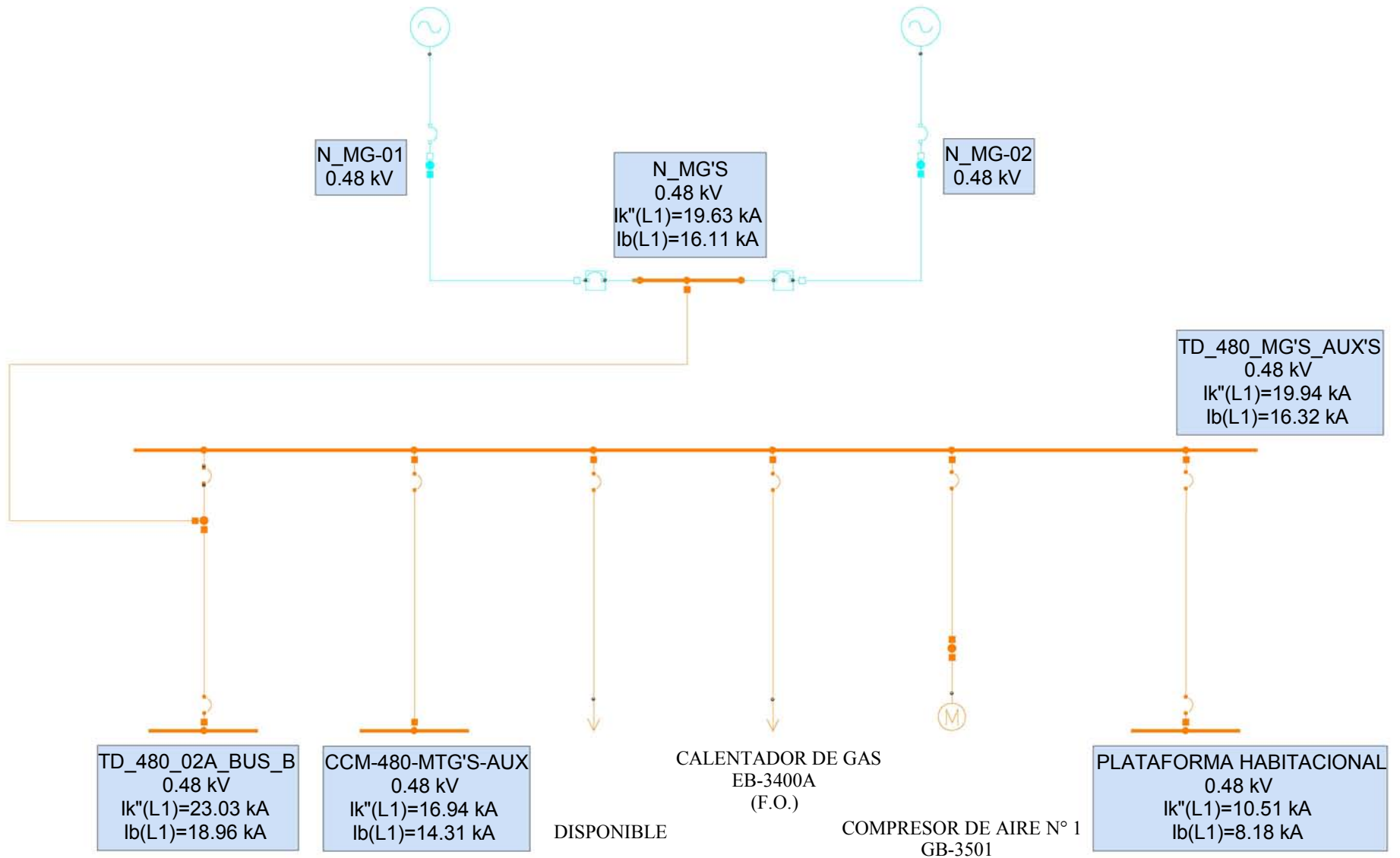
Diag. B.1 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-4160-01 en 4.16 kV



Diag. B.2 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV



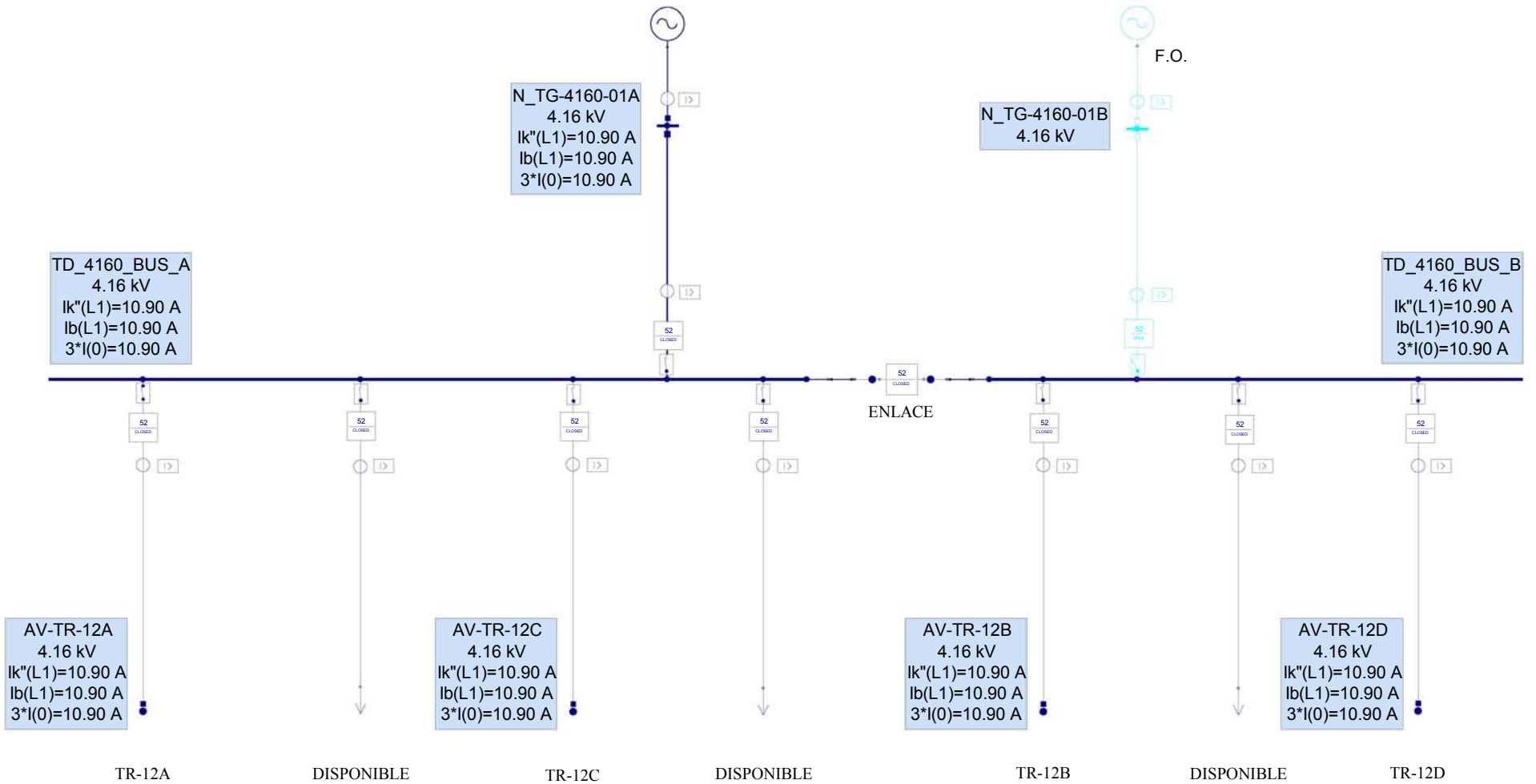
Diag. B.3 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-02B en 4.16/0.48 kV



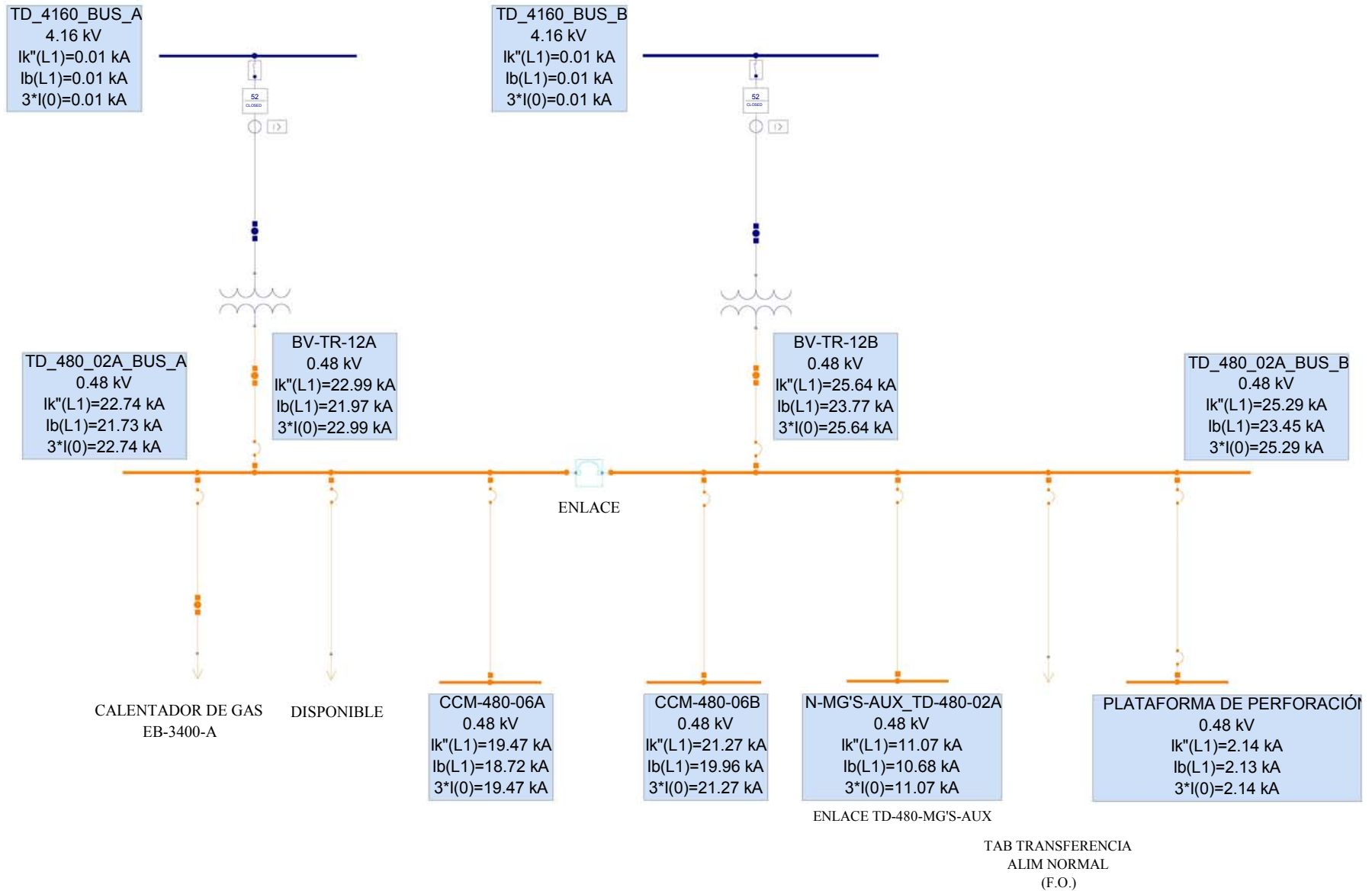
Diag. B.4 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 kV



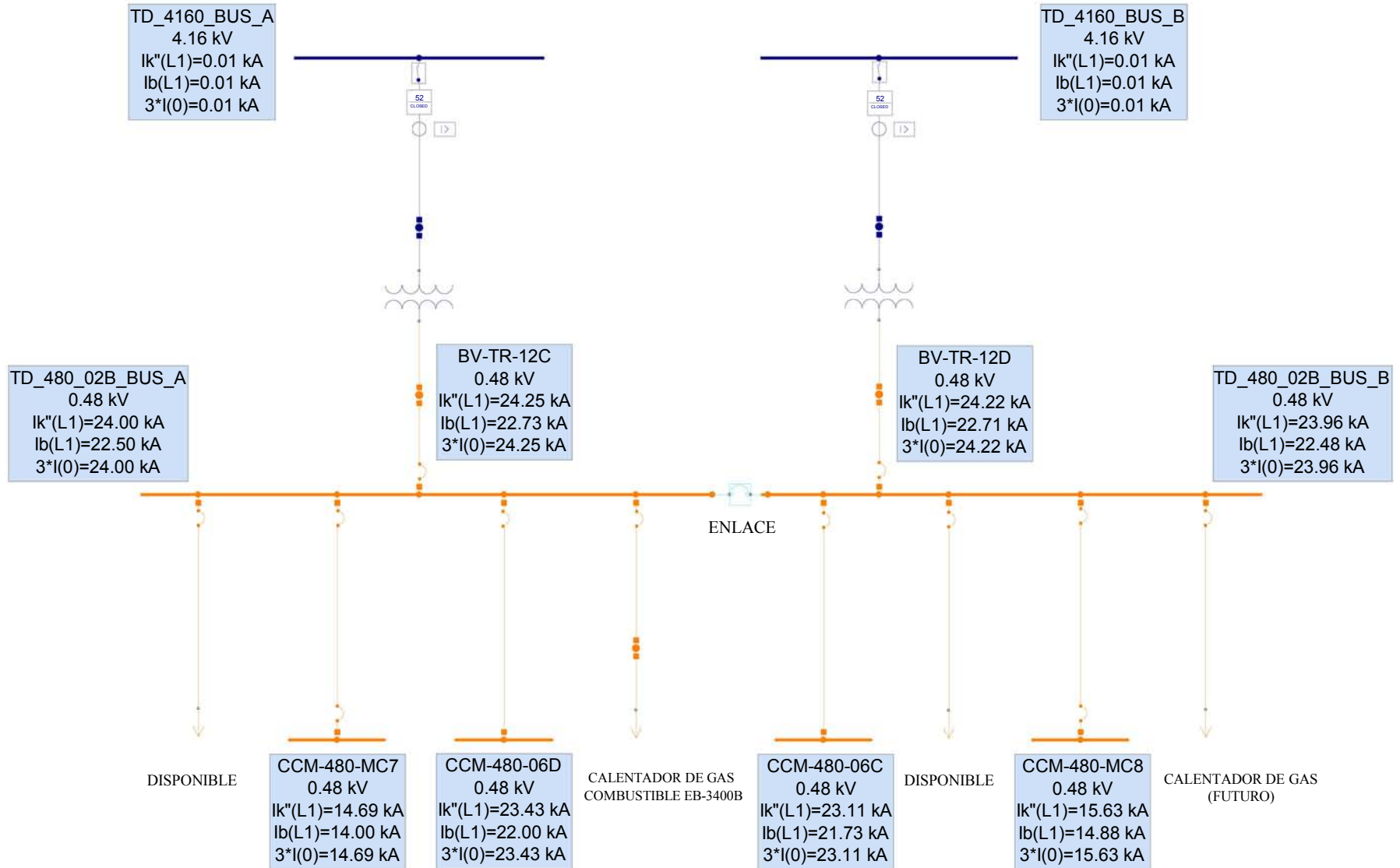
CASO 1 - NIVELES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICOS



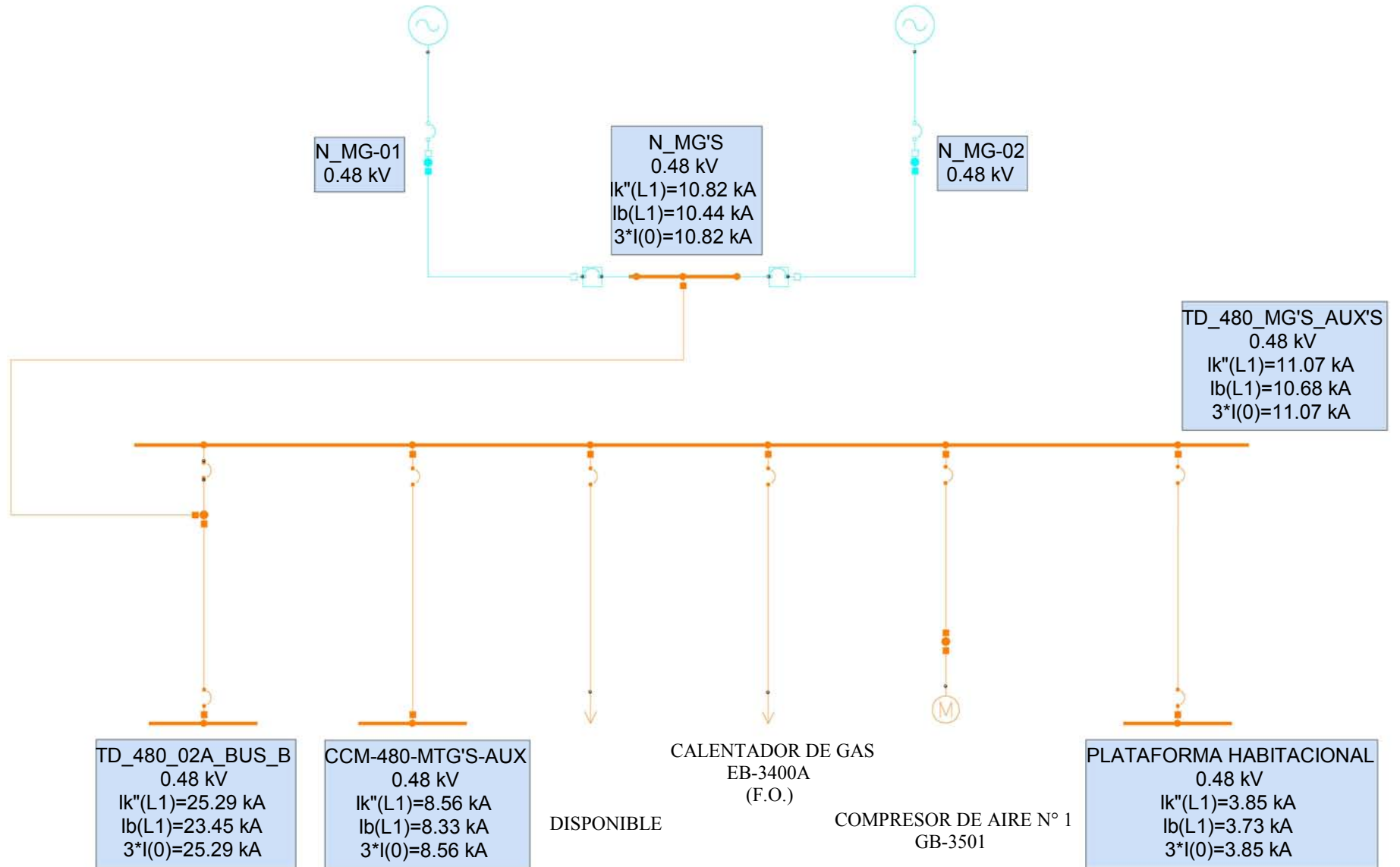
Diag. B.5 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-4160-01 en 4.16 kV



Diag. B.6 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV



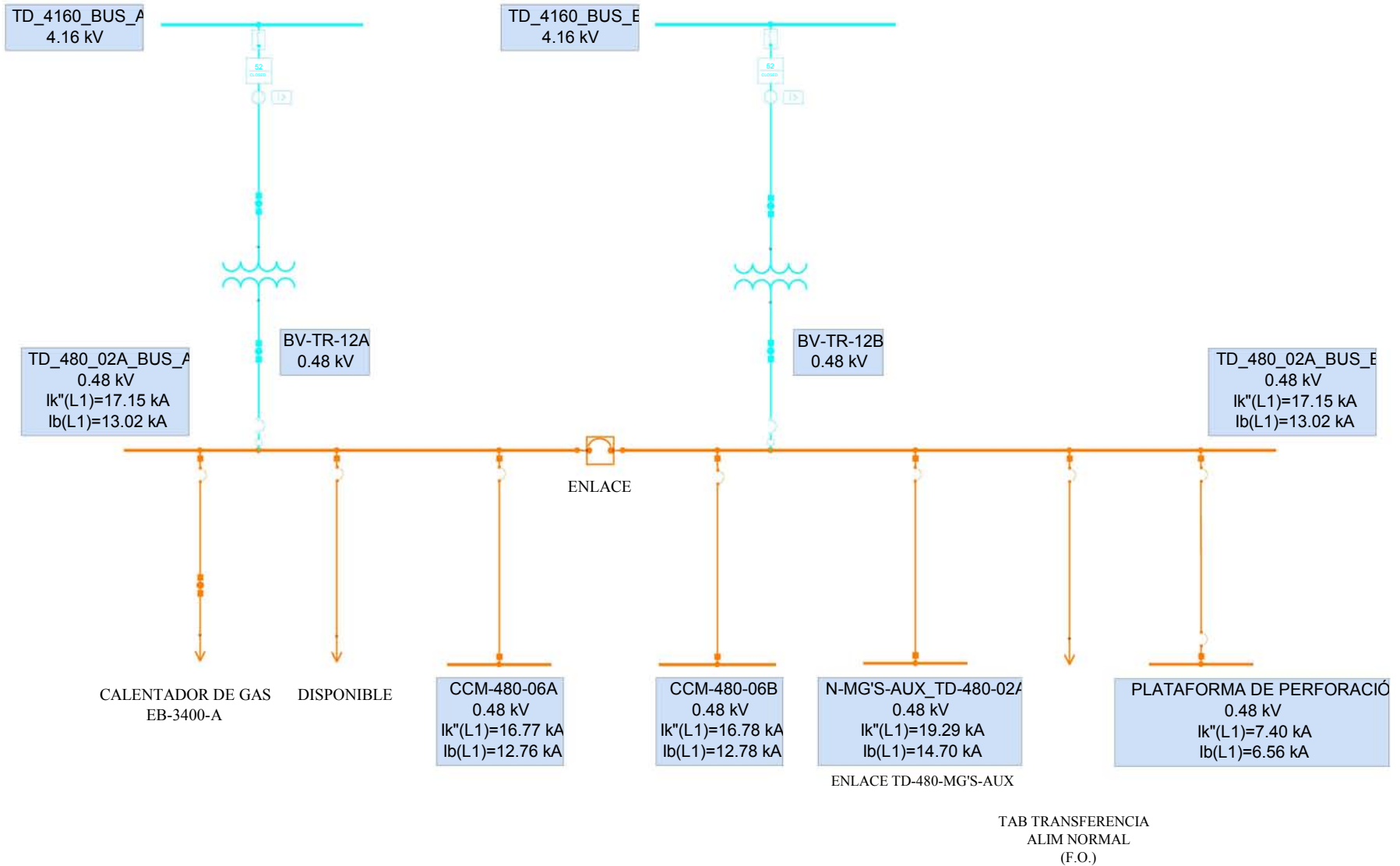
Diag. B.7 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-02B en 4.16/0.48 kV



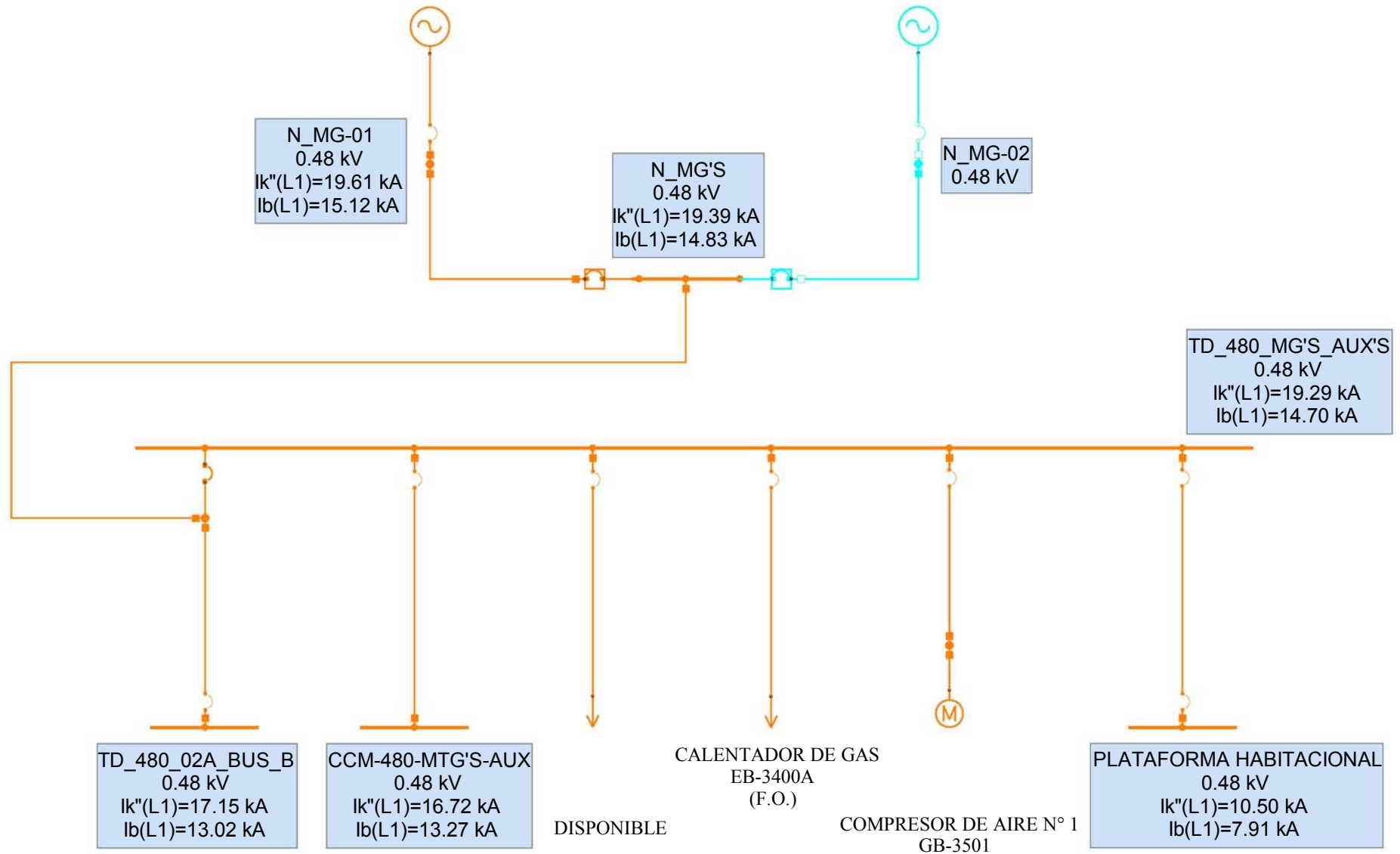
Diag. B.8 - Caso 1 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 kV



CASO 2 - NIVELES DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICOS



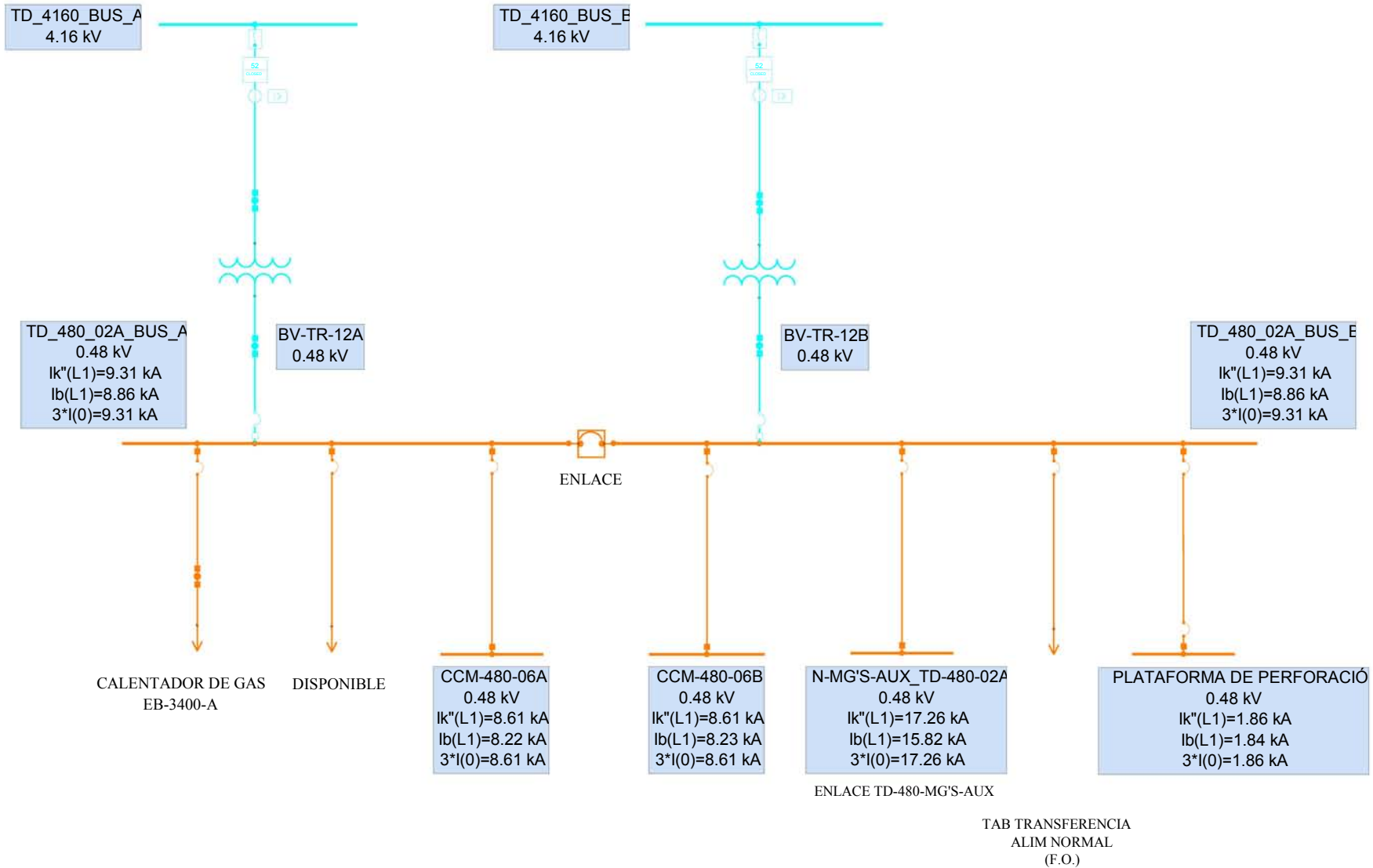
Diag. B.9 - Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV



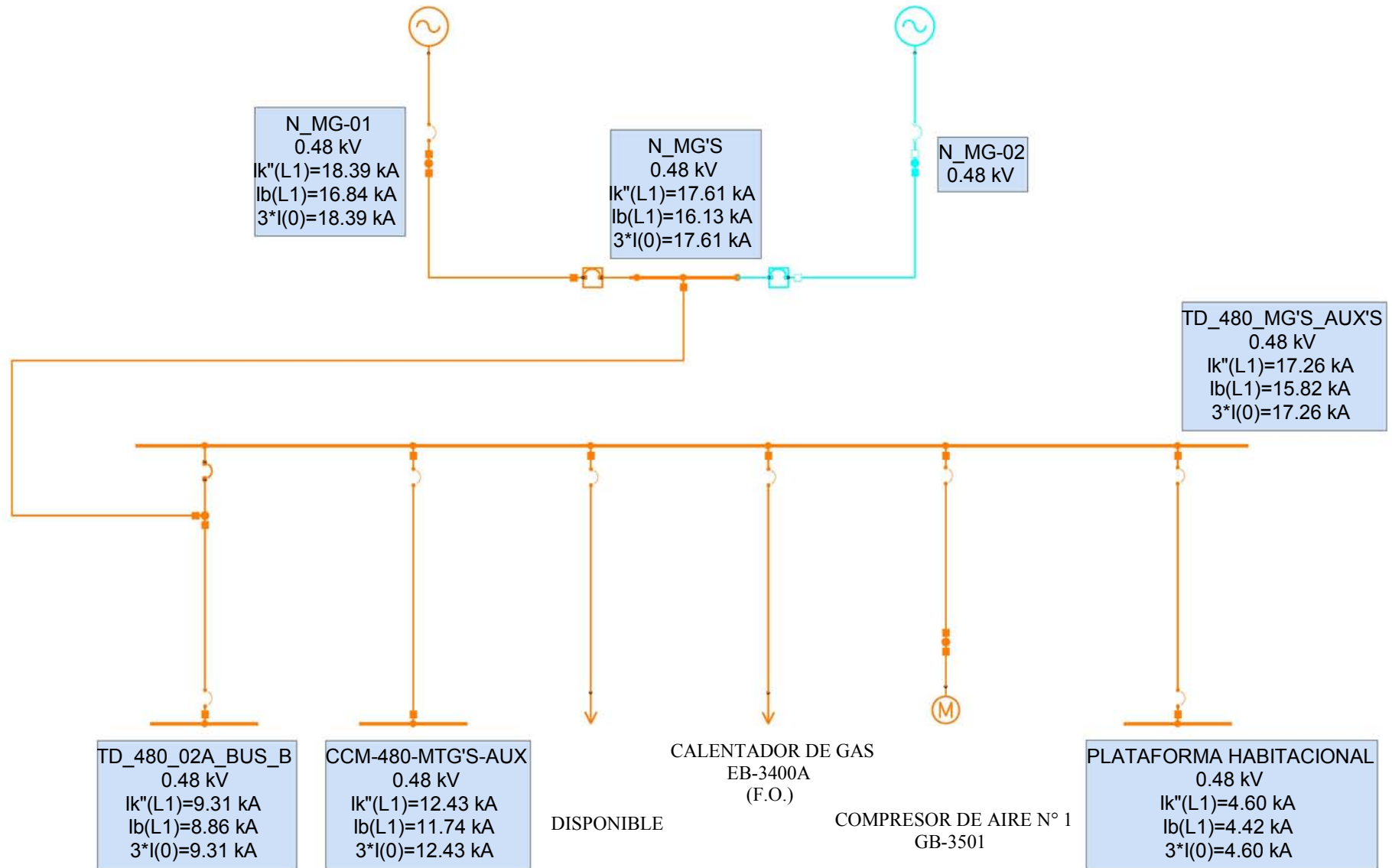
Diag. B.10 - Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Trifásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 kV



CASO 2 - NIVELES DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICOS



Diag. B.11 - Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-02A en 4.16/0.48 kV



Diag. B.12 - Caso 2 - Niveles de Cortocircuito Monofásicos - TD-480-MG'S-AUX'S en 0.48 k