

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CAMPUS ARAGÓN



2005

INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

**CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL 230kV/23kV CONVENCIONAL**

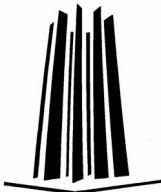
TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

PRESENTA:

ALEXIS MORALES SOLIS

ASESOR: ING. ABEL VERDE CRUZ



FES Aragón

México. D.F. Noviembre 2013



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.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la vida por permitirme vivir este tiempo con mi familia y familiares. Mi madre y mi padre forjaron en todo momento el cariño y el valor de la familia, lo que me permitió crecer y superarme en mis estudios, tienen mi gratitud y agradecimiento por todo el apoyo incondicional que siempre me brindaron.

A mi esposa agradazo por todo el amor, la confianza, paciencia y apoyo en todo momento y lugar, casa, escuela etc. Mi esposa es la mejor compañera y me ha dado la más hermosa Victoria de mi vida.

Para mis hermanos y hermanas les quiero agradecer por haberme siempre apoyado en el sentido emocional y económico, así como cada uno de mis sobrinos por enseñarme a sonreír en momentos difíciles.

De igual forma manifiesto mi más sincero agradecimiento a todos los profesores y compañeros de la carrera de IME por sus valiosos conocimientos y vivencias que me permitieron llegar a este punto de mi vida.

Un especial agradecimiento a la Facultad de Estudios Superiores Aragón, UNAM, por mi estancia y por la nostalgia de tantas vivencias, tantos recuerdos en cada una de tus aulas, laboratorios, recintos de estudio y recreación, en estos años encontré en ti mi segundo hogar.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	i
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	1
1.1 OBJETIVO DEL CAPÍTULO 1.....	1
1.2 EL MARCO REGULATORIO	1
1.2.1 LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	1
1.2.2 LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA.....	2
1.3 LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA.....	2
1.4 INFRAESTRUCTURA DEL (SEN)	3
1.4.1 SERVICIO PÚBLICO.....	3
1.4.1.1 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.....	4
1.4.2 SECTOR PRIVADO.....	4
1.4.2.1 AUTOABASTECIMIENTO.....	5
1.4.2.2 COGENERACIÓN.....	5
1.4.2.3 PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE.....	5
1.4.2.4 PEQUEÑA PRODUCCIÓN.....	6
1.4.2.5 EXPORTACIÓN.....	6
1.4.2.6 IMPORTACIÓN.....	6
1.5 CAPACIDAD INSTALADA	7
1.6 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL.....	8
1.6.1 FUENTES PRIMARIAS PARA GENERAR ELÉCTRICIDAD.....	9
1.6.2 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN	10
1.6.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	10
1.7 SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	11
1.7.1 RED DE TRANSMISIÓN TRONCAL.....	11
1.7.1.1 REDES DE SUBTRANSMISIÓN.....	11
1.7.1.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN.....	12
1.7.2 CARACTERÍSTICAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL.....	12
1.8 TRANSFORMACIÓN Y SUBESTACIONES.....	12
1.9 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	13
1.9.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	13
1.9.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	13
1.10 EL PIB (El Producto Interno Bruto).....	13

1.11	EL CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	14
1.11.1	LAS VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	15
1.11.2	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	16
1.11.2.1	FACTOR DE CARGA.....	16
1.11.2.2	DEMANDA BRUTA.....	16
1.11.2.3	DEMANDA BRUTA POR ÁREA.....	17
1.12	EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	17
1.12.1	CAPACIDAD INSTANTÁNEA.....	17
1.12.2	CAPACIDAD ADICIONAL.....	18
1.12.3	CAPACIDAD DEL SISTEMA.....	18
1.12.4	CAPACIDAD DE RESERVA.....	18
1.13	PROYECCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	19
1.14	ESTIMACIÓN DEL CONSUMO NACIONAL.....	20
CAPÍTULO 2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS SUBESTACIONES.....		22
2.1	TENSIONES.....	22
2.1.1	TENSIÓN ELÉCTRICA (DE UN CIRCUITO).....	22
2.1.2	TENSIÓN ELÉCTRICA NOMINAL.....	22
2.1.3	TENSIÓN ELÉCTRICA NOMINAL DE UTILIZACIÓN.....	23
2.1.4	TENSIÓN ELÉCTRICA DE SERVICIO.....	23
2.1.5	TENSIÓN ELÉCTRICA A TIERRA.....	23
2.1.6	TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS	23
2.1.7	TENSIONES ELÉCTRICAS PREFERENTES.....	24
2.1.8	TENSIONES ELÉCTRICAS RESTRINGIDAS	25
2.1.8.1	TENSIONES ELÉCTRICAS CONGELADAS	25
2.1.9	TENSIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES.....	26
2.2	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA.....	26
2.2.1	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN PLANTAS GENERADORAS.....	27
2.2.2	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN.....	28
2.2.3	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	28
2.2.4	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.....	28
2.3	DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	28
2.3.1	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	30
2.3.1.1	CONSTITUCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	30
2.3.1.1.1	NUCLEO MAGNÉTICO.....	30
2.3.1.1.1.1	NUCLEO TIPO COLUMNAS.....	31

2.3.1.1.1.1	NUCLEO TIPO COLUMNA MONOFÁSICO.....	31
2.3.1.1.1.2	NUCLEO TIPO COLUMNA TRIFÁSICO.....	33
2.3.1.1.2	NUCLEO TIPO ACORAZADO	34
2.3.1.1.2	DEVANADOS (CIRCUITO ELÉCTRICO).....	34
2.3.1.1.3	BASTIDOR.....	35
2.3.1.1.4	TANQUE PRINCIPAL.....	36
2.3.1.1.4.1	LÍQUIDO AISLANTE.....	36
2.3.1.2	CONEXIONES PRINCIPALES DEL TRANSFORMADOR.....	36
2.3.1.2.1	CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA (Y–Y)	37
2.3.1.2.1.1	CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA CON TERCARIO Δ	37
2.3.1.2.2	CONEXIÓN DELTA – DELTA (Δ – Δ).....	37
2.3.1.2.4	CONEXIÓN ESTRELLA – DELTA (Y– Δ)	38
2.3.1.2.5	CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA PARA UN NUCLEO TRIFÁSICO.....	38
2.3.1.3	SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR.....	39
2.3.1.3.1	SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO FORZADOS.....	39
2.3.1.4	CAMBIADOR DE DERIVACIONES.....	40
2.3.1.5	BOQUILLAS.....	41
2.3.1.6	TANQUE CONSERVADOR (TANQUE DE EXPANSIÓN).....	41
2.3.1.7	ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	42
2.3.1.8	ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UN TRANSFORMADOR.....	42
2.3.1.9	TIPOS DE TRANSFORMADORES.....	43
2.3.1.9.1	AUTOTRANSFORMADOR.....	43
2.3.1.9.2	TRANSFORMADORES SECOS.....	44
2.3.2	DISPOSITIVOS DE MANIOBRA.....	44
2.3.2.1	INTERRUPTOR DE POTENCIA.....	45
2.3.2.1.1	CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO.....	46
2.3.2.1.2	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO.....	46
2.3.2.1.3	MECANISMO DE RESORTE	47
2.3.2.1.4	INTERRUPTORES DE RUPTURA EN SF ₆	47
2.3.2.1.4.1	PROPIEDADES DEL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF ₆).....	48
2.3.2.1.5	INTERRUPTORES DE RUPTURA EN VACÍO.....	49
2.3.2.2	SECCIONADORES.....	50
2.3.2.2.1	CONSTRUCCIÓN DE LOS SECCIONADORES.....	50
2.3.2.2.2	SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA.....	52
2.3.2.3	FUSIBLES CORTACIRCUITOS.....	52
2.3.3	TRANSFORMADORES DE MEDIDA.....	53
2.3.3.1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's).....	53

2.3.3.1.1 CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)...	54
2.3.3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's).....	55
2.3.3.2.1 CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)...	55
2.3.4 BARRAS COLECTORAS.....	56
2.3.5 APARTARRAYOS.....	56
2.3.5.1 APARTARRAYOS DE EXPLOSORES Y CARBURO DE SILICIO.....	57
2.3.5.2 APARTARRAYOS DE ÓXIDOS METÁLICOS.....	58
2.3.6 SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA (EL SISTEMA DE TIERRA)....	58
2.3.7 BANCO DE TIERRA (REACTOR DE NEUTRO ARTIFICIAL).....	59
2.3.8 SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN (PCyM).....	60
2.3.8.1 TRANSDUCTORES.....	60
2.3.8.2 SENSORES.....	60
2.3.8.3 BATERÍAS.....	61
2.3.8.4 DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN (INTERRUPTOR).....	61
2.3.8.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES.....	61
2.3.8.5.1 RELEVADORES MICROPROCESADOS MULTIFUNCIONALES.....	61
2.3.8.6 SISTEMAS DE CONTROL.....	62
2.3.8.7 SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	63
2.3.9 SISTEMAS DE COMUNICACIONES (SUPERVISIÓN Y TELECONTROL).....	63
2.3.9.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR).....	64
2.3.9.2 EQUIPO DE TELECOMUNICACIÓN.....	65
2.3.9.2.1 ONDA PORTADORA POR LÍNEA DE ALTA TENSIÓN (OPLAT).....	65
2.3.9.2.1.1 TRAMPAS DE ONDA.....	66
2.3.9.2.1.2 CONDENSADOR DE ACOPLAMIENTO.....	66
2.3.9.2.1.3 TERMINAL OPLAT.....	66
2.3.9.2.2 ENLACES DE FIBRA ÓPTICA.....	67
2.3.9.2.2.1 EQUIPO TERMINAL ÓPTICO (E.T.O.).....	68
2.3.10 AISLADORES.....	69
2.3.10.1 AISLADORES SOPORTE.....	69
2.3.10.2 AISLADORES DE SUSPENSIÓN.....	69
2.3.11 REACTORES.....	70
2.3.12 BANCO DE CAPACITORES.....	70
2.3.13 SISTEMAS AUXILIARES.....	71
2.3.13.1 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.....	71
2.3.13.2 CARGADOR Y BANCO DE BATERÍAS	72
2.3.13.2.1 CICLO DE OPERACIÓN DEL CARGADOR DE BATERÍAS.....	72
2.4 TIPOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA.....	73

2.4.1	SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE (CONVENCIONAL).....	73
2.4.1.1	SUBESTACIÓN TIPO INTEMPERIE.....	74
2.4.1.2	SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR.....	75
2.4.1.3	SUBESTACIÓN TIPO BLINDADA.....	75
2.4.2	SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS (GIS).....	75
2.4.2.1	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA ENCAPSULADA.....	76
2.4.3	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA HÍBRIDA (HIS).....	77
2.4.4	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA MÓVIL.....	78
2.5	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES.....	78
2.5.1	PLANIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.....	79
2.6	ARREGLOS DE LAS SUBESTACIONES (DIAGRAMA DE CONEXIONES).....	80
2.6.1	DIAGRAMAS DE CONEXIONES TÍPICOS	82
2.6.1.1	ARREGLO DE BARRA SENCILLA	82
2.6.1.2	ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO.....	83
2.6.1.2.1	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INSTALADA Y FIRME.....	85
2.6.1.3	ARREGLO EN ANILLO.....	86
2.7	COMPARACIÓN DE DIMENSIONES	87
CAPÍTULO 3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL 230/23 kV CONVENCIONAL.....		88
3.1	OBJETIVOS Y APLICACIONES DE UNA SUBESTACIÓN MÓVIL.....	88
3.2	DIAGRAMA UNIFILAR.....	88
3.2.1	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	90
3.3	SECCIONADOR TRIFÁSICO CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA.....	90
3.3.1	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS CUCHILLAS.....	90
3.3.1.1	TENSIONES DE CONTROL PARA LAS CUCHILLAS.....	91
3.3.2	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LAS CUCHILLAS.....	92
3.3.3	COLUMNAS DE AISLADORES SOPORTE.....	92
3.3.3.1	BASTIDORES PARA LAS CUCHILLAS.....	93
3.3.4	MECANISMO DE OPERACIÓN DE LAS CUCHILLAS.....	93
3.3.5	SEÑALIZACIÓN Y BLOQUEOS.....	93
3.4	INTERRUPTORES TRIFÁSICOS DE POTENCIA EN SF6.....	94
3.4.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS INTERRUPTORES.....	94
3.4.2	CORRIENTES NOMINALES Y CORRIENTES INTERRUPTIVAS.....	94
3.4.2.1	CORRIENTE NOMINAL.....	95
3.4.2.2	CORRIENTE INTERRUPTIVA DE CORTOCIRCUITO.....	95
3.4.2.3	CORRIENTE DE AGUANTE DE CORTA DURACIÓN.....	95
3.4.2.4	CORRIENTE DE CIERRE EN CORTOCIRCUITO.....	95

3.4.2.5	CORRIENTE INTERRUPTIVA EN OPOSICIÓN DE FASES.....	95
3.4.3	TENSIONES TRANSITORIAS DE RECUPERACIÓN.....	96
3.4.4	DISTANCIA DE FUGA Y NIVEL DE CONTAMINACIÓN.....	96
3.4.5	DISTANCIAS MÍNIMAS DE ASILAMIENTO DE LOS INTERRUPTORES.....	96
3.4.6	CICLO NOMINAL DE OPERACIÓN.....	97
3.4.6.1	SIMULTANEIDAD EN LA OPERACIÓN DE LOS POLOS.....	98
3.4.6.2	TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN.....	98
3.4.6.3	TIEMPO DE CIERRE.....	98
3.4.7	CÁMARAS DE EXTINCIÓN.....	98
3.4.8	BOBINAS DE APERTURA (DISPARO) Y CIERRE.....	99
3.4.9	MECANISMO DE OPERACIÓN.....	99
3.4.9.1	CONDICIONES DE CIERRE, APERTURA Y/O DISPARO.....	100
3.4.9.2	OPERACIÓN MANUAL DEL MECANISMO.....	100
3.4.9.3	BLOQUEOS.....	100
3.4.10	INDICADOR VISUAL DE LA POSICIÓN DE CIERRE Y APERTURA.....	101
3.4.11	CONECTORES TERMINALES.....	101
3.5	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's).....	101
3.5.1	TENSIONES NOMINAL Y NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS TC'S.....	101
3.5.2	CORRIENTES NOMINALES.....	102
3.5.3	CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO DE LOS TC's.....	102
3.5.3.1	CORRIENTE TÉRMICA.....	103
3.5.3.2	CORRIENTE DINÁMICA.....	103
3.5.4	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, CARGA Y CLASE DE PRECISIÓN.....	103
3.6	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's).....	104
3.6.1	TENSIONES NOMINALES Y NIVELES DE AISLAMIENTO DE LOS TP's.....	104
3.6.2	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS TP's.....	105
3.6.3	LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TP's.....	105
3.6.4	CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	105
3.6.5	DIMENSIONES Y AISLAMIENTO DE PORCELANA.....	106
3.7	APARTARRAYOS PARA 230 kV.....	106
3.7.1	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS APARTARRAYOS 230 kV.....	107
3.7.1.1	CAPACIDAD DE ALIVIO DE PRESIÓN.....	107
3.7.1.2	IMPULSO DE CORRIENTE POR RAYO.....	107
3.7.1.3	IMPULSO DE CORRIENTE POR MANIOBRA.....	107
3.7.1.4	CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA (I_n).....	107
3.7.1.5	SOBRETENSIÓN Y NIVEL DE PROTECCIÓN AL IMPULSO.....	108
3.7.1.6	TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINÚA.....	108

3.7.1.7	TENSIÓN RESIDUAL.....	108
3.7.1.8	TENSIONES DE AGUANTE DE LAS PORCELANAS.....	108
3.7.1.9	CAPACIDAD DE ENERGÍA.....	109
3.8	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	109
3.8.1	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR.....	109
3.8.1.2	TENSIONES NOMINALES.....	110
3.8.1.3	NÚCLEO.....	110
3.8.1.4	DEVANADOS.....	110
3.8.1.4.1	CORRIENTE DE EXCITACIÓN.....	111
3.8.1.5	CORRIENTE NOMINAL.....	111
3.8.1.6	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.....	112
3.8.1.7	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y TOLERANCIA.....	112
3.8.1.8	PÉRDIDAS A FRECUENCIA Y POTENCIA NOMINALES.....	112
3.8.1.9	IMPEDANCIA.....	113
3.8.1.10	EFICIENCIAS.....	113
3.8.2	BOQUILLAS.....	113
3.8.3	CAMBIADOR DE DERIVACIÓN BAJO CARGA	115
3.8.3.1	REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	115
3.8.4	CAMBIADOR DE DERIVACIÓN SIN CARGA.....	115
3.8.5	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO BOQUILLA.....	116
3.8.6	CLASE DE ENFRIAMIENTO.....	116
3.8.6.1	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO.....	116
3.8.6.2	EQUIPO PARA CIRCULACIÓN FORZADO DE ACEITE.....	118
3.8.7	TANQUE PRINCIPAL.....	118
3.8.8	TANQUE CONSERVADOR DE ACEITE.....	118
3.8.9	REACTOR.....	119
3.8.9.1	LÍMITE DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL REACTOR.....	120
3.9	APARTARRAYOS PARA 23 kV.....	120
3.10	CABLE DE 23 kV.....	120
3.11	INTERRUPTORES TRIFÁSICOS DE POTENCIA EN 23 kV.....	122
3.11.1	CICLO DE OPERACIÓN.....	123
3.12	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN 23 kV.....	123
3.12.1	CORRIENTE TÉRMICA DE CORTO CIRCUITO.....	123
3.12.2	VALORES DE TENSIÓN Y NIVEL DE AISLAMIENTO.....	123
3.12.3	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN PARA TC's DE 23 kV.....	124
3.13	CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA PARA 23 kV.....	124
3.13.1	MECANISMO DE OPERACIÓN.....	125

3.13.2	CONTACTOS PRINCIPALES Y PARTES CONDUCTORAS.....	126
3.13.3	COLUMNAS DE AISLADORES DE PORCELANA.....	126
3.14	TRANSFORMADOR DE SERVICIO DE ESTACIÓN.....	126
3.14.1	CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIO DE ESTACIÓN	127
3.15	CORTA CIRCUITO FUSIBLE.....	128
3.15.1	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CORTA CIRCUITO FUSIBLE.....	128
3.16	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 23 kV.....	129
3.16.1	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TP'S EN 23 kV.....	129
3.17	LÁMPARA TESTIGO DE TENSIÓN.....	130
3.18	SALÓN DE TABLEROS y MÓDULOS DE PCyM (MÓVIL 5).....	130
3.18.1	TABLEROS EN MEDIA TENSIÓN (23 kV).....	130
3.18.1.1	DESIGNACIÓN DE CELDAS GABINETES 23 kV.....	131
3.18.1.2	CELDAS DE ALIMENTADORES EN 23 kV.....	131
3.18.1.2.1	MECANISMO DE OPERACIÓN DE LAS CUCHILLAS EN 23 kV.....	132
3.18.1.2.2	AISLADOR TESTIGO PARA LAS CUCHILLAS EN 23 kV.....	133
3.18.1.3	CELDA DE ACOMETIDA.....	133
3.18.1.4	CARACTERÍSTICAS EN COMÚN DE LOS INTERRUPTORES.....	133
3.18.1.5	CELDA DE SERVICIO DE ESTACIÓN.....	134
3.18.1.6	ELEMENTOS COMUNES DE CADA SECCIÓN.....	134
3.18.2	MÓDULOS DE PCyM.....	135
3.18.2.1	PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV.....	135
3.18.2.2	PROTECCIÓN DEL BANCO DE POTENCIA.....	136
3.18.2.3	PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES "ALIM-21 Y ALIM-22".....	137
3.18.3	EQUIPO DE COMUNICACIONES.....	137
3.18.4	GABINETES Y COMPARTIMENTOS.....	138
3.18.4.1	CARGADOR Y BANCO DE BATERÍAS.....	138
3.18.4.1.1	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CARGADOR.....	139
3.18.4.1.2	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL BANCO DE BATERÍAS.....	139
3.18.4.2	ALUMBRADO Y AIRE ACONDICIONADO.....	140
3.18.4.3	ALARMAS Y SEÑALIZACIONES.....	140
3.18.4.4	GABINETES DE CONEXIÓN DE LOS CABLES DE CONTROL.....	141
CAPÍTULO 4. INSTALACIÓN Y PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL		142
4.1	PROCEDIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	142
4.2	PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN MÓVIL.....	142
4.2.1	SOLICITUD Y AUTORIZACIÓN DE PRESUPUESTO.....	143

4.2.2	ADQUISICIÓN DE PREDIO.....	143
4.2.2.1	DERECHO DE VÍA.....	144
4.2.2.2	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ELÉCTRICA.....	146
4.2.2.3	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD FÍSICA.....	146
4.2.2.3.1	CONDICIONES FÍSICAS DEL TERRENO.....	146
4.2.2.3.2	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	147
4.2.2.3.2.1	PROTECCIÓN AMBIENTAL.....	147
4.2.2.4	UBICACIÓN DEL TERRENO PARA LA SUBESTACIÓN.....	148
4.2.2.4.1	ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	149
4.2.2.4.1.1	CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO.....	149
4.2.2.4.1.2	MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	150
4.2.2.4.2	ESTUDIO DE MECÁNICA DE SUELOS.....	150
4.2.2.5	FACTIBILIDAD JURÍDICA.....	150
4.2.2.5.1	ADQUISICIÓN DEL DERECHO DE VÍA.....	151
4.2.3	ADQUISICIÓN DE EQUIPOS.....	152
4.2.3.1	IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	152
4.2.3.1.1	CONSECUENCIAS DEL CORTO CIRCUITO.....	152
4.2.3.1.2	SÍNTESIS DEL CÁLCULO DEL CORTOCIRCUITO.....	153
4.2.3.2	ADQUISICIÓN DE EQUIPOS EN BASE A DISEÑO Y ESTUDIOS.....	154
4.2.3.3	ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS Y MATERIALES.....	154
4.2.3.3.1	ESPECIFICACIONES GENERALES DE LAS PLATAFORMAS.....	155
4.2.3.3.1.1	DIMENSIONES DE LAS PLATAFORMAS MÓVILES.....	155
4.2.3.3.1.2	PESO SOBRE LA PLATAFORMA.....	156
4.2.3.3.1.3	SISTEMA DE ENGANCHE, FRENOS Y GATOS.....	156
4.2.3.3.1.4	SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PLATAFORMA MÓVIL.....	157
4.2.3.3.1.5	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LA PLATAFORMA.....	157
4.2.3.3.1.5.1	SISTEMAS DE APOYO.....	157
4.2.3.3.1.5.2	PISO.....	158
4.2.3.3.1.6	DETECTOR DE IMPACTOS.....	158
4.2.3.3.1.7	PLACA DE DATOS DE LA PLATAFORMA.....	158
4.2.3.4	NOMENCLATURA.....	158
4.2.4	ELABORACIÓN DEL PROYECTO DE LA SUBESTACIÓN.....	159
4.2.4.1	ELABORACIÓN DE PLANOS.....	159
4.2.4.2	PROYECTO DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.....	159
4.2.4.3	REALIZACIÓN DE PROYECTO CIVIL.....	160
4.2.4.4	REALIZACIÓN DE PROYECTO ELECTROMECAÁNICO.....	161
4.2.5	PERMISOS Y LICENCIAS.....	161

4.2.6	CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA.....	162
4.2.6.1	ADMINISTRACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA.....	162
4.2.6.1.1	PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA.....	162
4.2.6.1.1.1	COMISIÓN DE SEGURIDAD E HIGIENE DE LA OBRA.....	163
4.2.6.2	ESPECIFICACIONES AMBIENTALES PARA LA CONSTRUCCIÓN.....	163
4.2.6.2.1	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS.....	164
4.2.6.2.2	MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS LÍQUIDOS.....	164
4.2.6.3	CONSTRUCCIÓN DE LA BARRA PERIMETRAL.....	165
4.2.6.3.1	DISTANCIA DE SEGURIDAD ELÉCTRICA.....	166
4.2.6.4	INSTALACIÓN DE LOS MARCOS DE REMATE Y DERIVACIÓN.....	166
4.2.6.4.1	INSTALACIÓN DE LOS MARCOS DE REMATE.....	166
4.2.6.4.2	DERIVACIÓN DE LA LÍNEA.....	167
4.2.6.5	DISPOSICIÓN DE LAS PLATAFORMAS.....	169
4.2.6.6	CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL.....	170
4.2.6.6.1	MANIOBRAS DEL EQUIPO ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	171
4.2.6.6.2	CONEXIÓN A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y BARRAS DE 230 kV....	171
4.2.6.6.3	CONEXIÓN EN MEDIA TENSIÓN.....	173
4.2.7	PUESTA EN SERVICIO.....	174
4.2.7.1	DISPOSICIONES AMBIENTALES PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	174
4.2.7.2	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN.....	175
4.2.7.3	SALIDA DE LOS ALIMENTADORES EN 23 kV.....	175
4.2.7.4	MANIOBRAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO EN 230 kV.....	177
4.2.7.5	MANIOBRAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO EN 23 kV.....	178
4.2.7.6	ADMINISTRACIÓN DE LA PUESTA EN SERVICIO.....	178
4.2.7.7	ESPECIFICACIONES PARA LA TERMINACIÓN DE LA OBRA.....	179
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO.....		180
5.1	ANÁLISIS ECONÓMICO COSTO / BENEFICIO DE LA SUBESTACIÓN.....	180
5.2	EL ENTORNO DE LA PROBLEMÁTICA.....	180
5.2.1	PERDIDAS EN ALIMENTADORES.....	181
5.3	SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA.....	181
5.4	DESCRIPCIÓN DE LA OBRA.....	181
5.5	PRONÓSTICO OFERTA – DEMANDA DE ENERGÍA.....	182
5.6	EVALUACIÓN Y FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	183
5.6.1	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	184
5.6.2	COSTOS ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	184

5.6.3	INVERSIÓN PARA REALIZACIÓN DEL PROYECTO.....	185
5.6.4	DETALLES DE LOS COSTOS.....	186
5.7	BENEFICIO QUE BRINDA LA SUBESTACIÓN.....	186
5.7.1	INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	187
5.7.2	AHORROS POR NO UTILIZAR ALIMENTADORES LARGOS.....	187
5.8	DESVENTAJAS DEBIDAS A LA INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	188
5.9	RENTABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN.....	188
5.9.1	CÁLCULO ECONÓMICO BENEFICIO / COSTO.....	189
5.10	CONCLUSIÓN ECONÓMICA.....	189
	CONCLUSIONES.....	190
	ANEXO 1. PLANOS.....	
	PLANO GENERAL 1.....	191
	PLANO 2. PLANTA GENERAL.....	192
	PLANO 3. DETALLE DEL REMATE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA EN 230 kV... ..	193
	PLANO 4. DETALLE DE LAS PLATAFORMAS MÓVILES.....	194
	PLANO 5. TABLEROS 23 kV Y CUARTO DE PCyM, DISPOSICIÓN Y DIMENSIONES.....	195
	ANEXO 2. PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.....	196
	FILOSOFÍA DE LAS PROTECCIONES.....	196
	Protección Primaria.....	196
	Protección De Respaldo.....	196
	CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES.....	197
	CLASIFICACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES.....	198
	Relevador De Sobrecorriente.....	198
	Protección De Sobrecorriente Direccional.....	199
	Protección Diferencial.....	199
	Relevador De Protección De Distancia.....	200
	Protección de Hilo Piloto.....	200
	NUMERACIÓN Y FUNCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	201
	Sufijos Para Protecciones.....	203
	EQUIPOS DE MEDICIÓN.....	204
	Ampérmetros (Am).....	205
	Vóltmetros (Vm).....	205
	Wáttmetros (Wm).....	205

Vármetros (VARM).....	205
Watthorímetro (WHM).....	205
Varhorímetros (VARHM).....	206
Frecuencímetros (Fm).....	206
Multimedidor (Mm).....	206
ANEXO 3. NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA.....	207
OBJETIVO DEL ANEXO 3.....	207
NORMALIZACIÓN.....	207
NOMENCLATURA DE EQUIPO EN PROYECTOS.....	208
Nomenclatura De Operación Sistema De CFE.....	208
Clave De Tensiones.....	209
Interruptores.....	209
Cuchillas.....	210
Transformadores.....	210
Bancos De Capacitares.....	211
NOMENCLATURA GENERAL REGLAMENTO INTERNO.....	211
Colores De Las Tensiones De Operación.....	211
Identificación del Equipo de una Subestación.....	211
SIMBOLOGÍA.....	213
ANEXO 4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	218
DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIONES.....	218
CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD.....	218
DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	219
PERSONAL EN LA SUBESTACIÓN.....	220
TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.....	220
GLOSARIO.....	225
BIBLIOGRAFÍA.....	236

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un insumo indispensable para las diferentes actividades productivas del país, el desarrollo de la economía y la producción de bienes y servicios están estrechamente ligados al consumo de la energía eléctrica, por lo tanto el bienestar del país y la sociedad se basa directamente en la industria eléctrica.

En este tenor en los últimos años, el crecimiento poblacional de la zona centro del país se ha incrementado explosivamente, principalmente por desarrollos habitacionales, así mismo la expansión de polos de desarrollos industriales y comerciales han demandado los requerimientos de infraestructura para dotar de servicios públicos como agua, drenaje, electricidad y vías de comunicación. La importancia radica en satisfacer plenamente estos requerimientos a corto, mediano y largo plazo, proyectando con sentido común los nuevos centros de población, sin interferir y desatender el progreso de poblaciones aledañas.

Un MVA es la unidad que se utiliza para indicar la capacidad de transformación y distribución de una planta o subestación eléctrica y que equivale a 1 megawatt de energía. Diversos cálculos de empresas de generación y distribución eléctrica internacionales señalan que un megawatt sirve para atender las necesidades de entre 225 y 900 viviendas dependiendo de que tanta energía consuman.

El déficit eléctrico en la zona metropolitana se ha incrementado considerablemente debido al desbastó de energía eléctrica que ha provocado el gran crecimiento poblacional, aunado al continuo número de proyectos de viviendas que se han consolidado aun sin contar con la factibilidad de los servicios primordiales.

La gran demanda de energía eléctrica que han solicitado los desarrolladores de viviendas y el Gobierno Federal a superado significativamente las proyecciones de planeación así como de construcción de líneas de transmisión, derivaciones, subestaciones eléctricas, alimentadores y red de baja tensión correspondientes. Los programas de viviendas establecidos confrontan una infraestructura eléctrica agotada en dos sentidos: tiempo de utilización y capacidad instalada rebasada.

La empresa paraestatal propietaria del sistema eléctrico en todo el territorio mexicano, es La Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual en los últimos años ha rebasado la capacidad disponible de las redes y subestaciones de distribución eléctrica de la zona centro del país. Dentro de este marco de referencia se ha desarrollado una nueva infraestructura en subestaciones de transformación y suministro de energía.

Este trabajo da a conocer el desarrollo y adaptación de nuevas subestaciones para observar si es posible suministrar la demanda de energía en lugares donde es requerida y cuya capacidad del sistema eléctrico se encuentra en la situación de demanda máxima, A fin de resolver situaciones de emergencia, se utilizan subestaciones móviles para suministrar energía eléctrica, en zonas donde la capacidad instalada es superada por la demanda de energía eléctrica.

Las subestaciones móviles son subestaciones eléctricas completas montadas en una ó varias plataformas móviles, el tiempo aproximado de instalación es de 8 meses, esto es una gran ventaja debido a que el proceso de construcción de una subestación eléctrica fija desde la etapa de planeación hasta su puesta en servicio, toma un tiempo aproximado de cinco años. Otras ventajas de las subestaciones móviles con respecto a las típicas es la posibilidad de ubicarlas más cerca de la zona donde se requiere la energía. Adicionalmente, éstas se instalan debajo del derecho de vía de las líneas de transmisión, por lo que se requiere adquirir un terreno para su instalación.

El objetivo principal de las subestaciones móviles es atender temporalmente la demanda de energía eléctrica, aumentando la capacidad en MVA suministrada para nuevas zonas habitacionales, nuevas plantas industriales y ubicaciones remotas. Asegurando el servicio de energía eléctrica para dar tiempo suficiente para la construcción de una subestación eléctrica definitiva en la zona o brindar el servicio durante emergencias al sustituir una subestación eléctrica fija en caso de una condición de falla ó de mantenimiento.

En el presente trabajo se Analizarán los criterios básicos de diseño, la factibilidad técnica y económica de la instalación de una subestación eléctrica móvil de 45 MVA, 230/23kV convencional, en el anillo de 230 kV, del sistema de transmisión de energía eléctrica de la empresa paraestatal.

La información presentada en el capítulo 1 busca integrar un marco de referencia general para el análisis y entendimiento de la dinámica nacional del sector eléctrico. Asimismo, se aborda un estudio de la evolución reciente de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica para consumo interno del país.

En el segundo capítulo se establecen las características principales y los elementos que constituyen las subestaciones eléctricas, y los diferentes tipos de arreglos y conexiones de los elementos que conforman una subestación. Se detallaran los tipos de subestaciones de distribución, transmisión y subtransmisión.

En el capítulo 3, se analizan el diagrama unifilar y los elementos eléctricos que conforman la subestación móvil. En este capítulo se describe brevemente las especificaciones y las características particulares de cada equipo eléctrico situado en los 5 módulos móviles de dicha subestación.

La instalación y/o construcción de la subestación móvil así como la puesta en marcha conlleva no solo los procedimientos técnicos, además hay leyes y normas que establecen los lineamientos para realizar este tipo de proyectos. En este capítulo 4 muestra un panorama por medio de imágenes de los pasos para la instalación de la subestación eléctrica de potencia móvil.

En el quinto capítulo nuevamente retomamos la importancia de la demanda de energía eléctrica y el beneficio socioeconómico que genera este tipo de obras. La necesidad de analizar si es viable este tipo de proyectos es fundamental ya que representan un gran esfuerzo no solo económico sino humano por parte de la nación para el beneficio de la sociedad. Después de este último capítulo finalmente se exponen las conclusiones de este trabajo.

Este trabajo proporciona 4 anexos de información adicional que se requiere para comprender la gran cantidad de conocimientos que se desarrollan con el tema de subestaciones eléctricas de potencia. Por ejemplo en el primer anexo se muestran los planos gráficos con dimensiones y representaciones de los equipos eléctricos de la subestación, permitiendo una mejor visualización del proyecto. El glosario y los anexos cumplen la función de facilitar el aprendizaje de términos poco conocidos ó de difícil interpretación del contexto de subestaciones; sin embargo es aconsejable y se recomienda al lector investigar los temas que se necesiten profundizar en diferentes libros ó catálogos de ingeniería eléctrica de subestaciones.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 OBJETIVO DEL CAPÍTULO 1

La información presentada en este capítulo busca integrar un marco de referencia general para el análisis y entendimiento de la dinámica nacional del sector eléctrico. Asimismo, se aborda un estudio de la evolución reciente de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica para consumo interno del país.

1.2 EL MARCO REGULATORIO

El marco regulatorio del sector eléctrico mexicano esta fundamentado en La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Elementos regulatorios de estado) en los Artículos 25, 26, 27 párrafo sexto, 28, 73, 90, 108, 110, 123 en particular en su fracción XXXI y 134. Por su parte, los principales ordenamientos legales que regulan la prestación del servicio público de energía eléctrica son:

1.2.1 LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

(LSPEE), que es el ordenamiento principal de esta materia, la cual regula propiamente la prestación del servicio público de energía eléctrica, así mismo en dicha ley se describe la composición de la infraestructura para generación, transmisión y distribución del servicio público. Publicado en el Diario Oficial de la Federación **DOF** el más reciente del 9 de Abril de 2012.

La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se refiere a la asignación de facultades de las Secretarías de Estado particularmente a la Secretaría de Energía y el reconocimiento y ubicación estructural de la entidad paraestatal.

1.2.2 LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Esta ley regula las actividades y organización de la Comisión Reguladora de Energía, así como sus facultades. Además de los ordenamientos legales anteriormente señalados, en materia nuclear el Artículo 27 Constitucional establece la exclusividad de la nación en el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones con otros propósitos y determina que la energía nuclear solo podrá utilizarse con fines pacíficos.

1.3 LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Desde 1995, a través de la expedición de la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*, esta entidad cuenta con facultades en materia de regulación de energía eléctrica, entre otras. La **CRE** se constituyó como autoridad reguladora y pasó a ser de un órgano consultivo en materia de electricidad a un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica y operativa con funciones de regulación sobre el sector de electricidad, gas natural y gas LP.

El objetivo fundamental de la CRE es promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, que permita: salvaguardar la prestación de servicios, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro del servicio de energía eléctrica. La CRE tiene como uno de sus principales objetivos promover el desarrollo eficiente de estas actividades:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los particulares.

Los ordenamientos jurídicos que rigen las actividades reguladas del sector eléctrico están supeditados a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la infraestructura de los ordenamientos se muestran en la figura 1.1.



Fig. 1.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

1.4 INFRAESTRUCTURA DEL (SEN)

La infraestructura de Sistema Eléctrico Nacional se conforma de las fases de generación, transformación y transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión, así como ventas a usuarios finales, que incluye procesos de medición y facturación (ver figura 2.1). El SEN está conformado por dos sectores, el público y el privado. El sector público se integra por CFE, y las centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), éstos últimos entregan la totalidad de su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica.

1.4.1 SERVICIO PÚBLICO

Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines. Para los efectos de esta Ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

1. La planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN);
2. La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica.
3. La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

1.4.1.1 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

La prestación del servicio público de energía eléctrica que corresponde a la Nación, estará a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la cual es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. CFE esta encargada de controlar, generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica en México. Tiene como función primordial proporcionar el servicio de energía eléctrica a los hogares y empresas, con el objetivo de promover el desarrollo económico y social del país. La CFE atiende directamente a los usuarios del Servicio Público de Energía Eléctrica en el país. Suministrando energía eléctrica a 28 986 133 usuarios en todo el país.

1.4.2 SECTOR PRIVADO

La LSPEE establece que la participación de los particulares en la generación de energía eléctrica puede realizarse, sujeta a previo permiso y la opinión de la CFE. Con el objetivo de incentivar la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico, el Congreso de la Unión ha modificado la LSPEE en diferentes ocasiones para incorporar nuevas modalidades de generación de energía eléctrica; la reforma a dicha ley en 1992, se incorporaron las modalidades de: **cogeneración, productor independiente, pequeña producción y exportación e importación** de energía eléctrica.

Para la participación de particulares en la generación de electricidad, el marco regulatorio cuenta con instrumentos de regulación que permiten que los permisionarios puedan solicitar a los suministradores del servicio público (CFE) la interconexión al SEN. La factibilidad de poder interconectarse con la red del servicio público, así como la certeza de contar con energía eléctrica de respaldo y la posibilidad de entregar excedentes a la CFE, le provee a los permisionarios una mayor flexibilidad en sus operaciones de generación e importación de energía eléctrica. Estos mecanismos se esquematizan en la figura 1.2.

De acuerdo a lo establecido en la LSPEE y su reglamento, las modalidades bajo las cuales los particulares pueden invertir en la generación e importación de energía eléctrica, están sujetas al previo otorgamiento de permiso por la CRE, estas modalidades se explican en los siguientes puntos.

1.4.2.1 AUTOABASTECIMIENTO

Es la generación de energía eléctrica para fines exclusivos de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales y no resulte inconveniente para el país. De estas modalidades, el autoabastecimiento tiene una fuerte presencia en diversos sectores, tal es el caso del industrial, comercial y particularmente en el sector servicios.

En el caso de la industria (en sus diferentes ramas) y Petróleos Mexicanos (PEMEX), tienen la posibilidad de generar energía eléctrica a costos competitivos y representa un factor importante que permite incrementar la eficiencia de sus procesos y con ello la competitividad de las empresas.

1.4.2.2 COGENERACIÓN

Cogeneración es la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas. La energía térmica no aprovechada es utilizada con combustibles producidos en los procesos base de la cogeneración de que se trate.

Para esta modalidad es necesario que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que utilizan o producen el vapor, o Sean copropietarios de las instalaciones o miembros de la sociedad constituida para realizar el proyecto. La utilización de la energía se efectúa en procesos industriales o comerciales.

1.4.2.3 PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación. De todas las modalidades, la Producción Independiente de energía ha presentado el mayor dinamismo en cuanto a **capacidad instalada** se refiere, debido principalmente a aspectos de financiamiento, así como a la

búsqueda de una mayor eficiencia energética y menor impacto ambiental, a través de la expansión de la oferta de energía eléctrica mediante el uso de centrales con tecnología de ciclo combinado cuya producción es destinada exclusivamente a la CFE.

1.4.2.4 PEQUEÑA PRODUCCIÓN

Es la generación de energía eléctrica destinada a: La venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada. El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW. La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.

1.4.2.5 EXPORTACIÓN

Es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.

1.4.2.6 IMPORTACIÓN

Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma.

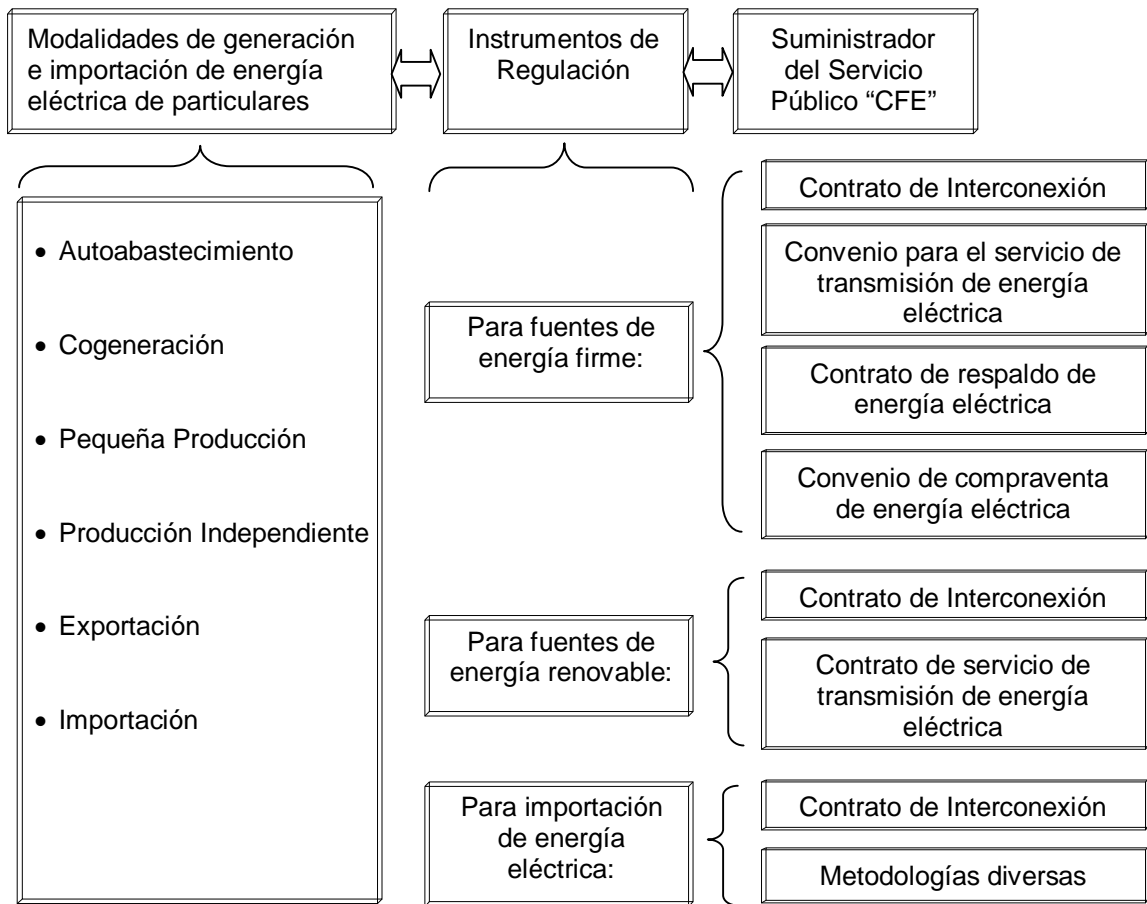


Fig. 1.2. Modalidades de permisos e instrumentos de regulación.

1.5 CAPACIDAD INSTALADA

La **capacidad** es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario.

La **capacidad instalada**, se puede definir como la carga instalada o capacidad nominal o de placa que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico. Como por ejemplo:

- La capacidad instalada de generación es la potencia nominal que suministran los productores de energía eléctrica, en base a los Transformadores de Potencia expresada en MVA's.

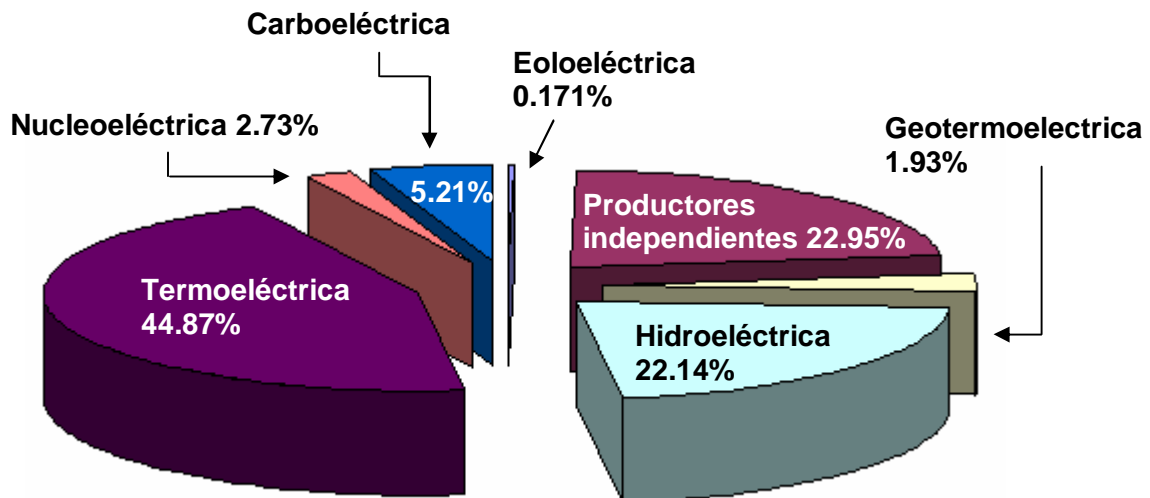
- La capacidad instalada de transformación es la potencia nominal de los transformadores de distribución del cliente expresada en kVA.
- La capacidad instalada tiene que ser mayor o igual que la demandada, de otra forma habría usuarios sin servicio de energía eléctrica.

1.6 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL

La generación de energía eléctrica nacional está integrada por dos categorías; la generación que es producida CFE y la generación eléctrica por parte de los permisionarios o Sector Privado.

En 2006, la generación total de energía eléctrica ascendió a 256,422 GWh, de los cuales el sector publico aporto el 64.0%, los productores independientes de energía 23.8%, autoabastecimiento el 6.0%, cogeneración 3.0%, exportación 2.7% y usos propios continuos 0.5%.

Destaca el hecho que de un total de 49 931.34 MW en capacidad efectiva instalada de generación en donde la participación de las plantas termoeléctricas aporto el 44.87%, las hidroeléctricas el 22.14%. Asimismo, las centrales que utilizan carbón las carboeléctricas concentran el 5.21%, y en menor grado las geotermoeléctricas con 1.93% de la producción nacional, y 0.17% las eoloeléctricas. Los otros porcentajes de los tipos de generación restantes se muestran en la grafica de capacidad instalada de generación al mes de julio de 2012 (ver grafica 1.1 y la tabla 1.1).



Gráfica 1.1. Capacidad efectiva instalada por tipo de generación al mes de julio de 2008.

Tipo de Generación	Capacidad efectiva en MW
Termoeléctrica	22 404.69
Hidroeléctrica	11 054.90
Carboeléctrica	2 600.00
Geotermoeléctrica	964.50
Eoloeléctrica	85.48
Nucleoeléctrica	1 364.88
Termoeléctrica (Productores independientes)	11 456.90
Total	49 931.34

Tabla 1.1. Capacidad efectiva instalada por tipo de generación al mes de julio de 2012.

1.6.1 FUENTES PRIMARIAS PARA GENERAR ELECTRICIDAD

El patrón de utilización de fuentes primarias para generar electricidad depende principalmente, de la disponibilidad de los recursos renovables y los no renovables, así como del perfil tecnológico y del portafolio de generación existente para cada región y país.

La generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable son las Hidroeléctricas, Eólicas y Geotérmicas, que muestran una expansión que tendrá como estímulo el desarrollo y avance tecnológico en el país.

En el caso de los recursos no renovables para La generación de electricidad, se encuentran los combustibles fósiles, que dan lugar al funcionamiento de las Termoeléctricas, que en años recientes han impulsado una mayor utilización del gas natural para la generación eléctrica, lo cual ha sido el principal estímulo al crecimiento en la demanda del combustible. En 2008, la generación bruta del servicio público se ubicó en 225,079 GWh.

Las centrales que utilizan gas natural como las Termoeléctricas de ciclo combinado y las centrales de turbogás aportaron el 41.1% de esta energía, mientras que las termoeléctricas convencionales e hidroeléctricas lo hicieron con el 23.5% y 13.5%, respectivamente. Esto repercute en una mayor utilización del gas natural en la generación eléctrica, específicamente en lo que se refiere a la tecnología de ciclo combinado.

1.6.2 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

La capacidad nacional instalada para generación de electricidad a diciembre de 2012 incluyendo exportación se ubicó en 56,337 MW. De esta capacidad, para el Servicio Público concierne 48,769 MW, de los cuales CFE considera 47,858 MW que en términos de porcentaje es el 68.1%.

Los permisionarios tienen 7,568 MW de capacidad instalada para generación de electricidad, en donde los Productores Independientes colaboran 18.4% (Esta participación corresponde a 10,387 MW de capacidad efectiva neta contratada por CFE, la cual se destina en su totalidad al servicio público). En el sector privado el autoabastecimiento y cogeneración contribuye con el 7.3% y 2.8% respectivamente, mientras que la capacidad instalada para fines de exportación de electricidad representa el 2.4%; mientras usos propios el 1.0%.

Se prevé que para el 2016 la capacidad instalada del servicio público tendrá un incremento neto de 16,286 MW, y pasará de los actuales 48,769 MW a 65,055 MW, los cuales se reflejarán con la puesta en marcha de nuevas centrales de ciclo combinado que actualmente se encuentran en construcción, así como de nuevos proyectos que consideran la utilización más intensiva de carbón y energías renovables.

Por otra parte, se estima una capacidad adicional neta de autoabastecimiento remoto y cogeneración de 2,581 MW, considerando los proyectos del sector privado al igual que del servicio público, específicamente PEMEX con el proyecto de cogeneración en Nuevo PEMEX con 304 MW de autoabastecimiento remoto, así como los proyectos eólicos.

1.6.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida se entiende como la generación de electricidad mediante plantas en pequeña escala instaladas cerca o en el mismo lugar de consumo final de dicha energía y, por tanto, no requieren de la misma infraestructura de transformación, transmisión y distribución como en el caso de la generación centralizada, en la cual la producción de electricidad por lo general se realiza en una o varias centrales con gran capacidad instalada y la energía eléctrica generada se transforma, transmite y distribuye entre una gran cantidad de usuarios.

Las plantas de turbogás para la generación distribuida utilizan gas natural; con capacidad instalada de 32 MW, en la zona centro del país operan 14 plantas de turbogás aportando un total de 448 MW al SEN.

1.7 SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El servicio de transmisión de energía eléctrica establece que el suministrador recibe la energía eléctrica de la central de generación en el punto de interconexión y la transporta hasta los centros de carga del permisionario de acuerdo con la capacidad de porteo contratada para cada uno de ellos.

La infraestructura de transmisión y distribución del SEN hace posible la transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a lo largo de todo el país. Esta infraestructura es operada por áreas de control que mantienen la confiabilidad e integridad del sistema. Las áreas supervisan a su vez que la demanda y la oferta de energía eléctrica estén balanceadas en cualquier instante. La red de transmisión y distribución del SEN alcanzó 773,059 km.

Considerando las líneas pertenecientes a CFE, la red de transmisión está constituida en 6.7% por líneas de 400 kV y 230 kV, 6.8% por líneas de 161 kV a 69 kV y 52.8% por líneas de tensión de 34.5 kV a 2.4 kV. El 42.1% corresponde a líneas de baja tensión y líneas subterráneas.

1.7.1 RED DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (400 kV y 230 kV) para conducir grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Se alimentan de las centrales generadoras y abastece las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales. Estas líneas aumentaron para 20010 en 1,719 km para totalizar 47,010 km

1.7.1.1 REDES DE SUBTRANSMISIÓN

Son de cobertura regional y utilizan líneas en alta tensión (69 kV a 161 kV). Estas suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión. Esta infraestructura registró un incremento de 1,275 km, ubicándose en 47,348 km.

1.7.1.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Suministran la energía transmitida en el rango de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente pequeñas. En 2010 la longitud en media tensión registró el mayor incremento con 5,577 km, mientras que las líneas de baja tensión aumentaron en 3,685 km. Su longitud asciende a 606,318 km en conjunto. Los niveles de tensión de 6.6 kV incluyendo líneas subterráneas, además de líneas de distribución en baja tensión (220 volts ó 240 volts).

1.7.2 CARACTERÍSTICAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL

La capacidad de transmisión de los enlaces está en función de los puntos de operación del sistema y de la generación disponible. El diseño de la red considera la magnitud y dispersión geográfica de las cargas y la ubicación de la generación eléctrica.

La potencia máxima soportada por un enlace depende del límite térmico de los conductores, del límite de voltaje aceptable en los extremos y del margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema ante una desconexión imprevista de una línea o de una unidad generadora.

En total, el SEN cuenta con 773,059 km de líneas de transmisión, 16 626 km de líneas subterráneas en alta, media y baja tensión. De acuerdo con el programa de transmisión de mediano plazo se tiene propuesto incorporar al sistema eléctrico 13,168 km de líneas en niveles de tensión de 69 kV a 400 kV y 29,302 MVA en subestaciones reductoras para el periodo 2007-2011.

1.8 TRANSFORMACIÓN Y SUBESTACIONES

En lo concerniente a subestaciones y transformadores, en 2011 se registró una capacidad instalada de 240,202 Megavolt Amperes (MVA), lo cual representa un incremento de 2.4% respecto al año anterior. De esta capacidad instalada, 136 994 MVA le corresponden a subestaciones de transmisión y 103 208 MVA a subestaciones de distribución.

1.9 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las pérdidas de energía eléctrica incluyen las pérdidas técnicas y no técnicas en la red de transmisión y distribución. En 2011 este rubro representó el 17.6% de la generación del servicio público.

1.9.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas eléctricas técnicas son aquellas que de manera natural y que por efecto de la electricidad se pierde al conducirse en cables, transformadores, líneas y redes. Esta problemática requiere de diferentes estrategias para su solución, entre las cuales se encuentran acciones de carácter técnico y de estrategia comercial: se necesita ampliar la regularización y contratación del servicio, la sustitución de transformadores adecuando su capacidad y tamaño conforme a la demanda del fluido eléctrico, la redistribución de cargas, el acortamiento de la longitud de los alimentadores, reemplazo de medidores y blindaje de la red en baja tensión, entre otras.

1.9.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Las pérdidas no técnicas son las ocasionadas por medio del desvío de la energía a los medidores, derivadas de la alteración de medidores en baja y media tensión, acometidas clandestinas, facturación alterada y toma de lecturas y estimación errónea de consumos.

Los usos ilícitos del servicio público de energía eléctrica, los cuales tienen varias vertientes: el problema del crecimiento del sector comercial informal, los asentamientos humanos irregulares, así como los clientes que evaden el pago.

1.10 EL PIB (El Producto Interno Bruto)

En la medida en que la energía eléctrica es uno de los insumos principales para las diferentes actividades productivas del país, su demanda, como es de esperarse, crece conforme se incrementa el Producto Interno Bruto (PIB). En este sentido en los últimos años, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, es superior al de la propia economía.

El PIB Indica el tamaño de la economía de un país con sus respectivas actividades, mediante la suma del conjunto de bienes y servicios finales producidos en el territorio de un país, en un periodo determinado. Existen varios factores que indican que el crecimiento de la demanda supere el PIB tales como:

1. El crecimiento industrial de las empresas.
2. El crecimiento poblacional.
3. Los adelantos tecnológicos, y
4. Que el PIB incluye todas las actividades económicas.

En general, el consumo nacional de energía eléctrica se considera como una actividad secundaria, en los últimos años esta actividad tiene un desempeño negativo en México, lo cual deriva en un menor consumo de electricidad en la gran industria. Lo ideal en una economía es que el consumo nacional de energía eléctrica crezca más rápido que el PIB.

El comportamiento de las ventas totales de energía eléctrica se encuentra altamente correlacionado, en forma positiva, con el ritmo de actividad económica, lo cual implica que ante incrementos en el PIB, el consumo de energía eléctrica aumenta también aunque en mayor magnitud.

1.11 EL CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El número de usuarios de energía eléctrica atendidos por el servicio público al cierre del 2012 se incrementó en 3.6%, proporcionando el servicio a cerca de 31 millones de usuarios.

Este crecimiento del consumo eléctrico en México se orientará principalmente hacia el uso residencial debido al crecimiento poblacional y a la transformación de los estándares de vida, que dará como resultado una mayor utilización de sistemas y dispositivos para iluminación, aplicaciones electrónicas y nuevas tecnologías. Asimismo, en regiones como en el Centro del país el consumo estará orientado principalmente hacia los sectores residencial, comercial e industrial. El consumo de electricidad continuará creciendo como resultado de las mayores necesidades de iluminación, calentamiento y acondicionamiento doméstico, dispositivos electrónicos y en general los sistemas y dispositivos asociados a la mejora en la calidad de vida de la población

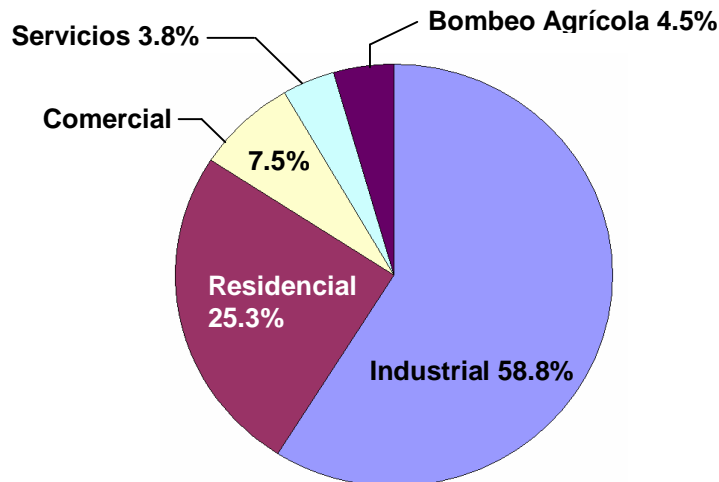
El consumo nacional de energía eléctrica en 2008 ascendió a **197,435 GWH**, lo que representó un crecimiento de 3.2% respecto a 2011, variación menor a la observada durante 2009-2010, la cual fue de 4.0%.

Durante el periodo 2009-2015, se espera que el consumo mundial de energía eléctrica por habitante se incremente en 2.0% anual, al pasar de 2,416 kWh/habitante en 2009 a 3,007 kWh/habitante en 2015. El consumo nacional de electricidad se integra por dos componentes:

- Las ventas internas de energía eléctrica, las cuales consideran la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, incluyendo a los productores independientes de energía.
- El autoabastecimiento, que incluye a los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos e importación de electricidad.

1.11.1 LAS VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo interno de energía eléctrica se clasifica en cinco sectores: industrial, residencial, comercial, servicios y bombeo agrícola. En orden de magnitud, el sector industrial es el principal consumidor de energía eléctrica dada la infinidad de sistemas y procesos de producción que hacen uso intensivo de este tipo de energía. Por otra parte, el sector residencial representa el segundo gran consumidor de energía eléctrica (ver grafica 1.2).



Grafica 1.2. Consumo interno de energía eléctrica.

Durante los últimos 10 años, el sector que mostró el mayor dinamismo en el consumo de electricidad respecto a 1996 es el residencial, al crecer con ritmo de 4.5%, seguido por el industrial con 3.8%. No obstante, en términos de magnitud en el consumo como ya se mencionó, el sector industrial concentra la mayor proporción de las ventas resultado del crecimiento de la económica propia. Esto provoca que los grandes consumidores de energía se conecten en tensiones de subtransmisión, para satisfacer sus requerimientos de demanda de energía eléctrica.

1.11.2 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado la definimos como demanda. Desde el punto de vista económico, el consumo nacional de electricidad se considera como la demanda de energía eléctrica. Por otro lado, la producción de la energía eléctrica necesaria para satisfacer dicha demanda, tomando en cuenta los usos propios de las centrales generadoras, así como los usos propios y pérdidas en las etapas de transformación, transmisión y distribución, entre otros factores, constituye la **generación total** o energía bruta.

1.11.2.1 FACTOR DE CARGA

En lo concerniente al factor de carga, el cual indica el comportamiento de la demanda promedio de energía eléctrica con relación a la demanda máxima registrada en un mismo lapso de tiempo, en 2012 dicho factor se mantuvo en niveles similares a 2009 y 2010, lo cual refleja cierta uniformidad en el comportamiento de las cargas. Cabe señalar que un factor de carga cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos.

1.11.2.2 DEMANDA BRUTA

La demanda bruta es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado. Esta demanda se integra por la demanda del servicio público, así como por la demanda atendida por centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo para ese fin. Toda esta energía es satisfecha por el parque de generación del servicio público y el sector privado a través de líneas de transmisión instaladas en todo el país.

1.11.2.3 DEMANDA BRUTA POR ÁREA

La demanda bruta por área se representa mediante tres categorías: demanda máxima anual, demanda media y demanda base.

1. *DEMANDA MÁXIMA ANUAL*.- Valor máximo de las demandas máximas en el año (MW).
2. *DEMANDA MEDIA*.- Energía necesaria en MWh dividida entre el total de horas del año.
3. *DEMANDA BASE*.- Demanda horaria mínima dentro de cierto periodo.

Las cargas máximas que se presentan en horario punta durante ciertas épocas del año en cada área operativa, constituyen la demanda máxima anual del SEN. En nuestro país, el área de control con la mayor demanda máxima es el área Central, al registrarse una demanda máxima de 8,419 MW en 2011.

1.12 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La planeación de la expansión del sistema eléctrico responde a las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para los próximos diez años. El programa considera cuatro tipos de requerimientos como son: capacidad instantánea, capacidad adicional, capacidad del sistema y capacidad de reserva.

1.12.1 CAPACIDAD INSTANTÁNEA

La capacidad instantánea es la que tiene que suministrar el sistema eléctrico a los usuarios en cada momento, también es conocido como el suministro eléctrico o comúnmente la carga.

En algún momento el suministro de energía eléctrica es menor a la demanda, esto provoca que la frecuencia disminuya, y por lo tanto sucedan apagones y bajones de voltaje. Pero cuando el suministro de energía eléctrica es mayor a la demanda, aumenta la frecuencia del sistema y algunos generadores pueden apagarse o cambiar de derivación para no subir demasiado la frecuencia.

1.12.2 CAPACIDAD ADICIONAL

La planeación de la capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica estimada para los próximos años se realiza con base en la evaluación técnica y económica de las diferentes configuraciones de los proyectos, seleccionando los proyectos de generación y transmisión que logran el menor costo total de largo plazo. Asimismo, el programa de expansión de capacidad considera la anticipación necesaria para su planeación acorde con el tiempo de maduración de cada proyecto.

Desde la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial, transcurren de cuatro a seis años. Asimismo, en el caso de los proyectos de transmisión se requieren de tres a cinco años previos al inicio de operaciones de la nueva infraestructura.

1.12.3 CAPACIDAD DEL SISTEMA

La capacidad del sistema está sujeta a reducciones como consecuencia de salidas programadas de plantas por mantenimiento y eventos fortuitos como fallas, degradaciones, fenómenos climatológicos, entre otros.

1.12.4 CAPACIDAD DE RESERVA

La capacidad de reserva se define como la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del sistema y la demanda máxima o demanda pico en un periodo. De acuerdo con este concepto, para satisfacer la demanda de energía eléctrica adecuada y confiable, la capacidad del sistema debe ser mayor que la demanda máxima anual. Por consiguiente, la importancia de la capacidad de reserva radica primordialmente en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica por la siguiente razón.

En el mismo instante en que la energía eléctrica es demandada y consumida, ésta es producida, es decir, no es posible almacenar la energía eléctrica.

En este sentido, para satisfacer los requerimientos de demanda adecuada y confiable, la capacidad del sistema eléctrico debe ser mayor que la demanda máxima anual, es decir, debe existir capacidad de reserva.

Por lo tanto, factores como la capacidad efectiva de las plantas generadoras, así como su disponibilidad y mallado de la red determinan en gran medida la confiabilidad del abasto de energía eléctrica. Cuando varios sistemas regionales se encuentran sólidamente mallados, es posible reducir el margen de reserva, debido a que los recursos de capacidad de generación se comparten en forma eficiente.

Esta capacidad de reserva se mide a través del margen de reserva (MR) el cual se define como la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente del sistema eléctrico, expresado como porcentaje de la demanda máxima coincidente. Asimismo, el margen de reserva operativo (MRO) es otro indicador de la capacidad de reserva y se define como la diferencia entre la capacidad efectiva bruta disponible y la demanda máxima bruta coincidente como porcentaje.

1.13 PROYECCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Anualmente, la Secretaría de Energía coordina la planeación energética nacional y publica la información oficial correspondiente al análisis y las proyecciones de la oferta y demanda nacional, regional y sectorial de energía eléctrica con un horizonte de planeación de 10 años.

En México como en muchos países la planeación del sector eléctrico se orienta hacia la seguridad energética y el equilibrio ambiental, enfocado hacia el desarrollo de energías renovables como la hidráulica, eólica, solar, mini-hidráulica y bioenergética, entre otras.

Asimismo, es necesario seguir promoviendo el uso eficiente de la energía y el ahorro de esta a través de los diversos programas, entre ellos el horario de verano, la aplicación de normas de eficiencia energética y la eficiencia operativa en las divisiones funcionales de la industria eléctrica: generación, transmisión y transformación, así como distribución y suministro.

La prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovechar tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica de mínimo costo y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad, confiabilidad, y seguridad del servicio. Así como seguir llevando el desarrollo económico de muchas regiones que aún en la actualidad no cuentan con servicio de energía

eléctrica. Es importante definir los criterios que brinda el servicio público dándole un enfoque entorno al Sector Eléctrico.

1. **Calidad.**- posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables.
2. **Confiabilidad.**- reducción del riesgo esperado de la energía que no es posible suministrar debido a posibles fallas de los elementos del sistema.
3. **Seguridad.**- capacidad para mantener operando en sincronismo las unidades generadoras, inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión.
4. **Economía.**- reducción de los costos de operación del sistema eléctrico.

A los elementos anteriores se añade la implantación de nuevas tecnologías para el uso más eficiente de la electricidad, tal y como acontece en los ámbitos residencial, comercial e industrial con la introducción y difusión de diversos equipos y dispositivos para el ahorro de energía.

1.14 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO NACIONAL

El consumo nacional de electricidad para el periodo 2007-2016 muestre una tasa de crecimiento anual de 4.8%. El incremento esperado en el consumo es de alrededor de 121 TWh al pasar de 197.4 TWh en 2006 a 318.4 TWh en 2016.

Este crecimiento estará impulsado principalmente por las ventas del servicio público. Dentro de este rubro, se pueden identificar las ventas por tipo de usuarios, entre las cuales el sector industrial es de gran relevancia debido a su participación mayoritaria en las ventas totales. Se estima que las ventas internas sigan una tendencia al alza como resultado de factores muy importantes como son el ritmo de crecimiento económico y el crecimiento poblacional.

Considerando el crecimiento de la población para los próximos diez años estimado por el Consejo Nacional de Población (CONAPO), se proyecta una tasa media anual de crecimiento de 0.9% y para el caso de las viviendas de 2.8% anual en promedio.

Específicamente, los sectores residencial, comercial y de servicios que integran el denominado desarrollo económico normal, crecerán considerablemente en los próximos años. El sector industrial concentra la mayor participación en las ventas internas de energía eléctrica.

De esta forma, se puede contar con elementos que permitan realizar una planeación integral de la expansión de la capacidad de generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica para el consumo y demanda de energía eléctrica.

El incremento de la capacidad de generación, es fundamental sobre todo en la zona central del país, además de adecuar las redes de transmisión y distribución para cumplir oportunamente con la demanda del servicio público de energía eléctrica en cantidad, calidad y oportunidad que el crecimiento constante de la población y la industria necesitan.

El incremento constante de la demanda, conlleva instalar en el área central nuevas subestaciones para transmitir y distribuir suficientemente la energía eléctrica. Sin embargo la instalación de una subestación fija definitiva toma un tiempo que fluctúa entre tres y cinco años; a fin de resolver situaciones de emergencia se utilizan las subestaciones móviles, en el capítulo 3 se definen los objetivos y aplicaciones de la subestación eléctrica de potencia móvil.

CAPÍTULO 2

CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS SUBESTACIONES

2.1 TENSIONES

Una instalación eléctrica se entenderá como el conjunto de aparatos y accesorios destinados a la producción, distribución y utilización de la energía eléctrica. El tipo de corriente en estas instalaciones eléctricas de potencia se nombra como corrientes alternas monofásicas y trifásicas.

Los equipos eléctricos utilizados en las instalaciones eléctricas deben ser adecuados para el valor máximo de la tensión al cual van a operar (valor eficaz en corriente alterna), así como también a las sobretensiones que pudieran ocurrir. Para ciertos equipos puede ser necesario tomar en cuenta la tensión eléctrica más baja que pudiera presentarse.

2.1.1 TENSIÓN ELÉCTRICA (DE UN CIRCUITO)

Es el mayor valor eficaz (raíz cuadrática media), de la diferencia de potencial entre dos puntos o conductores determinados pertenecientes a un circuito y/o instalación eléctrica. Algunos sistemas, como los trifásicos de cuatro hilos, monofásicos de tres hilos y de corriente continua (C.C) de tres hilos, pueden tener varios circuitos a diferentes tensiones eléctricas.

2.1.2 TENSIÓN ELÉCTRICA NOMINAL

La tensión eléctrica nominal de un sistema es el valor cercano al nivel de tensión al cual opera normalmente el sistema. Debido a contingencias de operación, el sistema opera a niveles de tensión del orden de $\pm 10\%$ de la tensión eléctrica nominal del sistema. La tensión eléctrica real a la cual un circuito opera puede variar de la nominal dentro de una gama que permita el funcionamiento satisfactorio de los equipos. La tensión eléctrica nominal de un equipo eléctrico no debe ser inferior a la tensión eléctrica real del circuito al que está conectado. **La tensión eléctrica nominal del sistema** es el valor de tensión eléctrica de una parte determinada de un sistema eléctrico, y correspondiente a la parte del sistema conectado a una fuente, transformador o equipo de utilización.

2.1.3 TENSIÓN ELÉCTRICA NOMINAL DE UTILIZACIÓN

La tensión eléctrica para determinados equipos de utilización usados en un sistema eléctrico (ver tabla 2.1).

2.1.4 TENSIÓN ELÉCTRICA DE SERVICIO

Es el valor de la tensión eléctrica asignado en el punto de interconexión, el valor real esta dentro de la banda limitada por las tolerancias establecidas.

2.1.5 TENSIÓN ELÉCTRICA A TIERRA

En los circuitos puestos a tierra, es la tensión eléctrica entre un conductor dado y aquel punto o el conductor del circuito que es puesto a tierra. En circuitos no puestos a tierra es la mayor diferencia de potencial entre un conductor determinado y otro conductor de referencia del circuito.

2.1.6 TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS

Las diferentes tensiones normalizadas que se utilizan en la práctica se clasifican según sus valores, en bajas, medias y altas. Los límites adoptados son¹:

Baja tensión (B.T). Tensión eléctrica desde 100 V hasta 1 000 V.

Media tensión (M.T). Tensión eléctrica mayor de 1 000 V hasta 34.5 kV.

Alta tensión (A.T). Tensión eléctrica mayor de 34.5 kV hasta 230 kV.

Extra alta tensión (E.A.T). Tensión eléctrica mayor que 230 kV hasta 400 kV.

La denominación de media tensión es usada por las compañías eléctricas para referirse a sus tensiones de distribución. Baja tensión eléctrica es aquella que distribuya o genere energía eléctrica para consumo propio. En corriente continua la baja tensión se considera igual o inferior de 1500 V.

¹ Artículo 922-2. Pagina 715. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización).

2.1.7 TENSIONES ELÉCTRICAS PREFERENTES

Son los valores de tensión eléctrica nominal normalizados que deben ser empleados y entre los cuales constituyen un conjunto del cual debe seleccionarse la tensión eléctrica más adecuada para operar un sistema eléctrico (ver tabla 2.1 de tensiones eléctricas normalizadas).

Cuando un sistema nuevo es construido o un nivel de tensión eléctrica se integra a un existente, debe seleccionarse uno o más de los sistemas preferentes de tensión eléctrica nominal. La selección lógica y económica depende de varios factores tales como el tipo y el tamaño del sistema.

Clasifica.	Tensión eléctrica nominal del sistema [V] ⁽¹⁾			Tensión eléctrica de servicio [V]		Tensión eléctrica nominal de utilización [V] ⁽³⁾
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	máximo	mínimo	
Baja tensión	<u>120/24</u> <u>0</u> -- -- --	-- -- -- <u>480</u>	-- <u>220Y/127</u> <u>480Y/277</u> --	126/252 231/133,3 504/291 504	108/216 198/114,3 432/294,4 432	<u>115/230</u> <u>208Y/120</u> <u>460Y/265</u> <u>460</u>
Media tensión		2 400 <u>4 160</u> -- <u>13 800</u> -- <u>23 000</u> -- <u>34 500</u> --	-- (2) -- -- -- <u>13 800Y/ 7 970</u> -- <u>23 000Y/13 280</u> -- <u>34 500Y/19 920</u>	2 520 4 368 7 245 14 490 14 490/8 366 24 150 24 150/13 943 36 225 36 225/20 915	2 160 3 744 6 210 12 420 12 420/ 7 171 20 700 20 700/11 951 31 050 31 050/17 927	2 300 <u>4 000</u> 6 600 <u>13 200</u>
Alta tensión		<u>69 000</u> 85 000 <u>115 000</u> 138 000 161 000 <u>230 000</u>		72 450 89 250 120 750 144 900 169 050 241 500	62 100 76 500 103 500 124 200 144 900 207 000	
Extra alta tensión		<u>400 000</u>		420 000	360 000	

Tabla 2.1. Tensiones Eléctricas Normalizadas²

2.1.8 TENSIONES ELÉCTRICAS RESTRINGIDAS

Los valores de tensión eléctrica nominal normalizados existentes en secciones del sistema eléctrico cuyo crecimiento debe limitarse, aceptando inevitablemente algunas ampliaciones moderadas debido a que por su grado de desarrollo y al valor económico de las instalaciones, no es posible eliminar.

NOTAS

1. El valor máximo y mínimo de la tensión eléctrica de servicio se obtiene aplicando la tolerancia de +5 % y -10 % al valor de la tensión eléctrica nominal del sistema.
2. La tolerancia de +5 % y -10 % para obtener la tensión eléctrica de servicio, es recomendada, ya que permite disminuir la diferencia entre las bandas de tensión eléctrica (por ejemplo 120 V vs. 127 V), sin embargo prevalece la establecida en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.
3. Los niveles aquí establecidos y sus tolerancias sólo aplican para niveles de tensión eléctrica sostenidos y no para tensiones eléctricas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra o cualquier otra condición transitoria.
4. Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas. La tensión eléctrica nominal de distribución subterránea está solo en media tensión. La tolerancia de la tensión eléctrica nominal de utilización esta en función de la tensión eléctrica máxima de servicio y de la caída máxima permisible en la instalación del usuario.

2.1.8.1 TENSIONES ELÉCTRICAS CONGELADAS

Estos valores de tensión eléctrica existentes en secciones del sistema eléctrico que no tienen crecimiento y se eliminan progresivamente, hasta su desaparición, mediante la conversión a la tensión eléctrica preferente (ver tabla 2.2).

Tensión eléctrica nominal congelada	
[V]	[kV]
440	4,4
	6,0
	6,9
	11,8
	20
	44
	60
	66
	70
	90
	95
	150

Tabla 2.2. Tensiones Congeladas.

2.1.9 TENSIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES

El diseño y operación de sistemas eléctricos y el diseño de equipos alimentados por tales sistemas deben coordinarse con respecto a estas tensiones eléctricas. En cuanto a las tensiones existentes que por factores económicos requieran que estas continúen en uso, y en algunos casos puede que su uso se extienda, debe considerarse que es conveniente evitar su utilización en nuevos sistemas o en nuevos niveles de tensión eléctrica.

Los sistemas de 4 160 V, 6 900 V y 13 800 V son particularmente utilizados en sistemas industriales que suministran energía a cargas polifásicas incluyendo motores de gran capacidad.

2.2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia. La función de transformar la energía eléctrica para elevar o reducir la tensión es de acuerdo con las necesidades de transmisión y distribución a los centros de consumo. En los siguientes puntos se explican los tipos de subestaciones, considerando las tensiones de transformación.

Debido a la creciente demanda de energía eléctrica, subestaciones que fueron de maniobra o seccionadoras de circuito también llamadas de switcheo o interconexión se han modificado para cumplir la función de variadoras de tensión para facilitar la transmisión y distribución de energía eléctrica.

2.2.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN PLANTAS GENERADORAS

Las subestaciones eléctricas elevadoras se ubican en las inmediaciones de las plantas generadoras o centrales eléctricas, reciben el nombre de elevadoras debido al transformador elevador de la subestación.

La producción de la energía eléctrica preferentemente se hace en corriente alterna trifásica, los generadores trifásicos entregan una gran potencia con tensiones de generación de 5, 6.6, 13.8, 17, y hasta 25 kV. En México son más comunes los generadores trifásicos que entregan 13.8 kV.

La subestación elevadora aumenta la tensión de generación a un valor económico en alta tensión que puede ser de 69, 85, 115, 230 o 400 kV (en México). La potencia generada y la distancia que existe entre los centros de consumo determinan la magnitud a la cual se debe elevar la tensión.

El transporte de la energía eléctrica a largas distancias, desde las plantas generadoras de energía hasta los centros de distribución para su posterior consumo, se realiza por medio de las líneas de transmisión de alta tensión, minimizando las pérdidas y maximizando la potencia transportada (ver figura 2.1). La razón técnica y económica para realizar la transmisión de energía eléctrica en alta tensión, es para reducir las pérdidas resistivas por efecto Joule ($P = I^2 \cdot R$), que dependen de la intensidad de corriente.

Al elevar la tensión la intensidad de corriente disminuye en la línea de transmisión y por tanto, las pérdidas por calentamiento de los conductores y por efectos electromagnéticos son menores y en consecuencia, menor pérdida energética.

Además se requiere menor área de sección transversal del conductor y como resultado un menor peso por unidad de longitud, lo que significa una conveniencia en cuestión económica ya que se abaratan los costos de transportación de la energía eléctrica.

2.2.2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN

Se puede también considerar como subestaciones de transmisión, a las subestaciones eléctricas en las plantas generadoras. Estas subestaciones eléctricas de transmisión conocidas como subestaciones receptoras primarias, son alimentadas con una línea de transmisión de 400 kV. Estas subestaciones reducen la tensión a un valor de subtransmisión que están en el orden de 230 y 115 kV, por lo tanto se consideran subestaciones reductoras (ver figura 2.1).

2.2.3 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE SUBTRANSMISIÓN

Estas subestaciones eléctricas de subtransmisión son alimentadas por una línea de transmisión de 230 o 115 kV y reducen la tensión a valores de 85 o 69 kV. Aunque debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en tensiones de distribución, las subestaciones de subtransmisión actualmente tienen una **relación de transformación** de 230/23 kV o de 115/34.5 kV; es decir se pueden considerar como subestaciones de distribución primaria, las cuales reducen la alta tensión a valores de mediana tensión (ver tabla 2.1).

2.2.4 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones eléctricas de distribución tienen la relación de voltaje de 85/23 kV o 69/13.8 kV y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución y los **centros de carga** (ver figura 2.1). Existen por último las subestaciones de distribución secundarias que se alimentan de tensiones abajo de 23 o 13.8 kV.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Una subestación eléctrica de potencia, esta constituida por diversos equipos eléctricos, en este inciso describiremos de manera general las características más importantes del equipo principal de una subestación.

Una subestación eléctrica agrupa sus elementos en orden de mayor a menor importancia, aunque estos dispositivos actúan conjuntamente, el orden obedece al de mayor costo económico y a la función que cumple dentro de la subestación. Los elementos principales son:

1. Transformadores de potencia.
2. Dispositivos de maniobra.
 - Interruptores (para maniobra con carga).
 - Seccionadores o cuchillas (para maniobra sin carga).
3. Transformadores de medida o de Instrumento.
 - Transformadores de corriente.
 - Transformadores de potencial.
4. Barras colectoras.
5. Apartarrayos.
6. Sistemas de protección eléctrica (El sistema de tierra).
7. Banco de tierra (Reactor de Neutro Artificial).
8. Sistemas de protección, control y medición (PCyM).
9. Equipos y redes de comunicaciones (supervisión y telecontrol).
10. Aisladores.
11. Reactores.
12. Banco de capacitores.
13. Sistemas auxiliares (Cargador y banco de baterías)

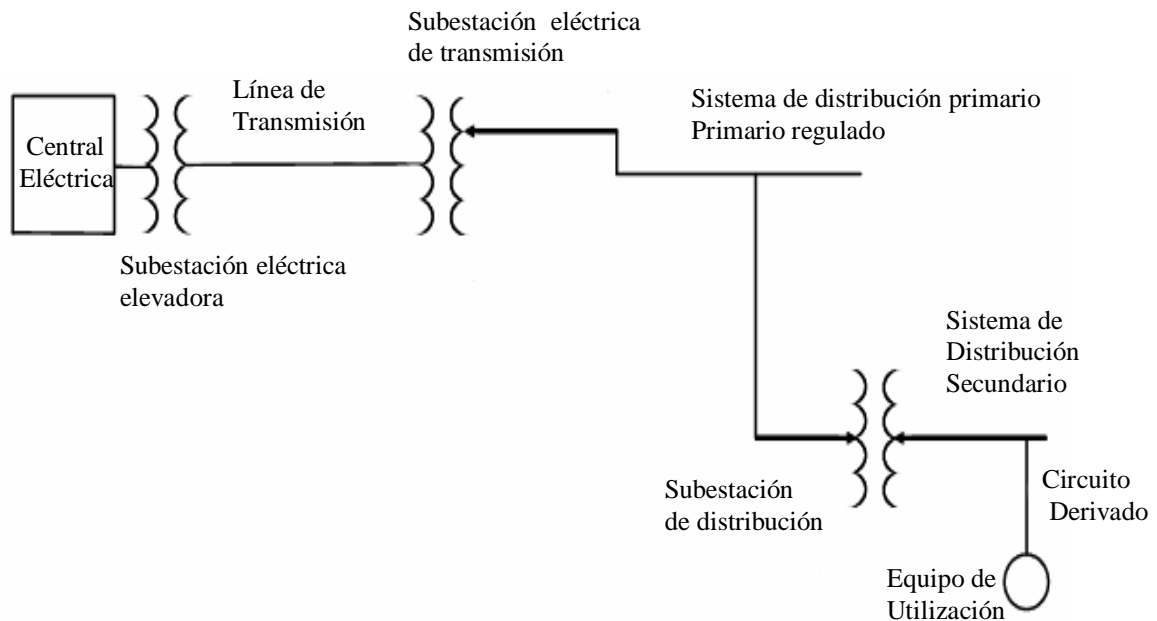


Fig. 2.1. Sistema Eléctrico para la Generación, Transmisión, Distribución y Utilización.

2.3.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El dispositivo eléctrico principal de una subestación es el transformador de potencia, debido a la función que representa cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas. Por definición es considerado como una maquina estática o dispositivo eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos de la misma frecuencia y transformando los valores de tensión y corriente³.

2.3.1.1 CONSTITUCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador se constituye esencialmente por la parte activa, pasiva y accesorios. La parte activa consta de dos partes principales o circuitos como son el núcleo magnético (circuito magnético) y los devanados primario, secundario, terciario (circuito eléctrico). La parte pasiva representa el bastidor y el tanque principal; en la figura 2.8 se muestra la constitución esencial de un transformador de potencia.

2.3.1.1.1 NUCLEO MAGNÉTICO

Esta formado por laminaciones o chapas de acero al silicio (pequeños porcentajes de silicio de alrededor del 4%), llamadas laminaciones magnéticas eléctricamente aisladas, que transfieren energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el **flujo magnético** Φ activo y disminuir las pérdidas en el núcleo. El propósito del silicio en las laminaciones del núcleo es la de aumentar la resistividad del acero con esto se logra disminuir las **pérdidas por histéresis** y las pérdidas por corrientes parásitas son despreciables con el núcleo laminado y compactado.

En transformadores de potencia se utiliza laminaciones de grano orientado o cristales orientados de entre 3% y 4% de silicio en cada laminación, con un espesor de 0.23 mm a 0.35 mm. Por fuertes laminados en frío para formar el núcleo, los cristales tienden a orientarse. Con el fin de eliminar tensiones internas, el material se somete a un tratamiento térmico que mejora las propiedades magnéticas en las laminaciones y esto permite reducir las pérdidas en el núcleo así como su peso (volumen).

³ Para que un transformador pueda ser considerado de potencia debe tener una capacidad mayor de 30 500 kVA. NORMA MEXICANA ANCE. NMX -J-284-1998-ANCE. Productos eléctricos – transformadores de potencia.

Anteriormente el aislamiento de las laminaciones para formar el núcleo se utilizaba papel o barniz, las laminaciones de grano orientado vienen ya preparadas con un tratamiento térmico llamado, “carlite” que proporciona el aislamiento necesario en ambas caras de la laminación.

El *factor de apilamiento* o también llamado factor de relleno o de aprovechamiento que es el cociente de dividir la sección en hierro del núcleo o sección útil, entre la sección total (hierro más aislamiento). Este *factor de apilamiento* es de entre 0.95 y 0.97 para laminaciones de grano orientado debido al tipo de aislamiento. Esto provee un mínimo factor de espacio y una baja **reluctancia**.

En cuestiones de diseño de un núcleo magnético no se establecen formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades de diseño. El núcleo determina características relevantes, establece la diferencia fundamental en la construcción de transformadores, de acuerdo con la posición que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo existen dos tipos: núcleo *tipo columnas* y el núcleo tipo acorazado.

2.3.1.1.1.1 NUCLEO TIPO COLUMNAS

En los núcleos tipo columna también conocidos como tipo “core” los devanados rodean al núcleo, es decir se colocan alrededor de las piernas o columnas en forma concéntrica. De acuerdo a las características del sistema al que se conectara el transformador, existen los núcleos tipo columna para transformadores monofásicos y trifásicos los cuales se distinguen de la siguiente manera:

2.3.1.1.1.1.1 NUCLEO TIPO COLUMNA MONOFÁSICO

Se tienen dos columnas verticales, unidas en las partes inferior y superior por medio de yugos o culatas que las unen en sentido horizontal. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión los cuales, en cada una de las columnas se encuentran incrustados la mitad del devanado primario (P_1 y P_2) y la mitad del devanado secundario (S_1 y S_2) ver figura 2.2.

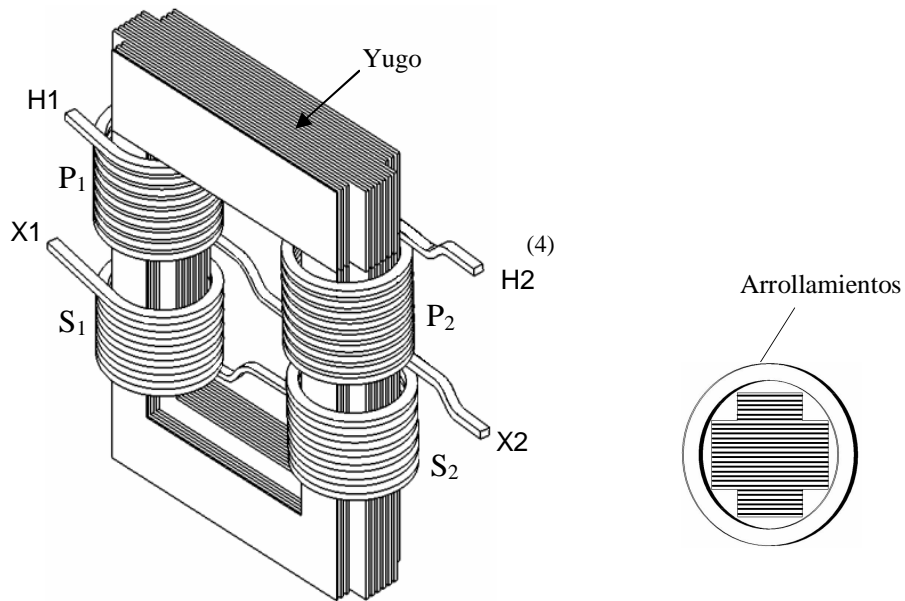


Fig. 2.3. Sección transversal cruciforme

Fig. 2.2. Núcleo tipo columna monofásico.

Frecuentemente el núcleo que lleva los devanados tiene una sección transversal cruciforme para aproximarse a la forma circular de las bobinas; con esto se consigue un ahorro de cobre y se utilizan más adecuadamente las bobinas circulares (ver figura 2.3). Las secciones rectangulares han sido abandonadas, debido a que se presentaba mayor facilidad de deformación en bobinas, por esfuerzos mecánicos de cortocircuito y también requerían mayor aislamiento en sus aristas (figura 2.4).

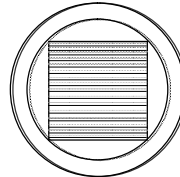


Fig. 2.4. Sección transversal cuadrada.

⁴ Para distinguir los devanados, el de alta tensión se designa con la letra **H** y el de menor tensión con la letra **X**. Designación de terminales NMX –J–284–1998–ANCE. –transformadores de potencia, 15/57 pag.

2.3.1.1.1.2 NUCLEO TIPO COLUMNA TRIFÁSICO

Las tres columnas están dispuestas sobre el mismo plano unidas en sus partes inferior y superior por medio de yugos, sobre cada columna se incrustan los devanados primario y secundario de una fase. Se tienen 3 devanados de alta tensión y 3 de baja tensión, estos se encuentran generalmente repartidos de manera que en cada columna hay dos devanados uno de alta tensión (H1) y su correspondiente de baja tensión (X1) como se muestra en la figura 2.5 y 2.6.

Los transformadores de columnas requieren mayor cantidad de cobre, pero menor cantidad de hierro que los transformadores acorazados, teniendo las mismas características de funcionamiento.

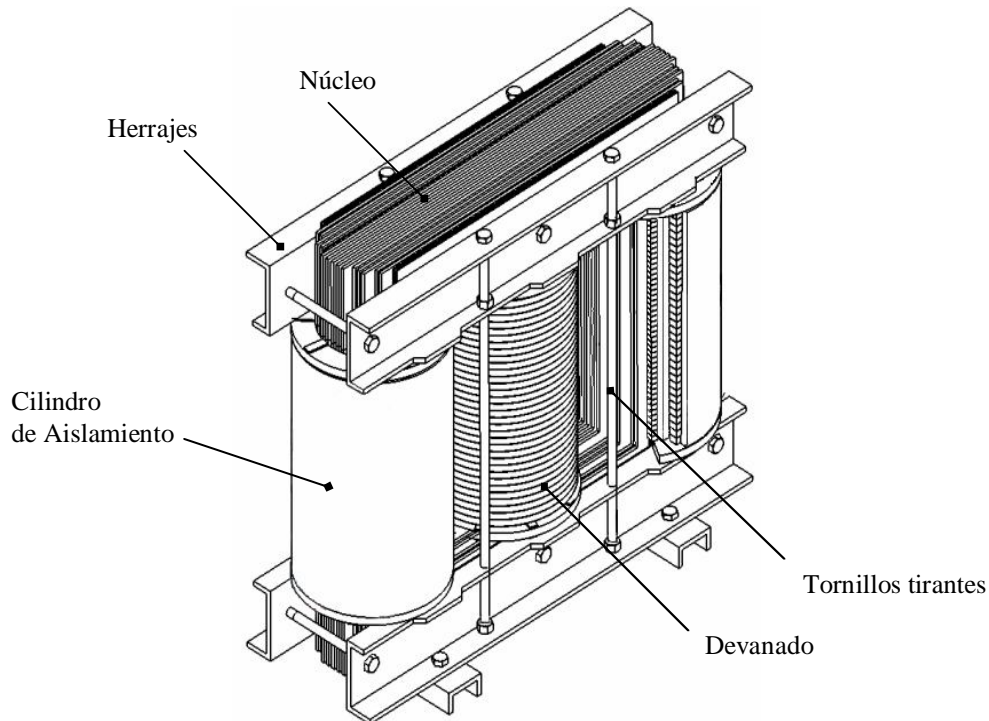


Fig. 2.5. Núcleo Tipo Columna Trifásico con Devanados y Aislantes.

En transformadores de potencia trifásicos las secciones transversales de las columnas se constituyen con un número elevado de escalones. A mayor capacidad del transformador es necesario en el diseño tener una forma escalonada. El núcleo resulta más costoso entre mayor escalones tenga, debido a que cada escalón requiere de dimensiones distintas de laminaciones. La sección transversal del tipo escalonada se utiliza para mejorar el enfriamiento del núcleo, debido a la mejor circulación del aceite en los ductos (ver figura 2.6).

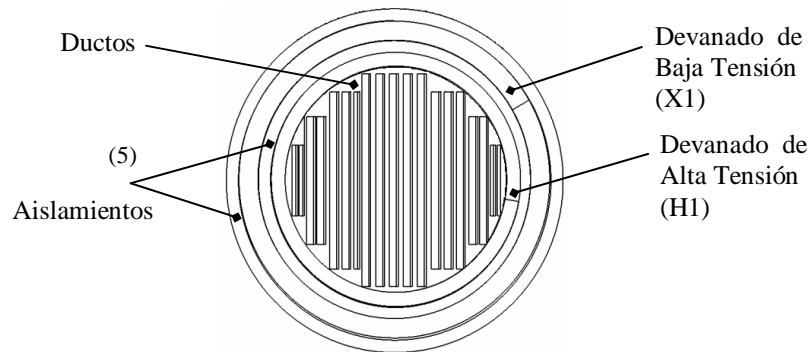


Fig. 2.6. Sección Transversal Escalonada y de los Devanados.

2.3.1.1.2 NUCLEO TIPO ACORAZADO

El núcleo tipo acorazado o también llamado tipo “*shell*”, el mismo circuito magnético rodea a los devanados, los cuales se colocan en forma alternada en la columna central. Debido a que el núcleo envuelve a los devanados, se presenta mayor rigidez mecánica en las bobinas y una mayor protección. Esto permite una mejor resistencia a las muy intensas fuerzas mecánicas que se desarrollan durante un cortocircuito con corriente elevada.

La ventaja de tener el devanado en la columna central radica principalmente en reducir la dispersión magnética y por lo tanto aumenta la **permeabilidad magnética** en el núcleo y la conducción direccional del flujo. El núcleo tipo acorazado monofásico tiene la característica que el flujo magnético atraviesa a un único grupo de devanados y esta compuesto al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo.

2.3.1.1.2 DEVANADOS (CIRCUITO ELÉCTRICO)

Los bobinados constituyen los circuitos de alimentación y carga, pueden ser de una, dos o tres fases, se clasifican por la corriente y potencia que manejan, así como el número de espiras. La función de los devanados, es crear un campo magnético (primario) con una pérdida de energía muy pequeña y utilizar el flujo para inducir una fuerza electromotriz (secundario).

⁵ Todos los aislamientos empleados en el diseño son de origen natural, como: papel, cartón y madera, 34 de alta calidad, para asegurar las propiedades dieléctricas. El papel Press Board es un cartón prensado de maderas de grado eléctrico del sulfato (Kraft), el cual es muy utilizado en los aislamientos.

Las bobinas se fabrican utilizando alambre o solera (barra) de cobre o de aluminio (ver figura 2.2). Los conductores se forran de material aislante, este aislante puede tener diferentes características de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida. Los devanados deben tener conductos de enfriamiento para permitir fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior.

Por lo general se usan conductores de cobre esmaltado, devanados en espiral y con capas sobrepuestas. En el devanado de baja tensión son de alambre rectangular de diámetros no superiores a 3 o 3.5 mm, mientras que en el devanado de alta tensión circula una corriente relativamente baja, por lo que son de un conductor de sección circular con diámetros de 2.5 a 3 mm.

Los devanados primario y secundario en un transformador de potencia de núcleo tipo columna deben ser concéntricos y bobinados sobre un tubo soporte de material aislante único. Se utiliza una bobina cilíndrica o devanado continuo se forma con una serie de discos, con separaciones de cartón aislante (espaciadores de cartón prensado) para permitir el flujo de aceite. Cada disco consta de varias vueltas devanadas en espiral (ver figura 2.5).

Para un núcleo tipo acorazado, se utilizan bobinas tipo galleta, en donde el primario y el secundario se devanan en forma de galletas rectangulares, colocando, las bobinas primarias y secundarias en forma alternada. Con relación a los devanados es práctica común que para los devanados de alta tensión se construyan bobinas tipo discoidal seccionadas y para el de baja tensión de tipo helicoidal.

2.3.1.1.3 BASTIDOR

El ensamble del núcleo y bobinas es sujetado y rodeado por medio de un bastidor, formado por un conjunto de elementos estructurales (herrajes), estas estructuras rígidas tienen la función de soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante el embarque, operación y servicio del transformador así como condiciones de cortocircuito (ver figura 2.5).

2.3.1.1.4 TANQUE PRINCIPAL

El tanque o recipiente representa la parte pasiva donde se aloja el conjunto núcleo-bobinas, esta parte activa va sumergida en líquido aislante. También el recipiente sirve como superficie de disipación de calor producido por el transformador. El tanque es indispensable en transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire como en el caso de los transformadores secos.

El tanque protege eléctrica y mecánicamente al transformador, se construye con lámina de acero, diseñado herméticamente para soportar los esfuerzos mecánicos de presión, de vacío absoluto, transporte y operación, para que no presente deformaciones permanentes. La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo

Se utilizan radiadores o enfriadores para la disipación de calor, los cuales junto con el tanque tienen un área suficiente para disipar las pérdidas de energía, desarrolladas dentro del transformador, sin que se eleve la temperatura especificada la cual depende de la clase térmica de aislamiento.

2.3.1.1.4.1 LÍQUIDO AISLANTE

El líquido aislante puede ser de aceite mineral o silicona líquida, sirve para disipar el calor generado por la corriente que circula en los devanados; el líquido aislante preserva y prolonga la vida útil de los aislamientos (cartón y papel aislante), evitando la humedad y la degradación por efectos de la temperatura. Estos líquidos tienen un alto punto de inflamabilidad, deben ser no tóxicos y biodegradables.

2.3.1.2 CONEXIONES PRINCIPALES DEL TRANSFORMADOR

Para el diseño y selección de un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Por lo general los devanados de mayor tensión se conectan en estrella con el objetivo de reducir el aislamiento interno del transformador a la tensión $V/\sqrt{3}$ para el devanado de menor tensión se puede adoptar indistintamente la conexión estrella o delta.

2.3.1.2.1 CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA (Y–Y)

Esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada; si la carga es desbalanceada, el neutro eléctrico tiende a ser inestable y se desplaza al punto central, haciendo diferentes los voltajes de línea a neutro. Esta desventaja puede ser eliminada conectando a tierra el neutro.

La ventaja de este sistema de conexiones es que el aislamiento soporta únicamente el voltaje de línea a tierra, que es 58% del voltaje entre líneas. Por lo tanto el aislamiento es mínimo así como la cantidad de cobre en los devanados.

2.3.1.2.1.1 CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA CON TERCARIO EN DELTA

La conexión estrella–estrella con terciario en delta (Y–Y– Δ), es la conexión del transformador que se utiliza en esta subestación eléctrica móvil. La conexión estrella en alta tensión (lado fuente) y en baja tensión (lado carga), el neutro se conecta a tierra, con la diferencia que en la conexión estrella en baja tensión, se conecta también el reactor para auxiliar en la regulación de voltaje y controlar las altas corrientes de cortocircuito que se obtienen.

La delta del terciario proporciona un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de la tercera armónica en los devanados principales. El terciario se utiliza para alimentar al transformador de distribución del servicio de estación, para los servicios propios.

2.3.1.2.2 CONEXIÓN DELTA – DELTA (Δ – Δ)

Este arreglo es usado generalmente en sistemas donde los voltajes no son altos y cuando la continuidad del servicio debe ser mantenida aun si uno de los transformadores falla; si esto sucede, los transformadores pueden continuar operando en la conexión delta abierta, también llamada “conexión V”. Con esta conexión no se presentan problemas con cargas desbalanceadas, pues prácticamente los voltajes permanecen iguales.

Ambos extremos de los devanados están conectados a la tensión de la línea directamente. Esta conexión se usa rara vez para tensiones superiores a 138 kV por el alto costo del aislamiento. No se pueden conectar a tierra los puntos neutros, se necesita utilizar un banco de tierras.

2.3.1.2.3 CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA (Δ -Y)

Esta conexión se emplea usualmente para elevar el voltaje, como por ejemplo al principio de un sistema de transmisión de alta tensión. En el lado de alta tensión, el aislamiento trabaja al 58% del voltaje de línea a línea; otra de sus ventajas es que el punto neutro es estable y no flota cuando la carga es desbalanceada. Esta conexión también es usada cuando los transformadores deben suministrar carga trifásica y carga monofásica; en estos casos, la conexión proporciona un cuarto hilo conectado al neutro.

Preferentemente, las conexiones en transformadores trifásicos de dos devanados, son delta en el primario y estrella en el secundario, el secundario en estrella, con neutro a través de una boquilla, proporciona un punto conveniente para establecer una tierra en el sistema, con tensiones de fase a neutro. A su vez al aterrizar el neutro del secundario de igual manera se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.

El primario conectado en delta aísla los dos sistemas en cuanto al flujo de corriente de secuencia cero, que resultan de fallas a tierra en el secundario. Las tensiones del lado de la delta son 1.73 veces mayor que en la estrella, con tensiones entre fases.

2.3.1.2.4 CONEXIÓN ESTRELLA – DELTA (Y- Δ)

En este tipo de conexión se acostumbra utilizar en transformadores reductores de tensión, no se puede conectar a tierra el lado secundario, sin embargo tiene ambos neutros disponibles, la capacidad de los transformadores con este tipo de conexión debe ser 15% mayor que la carga por alimentar. Sus características de conexión son similares a la conexión delta-estrella.

2.3.1.2.5 CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA PARA UN NUCLEO TRIFÁSICO

En cada columna del núcleo trifásico se encuentran dispuestos los devanados primario y secundario de la misma fase. La conexión de tres líneas o fases pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra (ver figura 2.7).

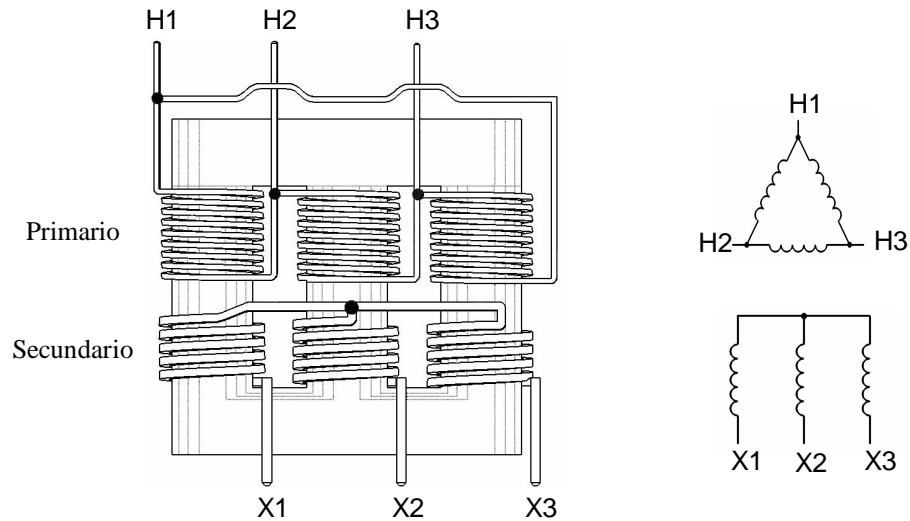


Fig. 2.7. Conexión Delta – Estrella para un Transformador Trifásico.

2.3.1.3 SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

El sistema de enfriamiento más simple, es la clase ON (Oil Natural) que significa enfriamiento natural por aceite, en donde solo el líquido aislante (aceite) funciona para disipar el calor. La clase OA (Oil Air) o también conocida como ONAN (Oil Natural Air Natural), significa enfriamiento por aceite-aire circulación natural (autoenfriado), con los radiadores y el mismo aceite refrigerante.

A la entrada y salida de cada radiador se deben ubicar válvulas de mariposa, con el objetivo de poder desmontar el radiador del tanque, sin necesidad de vaciar el aceite del transformador. El sistema de enfriamiento OW (Oil Water), el enfriamiento se realiza por agua a través de un serpentín, también se conoce como (ONWN).

2.3.1.3.1 SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO FORZADOS

A medida que la potencia de diseño de un transformador crece, el tanque y los radiadores, por si solo no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en transformadores de alta potencia se hace necesario adicionar radiadores o enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los radiadores, por medio de ventiladores. En la tabla 2.3 se indican los tipos de enfriamiento más utilizados en un transformador.

Este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento FOA (Forced Oil Air) enfriamiento por aceite y aire forzados o también (OFAF). El tanque soporta los radiadores, bombas, ventiladores y los accesorios especiales.

ENFRIAMIENTO	SIGNIFICADO	DESCRIPCIÓN
ONAN	Oil Natural Air Natural	Autoenfriado (Enfriamiento Natural)
ONAF	Oil Natural Air Forced	Autoenfriado en Aceite y Forzado por Aire
OFAF	Oil Forced Air Forced	Enfriamiento Aceite Forzado Aire Forzado
OFWF	Oil Forced Water Forced	Enfriamiento Aceite Forzado Agua Forzado
ONAN/ONAF/ ONAF		Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado
ONAN/OFAF/ OFAF		Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aceite y aire forzados

Tabla 2.3. Clases de Enfriamiento más Utilizadas en Transformadores.

En algunas ocasiones no se utiliza como líquido aislante el aceite mineral, se utiliza silicona líquida u otro tipo de fluido y la descripción de siglas es la siguiente: **LN** (Liquid Natural Cooling) Enfriamiento líquido natural. **LNAN** (Liquid Natural Air Natural Cooling) Enfriamiento líquido natural aire natural. **SN** (Synthetic Natural Cooling) Enfriamiento natural sintético.

2.3.1.4 CAMBIADOR DE DERIVACIONES

Es el mecanismo acoplado a los transformadores de potencia, que permite regular o modificar el valor de voltaje de acuerdo a las necesidades del sistema. Esta modificación puede hacerse electromecánicamente o mecánicamente a la tensión y corriente que fluye de un transformador o a las relaciones de transformación. Las derivaciones son una porción del devanado compuesta de una o más espiras.

Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

2.3.1.5 BOQUILLAS

Las boquillas son los aisladores terminales de los devanados de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador. Los extremos de los devanados que sean llevados al exterior a través de boquillas, deberán tener un conductor interno que atraviesa la boquilla; puede estar constituido por cobre trenzado o bien cobre flexible, terminando en un conector de cobre estañado o plateado para mejorar el contacto con la conexión con los devanados en el interior del transformador.

El nivel de aislamiento de las boquillas debe ser igual al de los devanados a los que se conecten, excepto en la terminal del neutro de un devanado. Las boquillas para los transformadores se construyen generalmente de porcelana vidriada, con protección contra flameo. En transformadores de potencia con tensiones superiores, por lo general se construyen de tipo condensador con papel bakelizado o de papel y aceite en el aislamiento interior. Las boquillas evitan que haya un escape indebido de corriente.

2.3.1.6 TANQUE CONSERVADOR (TANQUE DE EXPANSIÓN)

El tanque conservador, constituye uno de los sistemas de preservación del líquido aislante, tiene función de absorber la expansión del aceite, debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga, el tanque conservador se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior. El tanque conservador tiene una respiración para expulsar el gas hacia la atmósfera.

En el tanque conservador no debe permanecer el aceite en contacto con el aire. Por un lado, porque al estar variando el nivel, de aceite el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia adentro del transformador y por otro lado porque el aceite en contacto con el aire se oxida y pierde también sus características dieléctricas. El tanque conservador de aceite esta colocado sobre el tanque principal del transformador.

La tubería entre el tanque principal y el tanque conservador debe permitir un flujo adecuado de aceite, en ella se instala el relevador de gas (**Buchholz**) que sirve para detectar fallas internas en el transformador.

2.3.1.7 ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los accesorios del transformador de potencia constituyen una parte fundamental para la operación adecuada de éste, a continuación se mencionan de manera general, los accesorios más importantes:

1. El tablero: es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, y del cambiador de derivaciones bajo carga.
2. Las válvulas: en el del transformador son un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del líquido aislante.
3. Los conectores a tierra: son piezas de acero cobrizado, latón o acero inoxidable, soladas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierras.
4. El sistema **deshidratador**: consiste esencialmente en un deshidratador, para absorber la humedad del tanque y conservar las propiedades del aceite aislante.
5. Los indicadores: en los transformadores de potencia monitorean principalmente el comportamiento del líquido aislante y así como la presión del tanque, a continuación se mencionan los indicadores más importantes:
 - Indicador de nivel de líquido aislante.
 - Indicador de temperatura del líquido aislante.
 - Indicador de presión y vacío.

2.3.1.8 ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UN TRANSFORMADOR

En la figura 2.8 se indican los elementos principales que constituyen el transformador de potencia.

- 1) Núcleo de circuito magnético.
- 2) Devanados.
- 3) Aislantes.
- 4) Bastidor
- 5) Tanque.
- 6) Boquillas de Alta Tensión.
- 7) Boquillas de Baja Tensión.
- 8) Tubos radiadores.
- 9) Válvula de drenaje.
- 10) Tablero.

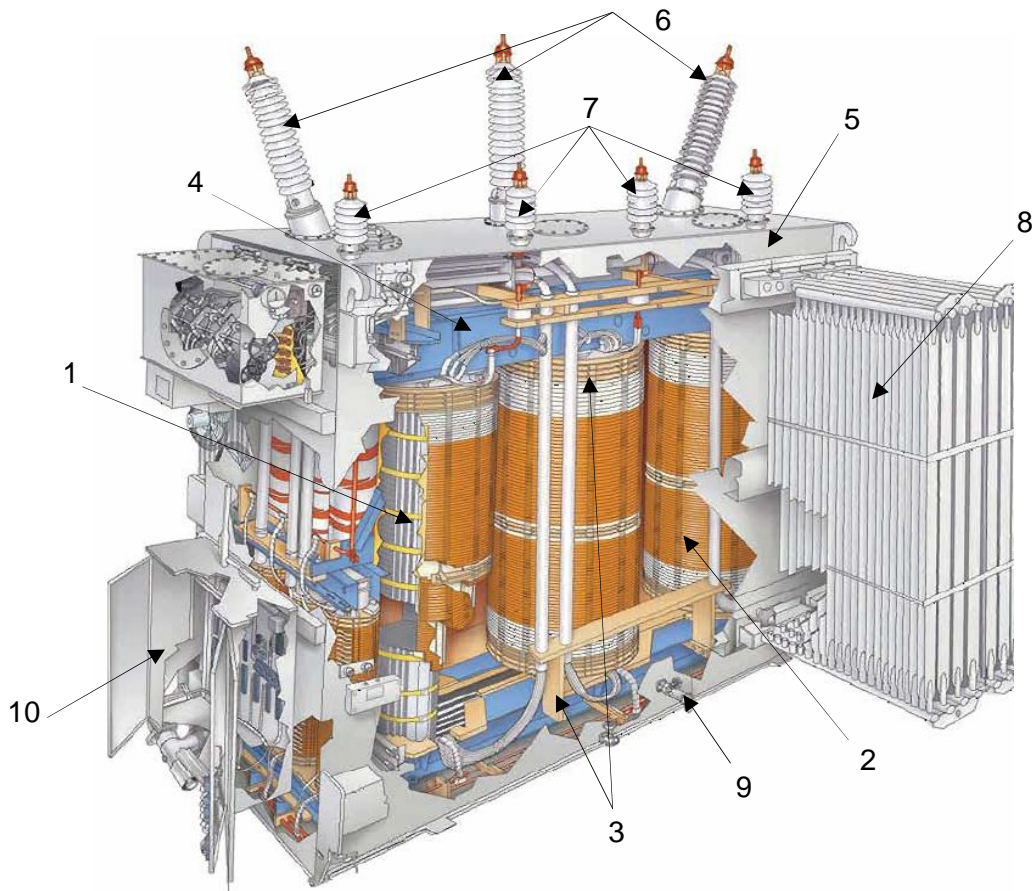


Fig. 2.8. Elementos que Constituyen un Transformador de Potencia.

2.3.1.9 TIPOS DE TRANSFORMADORES

Los transformadores de potencia pueden ser autotransformadores o transformadores convencionales de dos o tres devanados, sumergidos en líquido aislante (aceite refrigerante) o encapsulados en un aislamiento sólido (transformadores secos).

2.3.1.9.1 AUTOTRANSFORMADOR

La selección entre transformadores convencionales o autotransformadores, esta en función de los factores de costos y aplicación. Se utilizan los autotransformadores cuando la relación de transformación es menor de dos, esta característica de diseño radica en un bajo costo, siempre y cuando la relación de transformación no exceda a 3/1. En este tipo de transformador los dos devanados están interconectados eléctricamente.

Los autotransformadores se construyen con un solo enrollamiento por fase, de manera que una parte de este, es común para el primario y el secundario, por lo tanto el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión. Las conexiones en el primario y el secundario deben ser siempre iguales o sea estrella-estrella o delta-delta.

Un menor tamaño, menor peso, menor regulación, corrientes de excitación más bajas y menores pérdidas, son ventajas de los autotransformadores; sin embargo la impedancia entre primario y secundario es menor que en un transformador, por lo que se presenta una posibilidad mayor de fallas.

2.3.1.9.2 TRANSFORMADORES SECOS

Son aquellos en que el circuito magnético y los arrollamientos, no están sumergidos en un líquido aislante. Los devanados están impregnados y encapsulados en un aislamiento sólido (resina epóxica). Debido al material aislante la tensión más elevada debe ser menor a 36 kV. Estos transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos y pueden tener refrigeración forzada. Como consecuencia del encapsulado, que rodea a los conductores además de unirlos fuertemente entre sí, la resistencia a los esfuerzos electrodinámicos generados en un cortocircuito es muy alta.

2.3.2 DISPOSITIVOS DE MANIOBRA

Los dispositivos eléctricos de maniobra en una subestación de potencia, se definen a partir del termino “**aparataje eléctrica**”. Estos dispositivos tienen por objetivo, realizar la conexión o interrumpir (desconexión) la corriente eléctrica en uno o varios circuitos de alta tensión, bajo las condiciones previstas de servicio, sin daños para el dispositivo de maniobra y sin perturbar el funcionamiento de la instalación eléctrica o sistema eléctrico.

Los dispositivos utilizados para la protección (corte automático) y conexión-desconexión (maniobra corte controlado) de las instalaciones eléctricas de potencia, están destinados a realizar un servicio continuo en condiciones normales, permitiendo la maniobra tanto para el aislamiento de circuitos donde se desea realizar trabajos de mantenimiento como para la conexión de circuitos alternativos, así como proteger las instalaciones y personas en casos de accidentes eléctricos.

El funcionamiento normal de una subestación o una línea eléctrica se puede ver perturbado por diferentes causas (defectos de aislamiento, descargas atmosféricas, maniobras indebidas, sobrecargas eléctricas), así como por defectos como cortocircuitos, sobrecargas de corriente y sobretensiones. Por lo cual es necesario un conjunto de dispositivos de maniobra y protección para poner en condiciones normales la instalación eléctrica en cuestión.

Existen dos tipos de maniobra, en vacío y en carga; cuando en el dispositivo circula una corriente eléctrica considerable la cual provoca un arco eléctrico, la maniobra es en carga. Mientras que la maniobra en vacío es cuando no circula corriente en el dispositivo eléctrico (o la tensión entre contactos sea despreciable). Estos dispositivos de maniobra y protección son:

- Interruptor de potencia (maniobras con carga).
- Seccionador (maniobras en vacío).
- Fusible (Protección de cortocircuitos).

2.3.2.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir (desconexión) y restablecer (conexión) la continuidad de corriente eléctrica en un circuito eléctrico, tanto a corrientes nominales de operación y corrientes superiores, así como interrumpir corrientes de falla o de cortocircuito; inserta o retira cualquier circuito energizado tal como líneas aéreas o cables de potencia. El interruptor es también llamado un **disyuntor** de potencia.

En condiciones de operación, cuando el interruptor pasa a la posición “abierto”, el circuito debe pasar de una impedancia prácticamente nula a una impedancia de valor infinito. Es decir, pasa de ser conductor a convertirse en aislante; el menor gasto de energía en corriente alterna se produce en las proximidades del paso por cero de la corriente. En la práctica no hay dispositivo que sea lo suficientemente rápido para lograr esto.

Por todo ello, el problema principal es extinguir un arco eléctrico formado al separarse ambos contactos energizados, es decir bajo flujo de corriente el interruptor cortará la corriente disminuyendo los efectos del arco con el mínimo consumo de energía. Las formas de eliminar el arco eléctrico, debido al agente extintor del mismo, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Técnica de ruptura en aire (interruptores de potencia neumáticos).
- Técnica de ruptura en aceite (interruptores de pequeño volumen de aceite).
- Técnica de ruptura en **hexafluoruro de azufre (SF6)**.
- Técnica de ruptura en **vacío**.

En este caso sólo se explican brevemente dos técnicas de extinción, las cuales son utilizadas en los interruptores de potencia empleados en la subestación móvil; estas técnicas son: ruptura en SF6 y ruptura en vacío.

2.3.2.1.1 CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO

Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico de potencia, en donde, al abrir los contactos, la energía que fluye por el circuito se transforma en calor. La cámara de extinción, debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco eléctrico al momento de la apertura; así como ser capaz de restablecer rápidamente su rigidez dieléctrica en el medio comprendido entre los contactos, una vez que se ha extinguido el arco eléctrico.

Las cámaras de extinción de arco, según su diseño y por su ubicación, dan nombre a los interruptores de tanque vivo y tanque muerto. En los interruptores de tanque vivo, las cámaras se encuentran soportadas en columnas aislantes, en donde las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción, están al potencial de la línea, por lo tanto el tanque no se encuentra aterrizado quedando separado del potencial de tierra.

En los interruptores de tanque muerto las cámaras de extinción, se encuentran autoretenidas en un recipiente que se encuentra aterrizado, por lo tanto el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra, mientras las conexiones a la carga se hacen por medio de boquillas aislantes convencionales.

2.3.2.1.2 MECANISMO DE ACCIONAMIENTO

El mecanismo de accionamiento de un interruptor es el conjunto de elementos electromecánicos que permiten almacenar y disponer energía, útil para transmitir movimiento (energía dinámica) al conductor móvil del interruptor, el cual abre o cierra sus contactos, logrando posiciones finales. A continuación se mencionan los mecanismos actuales conocidos, por su tipo de mecanismo:

- Mecanismo de resorte.
- Mecanismo neumático.
- Mecanismo hidráulico.
- Combinación entre ellos.

En este caso sólo se explicara brevemente el mecanismo de resorte debido a que es el mecanismo de accionamiento, utilizado en el interruptor de potencia en SF6, de la subestación móvil.

2.3.2.1.3 MECANISMO DE RESORTE

Este mecanismo de energía almacenada utiliza resortes que son cargados o tensados por un motor eléctrico. Normalmente los resortes para cierre son cargados por el motor y estos al ser liberados y efectuar la operación de cierre, transmiten la energía a los contactos del interruptor y al mismo tiempo, son cargados los resortes para el disparo.

Al finalizar la operación de apertura, el resorte de cierre es cargado mecánicamente en forma automática por el motor. El motor eléctrico tensa los resortes a través de un sistema de transmisión. Cuando el resorte esta tenso (energía almacenada) y baja la señal de control adecuada, la energía es liberada desplazando una serie de palancas que accionan la apertura de los contactos. Simultáneamente a la apertura, un resorte es comprimido, este al ser liberado, transmite movimiento de cierre a los contactos.

2.3.2.1.4 INTERRUPTORES DE RUPTURA EN SF6

Estos interruptores tienen una parte activa, constituida por una cámara de extinción rellena de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF6). La cámara de extinción contiene los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles. La parte pasiva protege eléctrica y mecánicamente al interruptor de potencia.

El interruptor de potencia en SF6 es junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

Los interruptores de potencia en SF6 deben ser capaces de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kilo amperes.

Estos interruptores son de polos separados (cada fase en un tanque). Las principales averías en estos interruptores son las fugas de gas. En un interruptor bien instalado las perdidas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado en el interruptor.

2.3.2.1.4.1 PROPIEDADES DEL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)

Es un gas estable, químicamente inerte ya que no es reactivo, alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión. *Tiene propiedades dieléctricas superiores* a otro tipo de fluidos dieléctricos utilizados en la extinción del arco eléctrico. El SF6 no existe en estado natural, por lo cual se deberá obtener mediante síntesis, producido por reacción directa a 300 °C, de azufre fundido y flúor gaseoso.

En estado puro no es toxico, no es inflamable, no es corrosivo, no condensable a bajas temperaturas, es inodoro, incoloro e insípido, es 5 veces mas pesado que el aire (163 litros de gas por kg). Suministrado como gas licuado a su presión de vapor. En estado gaseoso, su densidad o peso específico a 20 °C y 1 atm es de 6.16 g/l. Su peso molecular es de 146.06.

Debido a la electronegatividad que tiene la estructura molecular del SF6, tiene la propiedad de capturar electrones libres conductores, ocasionando la *rápida extinción del arco*, además su **alta conductividad térmica**, permite un enfriamiento y desionización rápida del arco, formando iones negativos, que permite una *recuperación rápida de la resistencia dieléctrica* del canal del arco inmediatamente después de la extinción del arco.

Por su baja temperatura de ionización, el tiempo de extinción del arco eléctrico es 100 veces menor que si se usa el aire. Permite enfriar el arco eléctrico, aumentando su rápida regeneración del gas por si solo en su original rigidez dieléctrica, después de la extinción del arco. Algunas pruebas del gas SF6 en servicio son: punto de rocío, contenido de oxígeno y acidez

2.3.2.1.5 INTERRUPTORES DE RUPTURA EN VACÍO

Los contactos están dentro de botellas especiales o cámaras de extinción en las que se encuentran en las proximidades de un vacío absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un **fuelle** de material que es una aleación de latón.

La alta capacidad dieléctrica del vacío permite una distancia entre los contactos de 6 a 25 mm en posición abierto, esta ventaja inherente de mover un contacto ligero a solo una distancia muy pequeña en un medio dieléctrico casi perfecto. Los contactos son comúnmente de cobre y cromo.

Los contactos tienen ranuras diagonales en su estructura que hacen que el arco eléctrico gire alrededor de los contactos y no se concentre en un solo punto, mientras el campo magnético y el arreglo de los contactos, controlan y arrojan el arco hacia la parte externa de los contactos. Esto evita el excesivo calentamiento y desgaste de los contactos ya que al abrir se generan vapores metálicos.

Esto produce una interrupción segura y rápida de las corrientes de carga o de falla. Sin embargo en estos interruptores no se puede hacer ningún mantenimiento en la cámara de arqueo ya que está sellada al alto vacío y posee una duración muy larga de los contactos en cuanto al número de operaciones permitidas. Por lo que al perderse el vacío o cumplir con el número de operaciones se tendrá que sustituir dicha cámara por una nueva.

Debido a la rapidez de ruptura, pueden aparecer elevadas sobretensiones entre los contactos y ligera emisión de rayos X. Aunque la aplicación de estos interruptores se limita a tensiones inferiores a 50kV, tienen ciertas ventajas las cuales se mencionan a continuación:

- Rápida extinción del arco eléctrico (15 milisegundos).
- Produce poco ruido durante la operación.
- Elevada rigidez dieléctrica (en el orden de 199 kV/cm)
- Menor energía de maniobra debido al corto recorrido de los contactos móviles.
- El tiempo de vida de los contactos es importante e elimina o reduce el riesgo de las explosiones que se producen por presencia de gases o líquidos.
- Idóneo para realizar conexiones rápidas y repetidas.

2.3.2.2 SECCIONADORES

Los seccionadores o cuchillas son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal, pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas, es decir son dispositivos para maniobras sin carga.

La función primordial de las cuchillas, es la de servir como un seccionamiento físico, aislando circuitos eléctricos de forma visual; en una subestación eléctrica de potencia existen seccionadores de operación unipolar y de operación en grupo o tripolar.

Los seccionadores deben ser capaces de soportar sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Asegurando que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión. Las cuchillas deben de ser operadas por personal capacitado (operarios) y con el equipo de protección obligatorio, como guantes dieléctricos, lentes de seguridad, casco y botas dieléctricas.

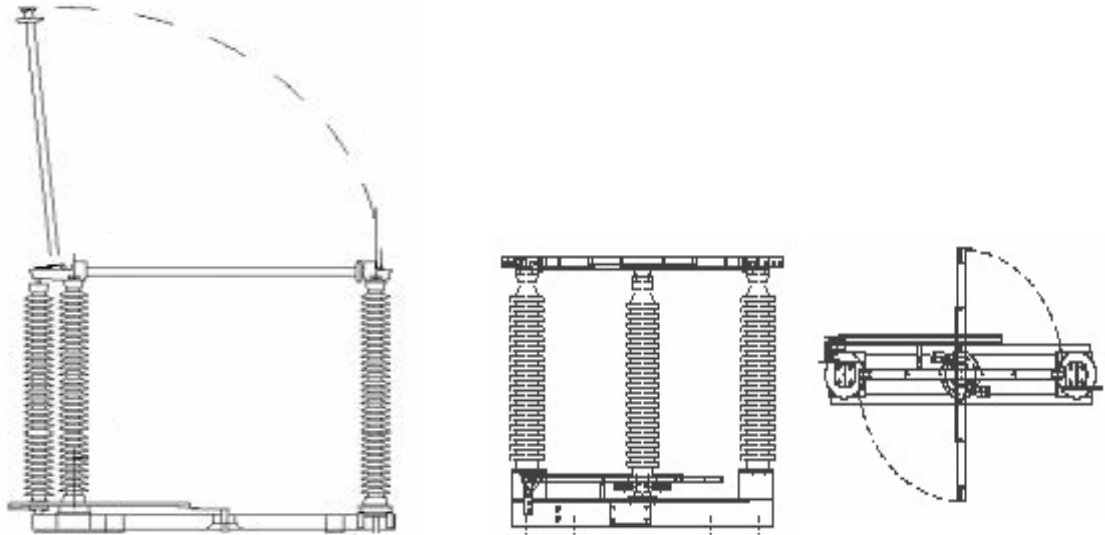
2.3.2.2.1 CONSTRUCCIÓN DE LOS SECCIONADORES

Los seccionadores utilizados en subestaciones eléctricas de potencia tienen muy variadas formas constructivas pudiéndose clasificarlos según su modo de accionamiento:

- Seccionadores de cuchillas giratorias.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes.
- Seccionadores de columnas giratorias.
- Seccionadores de pantógrafo.
- Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla.

Sea cual fuera el tipo (de apertura horizontal o vertical y con movimiento giratorio central o lateral, pantográfico o semipantográfico) deberán permitir la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire. El tipo de apertura deberá elegirse teniendo en cuenta las distancias eléctricas adoptadas para el proyecto. Los de apertura lateral, por ejemplo, requieren mayores distancias entre ejes de fases que los de otro tipo.

Los seccionadores trifásicos utilizadas en la subestación eléctrica móvil en cuestión pueden ser de apertura y cierre vertical (Tipo A), apertura y cierre doble horizontal (Tipo B). Como se ilustra en la figura 2.9.



Apertura y Cierre Vertical Tipo "A"

Apertura y Cierre Doble Horizontal Tipo "B"

Fig. 2.9. Seccionadores Trifásicos.

Para efectuar la apertura o cierre de los contactos, el seccionador necesita de una serie de dispositivos que permitan la maniobra. Estos dispositivos se conocen con el nombre de mando del seccionador. Los tipos de mandos más utilizados en las subestaciones eléctricas son los siguientes:

- Mando por pértiga
- Mando mecánico a distancia
- Mando por servomotor

Los seccionadores tendrán mando motorizado para operación individual por polo de las cuchillas principales, según el nivel de tensión, por ejemplo los seccionadores de 132 kV podrán tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

2.3.2.2 SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA

Antes de comenzar a trabajar en instalaciones de alta tensión, la subestación o instalación, se debe poner a tierra y cortocircuitar a continuación. Para ello se emplean los seccionadores de puesta a tierra, que están generalmente montados a los seccionadores de potencia con la misma capacidad de cortocircuito que los contactos de los seccionadores.

Un enclavamiento mecánico impide la conexión del seccionador de puesta a tierra, mientras esta conectado el seccionador de potencia correspondiente. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias pueden operar con pequeñas cargas, es decir en bajas potencias; con carga cuando exista un paralelo con otro circuito eléctrico y que las cuchillas sean para operar en grupo. Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y que tienen un carácter claramente inductivo. La potencia máxima que puede cortar los seccionadores es de 50 kVA.

2.3.2.3 FUSIBLES CORTACIRCUITOS

Los fusibles son dispositivos de protección destinados a desconectar circuitos, en caso de que el fusible sea atravesado por una sobreintensidad provocada por sobrecargas o cortocircuitos. Además de limitar la corriente de cortocircuito, el fusible protege los equipos e instalaciones (transformadores, salidas de cables de potencia etc.) de las consecuencias dinámicas (mecánicas) y térmicas de las corrientes de cortocircuito al desconectar dichas corrientes.

Los fusibles se dividen en, fusibles de potencia y fusibles de bajo voltaje. El fusible de potencia es de 600 Volts hasta 30 kV, por lo tanto su uso es media tensión (M.T.), en donde encontramos dos tipos de fusibles según la forma de eliminar el arco de energía que se produce, estos son:

- Fusibles de alto poder de ruptura (A.P.R.), llamaos de ruptura rápida.
- Fusibles cortacircuitos de expulsión.

Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente,

Los fusibles de ruptura rápida, actúan rápidamente ante un cortocircuito, impidiendo que el valor de corriente de falla llegue al nivel de cresta que produciría un daño al circuito en protección, por lo tanto son limitadores de corriente.

Los fusibles de expulsión, están constituidos por un tubo protector, en cuyo interior está dispuesto el elemento fusible, y unido a él la trencilla de conexión. En el momento de producirse el arco, la generación consiguiente de gases provoca la expulsión de la trencilla, con el posterior alargamiento y soplado del arco, que provoca su extinción.

2.3.3 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Los aparatos de medida y los relevadores de protección, utilizados en las instalaciones eléctricas, no se construyen para soportar altas tensiones ni elevadas corrientes. Además, estos aparatos deben estar aislados de las altas tensiones para prevenir accidentes fatales en el personal de servicio. Por estas razones los aparatos de protección y medición se conectan a las instalaciones o circuitos de las subestaciones a través de los transformadores de medida que alimentan dichos aparatos.

Tanto las mediciones como las condiciones que provocan el accionamiento de los dispositivos de protección (relevadores de protección) están referidas a la apreciación de corrientes y, de tensiones, por lo que los transformadores de medida se dividen en dos tipos o clases:

- Transformadores de corriente o intensidad (TC's).
- Transformadores de potencial o tensión (TP's).

2.3.3.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)

Los transformadores de corriente son dispositivos electromagnéticos que tienen la función de reducir a escala la corriente que circula en el primario, por una corriente menor que se mide en el secundario (generalmente de máximo 5 amperes). Está constituido por un primario cuyo devanado tiene un número de espiras muy reducido y se conecta en serie con la línea; y un secundario cuyo devanado está constituido por numerosas espiras y se conecta al correspondiente circuito de uso, para alimentar a los relevadores de protección.

2.3.3.1.1 CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito o línea por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de protección y medición que se requieren energizar, cumpliendo la función de aislar los instrumentos conectados a los circuitos de alta tensión, así como suministrar la corriente secundaria de valor normalizado (ver figura 2.10).

En condiciones normales de operación la corriente del secundario es practicante proporcional a la corriente que circula en el primario, aunque ligeramente desfasada. Pueden ser uno o varios secundarios embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos.

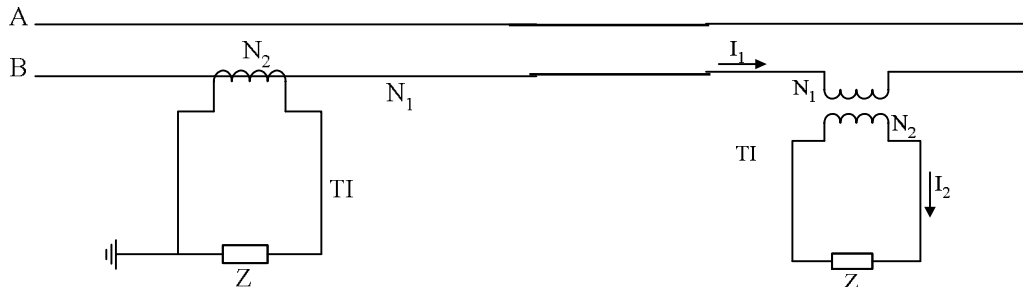


Fig. 2.10. Transformador de Intensidad (TC).

La corriente de carga depende del consumo primario y no del secundario; a su vez, la corriente secundaria es prácticamente independiente de los aparatos que constituyen la carga secundaria y está en relación constante inversa del número de espiras, con la corriente que circula por el devanado primario, a la cual tiende a neutralizar magnéticamente.

Al alterar la impedancia del circuito secundario, varía la tensión entre los bornes de salida del transformador y proporcionalmente (en relación con el número de espiras), también la caída de tensión entre los bornes del primario. Por lo tanto, la relación fundamental de un transformador de intensidad es:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = M \Rightarrow \text{Constante} \therefore N_1 I_1 = N_2 I_2$$

2.3.3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)

Se utiliza para disminuir a escala las altas tensiones en el primario, por una tensión menor que se mide en el secundario de los sistemas eléctricos, con fines de medida o para alimentar bobinas de voltaje (relevadores de protección) a tensiones más bajas. La tensión nominal secundaria normalizada puede ser de 69, 105, 115, 120V y 208V.

2.3.3.2.1 CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)

El transformador de potencial se conecta en paralelo (entre dos fases o entre fase y neutro), con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección.

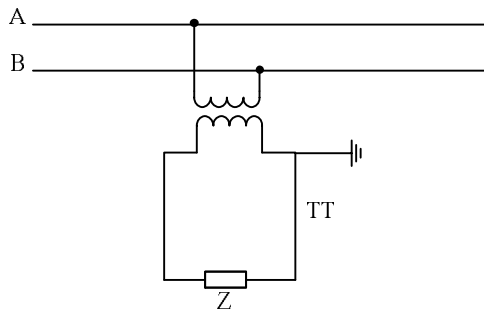


Fig. 2.11. Transformador de Potencial (TP).

Uno de los bornes o terminales del secundario se conecta a tierra para prevenir el riesgo de contacto accidental entre la alta tensión del primario con la baja tensión del secundario (ver figura 2.11).

Debe de existir proporcionalidad de la tensión del secundario respecto a la tensión del primario, para todo el campo de medida. Para esto es preciso que las caídas de tensión por resistencia en el primario y secundario sean despreciables. La relación de transformación de un transformador de tensión es:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = \text{Constante} = K \therefore V_1 N_2 = V_2 N_1$$

Contrario al TC, en el TP, no se debe cortocircuitar nunca el secundario, ya que, las corrientes de cortocircuito en ambos devanados serían muy superiores a las corrientes nominales, provocando el sobrecalentamiento de éstos. La diferencia de los TC's con los TP's es que en los TP's, no se presentan las dificultades de sobre tensión en caso de cortocircuito. Los TP's se construyen para soportar hasta un 20% sobre su valor nominal.

2.3.4 BARRAS COLECTORAS

Las barras colectoras son el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan para conducir la corriente eléctrica de un equipo o circuito a otro, interconectando los diferentes circuitos o nodos de una subestación, tales como líneas de transmisión, transformadores de potencia, etc.

Las barras se encuentran sostenidas por aisladores, los cuales además de aislar el potencial de tierra, también soportan mecánicamente las barras; pueden clasificarse como:

- *Cables.*- Más económicos, pero mayores pérdidas por efecto corona.
- *Tubo.*- Maneja gran cantidad de corriente, se reduce el número de aisladores.
- *Solera.*- Maneja gran cantidad de corriente y pueden ser de aluminio generalmente o cobre.

2.3.5 APARTARRAYOS

Son dispositivos eléctricos destinados para absorber y/o limitar la amplitud de las sobretensiones transitorias, están constituidos principalmente por elementos que solo conducen la electricidad en altas frecuencias (ver figura 2.12). En caso de no tener un apartarrayos en una instalación eléctrica, la sobretension se descargaría sobre aisladores y perforarían el aislamiento de los equipos de potencia; ocasionando daños e interrupciones en el sistema.

Las sobretensiones pueden ser originadas por una descarga atmosférica en forma de rayo, hacia las líneas de transmisión y subestaciones a la intemperie; aunque también puede ocurrir una sobretensión por maniobras de interruptores o desequilibrio de sistemas provocado por fallas a tierra, pérdidas súbitas de carga, influencia mutua en caso de falla por corto circuito entre líneas paralelas del sistema.

Para su correcto funcionamiento, los apartarrayos se conectan entre la línea y tierra, y se han de elegir con sus características tales que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger (lo que se conoce como coordinación de aislamiento), pero nunca para los valores de tensión nominal. Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- Comportarse como un aislador mientras no exista sobretensión.
- Convertirse en conductor al suceder una sobretensión.
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

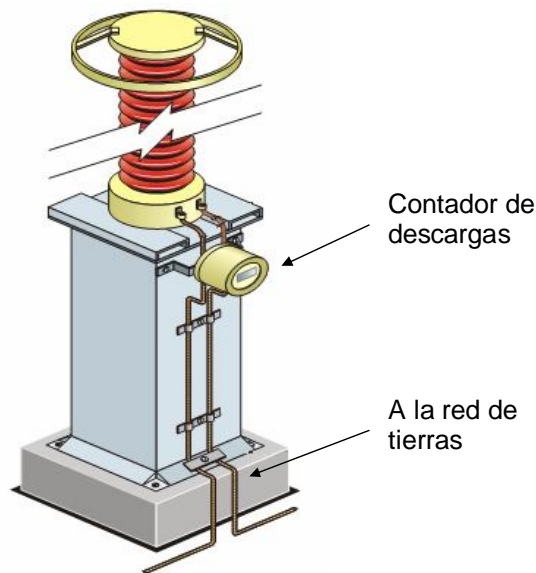


Fig. 2.12. Apartarrayos con contador de descargas.

2.3.5.1 APARTARRAYOS DE EXPLOSORES Y CARBURO DE SILICIO

Estos dispositivos son también llamados apartarrayos autovalvulares, su funcionamiento se basa en la descarga de la sobretensión sobre unas válvulas o resistencias variables (no lineales) de carburo de silicio, conectadas en serie con explosores metálicos aislados entre sí por separadores cerámicos.

Los explosores son dispositivos que tienen uno o más electrodos en los que se inicia una descarga eléctrica de cebado, están conectados directamente a la línea; cuando ocurre una sobretensión que sobrepasa el nivel de tensión

nominal, el explosor se ceba permitiendo el paso de corriente a través de las resistencias no lineales, limitando el paso de la corriente y mandándola a tierra a través de una conexión eyectable que se acciona en caso de descargas prolongadas inhabilitando la conexión a tierra. El explosor disminuye la tensión aplicada a las resistencias.

2.3.5.2 APARTARRAYOS DE ÓXIDOS METÁLICOS

Estos apartarrayos tienen resistencias no lineales de óxido metálico, con un coeficiente de no linealidad más elevado, permitiendo una conducción de corriente de fuga despreciable. Cuando ocurre una sobretensión la resistencias absorben perfectamente las corrientes de descarga, evitando el uso de explosores.

Cuando la corriente de descarga disminuye hasta los valores de corriente subsiguiente las resistencias de óxidos metálicos aumentan su valor, volviendo a conducir a tierra unos pocos miliamperes, por lo tanto la sobretensión se ha extinguido. Este tipo de apartarrayos son empleados en la subestación móvil.

2.3.6 SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA (EL SISTEMA DE TIERRA)

Un sistema de tierra de una subestación, es un conjunto de conductores eléctricos formando mallas entrelazadas, enterradas a una profundidad mínima de 0.5 metros en conjunto con varillas de cobre-acero de 3 metros de longitud.

La red de tierras es una de las principales herramientas para la protección contra sobre tensiones de origen atmosférico o por alguna maniobra, a ella se conectan los neutros de los aparatos, las bayonetas, los hilos de guarda, las estructuras metálicas, los tanques y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra (ver figura 2.13).

El sistema proporciona un camino de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o a la operación de apartarrayos. Este sistema de protección evita que durante la circulación de las corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, que pueden ser peligrosos para el personal. Por lo tanto para dar mayor confiabilidad al servicio eléctrico de la subestación el sistema de tierras debe cumplir con los siguientes puntos.

- Disipar la corriente asociada a las descargas atmosféricas, limitando las sobre tensiones generadas.
- Contar con un medio seguro que aterrice los equipos eléctricos cuando estén en mantenimiento.

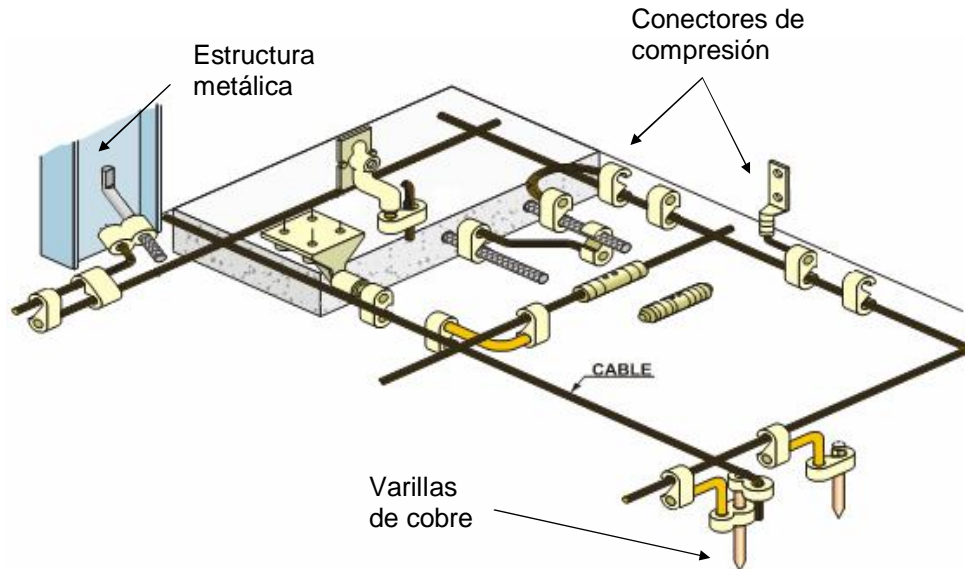


Fig. 2.13. Interconexión de Conductores de la Red de Tierras.

2.3.7 BANCO DE TIERRA (REACTOR DE NEUTRO ARTIFICIAL)

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra. Estos reactores generan un neutro que está conectado a tierra por medio de un transformador de corriente de protección.

Los bancos de tierra se emplean en sistemas no aterrizados, estos bancos son necesarios para tener una referencia a tierra. En un sistema de potencia con **neutro flotante**, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurre un cortocircuito de fase a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de cortocircuito. Para evitar lo anterior se debe considerar un camino extra para la corriente de regreso de tierra.

Estos bancos de tierra son empleados en subestaciones de subtransmisión (230/85 kV) con transformadores trifásicos, conexión estrella-delta.

2.3.8 SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN (PCyM)

Un sistema de protección eléctrica tiene como función principal detectar cuando sucede un cortocircuito y aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en cual ocurrió la falla, para disminuir el daño en el mismo equipo y las interrupciones del servicio. Las protecciones y equipos asociados deben proporcionar información acerca de la localización y del tipo de falla que se produce, así como enviar señales de monitoreo hacia un centro de control.

Los dispositivos de protección eléctrica se encuentran en el llamado salón de tableros, el cual es un cuarto o caseta donde se alojan los tableros de Control, Protección y Medición (CPM) o también conocidos como los sistemas PCyM en una subestación eléctrica de potencia.

En los tableros se encuentran instalados los esquemas de PCyM, los cuales como su nombre lo indica, tienen la función de controlar, proteger y obtener mediciones de cada equipo instalado en la subestación. Un sistema de protección está formado por el siguiente equipo:

- Transductores (Transformadores de instrumento).
- Sensores (Relevadores de protección).
- Baterías.
- Dispositivo de protección (Interruptor).

2.3.8.1 TRANSDUCTORES

En la protección de sistemas de potencia a los transductores se les conoce como transformadores de instrumento; un transductor es un dispositivo que en la entrada es una variable cualquiera de un sistema y que produce una salida directamente proporcional al valor de la entrada.

2.3.8.2 SENSORES

Los sensores o relevadores, detectan un cambio de estado. Un relevador es un dispositivo que es energizado por una señal de tensión, corriente o ambas, a través de los transformadores de instrumento. Cuando la señal excede un valor predeterminado el relevador opera mandando una señal para la desconexión de la parte del sistema donde ocurrió la condición anormal.

2.3.8.3 BATERÍAS

Las baterías proporcionan la alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo se prefiere de corriente directa en vez de corriente alterna debido a que esta alimentación puede no ser de la adecuada magnitud durante un cortocircuito, con lo cual fallaría el disparo.

2.3.8.4 DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN (INTERRUPTOR)

El interruptor es el equipo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para desenergizar al elemento que está en cortocircuito, de tal manera que al quedar este elemento aislado, el resto del sistema puede continuar en operación normal. Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos e interrumpir esta corriente.

2.3.8.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES

La filosofía o esquema de protecciones en subestaciones se ha normalizado un sistema de protección primaria y uno de respaldo (ver Anexo 2), con esquemas de protección y medición para líneas de transmisión y subtransmisión, bancos de potencia y bancos de tierra, alimentadores en media tensión, barras colectoras y bancos de capacitores en media tensión, enfatizando el esquema de protección por fallas de interruptores.

2.3.8.5.1 RELEVADORES MICROPROCESADOS MULTIFUNCIONALES

Actualmente existen sistemas PCYM tradicionales en servicio que utilizan relevadores electromecánicos o estáticos (relevadores unifuncionales), sin embargo estos relevadores han sido sustituidos por relevadores de protección con tecnología digital, para una función específica o múltiples tareas (relevadores multifuncionales).

Los relevadores digitales para una función específica, se pueden combinar en los tableros con relevadores auxiliares, conmutadores, bloques de pruebas, cuadros de alarmas, transductores y medidores, entre otros dispositivos.

Aprovechando al máximo todas las funciones existentes en los relevadores digitales multifuncionales, e integrándolos con procesadores lógicos y procesadores de comunicaciones, es posible tener **relevadores microprocesados multifuncionales** que incluyen la funcionalidad de un controlador de bahía como base de la solución. Ejecutando múltiples tareas, tales como funciones de protección, control, medición, registro de eventos, automatización, comunicaciones, etc., que anteriormente debían ser realizados de manera independientemente por diversos dispositivos.

2.3.8.6 SISTEMAS DE CONTROL

El sistema de control de una subestación es el conjunto de instalaciones en baja tensión necesarias para controlar y operar en forma manual o automática las instalaciones de alta y baja tensión y comprenden lo siguiente:

- a) Dispositivos de mando para la operación del equipo de alta tensión (apertura y cierre de interruptores y cuchillas desconectadoras motorizadas) y el equipo auxiliar para las maniobras (diagrama mímico e indicadores luminosos de posición).
- b) Dispositivos de control automáticos tales como recierre automático de interruptores, sincronización automática, cambiador automático de derivaciones de transformadores, transferencia automática de potenciales, etcétera.
- c) Dispositivos de alarma sonoros y luminosos, que permiten indicar al operador el funcionamiento de una protección por relevadores o de alguna condición anormal en la subestación.

Los sistemas de control de las subestaciones se pueden clasificar por su localización, en control local y control remoto. Los sistemas de control local son utilizados para realizar las maniobras en forma manual del equipo de la subestación, desde el tablero de control localizado en el salón de tableros de la propia subestación. El sistema de control remoto se explica en el punto 2.11.

En subestaciones no telecontroladas solo se tiene control local por lo cual es necesario que permanentemente se encuentre un operador para vigilar el correcto funcionamiento de la subestación y realizar las maniobras que se requieran desde el tablero de control que contiene básicamente conmutadores, elementos de señalización, cuadro de alarmas, diagrama mímico y equipo de medición.

2.3.8.7 SISTEMAS DE MEDICIÓN

Los sistemas de medición en una subestación se definen como el conjunto de aparatos de medición conectados en baja tensión a través de los transformadores de instrumento, los cuales indican los parámetros eléctricos de las subestaciones, incluyendo los equipos auxiliares en los servicios de estación.

Existen genéricamente dos tipos de aparatos de medición: los analógicos y los digitales. Los sistemas de medición se clasifican en sistemas con medición local y sistemas con medición remota. El anexo 2 completa esta información.

2.3.9 SISTEMAS DE COMUNICACIONES (SUPERVISIÓN Y TELECONTROL)

Un sistema de comunicación permite el monitoreo, operación, supervisión y control a distancia, a través de los centros de operación y control, así como de los centros de continuidad y conexiones de la empresa paraestatal, hacia las subestaciones e instalaciones eléctricas del sistema eléctrico nacional.

Las subestaciones que son operadas y controladas a distancia desde un centro de operación, reciben el nombre de subestaciones telecontroladas, que como su nombre lo dice la operación de su equipo se realiza de forma remota y solo en casos de emergencia se operan desde el tablero de control local de la subestación. La finalidad del telecontrol es disminuir costos de operación y aumentar la confiabilidad y eficiencia.

El control remoto se realiza mediante los sistemas de telecontrol correspondientes (SICRAD o SCADA). Estos sistemas de telecontrol integran toda la información obtenida de la subestación como funciones de control, medición, señalización y alarmas del equipo de potencia; para poder lograr la integración y conectividad se requiere una Unidad Terminal Remota (**UTR**), para proporcionar una interfaz humano-máquina local, y un enlace remoto.

Con las condiciones de subestación, la UTR acopla la información para ser transmitida por los medios de comunicación como *cable de fibra óptica* entre otros. La información transmitida es procesada y presentada en las terminales de operación, las computadoras remotas interpretan las acciones de monitoreo, control, medición y operación de la subestación distante, para así ejecutar maniobras indicadas por el operador remoto. Esto también permite la coordinación de maniobras en subestaciones próximas desde un centro de control y operación remoto.

2.3.9.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR)

La UTR es un equipo basado en microprocesadores el cual permite concentrar y codificar las señales independientes de los procesos control medición y señalización de la subestación, para convertirlas en información y transmitir las a través de un medio de comunicación a un sitio remoto (centro de control) donde se procese por medio de computadoras.

Los datos e información de la UTR son procesados y codificados bajo un sistema de telecontrol llamado SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), el cual es un concentrador de señales o bien una aplicación de software diseñado para visualizar en computadoras las variables enviadas por la UTR, proporcionando comunicación para controlar los procesos de la subestación.

Así mismo remotamente el operador puede tener una visión completa del funcionamiento de cada una de las subestaciones del sistema, de forma automática y remota desde una pantalla de computadora. Otro sistema de telecontrol utilizado es el SICRAD (Sistema Integral de Control Remoto y Adquisición de Datos).

Todas las funciones de control, medición, señalización y alarmas del equipo de potencia, se hacen llegar al tablero de PCyM, para conectarlas a la UTR que se encuentra montada en el mismo salón de tableros. Las señales del dispositivo UTR son enviadas al concentrador (sistema SCADA), permitiendo la comunicación y la transferencia de datos en tiempo real.

A su vez el sistema SCADA envía estas señales tanto a la computadora maestra, como a la computadora local de la subestación para realizar las funciones de comando local, para el monitoreo, señalización, registro de eventos, fallas, mediciones de parámetros, alarmas, así como el conteo de operaciones de interruptores.

De igual forma las señales de información que salen de la UTR se envían a un *equipo de telecomunicación*, que sirve para transmisión de datos, telecontrol y comunicaciones entre subestaciones y centros de control remotos.

Los dispositivos con microprocesadores como la UTR son libres de mantenimiento y eliminan la necesidad de diversos accesorios para monitoreo de señales y control, como los transductores, relevadores auxiliares y conmutadores de control. La alimentación de la UTR es de 125 V.C.C.

2.3.9.2 EQUIPO DE TELECOMUNICACIÓN

Para satisfacer las funciones de control, señalización, medición y voz entre las subestaciones, se emplean los mismos medios de comunicación utilizados en la protección de las líneas de transmisión de media y alta tensión, como son el hilo piloto, onda portadora (OPLAT), banda lateral única (BLU), y fibra óptica, a través de las UTR's instaladas en las subestaciones télécontroladas.

Otros sistemas de comunicación alternos entre subestaciones y centros de control remotos, son la telefonía (enlaces por cable), y las microondas. Aunque el sistema de microondas se justifica económicamente cuando son distancias muy grandes, cuando el terreno es adecuado, las necesidades de capacidad son moderadas y las autoridades gubernamentales en telecomunicaciones, permiten usar frecuencias de microondas en redes privadas.

En este caso se explicara brevemente los dos sistemas de comunicación más utilizados en este tipo de subestaciones móviles, los cuales son, **onda portadora** y fibra óptica.

2.3.9.2.1 ONDA PORTADORA POR LÍNEA DE ALTA TENSIÓN (OPLAT)

El sistema OPLAT es el método mas común de comunicaciones entre subestaciones y es utilizada para tele-protección, tele-control, tele-medición, telefonía, voz, comunicación de los datos, etc. Este sistema también es conocido como PLC, por sus siglas en ingles (Power Line Carrier) y hace uso de la misma línea de alta tensión como medio de telecomunicaciones. Este sistema es uno de los más económicos, fiables y versátiles.

El OPLAT es un sistema de telecomunicaciones ampliamente utilizado en líneas de alta tensión de 400, 230, y 115 kV. El equipo opera utilizando una onda portadora que cuando se modula transmite información en un rango de frecuencias de radio entre 30 a 500 kHz. El sistema de onda portadora por línea de alta tensión esta conformado por los siguientes equipos:

- Trampas de Onda.
- Condensadores de Acoplamiento.
- Terminal OPLAT.

2.3.9.2.1.1 TRAMPAS DE ONDA

Estos dispositivos se conectan en serie en las líneas de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial para que no perturbe la transmisión de energía, pero debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por portadora. Por lo tanto esta bobina de bloqueo impide que las señales de alta frecuencia sean derivadas en direcciones indeseables. El dispositivo de sintonía es montado en el tirante central localizado en el interior de la bobina principal.

2.3.9.2.1.2 CONDENSADOR DE ACOPLAMIENTO

Los capacitores de acoplamiento tienen la función de acoplar los sistemas de telecomunicaciones en alta frecuencia a las de alta tensión. Llamado también Divisor Capacitivo de Tensión nos permite inyectar la señal de alta frecuencia en la línea de alta tensión, por lo cual su impedancia debe ser mínima a estas frecuencias. Los transformadores de tensión capacitivos (CVT) pueden cumplir las funciones de transformador de tensión y de capacitor de acoplamiento.

Mientras la *unidad de acople* permite que la impedancia del sistema de potencia (del orden de 500 ohms) se acople a la impedancia del equipo terminal de comunicaciones (del orden de 750 ohms). Igualmente permite disponer de elementos de protección, con el fin de aislar los terminales de comunicaciones de las altas tensiones del sistema de potencia.

2.3.9.2.1.3 TERMINAL OPLAT

Este equipo transceptor efectúa todo el manejo de las señales a transmitir, hasta lograr su ubicación en alta frecuencia y viceversa. Comprende los diferentes moduladores, amplificadores, filtros, módulos de supervisión del enlace, entre otros. Este equipo se localiza en el salón de tableros de la subestación.

El cable de alta frecuencia (R.F), sobre líneas de alta tensión permite la conexión de la terminal de comunicaciones y los elementos de acople (ubicados externamente en la subestación). Sus características principales son 75 ohm / 150 ohm, adicionalmente deberá tener buena robustez mecánica para soportar las difíciles condiciones ambientales de operación.

2.3.9.2.2 ENLACES DE FIBRA ÓPTICA

La comunicación a través de fibra óptica tiene una gran capacidad de transmisión para los servicios de, tele-protección, tele-control, tele-medición, telefonía, voz, comunicación de datos, y agregando en algunos casos imagen (video) y teledia. La diferencia principal con el sistema OPLAT es que no utiliza espectro radioeléctrico, por lo tanto el enlace con fibra óptica tiene inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

Un sistema de comunicación con fibra óptica tiene capacidad potencial de ancho de banda extremadamente grande (Actualmente hasta un equivalente a 120 000 canales simultáneos de 64 kbps). Alta capacidad de transmisión (más de 28 000 comunicaciones telefónicas simultáneas).

Aprovechando la infraestructura del **cable de guarda** de las líneas de transmisión aérea, la fibra óptica (F.O.) se integra o se adhiere al mismo, tomando como nombre cable de guarda con fibras ópticas **OPGW** (Optical Power Ground Wire), el cual puede transportar señales digitales de voz, datos y/o video.

Los cables de guarda OPGW permite el doble uso, la protección contra descargas atmosféricas y como canal de comunicación de alta capacidad de transmisión de información mediante las fibras ópticas. Aprovechando los recursos de la torre de transmisión eléctrica. Las necesidades de comunicación son satisfechas con un solo cable de fibra óptica, pudiendo usarse como segundo hilo de guarda el de acero convencional (ver figura 2.14).



Fig. 2.14. Cable de Guarda con Fibras Ópticas OPGW.

2.3.9.2.2.1 EQUIPO TERMINAL ÓPTICO (E.T.O.)

El E.T.O. es un sistema compacto de comunicaciones, para las funciones de protección, datos y telefonía en los enlaces con fibra óptica. Consta de un elemento transmisor óptico encargado de adaptar señales eléctricas a ópticas para su transmisión y el receptor óptico que realiza la conversión óptica a eléctrica. Además dentro del mismo equipo consta de un **multiplexor** y un **distribuidor óptico** (ver figura 2.15).

Los datos de la UTR entran al multiplexor óptico bajo el sistema SCADA, así mismo los protocolos de comunicación y canales de servicio de telefonía, entran al multiplexor, es decir combina dos o más canales de información en un solo medio de transmisión bajo la tecnología de comunicación SDH.

La jerarquía digital síncrona (SDH) utiliza la fibra óptica como medio de transmisión debido a su alta velocidad de transmisión (155 Mbps). Contiene más niveles de multiplexado gracias a la utilización de contenedores virtuales y punteros para el sincronismo de la trama.

Existen muchas estrategias de multiplexación según el protocolo de comunicación empleado, basados en ethernet para trabajar en entorno industrial. Estos estándares de comunicación, contienen las reglas que determinan los aspectos para establecer una correcta comunicación entre dispositivos de transmisión de señales digitales; algunos protocolos empleados son RS-232, protocolo de barrido constante o secuencial y reporte por excepción.

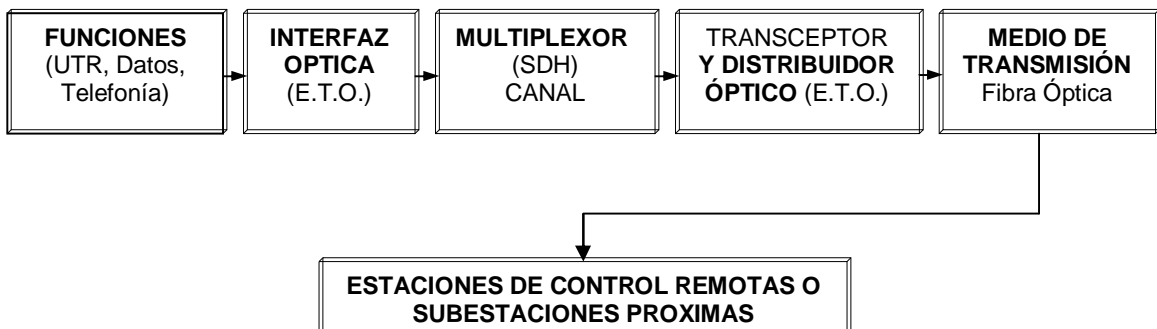


Fig. 2.15. Diagrama Funcional a Bloques del Sistema de Comunicación.

2.3.10 AISLADORES

Un aislador es un elemento de soporte no conductor, que separa o aísla conductores eléctricos, barras y equipos, mediante un aislamiento de piezas de porcelana, baquelita, vidrio templado o polímeros tipo hule silicón.

La selección adecuada para determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc. Los tres tipos de aisladores más utilizados son: los aisladores soporte, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

2.3.10.1 AISLADORES SOPORTE

El aislador soporte está formado de una sola pieza y actúa como una columna mecánica, tiene los herrajes adecuados para su sujeción rígida por ambos extremos, su forma debe ser cilíndrica. Sirve de soporte y aislamiento de las barras rígidas como los tubos y las soleras de la subestación.

Los aisladores para las barras colectoras, son aquellos elementos que soportan y fijan los conductores a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario. Son de resina sintética y se pueden dividir en aisladores de apoyo y aisladores de barrera.

Los aisladores de apoyo tienen la función de centrar las barras, soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos (voltaje). Mientras los aisladores de barrera sirven para evitar la propagación de una falla eléctrica.

2.3.10.2 AISLADORES DE SUSPENSIÓN

Se usan para soportar los cables que se utilizan como barras. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos esperados. Se enlaza un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Algunos aisladores especiales son del tipo de aislamiento reforzado y se usan en los casos en los cuales las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.). Estos aisladores ofrecen alta resistencia eléctrica, alta resistencia mecánica, estructura muy densa y cero absorción de humedad.

2.3.11 REACTORES

El reactor es un equipo de compensación, en subestaciones se utilizan principalmente en el neutro de las conexiones estrella de los bancos de transformación, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica.

Los reactores se constituyen de bobinas que se utilizan para limitar la corriente de corto circuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva del interruptor de potencia y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de cargas muy bajas, en este caso los reactores se conectan en derivación. Los reactores consumen gran potencia reactiva.

Los reactores pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina, sus terminales salen a través de boquillas de porcelana. La reactancia individual o impedancia de los reactores se encuentra entre 0.4 – 0.6 ohms.

2.3.12 BANCO DE CAPACITORES

La mayoría de cargas y equipos son de naturaleza inductiva y por consiguiente operan con factores de potencia atrasados. Cuando el sistema opera con factor de potencia atrasado, éste requiere de potencia reactiva adicional que en caso de enviarse desde las áreas de generación se tiene una reducción en la capacidad del sistema, altas pérdidas y bajos voltajes.

Los bancos de capacitores corrigen el factor de potencia, compensando los reactivos inductivos del sistema eléctrico de distribución, esto nos da como consecuencia la mejoría del voltaje en una instalación.

Los bancos de capacitores de potencia en derivación son agrupamientos de unidades montadas sobre bastidores metálicos, que se instalan en un punto de la red de media tensión, (en subestaciones o en alimentadores de distribución) con el objeto de suministrar potencia reactiva, controlar la regulación de tensión, incrementar la capacidad, reducir las pérdidas e incrementar la estabilidad del sistema.

La capacidad de potencia reactiva necesaria se determina del estudio de flujos de potencia y los requerimientos de control de voltaje, o se estima de acuerdo a las características de la carga o para el caso de un sistema eléctrico existente se mide y se obtienen los perfiles de potencia (real, reactiva y aparente) y de factor de potencia. Con la capacidad y la información del sistema de potencia se realiza el dimensionamiento, la protección y control del banco de capacitores. El diseño de los bancos debe atender a los siguientes criterios:

Lograr la potencia reactiva deseada en un punto del sistema, dividiendo este valor en una determinada cantidad de capacitores monofásicos de una potencia unitaria normalizada.

Conectar las unidades en una conexión definida generalmente en estrella o doble estrella con neutro flotante para evitar la circulación de armónicas que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. De este modo normalmente los capacitores tienen una tensión nominal igual a la tensión de fase del sistema.

2.3.13 SISTEMAS AUXILIARES

Los sistemas auxiliares son el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa (C.D.) y de corriente alterna (C.A.), de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación así como el sistema contra incendio.

2.3.13.1 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS

Su función primordial es la de reducir la media tensión y proporcionar los servicios de energía eléctrica en baja tensión; para alimentar los equipos auxiliares del equipo eléctrico instalado en las subestaciones, como por ejemplo el motor de carga de resortes de un interruptor, el cargador de baterías etc.

2.3.13.2 CARGADOR Y BANCO DE BATERÍAS

Algunos sistemas eléctricos de una subestación de potencia requieren alimentación de C.D, para la operación de esquemas de control, protección, señalización, comunicación, alumbrado de emergencia, centros de control de motores, tableros eléctricos, entre otros. La alimentación de los motores de los interruptores y cuchillas debe ser en corriente directa.

El **cargador** y el **banco de baterías**, cumplen con la función de proporcionar energía eléctrica en corriente continua (C.C.), libre de distorsiones armónicas (ruidos, pulsos, transitorios, entre otros) y aislada eléctricamente de la fuente de suministro de corriente alterna.

La capacidad nominal de una batería, se expresa en ampers-horas (AH), considerando un régimen de carga de 8 horas y una temperatura de 25° C. Para corregir la distorsión armónica al cargador se le deben instalar filtros de armónicas.

2.3.13.2.1 CICLO DE OPERACIÓN DEL CARGADOR DE BATERÍAS

El cargador es alimentado de C.A y a la salida entrega C.C rectificada, el cargador en operación normal, proporciona alimentación a los sistemas eléctricos de la subestación que trabajan con C.C. Además de alimentar de C.C a los sistemas, el cargador, debe proporcionar **carga continua de flotación** para mantener cargada completamente la batería, y compensar la autodescarga normal. El cargador de baterías se conecta en paralelo.

En dado caso que sucediera una interrupción de energía C.A, durante este lapso el cargador no proporcionaría corriente continua. Entonces el banco de baterías toma la carga (las baterías entran) de los sistemas eléctricos que se alimentan con C.C. Toda la carga en C.D debe continuar alimentándose desde el banco de baterías de acuerdo con el ciclo de trabajo, sin interrupción en el suministro de energía.

Una vez restablecida la C.A, el cargador debe restaurar su salida de C.C, y volver a tomar la carga de los sistemas. A su vez proporcionara **carga periódica de igualación**, para recargar el banco de baterías a condiciones óptimas de voltaje de operación dentro del tiempo adecuado. La capacidad de los cargadores depende de la eficiencia del banco de baterías.

2.4 TIPOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

Muchos factores influyen para la correcta selección del tipo de subestación para una aplicación dada. El tipo de subestación más apropiada depende de factores tales como el nivel del voltaje, capacidad de carga, consideraciones ambientales, limitaciones de espacio en el terreno y necesidades del derecho de vía de la línea de transmisión.

Estos factores determinan el tipo de subestación eléctrica de potencia, pero principalmente la clasificación de subestaciones por el tipo de aislamiento es la más sobresaliente. Las subestaciones aisladas en aire AIS (Air Insulated Substation) y las subestaciones aisladas en gas GIS (Gas Insulated Substation), son dos tecnologías que a partir de ellas, surgen las subestaciones híbridas (combinación de ambas tecnologías); por lo tanto esta clasificación también es por disposiciones constructivas.

A su vez esta clasificación de construcción de subestaciones, da la pauta, para la clasificación por uso o instalación, la cual es:

- Subestaciones tipo intemperie.
- Subestaciones de tipo interior.
- Subestaciones tipo blindado.

2.4.1 SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE (CONVENCIONAL)

En este tipo de subestaciones el aire sirve como medio aislante y por lo tanto se usan principalmente en exteriores. En el caso de subestaciones de alta y extra alta tensión, ocupan un espacio de terreno extenso para su construcción. Cada elemento de la subestación se encuentra de manera individual y separado de los otros, por distancias de seguridad según su tensión.

Estas subestaciones convencionales están conformadas por el equipo eléctrico de potencia en campo por ejemplo, transformadores de potencia, interruptores etc. En el salón de tableros se encuentran los sistemas PCyM y el equipo de comunicaciones. Además de los sistemas auxiliares mencionados en el punto 2.3.13, estas subestaciones tienen herrajes, estructuras y soportes.

En una subestación eléctrica de potencia convencional, la instalación trifásica puede consistir de tres transformadores monofásicos, formando un banco trifásico, como se muestra en la figura 2.16. Los transformadores trifásicos tienen por lo general mayor eficiencia, menor tamaño y menor costo inicial. Sin embargo la ventaja de usar tres unidades monofásicas es que, se puede compartir una unidad a un costo menor.

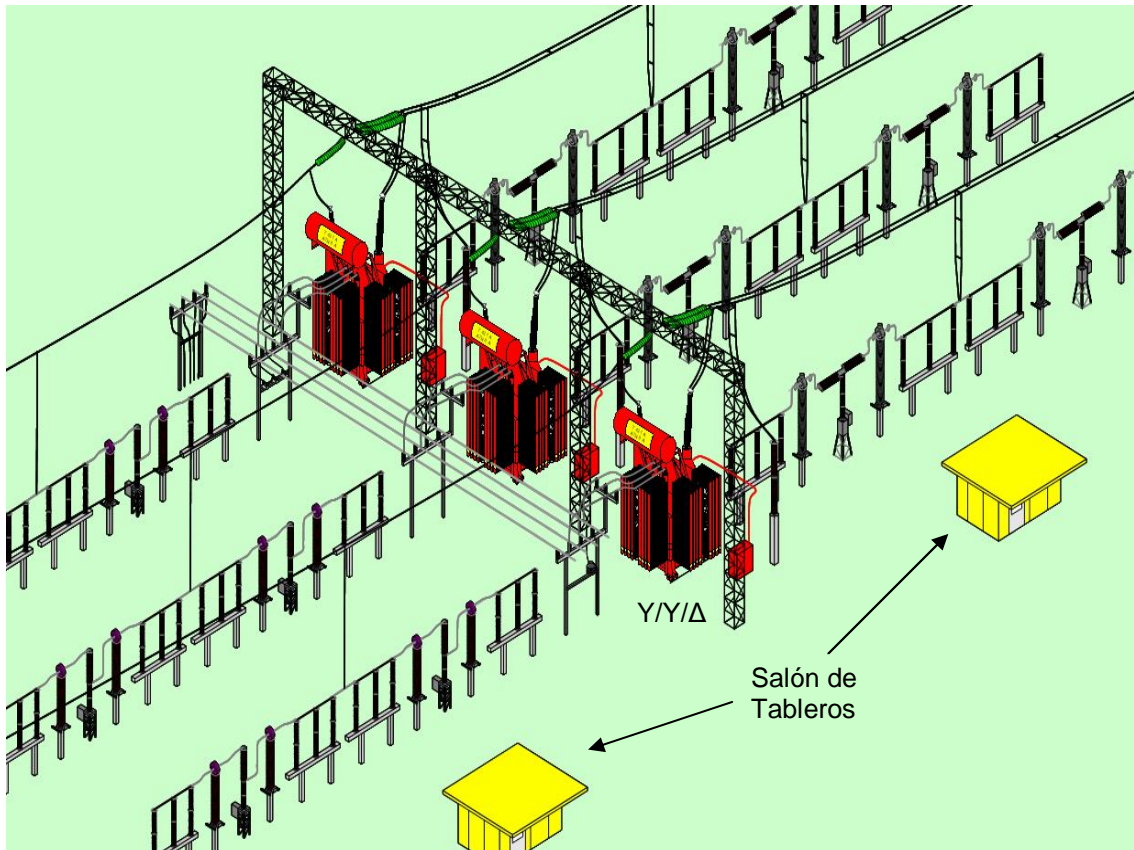


Fig. 2.16. Subestación Convencional, Tres Transformadores Monofásicos 400/230/10 kV

Las subestaciones aisladas en aire o subestaciones convencionales pueden ser instaladas en exteriores o interiores como se describe a continuación.

2.4.1.1 SUBESTACIÓN TIPO INTEMPERIE

Estas subestaciones se construyen y/o instalan en terrenos o lugares al aire libre, es decir en áreas expuestas al medio ambiente. El equipo eléctrico de

potencia esta bajo condiciones atmosféricas como lluvia, viento, contaminación ambiental, descargas atmosféricas, etc. Generalmente estas subestaciones se alimentan mediante las líneas de transmisión aérea, por lo cual se debe tomar en cuenta los derechos de vía y las limitaciones de espacio en el terreno.

2.4.1.2 SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR

Estas subestaciones son construidas en interiores de edificios o construcciones diseñadas para alojar el equipo de potencia de las condiciones atmosféricas. El nivel de tensión de estas subestaciones es regularmente de 85 kV hacia abajo, es decir son empleadas en niveles de M.T; por lo que el espacio ocupado por la subestación es reducido y los terrenos son acondicionados con muros y techos de concreto.

La tendencia en construcción e instalación de subestaciones aisladas en aire, es ubicarlas a la intemperie, por lo que las subestaciones tipo interior generalmente son usadas en la industria y en áreas urbanas. Aunque estas subestaciones han sido remplazadas por la variante de tipo blindado y las aisladas en gas.

2.4.1.3 SUBESTACIÓN TIPO BLINDADA

Las subestaciones blindadas aisladas en aire, también conocidas como subestaciones compactas solo se utilizan en M.T; tensiones de distribución y utilización. El equipo eléctrico es alojado y protegido en cajas de lámina de acero (gabinetes blindados). Para tensiones de 13.8, 23, 34.5 kV; el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, etc.

2.4.2 SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS (GIS)

Este tipo de subestaciones se construyen en áreas densamente pobladas, donde la escasez de terrenos y su alto costo, limita y encarece la construcción de subestaciones convencionales. Asimismo, las restricciones gubernamentales referentes al impacto ambiental, han impulsado la construcción de subestaciones encapsuladas y aisladas en gas y a presión que en la mayoría de los casos es hexafluoruro de azufre (SF₆) que tiene la característica de reducir las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire.

2.4.2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA ENCAPSULADA

Las subestaciones encapsuladas tienen los elementos conductores (como interruptores cuchillas, barras y transformadores de instrumentos) colocados y encerrados en compartimentos blindados (envolventes metálicos), en cuyo interior circula el gas aislante SF6. Los elementos con tensión están conectados eléctricamente pero separados herméticamente por los envolventes en secciones modulares (ver figura 2.17).

Este sistema consigue una reducción de espacio muy importante y reduce los niveles de contaminación auditiva; además su forma modular permite ampliaciones posteriores. Las subestaciones en SF6 ocupan aproximadamente $\frac{1}{4}$ del espacio de las equivalentes subestaciones aisladas en aire.

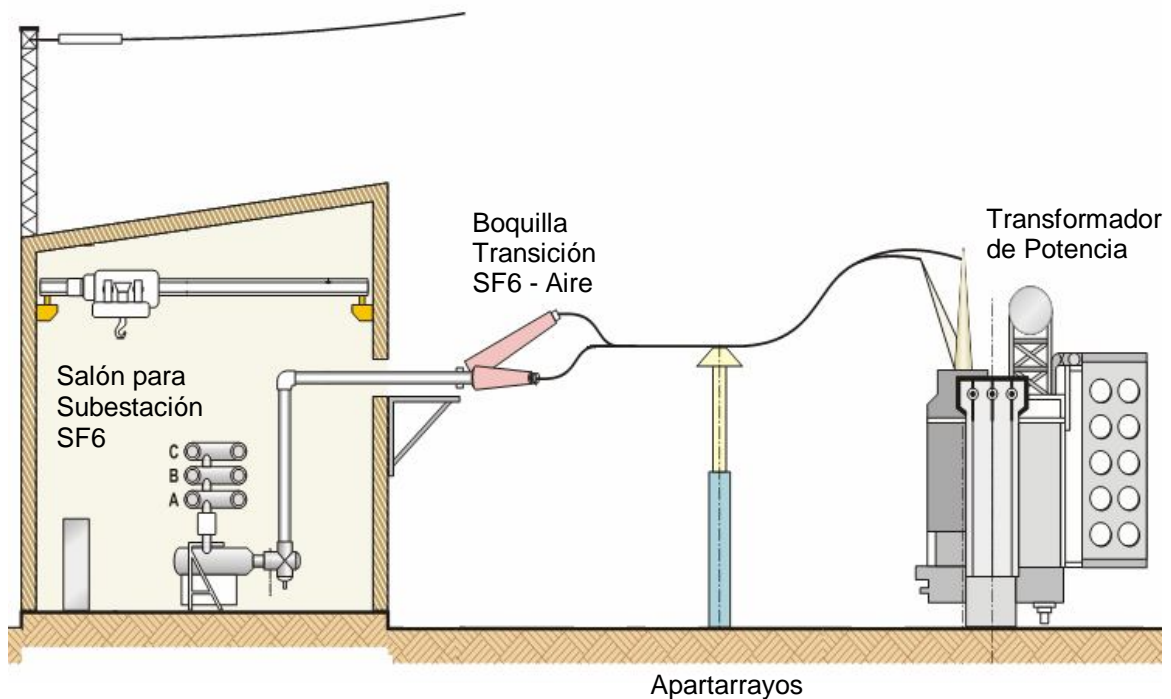


Fig. 2.17. Subestación Encapsulada, Aislada en Gas SF6.

Como el equipo está totalmente protegido del medio ambiente, las subestaciones encapsuladas pueden estar diseñadas para operar en exteriores e interiores; por ejemplo en lugares con alto índice de contaminación y en lugares donde no se cuenta con una extensión grande de terreno.

La disminución de las dimensiones de la subestación y especialmente la disminución de la altura, mejora la apariencia de la subestación y permite realizar, en caso necesario, instalaciones subterráneas, como la alimentación de la subestación por cable de potencia; todo esto alojándose en edificios de escasos metros cuadrados de construcción.

Uno de los aspectos más ventajosos son los bajos costos de mantenimiento ya que las fallas más comunes son las fugas de gas en los diversos compartimentos y estas son muy ocasionales. Estas subestaciones encapsuladas en SF₆, operan en niveles de tensión de 400, 230, 115, y 85 kV.

2.4.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA HÍBRIDA (HIS)

Este tipo de subestaciones también son conocidas con el nombre de subestaciones modulares. Las barras están aisladas entre fases en aire, mientras el equipo eléctrico de potencia (interruptor, seccionadores, transformadores de corriente y de tensión) están integrados en un único módulo o compartimiento tipo exterior, en el cual circula gas SF₆ para aislar las partes conductoras de tensión. Se puede compactar una fase de una subestación de intemperie aislada en aire en un elemento o módulo.

Se pueden utilizar en niveles de tensión de 72.5 hasta 550 kV, para servicio exterior. Los interruptores, seccionadores principales y seccionadores de puesta a tierra, utilizan la misma tecnología de las subestaciones blindadas; a excepción de los transformadores de corriente que son toroidales y los transformadores de potencia son capacitivos. En la figura 2.18 se muestran una subestación eléctrica de potencia híbrida, con 4 módulos.

Las subestaciones híbridas se emplean para solucionar la demanda de energía eléctrica y solucionar el problema de espacios grandes de terrenos, cercanos a la carga.

Las ventajas principales de emplear este tipo de subestaciones son; la reducción de tiempos de instalación debido a que hay reducción de equipo, simplificación de arreglos, reducción de área utilizada para su instalación así como menor cantidad de cimentaciones. Aunque la desventaja principal es que no hay posibilidad de crecimiento en el arreglo de anillo.



Fig. 2.18. Subestación Eléctrica de Potencia Híbrida con 4 Módulos.

2.4.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA MÓVIL

En este tipo de subestaciones la mayor parte del equipo eléctrico de potencia se encuentra instalado sobre plataformas que pueden ser remolcadas. Estas subestaciones se instalan cuando la demanda de energía eléctrica ha rebasado las expectativas de crecimiento estimado o proyectado a futuro.

El estudio de este tipo de subestaciones, origina la elaboración del presente trabajo escrito, por lo que en los capítulos posteriores, se detallará y analizará todo lo relacionado con la instalación y/o construcción de una subestación eléctrica móvil.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

Una subestación Eléctrica debe ser confiable, económica, segura y con un diseño tan sencillo como sea posible; éste último debe proporcionar un alto nivel de continuidad de servicio y contar con medios para futuras ampliaciones, con facilidad para cambiar de configuración cuando las necesidades lo requieran.

Las características de trabajo que deben cumplir las subestaciones, se pueden explicar a partir de las necesidades, por lo que la subestación debe ser:

- **Confiable.**- La subestación debe mantener siempre el suministro de energía, esta es la prioridad aunque se realicen trabajos de mantenimiento y reparación de sus elementos
- **Segura.**- La subestación debe operar adecuadamente en condiciones normales y en casos de contingencia, se debe evitar el daño en los equipos o riegos para las personas. En casos de que la subestación sea de alta capacidad.
- **Flexible.**- Una subestación debe adaptarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar como mantenimiento, cambios en el sistema o fallas en la instalación. Si la subestación tiene un gran numero de circuitos para operar.

2.5.1 PLANIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.

En las características de diseño que deben cumplir las subestaciones eléctricas, se deben tener en cuenta a la hora de determinar su localización, la capacidad y la tensión. Se realizará un estudio de planificación a partir del cual se aproxima la localización del centro de carga que se necesita alimentar, para ello en un plano topográfico de la zona se traza una cuadrícula de 0.5x0.5 km.

Obtenemos la potencia instalada de cada cuadrícula, contando el numero de transformadores de distribución repartidos por la misma y sumando la potencia en kVA de todos ellos. Esto se realiza durante 5 o 10 años, para ver la velocidad de crecimiento y obtener la cuadrícula de mayor velocidad de crecimiento donde se ubicará el centro de carga. Los pasos para la localización de una subestación son:

- Planeación
- Ciclo de carga distribuida
- Alimentación eléctrica
- Cargas máximas
- Numero de transformadores
- Capacidad instalada en kVA
- % de crecimiento a 10 años
- Futura expansión
- Área de terreno en m²

La tensión de una subestación se puede fijar en función de la alimentación de la misma, con valores normalizados y en función de los siguientes factores:

- Si la alimentación es en forma radial, la tensión se fija en función de la potencia que esta vaya a transmitir.
- Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión de la subestación queda por el anillo, es decir será la misma tensión del anillo del cual forma parte.
- Si la alimentación es tomada de una línea de transmisión aérea cercana, la tensión de la subestación queda obligada por la que maneje la línea.

2.6 ARREGLOS DE LAS SUBESTACIONES (DIAGRAMA DE CONEXIONES)

Los arreglos de las subestaciones se pueden clasificar por el tipo de suministro y por su diagrama de conexiones que tienen como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea, las conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella.

El suministro o alimentación de la subestación se refiere a como se distribuye la energía eléctrica a partir de la fuente de suministro. Con los esquemas de alimentación radial y alimentación en anillo (doble alimentación).

Las subestaciones con alimentación radial, se caracteriza por ser una sola alimentación de uno solo de sus extremos, a través de uno o dos circuitos, cada circuito con tres fases y su respectivo hilo de guarda. La subestación recibe la alimentación actuando únicamente como receptor.

Las subestaciones con alimentación en anillo, se caracterizan por ser abastecidas de energía eléctrica por dos posibles caminos eléctricos, es decir ambos extremos de una línea de transmisión, dado que uno solo de estos dos caminos es efectivo para la alimentación, teniendo la posibilidad de maniobrar el flujo de energía eléctrica.

El diagrama unifilar muestra las conexiones entre dispositivos eléctricos de potencia, mediante símbolos representa gráficamente partes de un circuito o unos sistemas de circuitos de una instalación eléctrica. El conjunto de conductores de un circuito se representa mediante una única línea o fase.

Para el diseño de una subestación, el paso inicial es el diagrama unifilar o diagrama de conexiones, que para su selección se requiere de un estudio de las características específicas del sistema eléctrico al que se va a conectar y de la función que desempeñará la propia subestación en la red. Por lo que la determinación del diagrama constituye un aspecto muy importante que debe tomarse en consideración, para la realización de la ingeniería de cualquier subestación.

Para seleccionar el arreglo de las subestaciones se consideran independientemente de su ubicación y de su nivel de tensión, los siguientes factores o requerimientos principales que deben tomarse en cuenta para lograr un servicio eléctrico seguro, confiable y de calidad, por lo tanto un diagrama de conexiones debe tener:

- 1) **Continuidad de servicio.**- Busca reducir los tiempo de interrupción, por lo que se debe considerar la capacidad de reserva. Se utilizará la capacidad de reserva de transformación de la subestación, para seguir suministrando la energía eléctrica, cuando se presente una contingencia o por mantenimiento.
- 2) **Flexibilidad de operación.**- Permite realizar maniobras de cualquiera de los elementos de la subestación (líneas, bancos o barras colectoras), con un número reducido de operaciones y con el menor equipo involucrado.
- 3) **Facilidad de mantenimiento al equipo.**- Un diagrama de conexiones debe ofrecer un número reducido de maniobras para aislar al elemento que se le va a realizar el mantenimiento.
- 4) **Economía del equipo y su instalación.**- El arreglo de conexiones seleccionado determinará la cantidad de equipo requerido y el área de terreno que va ocupar la subestación. Por lo que el arreglo utilizado determina en gran parte el costo de la subestación.
- 5) **Área disponible.**- Se debe realizar una evaluación preliminar del área requerida por una subestación se puede realizar en base al diagrama de conexiones seleccionado y disposiciones físicas del equipo. Se debe tomar en cuenta los derechos de vía de las líneas de transmisión y sus acometidas a la subestación.
- 6) **Posibilidad de ampliación.**- Se debe considerar el crecimiento de la subestación previamente en la selección del arreglo. Las ampliaciones pueden ser modulares, con un mínimo posible de desconexiones; por ejemplo como la construcción de una nueva bahía y la extensión de los juegos de barras colectoras para la instalación de un nuevo transformador.

2.6.1 DIAGRAMAS DE CONEXIONES TÍPICOS

El sistema eléctrico nacional ha empleado una diversidad de diagramas de conexiones, estableciéndose las necesidades que deben satisfacer las expectativas y condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución. Los arreglos típicos más utilizados son:

- ✓ Barra sencilla.
- ✓ Doble barra con interruptor de amarre.
- ✓ Doble barra con interruptor comodín.
- ✓ Anillo.
- ✓ Interruptor y medio.

La tendencia actual de diagramas de conexiones en subestaciones con tensión en 230 kV, es un arreglo de interruptor y medio. En 23 kV la tendencia es el arreglo en anillo; aunque se pretende emplear en 230 y 23 kV sistemas modulares con arreglos en barra sencilla. Por lo que se explicara brevemente este tipo de arreglos, para un mejor entendimiento de la subestación móvil.

2.6.1.1 ARREGLO DE BARRA SENCILLA

Este arreglo es el más simple y el que utiliza menos cantidad de equipo, por lo que es el más económico. En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación están conectados al juego de barras colectoras a través de sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora está cerrada.

Cuando opera la protección diferencial de barras para librar una falla, se envía el disparo de todos los interruptores desconectando todas las líneas y los bancos, quedando totalmente fuera la subestación (ver figura 2.19).

El mantenimiento de las barras colectoras se dificulta debido a que es necesario hacerlo en vivo o que la subestación quede fuera de servicio. Para darle mantenimiento a un interruptor es necesario que se ponga fuera de servicio su elemento asociado. Para la ampliación de la subestación se requiere ponerla fuera de servicio.

Se usa en pequeñas subestaciones donde la simplicidad y economía son importantes. Así como en subestaciones de distribución convencionales y en gabinetes blindados. La subestación móvil utiliza este arreglo.

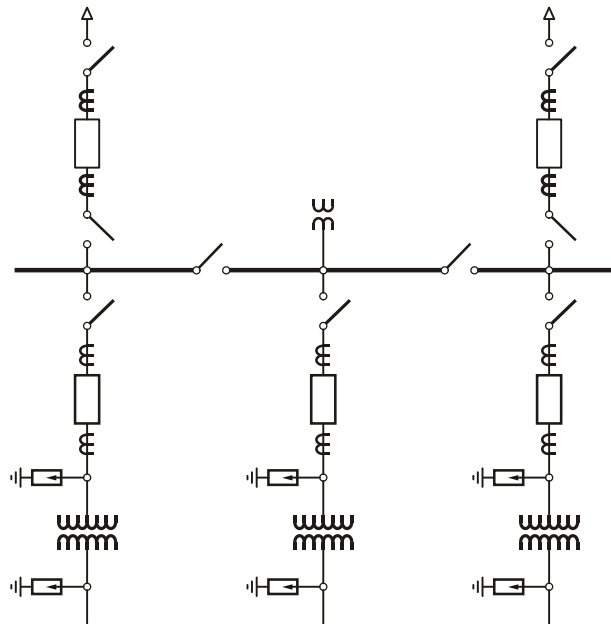


Fig. 2.19. Diagrama Unifilar en Arreglo de Barra Sencilla.

2.6.1.2 ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO

Este arreglo brinda flexibilidad, confiabilidad y facilita el mantenimiento, al perderse una barra, no se deja de alimentar la totalidad de la carga, ni se pierden las fuentes de energía eléctrica. Interruptor y medio quiere decir que un interruptor de enlace comparte dos circuitos diferentes, y cada circuito tiene su interruptor exclusivo. Ver figuras 2.20 y 2.21.

Estas subestaciones tienen dos barras principales energizadas permanentemente, por lo que en condiciones normales de operación todos los interruptores están cerrados. En caso de falla en cualquier juego de barras, esta desconecta todos los interruptores que llevan energía al juego de barras afectado, sin dejar fuera de servicio ninguna línea, ni transformador.

Los esquemas de PCyM de líneas y bancos son más complicados. Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial. Este arreglo se puede usar en tensiones de 400 y 230 kV y algunas subestaciones de 115kV. En subestaciones eléctricas de potencia convencionales, este tipo de arreglos requieren una gran extensión de terreno, además que requieren mayor cantidad de equipo eléctrico que otros arreglos.

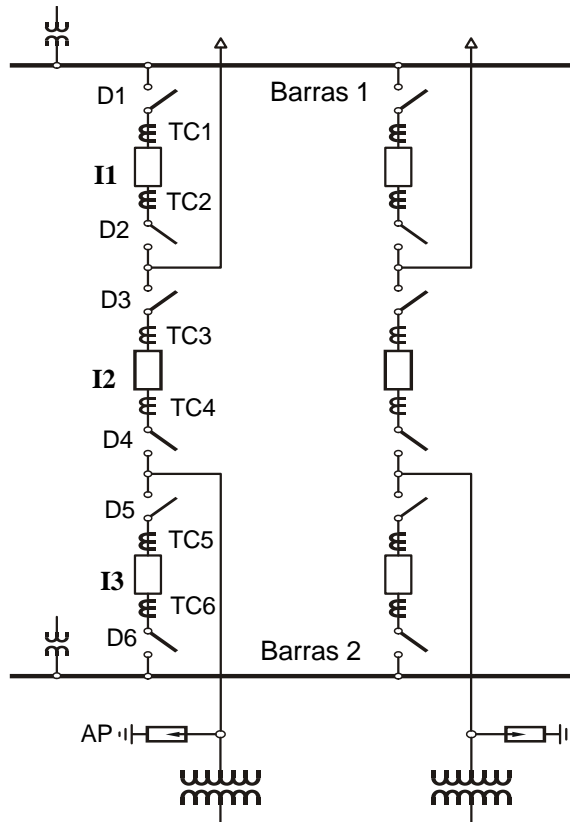


Fig. 2.20. Diagrama Unifilar en Arreglo de Interruptor y Medio.

En la figura 2.20 los interruptores externos conectan a las barras del lado de la línea en un caso, y el del lado del banco en el otro caso. Entre los dos interruptores exteriores y el central se observa una conexión de línea o cable de un lado, y del otro, una conexión a un transformador.

Este arreglo se utiliza sobre todo en aquellas de interconexión, que forman parte de un sistema en anillo y es utilizado en subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución convencionales y en SF6. Las ventajas de usar este tipo de arreglo son las siguientes:

- Proporciona mantenimiento a cualquier interruptor sin que afecte la continuidad del servicio. Facilita la ampliación sin dejar fuera de servicio a la subestación.
- Facilita el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas.

2.6.1.2.1 CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INSTALADA Y FIRME

Las subestaciones en 230 kV con arreglo en interruptor y medio se diseñan para alimentar inicialmente con dos transformadores trifásicos, de 60 MVA. Cada transformador o banco de 60 MVA tiene 4 alimentadores, por lo que la carga constituida por 8 alimentadores de 23 kV, con una capacidad máxima de 9 MVA, cada uno, lo que da una carga total máxima de 72 MVA.

- Capacidad instalada = 2 transformadores de 60 MVA c/u = 120 MVA
- Capacidad firme = 60 MVA + 20% = 72 MVA. = 8 Alim. x 9 MVA = 72 MVA.

La capacidad firme de 72 MVA, es debida a que un transformador acepta una sobrecarga de 20%, cuando el otro está fuera de servicio, puede tenerse esta sobrecarga sin disminución de la vida del transformador. La subestación puede ampliarse instalando un tercer transformador trifásico de 60 MVA, lo que será la capacidad máxima, aceptando la misma sobrecarga de dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio.

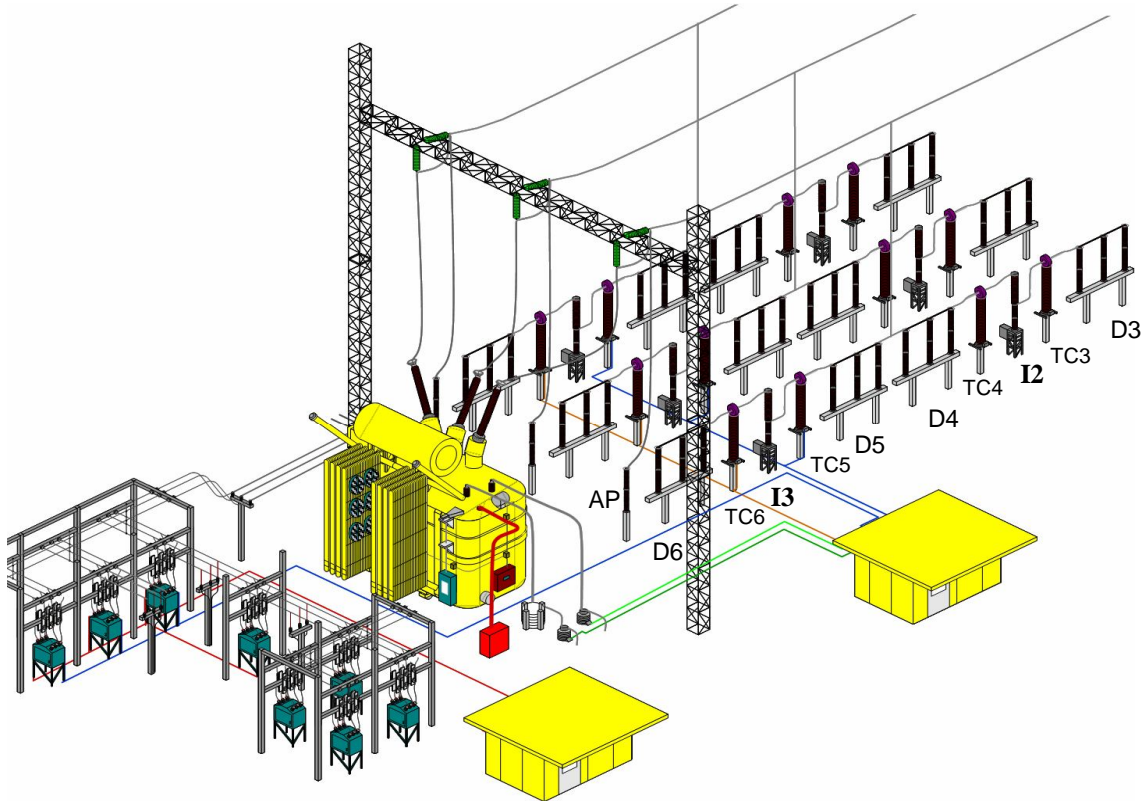


Fig. 2.21. Parte de una Subestación en Arreglo en Interruptor y Medio.

2.6.1.3 ARREGLO EN ANILLO

Este arreglo tiene gran flexibilidad al alimentarse los circuitos por dos caminos. Este arreglo se utiliza generalmente en M.T. (23 kV) de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble. Normalmente los interruptores de enlace de la figura 2.22 (AB1, AB2, BC1, BC2 y CA1, CA2) están abiertos y los demás interruptores están cerrados.

En caso de que un transformador esté fuera de servicio por ejemplo el transformador A, se abren los interruptores A1, A2, A3 y A4 e inmediatamente después se cierran automáticamente los interruptores de enlace AB1, AB2, CA1 y CA2 transfiriéndose automáticamente la carga del transformador A a los transformadores contiguos y el servicio es reanudado sin interrupción.

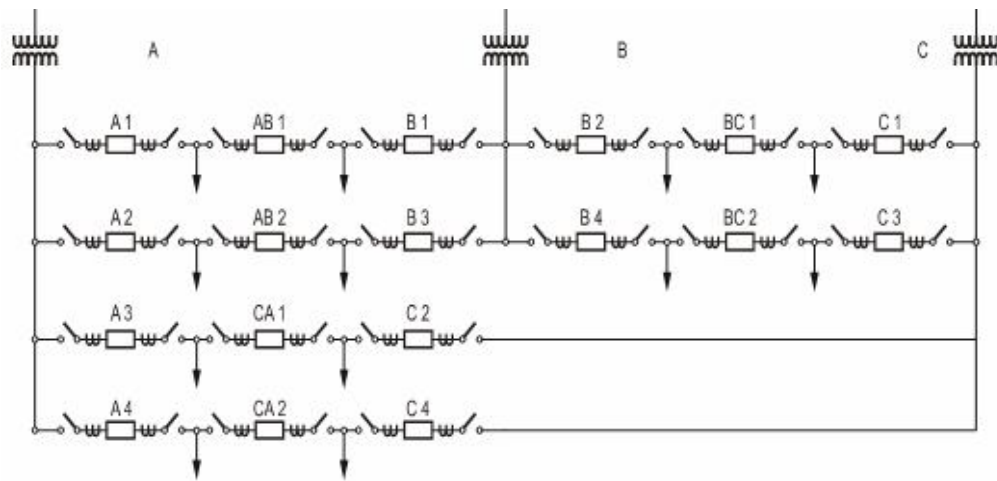


Fig. 2.22. Arreglo en Doble Anillo en Media Tensión con 12 Alimentadores.

Para dar mantenimiento a cualquiera de los interruptores, el alimentador respectivo se transfiere mediante el interruptor de enlace al transformador contiguo, lo que permite desconectar el interruptor en cuestión sin causar una interrupción de servicio. Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente.

Una desventaja es que al tener que abrir el anillo por condiciones de mantenimiento o falla puede incrementarse la corriente que fluye por el resto de los interruptores en M.T.

2.7 COMPARACIÓN DE DIMENSIONES

Las dimensiones necesarias de un terreno para la construcción de una subestación eléctrica de potencia, cambian según la tensión de operación. La instalación y/o construcción de una subestación eléctrica de potencia debe contar con las distancias de seguridad normalizadas, para la correcta operación de la subestación; así como brindar seguridad a las personas de operación, mantenimiento y a la población donde se ubica la subestación.

Por lo tanto las dimensiones del terreno deben satisfacer plenamente los requerimientos de espacio. Las dimensiones requeridas para la construcción de los tipos de subestaciones en 230 kV, se muestran en la siguiente tabla de comparación.

ARREGLO EN INTERRUPTOR Y MEDIO		
TIPO DE SUBESTACIÓN	DIMENSIONES DEL TERRENO	ÁREA
Aislada en Aire (Convencional)	100X200 mts. ó 150X130 mts.	2 Hectáreas
Aislada en Gas (SF6, interior)	60X30 mts. con 15 mts de altura	1800 m ²
Híbrida (intemperie)	90X60 mts.	5400 m ²

Tabla. 2.4. Comparación de Dimensiones de Terrenos para Subestaciones en 230 kV.

Las dimensiones de los terrenos son datos sacados de proyectos de subestaciones que se encuentran en operación para la Comisión Federal de Electricidad. Estas dimensiones son mínimas, únicamente para la construcción de la subestación, con tres bancos de potencia o transformadores.

En algunos terrenos la dimensión requerida supera las 2 hectáreas, para establecer otros servicios de la empresa paraestatal. La dimensión necesaria para la instalación de la subestación eléctrica móvil, se analiza en el capítulo 4, punto 4.2.2.

CAPÍTULO 3

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL 230/23 kV CONVENCIONAL

3.1 OBJETIVOS Y APLICACIONES DE UNA SUBESTACIÓN MÓVIL

Una subestación eléctrica móvil en México es utilizada principalmente como una unidad de emergencia para suministrar energía eléctrica en zonas donde la demanda de energía supera por mucho la capacidad instalada de las subestaciones eléctricas de potencia fijas. Debido al crecimiento de usuarios en media tensión que son principalmente usuarios en la industria, por ejemplo usuarios en los parques industriales, que se localizan generalmente a las afueras de las ciudades. Aumentar la continuidad del servicio de energía eléctrica es otra de las grandes aplicaciones, su importancia radica en asegurar el servicio de energía en casos de condiciones de falla en el sistema así como mantenimiento y modernización de las subestaciones fijas. A fin de resolver situaciones de emergencia se utilizan las subestaciones móviles temporalmente, sólo mientras se construye la subestación fija correspondiente a la zona de demanda de energía eléctrica. Las subestaciones eléctricas de potencia móviles permiten atender con mayor oportunidad requerimientos de demanda de energía eléctrica a corto plazo.

3.2 DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar muestra las conexiones del equipo eléctrico empleado para conformar la subestación eléctrica móvil de 45 MVA, 230/23 kV. Esta subestación de distribución convencional tiene un arreglo de barra sencilla o también llamado arreglo de barra principal (ver diagrama unifilar 3.1).

Estas subestaciones se interconectarán al anillo de 230 kV, derivando las líneas de transmisión correspondientes al sistema eléctrico en que se encuentren. El diagrama unifilar consta de cinco plataformas (módulos móviles), dos plataformas para **bahías** de líneas, una plataforma para la bahía del transformador, una plataforma para el transformador y una plataforma para las bahías de los alimentadores de 23 kV. En este capítulo se enfocará en dar a conocer brevemente las características particulares del equipo eléctrico utilizado en el diagrama unifilar. El número encerrado en un círculo, junto a cada símbolo en el diagrama corresponde al subtema o el segundo número de la numeración.

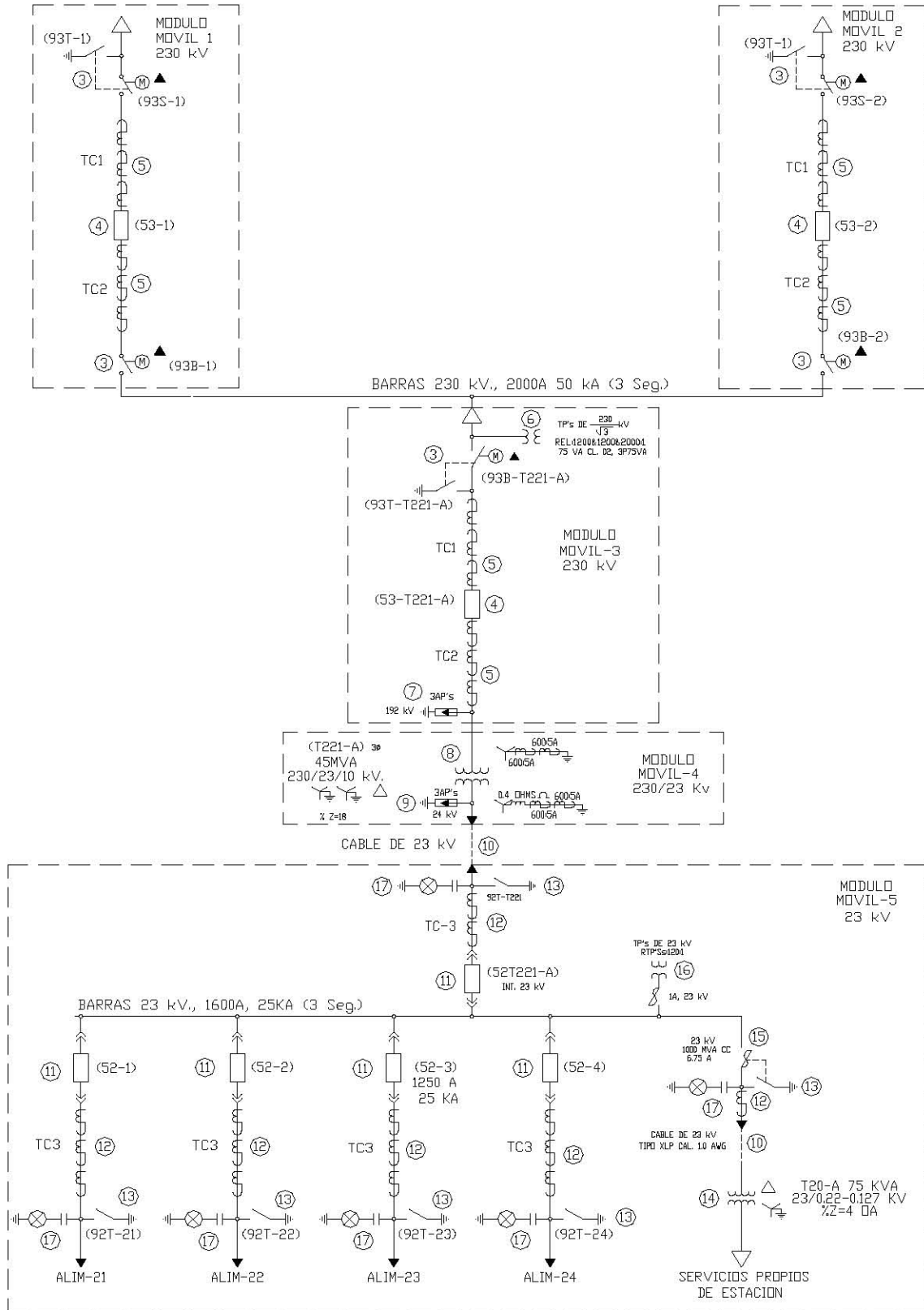


Diagrama Unifilar 3.1. Diagrama unifilar de la Subestación eléctrica móvil 230/23 kV.

3.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO ELÉCTRICO DE POTENCIA

Debido al diseño de los equipos de potencia primarios que se encuentran en las plataformas de la subestación eléctrica móvil de potencia. El equipo eléctrico de potencia utilizado en el diagrama unifilar tiene ciertas características particulares en común, las cuales se deberán de cumplir para todo el equipo, a excepción que se indique alguna otra especificación, parámetro adicional o diferente a estas a características; el equipo eléctrico de potencia tendrá en general:

- Frecuencia de operación de 60 Hz.
- El BIL (1000m) es de 1050 kV.
- Un rango de temperatura de operación de - 10°C a 40°C.
- Con una altitud de operación de 2300 – 2600 m.s.n.m. (metros sobre el nivel del mar)

El equipo en general deberá soportar esfuerzos debidos a sismos, con una aceleración horizontal y vertical de 0.4 veces la aceleración de la gravedad (g). Soportar un esfuerzo debido a una velocidad del viento de 33.34m/s.

3.3 SECCIONADOR TRIFÁSICO CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores trifásicos (tres polos) o las cuchillas desconectadotas son de potencia trifásica en aire de operación en grupo Tipo A (Apertura Vertical), con cuchilla de puesta a tierra para subestaciones móviles, para tensiones nominales de 230 kV, 2000 A, corriente de corto circuito (3seg.)=50 KA, apertura sin carga. Los seccionadores trifásicos son montados en las plataformas 1, 2 y 3.

3.3.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS CUCHILLAS

A continuación en la tabla 3.1 se muestran los valores de las tensiones de pruebas dieléctricas que deben soportar las cuchillas; así como los valores de conducción de corrientes nominales y de corta duración.

VALORES DE PRUEBAS DIELECTRICAS							
Tensión Nominal del Sistema (kV)	Tensión de Aguante a Baja Frecuencia En Seco Y Húmedo. 1 Min. (kV) rms (Valor Eficaz)		Tensión de Aguante al Impulso por Maniobra Us (kV) (Valor Cresta)			Tensión de Aguante al Impulso Por Rayo Up (kV) (Valor Cresta)	
	Entre Fase y Tierra y Entre Fases	Entre terminales de La Cuchilla abierta y/o a través de la Distancia de aislamiento	Entre fase y tierra y entre terminales abiertas	Entre Fases	A través de la distancia de aislamiento	Entre Fase y Tierra y Entre Fases	Entre terminales de La Cuchilla abierta y/o a través de la Distancia de aislamiento
230	460	530	N.A	N.A	N.A.	1050	1200
CORRIENTES NOMINALES Y DE CORTA DURACIÓN							
Tensión Nominal del Sistema (kV)	Corriente Mínima Permanente (A)	Corriente Mínima Sostenida de Corta Duración (3seg) (kA)				Corriente Mínima Pico Nominal de Soporte (kA)	
230	2000	50				130	

Tabla 3.1. Características Eléctricas De Las Cuchillas Desconectadoras

3.3.1.1 TENSIONES DE CONTROL PARA LAS CUCHILLAS

La tensión de control para los dispositivos de control de los seccionadores trifásicos en 230 kV, debe ser en voltaje de corriente directa, para la operación de motores de corriente directa, bobinas de cierre y apertura, señalización, alarmas y demás dispositivos. Las características de esta tensión son:

- Tensión nominal 125 Volts de corriente directa (V.C.D.)
- Rango de la tensión de operación para las bobinas de cierre y apertura: 106.2-137.5 V.C.D. (85-110%).

En el gabinete de control de las cuchillas trifásicas, se encuentran estos equipos auxiliares. Tales como relevadores de falta de tensión y contactos de los contactores de cierre y apertura.

3.3.2 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LAS CUCHILLAS

Las partes conductoras de corriente de las cuchillas desconectadoras, son capaces de conducir la corriente nominal en forma continua, a tensión y frecuencia nominales, sin sufrir deterioro ni deformaciones. Las partes conductoras de corriente de las cuchillas son de aluminio de alta conductividad y de alta resistencia mecánica.

Los dedos de la parte hembra, así como la parte fija de los contactos principales, son de un material a base de cobre, con baño de plata. Ambas combinaciones de materiales son para la alta resistencia del arco eléctrico. La operación de cierre y apertura del contacto móvil sobre el contacto fijo, debe realizarse mediante un movimiento de giro.

3.3.3 COLUMNAS DE AISLADORES SOPORTE

Las columnas de aisladores soporte están formadas por un solo aislador de porcelana, excepto en aquellos casos de tensiones nominales altas, en que se requiera más de un aislador. Los aisladores son del tipo soporte o columna en donde la porcelana debe ser homogénea y libre de cavidades o burbujas de aire. La tabla 3.2 muestra las características de la columna de aisladores.

TENSIÓN NOMINAL EN (kV)	230
Designación	C10-1050
Tensión Mínima de Aguante al Impulso por Rayo en (kV)	1050
Tensión Mínima de Aguante a Frecuencia Industrial en Húmedo (kV)	460
Altura del Aislador en (mm)	2300 ± 3.5
Distancia Mínima De Fuga Clase II en (mm)	5650
Carga Mínima a la Ruptura por Flexión en (Nw)	10000
Carga Mínima a la Ruptura por Torsión en (Nw-m)	4000

Tabla 3.2. Características de la columna de aisladores.

3.3.3.1 BASTIDORES PARA LAS CUCHILLAS

Los bastidores soporte de las cuchillas, están diseñados para soportar mecánicamente el peso propio de éstas, así como los esfuerzos electrodinámicos y los producidos por agentes externos. Un bastidor soporte por polo, o uno común para los 3 polos. El diseño debe ser tal, que cumpla con las distancias mínimas entre fases. El bastidor soporte debe ser de acero galvanizado.

3.3.4 MECANISMO DE OPERACIÓN DE LAS CUCHILLAS

El mecanismo de operación de las cuchillas esta diseñado para la operación sincronizada de los 3 polos. Las cuchillas desconectoras, soportan la fuerza mecánica nominal ejercida sobre sus terminales y los esfuerzos electrodinámicos, sin que se afecten la seguridad de funcionamiento, ni la capacidad para conducir corriente. El mecanismo de operación de las cuchillas puede operar en forma manual y/o eléctrica.

Para la operación manual se cuenta con un volante o manivela mediante la cual se accionen las ligas mecánicas de los 3 polos. Para el mecanismo eléctrico, éste se acciona a control remoto, por mando eléctrico, desde un tablero de control central. Localmente, desde el gabinete de control de las cuchillas desconectoras. En el plano 4 del anexo 1, por ejemplo se detalla la cuchilla (93T-1/93S-1), la cual cuenta con **anillos equipotenciales**.

3.3.5 SEÑALIZACIÓN Y BLOQUEOS.

Para cada juego de cuchillas, existe un sistema de señalización de posición, con las siguientes características:

- a) La señalización de la posición "cerrado", **no** debe producirse antes de que los contactos hayan alcanzado una posición tal, que la corriente nominal de servicio continuo y la corriente de corto tiempo nominal, pueda soportarse con toda seguridad.
- b) La señalización de la posición "abierto", **no** debe producirse antes de que los contactos hayan alcanzado una posición que asegure una distancia a través del aire, por lo menos igual al 80% de la distancia de aislamiento.
- c) Durante la operación manual, se debe bloquear el circuito eléctrico.

3.4 INTERRUPTORES TRIFÁSICOS DE POTENCIA EN SF6

Los interruptores trifásicos de potencia utilizados en estas subestaciones móviles, tienen como medio de extinción de arco el gas hexafluoruro de azufre SF6 a una sola presión, del tipo de tanque muerto para una tensión nominal de 230 kV, de 2000 A y 50 KA (3 seg.) de corriente de corto circuito.

3.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS INTERRUPTORES

El tipo de conexión a tierra del sistema es Estrella – Aterrizada con una tensión nominal de 230 kV. Las siguientes tablas 3.3 y 3.4 nos proporcionan las características eléctricas, de los interruptores de potencia tripolares las cuales se garantizan a 1000 m.s.n.m.

Tensión de Aguante a Baja Frecuencia 1 Min. En Seco Y Húmedo. (kV) rms	Tensión de Aguante al Impulso Por Rayo Up (kV) (Valor Cresta)
Entre Fase y Tierra. Y Entre Fases	Entre Fase y Tierra. Y Entre Fases
460	1050

Tabla 3.3. Valores de pruebas dieléctricas.

Corriente Permanente (MÍNIMA) Nominal	Corriente Interruptiva (MÍNIMA)	Corriente de Aguante de Corta Duración (3 SEG) (MÍNIMA)	Corriente Interruptiva de Carga de Líneas en Vacío (MÍNIMA)	Corriente Interruptiva de Carga de Cables en Vacío (MÍNIMA)	Tiempos De Interrupción (BASE 60 Hz) (MÁXIMO)	
Amperes	kA	kA	Amperes	Amperes	Ciclos	Mili seg.
2000	50	50	125	250	3	50

Tabla 3.4. Corrientes nominales e interruptivas.

3.4.2 CORRIENTES NOMINALES Y CORRIENTES INTERRUPTIVAS

Los tipos de corrientes manejadas en los interruptores trifásicos de potencia, se explican de manera general en los siguientes incisos. En caso de querer ampliar la información, se cita la norma correspondiente a dichas corrientes al final del párrafo.

3.4.2.1 CORRIENTE NOMINAL

Esta corriente está dada por el valor eficaz (rms) de la misma, que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir deterioro a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura de las diferentes partes del interruptor indicados en la IEC-60694.

3.4.2.2 CORRIENTE INTERRUPTIVA DE CORTOCIRCUITO

Los interruptores deben cumplir con la corriente interruptiva de cortocircuito dada por el valor eficaz (rms) de su componente de C.A., asociada con una componente de C.D. La capacidad de interrupción tiene que cubrir la corriente de cortocircuito.

3.4.2.3 CORRIENTE DE AGUANTE DE CORTA DURACIÓN

La corriente sostenida de corta duración (1 segundo) es la que el interruptor es capaz de conducir en posición cerrada con un valor igual al de la corriente nominal de interrupción de cortocircuito. La duración nominal del corto circuito, debe ser 3 s, de acuerdo a lo establecido en la norma **IEC-60694**.

3.4.2.4 CORRIENTE DE CIERRE EN CORTOCIRCUITO

Los interruptores deben de poder cerrar sin sufrir daños ni deformaciones permanentes una corriente (valor cresta) de cortocircuito correspondiente a la tensión nominal y frecuencia nominal, de 60 Hz, de un valor de 2.6 veces el valor (rms) de la corriente interruptiva de corta duración según la norma IEC-62271-100.

3.4.2.5 CORRIENTE INTERRUPTIVA EN OPOSICIÓN DE FASES

Los interruptores deben ser capaces de soportar sin sufrir daños ni deformaciones permanentes, una corriente interruptiva en oposición de fases, la cual no debe ser inferior al 25% del valor (rms) de la corriente interruptiva de cortocircuito, y una corriente de cierre en oposición de fases del valor cresta de la corriente interruptiva en oposición de fases, correspondiente a la tensión nominal del interruptor.

3.4.3 TENSIONES TRANSITORIAS DE RECUPERACIÓN

Las Tensiones transitorias de recuperación (TTR) por falla en terminales línea corta y fuera de fases relativas a la corriente interruptiva de corto circuito. Las tensiones transitorias de restablecimiento relacionadas con los valores nominales de la corriente de cortocircuito, indicadas en la tabla 3.4.

3.4.4 DISTANCIA DE FUGA Y NIVEL DE CONTAMINACIÓN.

La distancia de fuga de fase a tierra se calcula tomando en cuenta la distancia de fuga específica y la tensión nominal de fase a fase del interruptor, debiendo aplicarse la tabla 3.5 de acuerdo al nivel de contaminación del sitio de la instalación.

Nivel de Contaminación	Distancia especifica de fuga (mm/ kV_{f-t})
Medio	20
Alto	25
Extra alto	31 ¹
Nota: La distancia de fuga de 3, solo de debe solicitar después de haber realizado un estudio exhaustivo y cuyos resultados determinen la necesidad de esta distancia. O bien la conveniencia de efectuar lavado de aislamiento o la aplicación de grasa siliconada.	

Tabla 3.5. Distancia de Fuga y Nivel de Contaminación.

Para las columnas de aisladores deben ser de silicona con diseño propio y con una distancia mínima de fuga indicada de 5,650 mm para la tensión nominal de 230 kV.

3.4.5 DISTANCIAS MÍNIMAS DE ASILAMIENTO DE LOS INTERRUPTORES

Para los interruptores de tanque muerto con un bastidor soporte común para los tres polos, la distancia mínima entre fases, es la indicada en la tabla 3.6, aunque cabe mencionar que las distancias mínimas entre fases varían en cada fabricante de interruptores de potencia ver figura 3.1.

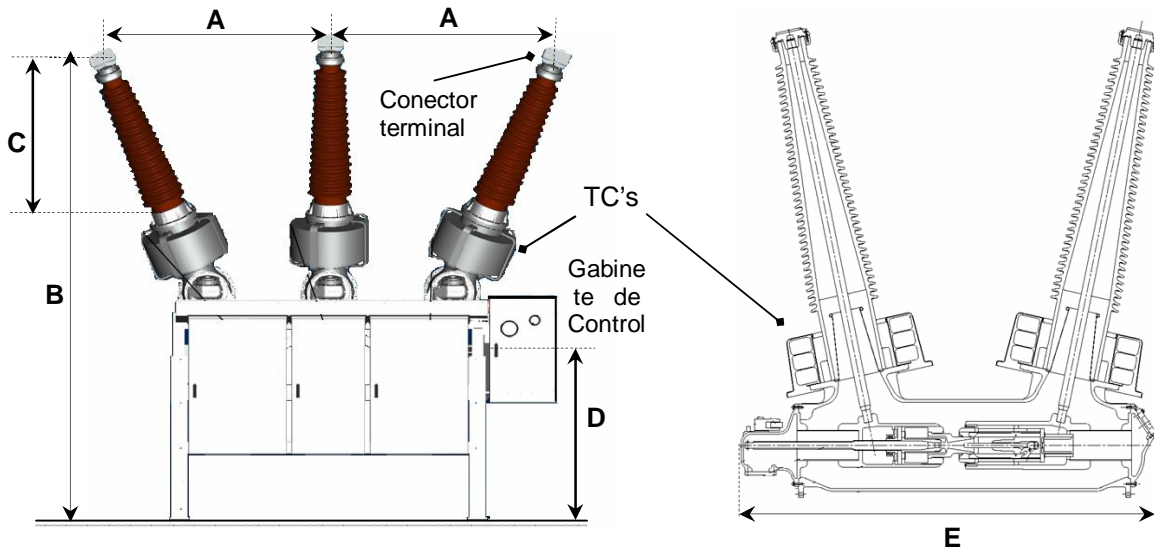


Fig. 3.1. Distancias Mínimas de Asilamiento de los Interruptores.

Dimensiones del Interruptor 230 kV		
Distancia Mínima entre Fases	A	3.03 m
Distancia Mínima entre parte Viva y Piso	B	5 m
Distancia Mínima de Fase a Tierra	C	2.2 m
Altura máxima de Centro de Gabinete a Piso	D	1.4 m
Longitud del interruptor	E	7.5 m

Tabla 3.6. Distancias Mínimas de Asilamiento.

3.4.6 CICLO NOMINAL DE OPERACIÓN

El interruptor debe ser capaz de ejecutar a tensión nominal y frecuencia nominal, la **secuencia de maniobra** establecida en la norma IEC-62271-100, para interruptores de precierre rápido. Esta secuencia nominal de operación es la siguiente:

$$A - 0.3 \text{ seg.} - CA - 3 \text{ min.} - CA.$$

Donde:

- A: Representa la operación de apertura
- CA: Representa la operación de cierre seguida inmediatamente de una operación de apertura sin tiempo de retraso adicional al "propio" de operación del interruptor.

Cuando no se cuenta con una alimentación eléctrica externa, el interruptor debe contar con la energía almacenada necesaria para cumplir con la secuencia de operación antes citada, a excepción de los mecanismos de resorte, que deben contar con un maneral externo con el cual se debe cargar manualmente el resorte, en un tiempo máximo de tres minutos. Las pruebas prototipo correspondientes a la interrupción con corrientes de cortocircuito, deben estar garantizadas con el ciclo de operación mencionado.

3.4.6.1 SIMULTANEIDAD EN LA OPERACIÓN DE LOS POLOS

Los interruptores deben garantizar las siguientes diferencias como máximo, en simultaneidad de tiempos de operación entre el primero y el último polo del interruptor:

- a) En operación de cierre: 1/4 de ciclo (4.16 ms).
- b) En operación de apertura: 1/6 de ciclo (2.77 ms).

3.4.6.2 TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN

El intervalo de tiempo transcurrido desde la energización del circuito de disparo (bobina de apertura), hasta la extinción completa del arco en todos los polos, debe ser como máximo 50 ms a la frecuencia de 60 Hz, que es el indicado en la tabla 3.4.

3.4.6.3 TIEMPO DE CIERRE

El tiempo transcurrido desde la energización del circuito de cierre (bobina de cierre), hasta el instante en que se toquen los contactos principales de todos los polos, debe ser como máximo 10 ciclos (160 ms) en base a la frecuencia de 60 Hz.

3.4.7 CÁMARAS DE EXTINCIÓN

El medio de extinción del arco eléctrico de las cámaras de interrupción es el gas hexafluoruro de azufre SF₆, el cual debe ser a una sola presión y cumplir con los requisitos siguientes:

- a) La presión máxima del gas SF6 a 20°C, no debe exceder los 0.8 MPa (8 Bar).
- b) Las distancias internas de aislamiento son tales que en caso de pérdida de presión, hasta un valor igual a la presión atmosférica el interruptor soporta en forma continua su tensión nominal entre terminales y a tierra.
- c) El interruptor cuenta con los dispositivos de alarma necesarios para la supervisión y control de las condiciones del gas, en dos niveles, "ALERTA" Y "EMERGENCIA".

La presión del gas se mantendrá en los valores bajos de 3 – 7 Bar y solamente al operar el interruptor se aumenta la presión en el área cercana al arco (cámara de interrupción).

Para verificar las condiciones del gas SF6, el interruptor cuenta con densímetros compensados por temperatura con intervalos de color indicando los valores de operación: Nominal; Alarma y Bloqueo. Se utilizan válvulas que son necesarias para el llenado, drenaje, muestreo, y de seguridad del sistema de gas SF6.

3.4.8 BOBINAS DE APERTURA (DISPARO) Y CIERRE

Las bobinas de apertura y/o disparo son dos, primaria y respaldo, deben ser de operación directa dentro del rango de la tensión de operación y únicamente se intercalan contactos auxiliares. No se aceptan dispositivos en serie con los circuitos de las bobinas de apertura y/o disparo cuya falla evite la apertura y/o disparo del interruptor. Se requiere una bobina de cierre, cuya operación debe estar dentro del rango de la tensión nominal.

3.4.9 MECANISMO DE OPERACIÓN

El interruptor debe contar con un mecanismo de operación de energía almacenada con control remoto local eléctrico y manual, que permita el disparo de emergencia sin alimentación de energía externa. El número de mecanismos de operación depende de la tensión nominal del interruptor y será uno para los tres polos en el caso de este interruptor. La energía almacenada para la operación del mecanismo debe ser del tipo mecánica, la carga de la energía almacenada debe ser por medio de un motor eléctrico que cargue un resorte.

3.4.9.1 CONDICIONES DE CIERRE, APERTURA Y/O DISPARO

El mecanismo del interruptor debe ser de disparo libre. El mecanismo y su circuito de control deben estar diseñados de tal forma que no se produzca bombeo eléctrico, si el circuito de cierre se mantiene energizado; es decir, una operación de cierre y apertura debe completarse aún cuando se ordene la operación contraria, antes de que finalice la primera. Por lo tanto el mecanismo debe ser de disparo libre eléctrico – mecánico y a prueba de antibombeo.

Para el control eléctrico del interruptor, se deben suministrar bobinas de cierre y apertura y/o disparo con una disposición que se muestra en el diagrama esquemático de protección.

3.4.9.2 OPERACIÓN MANUAL DEL MECANISMO

En caso de emergencia, el mecanismo debe poder operarse manualmente. Para mecanismos de resorte se utiliza una palanca o manivela para la carga manual y en el caso de que sea de otro tipo el dispositivo correspondiente para su operación manual.

3.4.9.3 BLOQUEOS

El sistema de bloqueos debe cumplir con las siguientes características:

- a) Antes de que la densidad del gas SF₆ alcance un valor en el que ya no se garantice la capacidad interruptiva nominal, el interruptor debe abrir y después bloquear la operación del mismo.
- b) La operación de cierre del interruptor debe bloquearse cuando una cuchilla no haya alcanzado su posición final de apertura o cierre.
- c) La operación de cierre del interruptor debe bloquearse cuando el nivel de energía almacenada no sea suficiente para que después de la operación de cierre se pueda realizar la operación de apertura con toda seguridad.
- d) Debe bloquearse la operación de disparo cuando el nivel de energía almacenada no sea suficiente para efectuar con seguridad dicha operación.

3.4.10 INDICADOR VISUAL DE LA POSICIÓN DE CIERRE Y APERTURA

El indicador visual de posición para el mecanismo de los tres polos debe utilizar el color **verde** con una letra **A** para indicar la posición de **abierto (0)**, en donde se debe asegurar el aislamiento eléctrico del circuito, tanto entre contactos y terminales.

Indicador de color rojo con una letra **C** para indicar la posición de **cerrado (I)**, donde la conexión bajo corrientes nominales debe soportar esfuerzos térmicos y dinámicos.

3.4.11 CONECTORES TERMINALES

Se utilizan seis conectores terminales por cada interruptor, para conectar las terminales de alta tensión del interruptor y recibir los cables o tubos aéreos de interconexión, los cuales pueden ser de cobre o aluminio. En caso de conexión entre materiales diferentes, cobre y aluminio, los conectores deben ser adecuados para evitar el **par galvanizo**. Ver figura 3.2.

3.5 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)

Los transformadores de corriente son del tipo bushing (tipo boquilla o dona) con relación de corriente 600/1000/1200/2000:5//5//5A, con dos devanados de protección de 50 VA 10P20 y un devanado de medición con clase 0.2 50VA, para cada lado del interruptor. Los transformadores de corriente deben ser para servicio intemperie y con clase de aislamiento tipo seco (ver figura 3.1). Los valores eléctricos de los transformadores de corriente se mencionan a continuación.

3.5.1 TENSIONES NOMINAL Y NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS TC'S

Las tensiones nominales y niveles de aislamiento de los transformadores de corriente son los indicados en la tabla 3.7. El valor de sobretensión aplicado a 60 Hz en los extremos del secundario por 1 minuto es de 3kV.

Tensión nominal del sistema kV (eficaz)	Niveles de aislamiento (kV)							
	Tensión de aguante baja frecuencia 60 Hz (rms)		Tensión de aguante al impulso por:					
			rayo 1.2 x 50 µs		maniobra 250 x 250 µs		onda cortada	
	Interior kV	Exterior kV	Interior kV	Exterior kV	Interior kV	Exterior kV	Interior kV	Exterior kV
230	395	460	900	1050	745	850	1035	1210

Tabla 3.7. Tensiones Nominales y Niveles de Aislamiento

3.5.2 CORRIENTES NOMINALES

Las corrientes nominales primarias están en función de las tensiones nominales del sistema, estos valores se indican en la tabla 3.8. La corriente nominal en el devanado secundario será de 5 A. El transformador debe soportar un 20% de sobrecorriente de manera permanente, sin rebasar los límites de temperatura 55°C.

Tensión Nominal del Sistema (kV)	Nominal (A)	Sostenida de corta duración 3 s (kA)	Interruptiva de cortocircuito (kA)	De cierre en corto circuito (kA cresta)
230	2000	50	60	130

Tabla 3.8. Corrientes nominales y de corto circuito.

3.5.3 CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO DE LOS TC's

Los TC's deben ser capaces de resistir los esfuerzos térmicos y dinámicos que resulten de un corto circuito a través del sistema primario al cual están acoplados. Deben cumplir con las características siguientes:

3.5.3.1 CORRIENTE TÉRMICA

Los TC's deben ser capaces de soportar una corriente térmica de corto circuito de corta duración de 50 kA (eficaz) en cada uno de los secundarios durante 3 segundos, sin sufrir daños y garantizando que los núcleos de protección no se saturen bajo esta condición.

3.5.3.2 CORRIENTE DINÁMICA

El TC debe ser capaz de conducir, sin daños eléctricos y mecánicos debidos a los esfuerzos electromagnéticos ocasionados por el paso de la corriente primaria dinámica de corto circuito, cuyo valor debe tener un valor pico de una magnitud de hasta 2.6 veces el valor de la corriente térmica (estando los devanados secundarios en corto circuito) y ser soportada por 33.33 ms (2 ciclos), lo que equivale a que no debe sobrepasar los 130 kA (cresta).

3.5.4 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, CARGA Y CLASE DE PRECISIÓN

El TC con tensión nominal del sistema de 230 kV tiene la relación de transformación, carga y clase de precisión indicada en la tabla 3.9. Cada interruptor debe contar con doce transformadores de corriente, seis para protección y seis para medición.

Relación de Transformación	Relación de Transformación Múltiple	Carga y Clase de Precisión
600/1000/1200/2000 :5//5 A 1er. Secundario 2do. Secundario	600 : 5	50 VA Clase 0.2 50 VA Clase 10p20
	1000 : 5	
	1200 : 5	
	2000:5	

Tabla 3.9. Relación de Transformación, Carga y Clase de Precisión.

3.6 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)

Transformador de potencial inductivo de 230 kV, tipo exterior con relación de transformación 1200&1200&2000:1. Los 3 transformadores de potencial ubicados en el modulo móvil 3 serán de tipo intemperie, con montaje tipo pedestal. El transformador de potencial deberá tener el tipo de aislamiento sumergido en aceite mineral aislante.

3.6.1 TENSIONES NOMINALES Y NIVELES DE AISLAMIENTO DE LOS TP's

La tensión nominal primaria para los transformadores de potencial debe ser la tensión nominal del sistema que es 230 kV entre $\sqrt{3}$, como se indica en la tabla 3.10. El devanado de alta tensión o primario debe ser de relación única debido a la conexión de fase a tierra.

La tensión nominal secundaria esta determinada por la relación de transformación y la tensión nominal primaria. Los niveles de aislamiento que deben cumplir los devanados del transformador de potencial están indicados en la tabla 3.10.

Tensión nominal primaria (kV)	Tensión de aguante al impulso por rayo onda completa (1.2/50 μ s) (kVcresta)	Tensión de aguante a baja frecuencia: 60 Hz durante 1 min:	
		Primario (kV)	Secundario vs primario y tierra 1 min (kV)
$\frac{230}{\sqrt{3}}$	1050	460	3

Tabla 3.10. Tensión nominal primaria y niveles de aislamiento.

El TP debe ser capaz de operar continuamente, a frecuencia nominal, con una tensión igual a 1.2 veces su tensión nominal. En caso de sobretensión la tensión puede ser de 1.5 veces para una operación durante 30 seg.

3.6.2 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DE LOS TP's

El TP debe ser capaz de resistir los esfuerzos térmicos y dinámicos que resulten de un cortocircuito a través de sus terminales secundarias, con duración de un 1 s, cuando es energizado su devanado primario a tensión nominal, sin que la elevación de temperatura de los devanados exceda de 250°C. El límite de elevación de temperatura debe ser 45 °C, en una temperatura ambiente de 30 °C.

3.6.3 LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TP's

La relación de transformación, potencia y clase de precisión para medición y protección, deberá estar de acuerdo con lo indicado en la tabla 3.11.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	POTENCIA Y CLASE DE PRECISIÓN	
	MEDICIÓN	PROTECCIÓN
1200&1200&2000:1		
1er. Secundario	75VA Clase 0.2	---
2º Secundario	---	3P75VA
3er Secundario	---	3P75VA

Tabla 3.11. Relación de Transformación, Potencia y Clase de Precisión

3.6.4 CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

La conexión de los TP's será de fase a tierra. La posición del montaje debe ser vertical y fijado a una base de sustentación llamada estructura soporte. Las terminales primarias, deberán estar diseñadas para recibir una zapata terminal de aluminio de 4 barrenos. Para la conexión a tierra, se debe incluir un conector para recibir un cable desnudo de cobre de 7 hilos de 107 mm². La caja de conexión de terminales de baja tensión o circuitos secundarios, deberá ser de aluminio, hermética, para servicio intemperie para recibir un tubo conduit de 31.75 mm de diámetro.

3.6.5 DIMENSIONES Y AISLAMIENTO DE PORCELANA

En la figura 3.2 se ilustra el TP utilizado en la subestación móvil, cabe mencionar que la distancia de la porcelana es la distancia de fase a tierra como se ilustra en la figura.

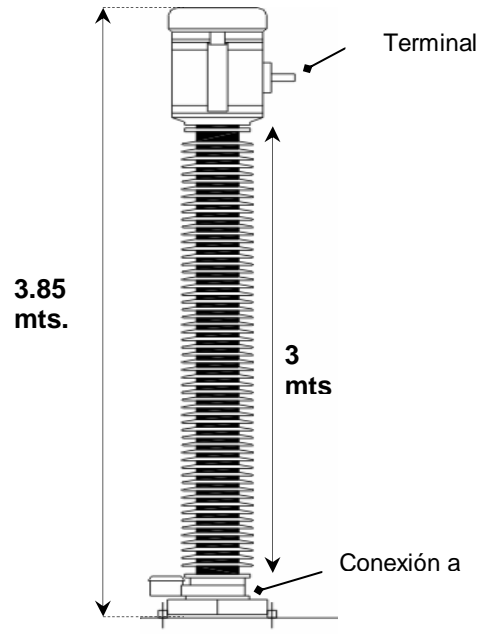


Fig. 3.2. Dimensiones de un transformador de potencial.

El aislador de alta tensión es de porcelana la cual debe ser homogénea y libre de cavidades y burbujas de aire. El acabado debe ser de color uniforme libre de aristas, debe tener una resistencia a la perforación mayor que su tensión de flameo en seco. Para la boquilla del neutro de alta tensión debe llevarse al exterior por medio de la boquilla de clase 5 kV.

3.7 APARTARRAYOS PARA 230 kV

El apartarrayos de óxidos metálicos del tipo estación se empleará para instalarse en la plataforma móvil 3 de la subestación eléctrica móvil en 230 kV. La tensión nominal U_r o valor eficaz máximo es de 192 kV admisible entre sus terminales con ciertas sobretensiones temporales. La posición del montaje de los 3 apartarrayos será vertical autosoportado, con servicio a la intemperie.

3.7.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS APARTARRAYOS 230kV

El apartarrayos utilizado en la subestación móvil se caracteriza por el anillo equipotencial, que es la parte metálica que es generalmente de forma circular, colocada equidistante en la parte superior del apartarrayos para obtener un gradiente de potencial uniforme.

3.7.1.1 CAPACIDAD DE ALIVIO DE PRESIÓN

La capacidad de un apartarrayos para aguantar corrientes de falla sin explotar violentamente, es conocida como la capacidad de alivio de presión y el valor de corriente de diseño será 63 kA (rms).

3.7.1.2 IMPULSO DE CORRIENTE POR RAYO

El impulso con forma de onda de 8/20 μ s con tolerancias en los valores medidos de la onda entre 7 y 9 μ s para el tiempo virtual de frente y entre 18 y 22 μ s para el tiempo al valor medio en la cola. Esta corriente de descarga nominal con forma de onda de 8/20 μ s tendrá un valor de diseño de 10 kA.

3.7.1.3 IMPULSO DE CORRIENTE POR MANIOBRA

Es el valor cresta de un impulso que tiene un tiempo virtual de frente entre 30 y 100 μ s y el tiempo virtual del valor medio en la cola sea de aproximadamente el doble del tiempo virtual del frente. Esta alta corriente de corta duración con forma de onda 4/10 μ s tendrá un valor de diseño de 100 kA pico.

3.7.1.4 CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA (I_n)

Es el valor cresta de un impulso de corriente por rayo, el cual se utiliza para clasificar un apartarrayo. La corriente transitoria de diseño esta entre 250 y 100 A. La corriente simétrica en alta debe ser 50 kA (rms) y para baja 800 A (rms). La corriente subsiguiente es la corriente suministrada por la red y evacuada por el apartarrayos después del paso de la corriente de descarga.

3.7.1.5 SOBRETENSIÓN Y NIVEL DE PROTECCIÓN AL IMPULSO

Para cualquier configuración de aislamiento, una sobretensión es cualquier tensión a través de sus terminales, mayor que la tensión pico a frecuencia del sistema. La tensión máxima del sistema que permite el apartarrayos debe ser de hasta 245 kV. La tabla 3.12 muestra los valores de sobretensión y niveles de protección por rayo.

Sobretensión temporal del apartarrayos (TOV)		Nivel de protección al impulso de corriente por rayo de 10 kA y forma de onda 8/20 μ seg.				Nivel de protección al impulso de corriente por maniobra de (corriente transitoria y forma 30/60 μ seg.) kV (cresta)
IS	10S	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	
188	182	400	440	460	495	328 – 400

Tabla 3.12. Valores de Sobretensión y Niveles de Protección por Rayo.

3.7.1.6 TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINÚA

La tensión de operación continua es el valor especificado de tensión eficaz a la frecuencia nominal que puede aplicarse al apartarrayos en forma continua. A continuación se indica el valor por diseño de la tensión de operación continua del apartarrayos fase a tierra: $U_c = 152 - 156$ kV (eficaz).

3.7.1.7 TENSIÓN RESIDUAL

La tensión residual U_{res} es el valor de cresta de tensión que aparece en las terminales de un apartarrayos durante el paso de la corriente de descarga con onda de 8/20 μ s. El valor máximo de tensión permitido en kV (cresta) a las corrientes de descarga de 3, 5, 10, 20 y 40 kA.

3.7.1.8 TENSIONES DE AGUANTE DE LAS PORCELANAS

Las tensiones de aguante de las porcelanas son las indicadas en la tabla 3.13, los valores son a 1000 m.s.n.m. La porcelana debe ser homogénea y libre de cavidades o burbujas de aire. El acabado debe ser de color uniforme libre de aristas, manchas u otros defectos, las porcelanas no deben tratarse de reparar.

Tensión de aguante al impulso por rayo con onda de 1,2/50 μ s. kV (cresta)	Tensión de aguante a 60Hz en húmedo (1 minuto) kV (eficaz)	Distancia de fuga mínima mm
1050	395	4900

Tabla 3.13. Tensiones de Aguante de las Porcelanas.

3.7.1.9 CAPACIDAD DE ENERGÍA

Los apartarrayos para subestaciones clase III deben tener una capacidad de energía a las sobretensiones por maniobra de 5.65 kJ/kV como mínimo para las tensiones nominales de apartarrayos entre 108 a 360 kV (rms).

3.8 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El Transformador de potencia de la subestación móvil de capacidad de 45 MVA, con tensiones de 230/23 kV; tiene las siguientes características generales. El transformador de potencia trifásico sumergido en líquido aislante (aceite base nafténica) es del tipo columnas para servicio intemperie, con devanado terciario en delta para estabilización en 10 kV.

Conexión en alta y baja tensión Estrella con neutro a tierra – Estrella con neutro y reactor a tierra; enfriamiento OFAF; La capacidad del devanado terciario de 15 MVA.

3.8.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL TRANSFORMADOR

La capacidad continua nominal de un transformador son los Megavolt amperes (MVA) que el devanado primario, secundario y terciario del mismo pueden suministrar en un tiempo continuo a su tensión y frecuencia nominal, sin exceder los límites de temperatura establecidos en el siguiente punto.

3.8.1.2 TENSIONES NOMINALES

Las tensiones nominales y las tensiones de aguante al impulso por rayo para los aislamientos del transformador se indican en la tabla 3.14.

Tensión nominal (kV)	Aislamiento externo Tensión de aguante al impulso por rayo. (kV)	Aislamiento interno Tensión de aguante al impulso por rayo. (kV)
10.0	150	110
23.0	200	150
230.0	1050	900

Tabla 3.14. Las Tensiones Nominales y las Tensiones de Aguante al Impulso por Rayo.

3.8.1.3 NÚCLEO

El Núcleo tipo columna tiene laminaciones de calidad tipo M3 según normas ANSI, lo cual quiere decir que las características mínimas del acero al silicio de grano orientado garantizarán valores reducidos de pérdidas en vacío. Unas pérdidas máximas a 60 hz., de 50 watts/Lb con cortes del acero a 45° y con una resistencia interlaminar no menor de 30 micro ohms – cm² a 300 Libras/pulg². El núcleo se debe conectar al tanque en un solo punto, con el objeto de evitar corrientes circulantes. La conexión se debe hacer en la tapa del tanque del transformador.

3.8.1.4 DEVANADOS

Los tipos de conexión de los devanados son estrella en el primario (alta tensión) y en el secundario (baja tensión), y conexión delta en el devanado terciario. Los valores de prueba dieléctricos a los devanados son los indicados en la tabla 3.15, con aislamiento reducido.

Estos valores indican los niveles de tensión de prueba de fase a tierra y se aplican a devanados en conexión estrella. Como la tabla indica son valores de pruebas de tensión de aguante al impulso por rayo de onda completa, onda cortada para maniobra de interruptores (switch) y baja frecuencia.

Tensión Nominal Sistema kV	Tensiones de aguante al Impulso mínima kV (cresta)		Tensiones de aguante a baja frecuencia 60 Hz. kV (eficaz)	Prueba de Tensión Inducida fase a tierra kV (eficaz)		Prueba de Tensión onda cortada Tiempos 3μSeg. kV (cresta)
	por rayo onda 1.2 /50 μSg.	Por maniobra de interruptor 250/ 2500 μSg.		Nivel de una hora	Nivel de realzado	
10	110	---	34	--	--	120
23	150	---	50	--	--	165
230	900	745	50 ¹	210 ²	240 ²	990

Tabla 3.15. Tensiones Nominales y Niveles de Aislamiento de Devanados.

Cuando el nivel de tensión de prueba a medir es de fase a fase, como es el caso para conexión delta, los valores de prueba de nivel de una hora, así como el de realzado deben multiplicarse por $\sqrt{3}$ para obtener el nivel de tensión inducida de prueba de fase a fase.

La elevación promedio de temperatura de los devanados a tensiones y frecuencias nominales y a capacidad continua plena no debe exceder de 95°C, medida sobre una temperatura ambiente máxima de 40°C y una temperatura promedio de 30 °C durante un periodo de 24 horas. La elevación de temperatura del punto más caliente no debe exceder de 105°C.

3.8.1.4.1 CORRIENTE DE EXCITACIÓN

La corriente de excitación es la que circula a través de las terminales de un devanado del transformador cuando se le aplica tensión y frecuencia nominal, manteniéndose las terminales de los otros devanados en circuito abierto. La corriente de excitación se expresa con respecto a la corriente nominal del devanado bajo prueba. La corriente de excitación máxima es % $I_n = 1.5$

3.8.1.5 CORRIENTE NOMINAL

Es la corriente que fluye a través de una terminal de un devanado, calculada, dividiendo la capacidad nominal del devanado entre la tensión nominal del mismo (corriente nominal monofásica).

3.8.1.6 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Cada uno de los devanados de los transformadores de potencia debe ser capaz de resistir sin daño las corrientes de corto tiempo (corto circuito y sobrecarga). En la tabla 3.16 se indican los valores de capacidad de carga térmica de corto circuito. Para 230 kV el transformador deberá soportar los esfuerzos originados por un corto circuito externo de 63 kA.

Tiempo de la corriente	No. de veces la Corriente nominal	Condición
2 seg.	25	Corto circuito
10 seg.	11.3	Corto circuito
30 seg.	6.3	Corto circuito
60 seg.	4.75	Corto circuito
5 seg.	3.0	Sobrecarga
30 seg.	2.0	Sobrecarga

Tabla 3.16. Capacidad de carga térmica de corto circuito.

3.8.1.7 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y TOLERANCIA

La relación de transformación esta basada en la relación de las tensiones y sujeta al efecto de la regulación a diferentes cargas y factores de potencia. La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador esta sin carga, debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas las derivaciones. Si la tensión por vuelta excede de 0.5% de la tensión deseada, las tensiones de las derivaciones deben corresponder a la tensión de la vuelta próxima.

3.8.1.8 PÉRDIDAS A FRECUENCIA Y POTENCIA NOMINALES

Las pérdidas de excitación (en vacío), en el cobre y las pérdidas totales, deben estar referidas a tensiones nominales y a frecuencia de operación de 60Hz. Las pérdidas totales incluyen las pérdidas de excitación y las pérdidas de carga (ver tabla 3.17). El consumo auxiliar de motores de bombas y ventiladores, calefactores, circuitos de control y señalización no deberá exceder de 25 kW.

Pérdidas en Vacío (kW)	Perdidas en el cobre (kW)	Perdidas totales (kW)
30	350	380

Tabla 3.17. Pérdidas a Frecuencia y Potencia Nominales.

3.8.1.9 IMPEDANCIA

La impedancia se expresa en porcentaje de la tensión de impedancia (caída de voltaje) con respecto a la potencia continua nominal. La tolerancia de la impedancia debe ser de $\pm 5\%$ del valor indicado. En este caso la impedancia del transformador de potencia es: Impedancia (%) = 18.

3.8.1.10 EFICIENCIAS

Las eficiencias que se expresan en por ciento (%) deben estar referidas a frecuencia y tensiones nominales, a la capacidad continua nominal, y factor de potencia unitario, y no deben ser menores a los valores indicados a continuación.

Con 100 % de carga:	99.16 %
Con 75 % de carga:	99.33 %
Con 50 % de carga:	99.48 %
Con 25 % de carga:	99.54 %

3.8.2 BOQUILLAS

El tipo de boquillas son de transición aceite-aire para las tensiones de 230 y 23kV, con una impedancia del 18% y una impedancia de secuencia cero de 15%. El valor de la corriente térmica de corto tiempo de la boquilla será de 25 veces la corriente nominal del transformador para la tensión correspondiente, durante 2 segundos.

Las boquillas para tensiones de 23 y 230 kV deberán ser del tipo capacitivas. Las boquillas de aislamiento deben ser de un compuesto de silicona. En la tabla 3.18 se muestran los valores de prueba de los aislamientos externos (boquillas).

Tensión Nominal Sistema kV	Tensiones de aguante al Impulso mínima kV (cresta)		Prueba de Tensión onda cortada Tiempos 3μSeg. kV (cresta)	Tensiones de aguante a baja frec. 60 Hz. kV (eficaz)		DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA (mm)
	por rayo onda 1.2 /50 μSg.	Por maniobra de interruptor 250/ 2500 μSg.		(HÚMEDO) 10 seg.	(SECO) 1 minuto.	
10	150	---	175	50	60	390
23	200	---	230	75	80	660
230	1050	825	1155	---	460	5650

Nota:

1. Los valores de tensión para pruebas dieléctricas de las boquillas son a 1000 m.s.n.m, y deben garantizar la adecuada operación en 2300 a 2600 m.s.n.m.

Tabla 3.18. Valores de Prueba de los Aislamientos Externos (Boquillas).

La tensión nominal de diseño del neutro de los transformadores conectados en estrella es de 23 kV para devanados y 34.5 kV para boquillas. La clase de aislamiento del neutro deberá ser:

Para devanados: 25 kV ⇒ Para la boquilla: 34.5 kV

Todos los extremos de los devanados, excluyendo al terciario, deben llevarse al exterior a través de boquillas montadas en la cubierta o en las paredes del tanque. El terciario debe llevarse al exterior a través de una única boquilla montada en la cubierta, para conexión a la tierra.

Las terminales para las boquillas de 230 kV deben ser plateados y diseñados para recibir 2 cables ACSR de 1113 kCM mediante un conector. Las terminales para las boquillas de 23 kV, neutro común y terciario deben ser plateados, del tipo plano con 4 perforaciones, 4 NEMA, para tornillos de 12.7 mm de diámetro y 44.5 mm de separación entre centros.

3.8.3 CAMBIADOR DE DERIVACIÓN BAJO CARGA

El transformador debe operar con un cambiador de derivaciones automático bajo carga de 33 posiciones con bobina variable de 8 pasos arriba y 24 pasos abajo (con una variación de voltaje entre cada paso de 0.75% V_n) en el lado de alta tensión. En donde todas las derivaciones deben ser a capacidad continua nominal. La operación del cambiador debe ser automática y manual.

El conmutador inversor (switch) del cambiador debe ser tipo resistivo con botellas de vacío; contenido en un recipiente de aceite propio e independiente, para evitar la contaminación del aceite del transformador; este recipiente debe soportar las mismas condiciones de presión y vacío que el tanque principal del transformador.

El cambiador de derivación debe contar con indicadores y mandos de las posiciones del cambiador, tanto locales en la subestación, como remotos para un despacho de control central. En cuanto al gabinete de control contiene el mecanismo a motor del cambiador de derivaciones y los conmutadores.

3.8.3.1 REGULACIÓN DE VOLTAJE

La regulación de voltaje arriba es de hasta el +6% de la tensión nominal, mientras abajo es de -18% de la tensión nominal en el lado de alta tensión (A.T.). En cada derivación del cambiador debe ser a capacidad continua nominal de acuerdo con la tabla 3.20. Los valores de corriente nominal en el sistema, pueden ser obtenidos dividiendo la capacidad nominal (MVA) entre el producto de $\sqrt{3}$ y la tensión nominal (kV) como se muestra en la formula.

$$I_n = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV} \text{ (Corriente Nominal Trifásica)}$$

3.8.4 CAMBIADOR DE DERIVACIÓN SIN CARGA

El cambiador de derivación sin carga es localizado en baja tensión con transformador desenergizado, cuenta con 5 posiciones o derivaciones de 2.5 %, de la tensión nominal. En donde todas las derivaciones en baja tensión deben ser a capacidad continua nominal.

La operación de cambiador sin carga es totalmente manual. Según las necesidades de operación se indicará si las 5 derivaciones serán 3 arriba y 2 abajo o 1 arriba y 4 abajo de la tensión nominal en baja tensión.

3.8.5 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO BOQUILLA

El Transformador de corriente debe estar montado interiormente en la boquilla de alta tensión (neutro H₀) del transformador de potencia. Este transformador de corriente es necesario para el control automático del cambiador de derivación en función de las condiciones de carga conectada. Las relaciones de transformación, clase y potencia de precisión es la indicada a continuación.

- Relaciones de transformación: 1200/1000/900/800/600/500/400/300/200:5
- Clase y potencia de precisión (ANSI): C200.

3.8.6 CLASE DE ENFRIAMIENTO

El sistema de enfriamiento para el transformador de potencia trifásico es de clase "OFAF" enfriamiento por aire forzado y aceite forzado. El nivel de ruido permitido en el transformador debe ser menor a 65 decibeles.

3.8.6.1 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

Un transformador debe contar con el número suficiente de enfriadores con objeto de que no excedan las temperaturas máximas permisibles. El Equipo de enfriamiento por aire forzado debe estar formado por enfriadores desmontables y ventiladores,

Los motores de los ventiladores operarán en un circuito de 220 volts, 3 fases, 60 Hz. Las flechas de los ventiladores deberán ser de acero inoxidable o de acero al carbón con doble capa de galvanizado por inmersión en caliente. Los enfriadores deberán ser diseñados y construidos para soportar las condiciones de vacío y presión del tanque.

CONEXIONES				
DEVANADOS	VOLTS	CORRIENTE	CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA	
ALTA TENSIÓN EN ESTRELLA		FOA 45 MVA	POS.	
	243800	106.6	8R	
	242075	107.3	7R	
	240350	108.1	6R	
	238625	108.9	5R	
	236900	109.7	4R	
	235175	110.5	3R	
	233450	111.3	2R	
	231725	112.1	1R	
	230000			NR
			113.0	N
				NL
	228275	113.8	1L	
	226550	114.7	2L	
	224825	115.6	3L	
	223100	116.5	4L	
	221375	117.4	5L	
	219650	118.3	6L	
	217925	119.2	7L	
	216200	120.2	8L	
	214475	121.1	9L	
	212750	122.1	10L	
	211025	123.1	11L	
	209300	124.1	12L	
207575	125.2	13L		
205850	126.2	14L		
204125	127.3	15L		
202400	128.4	16L		
200675	129.5	17L		
198950	130.6	18L		
197225	131.7	19L		
195500	132.9	20L		
193775	134.1	21L		
192050	135.3	22L		
190325	136.5	23L		
188600	137.8	24L		

Tabla 3.20. Numero de pasos y variaciones de tensión del cambiador de derivación.

3.8.6.2 EQUIPO PARA CIRCULACIÓN FORZADO DE ACEITE

El equipo para circulación forzada de aceite comprende bombas de capacidad adecuada para la circulación de aceite y con motores eléctricos que serán operados por un circuito de 220 volts, 3 fases, 60 Hz. Este equipo trabajará en paralelo con el equipo de aire forzado, utilizando los mismos controles. Se requiere dos (2) bombas como mínimo.

3.8.7 TANQUE PRINCIPAL

El tanque principal debe soportar una presión interna de 103 kPa (1.05 kg/cm², 15 lb/pulg²), durante 6 horas, sin sufrir deformaciones permanentes. La cubierta del tanque principal del transformador deberá diseñarse de tal manera que no se deposite el agua y así evitar oxidaciones.

El tanque principal contará con 2 terminales tipo mordaza, para dos cables de cobre desnudo del calibre 107 mm² de sección transversal localizadas en esquinas diagonalmente opuestas en la base del transformador, para la conexión a tierra. El transformador deberá tener las válvulas indicadas a continuación, montadas en el tanque principal:

1. Una válvula 152.4 mm (6") de diámetro en la cubierta del tanque para conectar sistemas de vacío.
2. Una válvula de 25.4 mm (1") de diámetro tipo aguja de acero inoxidable para la medición de vacío, que quede totalmente opuesta a la válvula de 152.4 mm. (6").
3. Cuatro válvulas de drenaje de 50.8 mm (2") de diámetro opuestas diametralmente, dos en la tapa superior y 2 en la parte inferior y una válvula de muestreo de 12.7 mm (½") de diámetro.
4. Una válvula de 102.6 mm (4") de diámetro en la parte superior del tanque para el llenado de aceite.

3.8.8 TANQUE CONSERVADOR DE ACEITE

El tanque conservador de aceite maneja la misma presión interna que el tanque principal, indicada en el punto anterior. Para evitar el contacto del aceite aislante con la atmósfera se debe suministrar una bolsa de neopreno incluyendo los accesorios dentro del tanque conservador (Gas Cushion Type). Para esto existen dos registros que permitan la limpieza e inspección del tanque conservador y cambio de la bolsa de neopreno.

El sistema para la preservación del aceite esta constituido por los accesorios mencionados a continuación, teniendo en cuenta que estos se encuentran montados tanto en el tanque principal, como en el tanque conservador de aceite:

1. Una válvula para muestreo de 50.8 mm (2") de diámetro.
2. Una válvula para llenado de aceite de 50.8 mm (2") de diámetro.
3. Una válvula para hacer el vacío de 50.8 mm (2") de diámetro.
4. Un indicador de nivel de aceite con contactos de alarma por bajo nivel y marca de nivel normal a 25°C.
5. Un sistema deshidratador a base de silica gel regenerativa (con calentador) para preservar la parte de material elástico en contacto con el medio ambiente.

3.8.9 REACTOR

El reactor del transformador será instalado en el neutro de la conexión estrella en baja tensión (B.T.) en forma externa del transformador y aislado de la estructura de la plataforma del modulo móvil 4. El reactor es para tipo servicio intemperie.

Las características eléctricas como son la reactancia individual, clase de aislamiento, corriente nominal, corriente de corto tiempo y capacidad propia aparecen indicadas en la tabla 3.19.

Reactancia individual (Ohms)	0.4
Clase de aislamiento (kV)	8.7
Corriente nominal (amperes)	350
Corriente de corto tiempo, durante 3 seg. (Amp)	10000
Capacidad propia (kVA)	49
Pérdidas (Watts)	1895
Construcción	Monofásica

Tabla 3.19. Características Eléctricas del reactor.

El reactor debe contar con terminales de tipo conector plano, de cobre, con 4 perforaciones para tornillos de 12.7 mm de diámetro y una separación entre centros de 44.45 mm. Las terminales se conectaran con zapatas de material de aluminio, con plata en la superficie de contacto permitiendo un contacto uniforme.

3.8.9.1 LÍMITE DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL REACTOR

El reactor debe operar a corriente y frecuencia nominal, sin exceder una elevación de temperatura de los devanados de 55 °C sobre una temperatura ambiente de 40°C máxima, una promedio de 30°C y sin que existan puntos calientes con un gradiente mayor de 10°C sobre la elevación de temperatura.

El reactor debe estar protegido con resina aislante de calidad, que garantice una alta resistencia mecánica a los esfuerzos de corto circuito y una rigidez dieléctrica adecuada. El límite de temperatura en caso de una corriente de corto circuito no debe ser menor de 205°C .

3.9 APARTARRAYOS PARA 23 kV

El apartarrayos para 23 kV es también de óxidos metálicos, en donde en este caso la tensión nominal U_r es de 24 kV, de igual manera la frecuencia de operación de 60 Hz. Este apartarrayos en mediana tensión se localiza en el módulo móvil 4.

3.10 CABLE DE 23 kV

El cable es utilizado para la conexión de la salida de 23 kV del transformador hacia la acometida de los gabinetes de los interruptores de 23 kV ubicados en la plataforma móvil 5 como se muestra en el diagrama unifilar.

Las claves para la designación de los cables de 23 kV utilizados, así como el área de la sección transversal en mm, se indican en las tablas 3.21 y 3.22. La tabla 3.23 indica los valores eléctricos, de temperatura y de aislamiento de los cables de 23 kV utilizados.

Clave	
23	23,000 V. Tensión nominal del conductor
TC	Aislamiento de polietileno de cadena cruzada
1x	1 Conductor
240,507	Designación del cable

Tabla 3.21. Claves de Designación para Cables de 23 kV.

Designación del cable	Área de la sección transversal (mm ²)	AWG	KCM ó MCM
23 TC 1X240	253.3	7.7/0	500
23 TC 1X507	506.7	10.7/0	1000

Tabla 3.22. Designación y Calibre de los cables de 23 kV.

Clasificación	Monoconductor
Tensión máxima de diseño	25.8 kV
Tensión de aguante al impulso por rayo hasta 1000 m.s.n.m	150 kV
Material del conductor	Cobre suave
Descargas parciales máximas	5 pC
Cableado	Concéntrico compacto
Material del aislamiento	Polietileno extruido de cadena cruzada (XLP)
Espesor nominal del aislamiento	8.10 mm
Temperatura del Conductor	
En condición de operación normal	90 °C
En condición de operación de emergencia	130 °C
En condición de operación de corto circuito	250 °C

Tabla 3.23. Características particulares del cable de 23 kV.

El cable de 23 kV se colocara bajo tierra, con una distancia de 1.5 metros por de bajo del nivel del piso como se muestra en la figura 3.3.

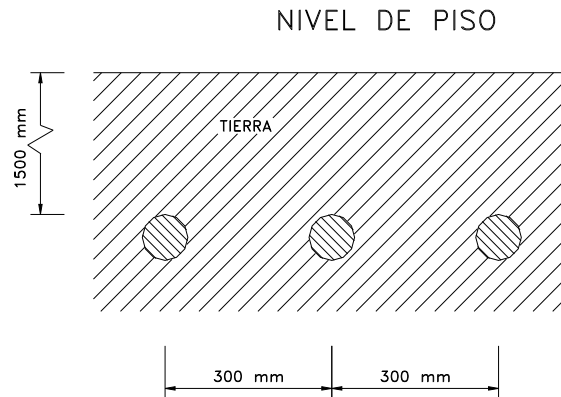


Fig. 3.3. Colocación del cable de 23 kV.

3.11 INTERRUPTORES TRIFÁSICOS DE POTENCIA EN 23 kV

El interruptor trifásico de potencia en 23 kV es del tipo removible, tiene como medio de extinción del arco eléctrico un alto vacío. Los interruptores en vacío se localizan en los gabinetes de 23 kV.

El tipo de conexión a tierra del sistema es Estrella – aterrizada a través del reactor de 0.4Ω , con tensión nominal de 23 kV. Este interruptor es en servicio tipo interior y se localiza en el módulo móvil 5

Las siguientes tablas 3.24 y 3.25 nos proporcionan las características eléctricas, de los interruptores de potencia en 23 kV. La explicación de las características eléctricas que se mencionó en el interruptor de 230 kV, aplica de igual manera para el interruptor de mediana tensión, excepto en el medio de extinción y en el ciclo de operación.

TENSION DE AGUANTE A LA BAJA FRECUENCIA 1 min EN SECO Y HÚMEDO. V rmc	TENSION DE AGUANTE AL IMPULSO POR RAYO Up (VALOR CRESTA)
ENTRE FASE Y TIERRA Y ENTRE FASES	ENTRE FASE Y TIERRA Y ENTRE FASES
50	150

Tabla 3.24. Valores de pruebas dieléctricas.

Corriente Permanente (MÍNIMA)	Corriente Interruptiva (MÍNIMA)	Corriente de Aguante de Corta Duración (3 SEG) (MÍNIMA)	Corriente Interruptiva de Carga de Líneas en Vacío (MÍNIMA)	Corriente Interruptiva de Carga de Cables en Vacío (MÍNIMA)	Tiempos De Interrupción (BASE 60 Hz) (MÁXIMO)	
					Ciclos	Mili seg.
Amperes	kA	kA	Amperes	Amperes		
630-2000	25	25	125	31.5	5	80

Tabla 3.25. Corrientes nominales e interruptivas.

3.11.1 CICLO DE OPERACIÓN

A – 0.3 seg. – CA – 15 seg. – CA 15seg. – CA*

A: Representa la operación de apertura

CA: Representa la operación de cierre seguida inmediatamente de una operación de apertura sin tiempo de retraso adicional al "propio" de operación del interruptor.

CA*: En este ciclo de operación se debe realizar sin que la capacidad interruptiva del interruptor disminuya a un valor inferior de 16 kA. La capacidad de interrupción tiene que cubrir la corriente de cortocircuito.

3.12 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN 23 kV

Los transformadores de corriente en mediana tensión tienen dos devanados para protección 30VA 10P20, un devanado para medición clase 0.2 30VA. En este caso los transformadores de corriente están en un solo lado del interruptor de 23 kV.

3.12.1 CORRIENTE TÉRMICA DE CORTO CIRCUITO

Los transformadores de corriente de mediana tensión soportan una corriente térmica de corto circuito de corta duración de 25 kA (eficaz) en cada uno de los secundarios durante 1 segundos, sin sufrir daños y garantizando que los núcleos de protección no se saturen bajo esta condición.

3.12.2 VALORES DE TENSIÓN Y NIVEL DE AISLAMIENTO

Los valores de tensión y nivel de aislamiento para los transformadores de corriente con tensión nominal eficaz de 23 kV son los indicados en la tabla 3.26.

Tensión nominal del sistema kV (eficaz)	Niveles de aislamiento (kV)							
	Tensión de aguante baja frecuencia 60 Hz (rms)		Tensión de aguante al impulso por:					
			rayo 1.2 x 50 μ s		maniobra 250 x 250 μ s		onda cortada	
	Interior kV	Exterior kV	Interior kV	Exterior kV	Interior kV	Exterior kV	Interior kV	Exterior kV
23	50	70	125	200	N.A.	N.A.	145	175

Tabla 3.26. Tensiones nominales y niveles de aislamiento para 23 kV.

3.12.3 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN PARA TC's DE 23 kV

El transformador de corriente de 23 kV tiene la relación de transformación, carga y clase de precisión indicada en la tabla 3.27. Los gabinetes de 23 kV tienen 15 transformadores de corriente de relación múltiple ubicados tres a cada lado de cada interruptor en vacío de 23 kV.

Relación de Transformación	Relación de Transformación Múltiple	Carga y Clase de Precisión
300/600/1000/1200X2000 :5//5 A 1er. Secundario 2do. Secundario	300 : 5	30 VA Clase 0.2 30 VA Clase 10p20
	600 : 5	
	1000 : 5	
	1200 : 5	
	2000:5	

Tabla 3.27. Relación de Transformación para TC's de 23 kV.

3.13 CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA PARA 23 kV

Las cuchillas de puesta a tierra trifásicas son utilizadas en los gabinetes de 23 kV. En este caso las cuchillas de puesta a tierra están abiertas mientras este cerrado el interruptor de 23 kV, como se muestra en el diagrama unifilar. Las cuchillas de puesta a tierra se cierran para hacer las maniobras de mantenimiento o retirar los interruptores dañados. Las características eléctricas son indicadas en las tablas 3.28 y 3.29.

Tensión nominal	23 kV.
Corriente nominal	630 A.
Corriente sostenida de corta duración (3 s)	25 kA
Corriente pico nominal de soporte mínima	65 kA
Rango de temperatura de operación	-10 a 40°C

Tabla 3.28. Características Eléctricas de las Cuchillas de puesta a tierra de 23kV.

Tensión de Aguante a Baja Frecuencia En Seco y Húmedo. 1 Min. (Kv) rms (Valor Eficaz)		Tensión de Aguante al Impulso Por Rayo Onda 1.2X50µs. Up (Kv) (Valor Cresta)	
Entre Fase y Tierra y Entre Fases	Entre terminales de La Cuchilla abierta y/o a través de la Distancia de aislamiento	Entre Fase y Tierra y Entre Fases	Entre terminales de La Cuchilla abierta y/o a través de la Distancia de aislamiento
50	60	200	165

Tabla 3.29. Características Eléctricas de las Cuchillas de puesta a tierra de 23kV.

3.13.1 MECANISMO DE OPERACIÓN

El mecanismo debe contar con bloqueo mecánico y eléctrico que impida la operación errónea en el cierre de la cuchilla con respecto a los interruptores adyacentes del alimentador.

El mecanismo debe ser manual mediante una palanca u otro mecanismo adecuado y debe estar diseñado para la operación sincronizada de los tres polos, con ligas mecánicas entre los polos. Deberá tener un sistema que indique la posición de cada juego de cuchillas abierto o cerrado.

Las cuchillas de puesta a tierra y sus mecanismos de operación no deberán cambiar su posición de “abierto” o “cerrado” por gravedad, vibraciones, choques de magnitud razonable y contactos accidentales con las conexiones mecánicas del mecanismo de operación.

3.13.2 CONTACTOS PRINCIPALES Y PARTES CONDUCTORAS

Los contactos de las terminales de conexión de las cuchillas de puesta a tierra, deben ser de una gran resistencia a la corrosión y al desgaste para un gran número de operaciones, que proporcione sin resortes, una alta presión de contacto entre éstos y la hoja de conexión para permitir la conducción nominal de corriente sin sobrecalentamiento. Los dedos de la parte hembra, así como la parte fija de los contactos principales, deben ser de un material igual a la de las partes conductoras.

La conexión a tierra del bastidor deberá ser por medio de un conector de tierra montado sobre cada base de las cuchillas, adecuado para sujetar dos conductores de cobre desnudo de 4/0 AWG a 500 MCM.

3.13.3 COLUMNAS DE AISLADORES DE PORCELANA

Las columnas de aisladores de las cuchillas de puesta a tierra deben ser de porcelana homogénea y libre de cavidades del tipo soporte o columna. Las características mecánicas y eléctricas se indican en la tabla 3.30.

Tensión nominal	23 kV
Tensión de aguante al impulso por rayo (onda 1.2X50 μ s)	200 kV
Tensión de aguante a baja frecuencia en húmedo (1 min, 60 Hz.)	50 kV
Altura del aislador.	355 \pm 1 mm
Distancia mínima de fuga clase II	950 mm
Diámetro nominal máximo del Aislador	235 mm
Carga a la ruptura por Flexión.	6000 N
Carga a la ruptura por Torsión	1200 Nm

Tabla 3.30. Características Mecánicas y Eléctricas de las Columnas de Aisladores.

3.14 TRANSFORMADOR DE SERVICIO DE ESTACIÓN

El Transformador de servicio estación con capacidad de 75 kVA, en tensiones de 23000/ 220 – 127 Volts. Cumple con la función de satisfacer los servicios propios de energía eléctrica en baja tensión de la subestación móvil.

Este transformador trifásico tiene conexión delta en A.T. y en B.T. estrella aterrizada con una tensión en vacío de 220 Volts entre fases y 127 Volts fase a tierra, con el neutro sacado fuera del tanque a través de una boquilla.

El desplazamiento angular entre las tensiones de alta y baja tensión en un transformador trifásico con conexión delta estrella debe ser 30 grados con la baja tensión atrasada con respecto a la alta tensión. Este transformador estará provisto de un cambiador de derivaciones sin carga para alta tensión, de cinco posiciones, con perilla de operación colocado al frente, con indicador de posiciones.

3.14.1 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE ESTACIÓN

El transformador de servicio de estación tiene la clase de enfriamiento OA, con una elevación de temperatura de 55°C máximo, sobre un ambiente de 40°C máximo. Las características eléctricas así como las tensiones de prueba de los devanados son indicadas en las tablas 3.31 (a) y (b).

Nivel básico de aislamiento al impulso		150 kV			
Corriente en excitación en base a 75 °C,		1.5% máxima			
Impedancia a 75 °C		4 %.			
Perdidas en el núcleo (A frecuencia y potencia nominales)		277 Watts			
Perdidas en el cobre (A frecuencia y potencia nominales)		832 Watts			
Perdidas Totales (A frecuencia y potencia nominales)		1119 Watts			
Eficiencia		98.5 %			
Clase de aislamiento de las Boquillas		A.T: 34.5 kV B.T: 1.2 kV			
Tensión Nominal Sistema Volts	Tensiones de aguante al Impulso mínima, Por rayo con onda de 1.2 /50 µSg. kV (cresta)		Prueba de Tensión onda cortada Tiempos 3µSeg. kV (cresta)		Prueba de Tensión Inducida Entre fases kV (eficaz)
	Devanados	Boquillas	Devanados	Boquillas	
23 000	150	200	165	230	46
220	30	30	--	--	0.44

Tabla 3.31 (a). Características Eléctricas del Transformador de Servicio Estación.

Tensión Nominal Sistema Volts	Tensiones de aguante a baja frecuencia 60 Hz. kV (eficaz)			Distancia de fuga mínima mm / kV
	Devanados	Boquillas		
		1 min. en seco	10 seg. en húmedo	
23 000	50	80	75	660
220	10	10	6	45

Tabla 3.31 (b). Características Eléctricas del Transformador de Servicio Estación.

3.15 CORTA CIRCUITO FUSIBLE

El corta circuito fusible de 23 kV, con fusible de potencia de 6.75 A. Es utilizado para proteger al transformador de los servicios propios de la subestación móvil. Como se muestra en el diagrama unifilar. Este tipo de corta circuitos fusible es ordinariamente llamado un desconectador de posición de montaje vertical con un ángulo de apertura de 180°; de servicio tipo intemperie para ser ubicado en los gabinetes de 23 kV.

3.15.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CORTA CIRCUITO FUSIBLE

El corta circuitos fusible cuenta con un aditamento para apertura con carga; en donde el material de los soportes aislantes son preferentemente de porcelana con una distancia de fuga del corta circuito de 516 mm mínimo. Las características eléctricas del corta circuito fusible son indicadas en la tabla 3.32.

Tensión nominal	23 kV
Tensión Máxima de diseño	25.8 kV
Tensión de aguante al impulso por rayo a tierra y entre terminales	150 kV
Factor de asimetría para la corriente Interruptiva	1.6
Distancia crítica de flameo	290 mm. mínimo
Corriente nominal	6.75 A
Corriente de aguante de corto circuito	40 kA
Capacidad interruptiva	1000 MVA

Tabla 3.32. Características Eléctricas del Corta Circuito Fusible.

3.16 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 23 kV

El transformador de potencial inductivo de 23 kV, tipo interior tiene una relación de transformación 120:1. Los 3 TP's son ubicados en la barra sencilla de los gabinetes de 23 kV del módulo móvil 5. El sistema de protección para los TP's cuenta con fusibles limitadores de corriente de media tensión, de 1A, 23kV. Con una corriente de aguante de corto circuito de 32 kA. Como se indica en el diagrama unifilar 3.1.

Para tensiones 23 kV, los transformadores de potencial tienen aislamiento tipo seco encapsulados en resina epóxica. La conexión de las terminales del primario en este caso de mediana tensión es entre fases por lo tanto la tensión nominal primaria es 23 kV como se indica en la tabla 3.33.

Tensión nominal primaria (kV)	Tensión de aguante al impulso por rayo onda completa (1.2/50 μ s) (kVcresta)	Tensión de aguante a baja frecuencia: 60 Hz durante 1 min: (kV)
23	95	50

Tabla 3.33. Características Eléctricas de los Transformadores de potencial en 23 kV.

3.16.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TP'S EN 23 kV

La relación de transformación, potencia y clase de precisión para medición y protección, deberá estar de acuerdo con lo indicado en la tabla 3.34. El factor de sobretensión admisible en permanencia es de 1.2, el cual se multiplicará por la tensión nominal primaria para obtener el voltaje máximo que se puede aplicar a las terminales primarias durante 30 segundos sin afectar su precisión.

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	POTENCIA Y CLASE DE PRECISIÓN	
	MEDICIÓN	PROTECCIÓN
120:1 1er. Secundario 2º Secundario	50VA Clase 0.2 ---	--- 3P50VA

Tabla 3.34. Relación de Transformación, Potencia y Clase de Precisión TP's de 23 kV.

3.17 LÁMPARA TESTIGO DE TENSIÓN

Este dispositivo eléctrico detecta presencia de tensión trifásica en equipos que deben tener bloqueos para evitar fallas y malas operaciones, como es el caso de las cuchillas de puesta a tierra. Este detector capacitivo de tensión es también llamado “Aislador Testigo” y opera con una indicación luminosa. La tensión máxima de operación es de 25.8 kV.

3.18 SALÓN DE TABLEROS y MÓDULOS DE PCyM (MÓVIL 5)

En este punto se establecerán las características generales de la plataforma móvil 5, la cual contiene las secciones de tableros y los módulos de Protección, Control y Medición (**PCyM**) en Media Tensión (23 kV), con equipos de señalización y alarmas; además del equipo de comunicación y el transformador de servicio de estación.

3.18.1 TABLEROS EN MEDIA TENSIÓN (23 kV)

Los tableros **Metal-Clad** alojan a las barras principales en arreglo de barra sencilla en 23 kV. Las barras están protegidas por un contenedor sobre la plataforma móvil 5. Los tableros Metal Clad tienen compartimentos y barreras internas metálicas que separan perfectamente un elemento de otro, además de tener las barras aisladas. En la tabla 3.35 se indican las características eléctricas y niveles de aislamiento de los tableros Metal-Clad.

Tensión nominal del sistema	23 kV
Tensión máxima de diseño	25.8 kV
Corriente Nominal	2000 A
Corriente de corto circuito de aguante de corta duración	25 kA (cresta) (3 s)
Corriente de cierre en corto circuito	65 kA (cresta)
Tensión auxiliar de control	125 Vc.d.,
NIVELES DE AISLAMIENTO	
Tensión de aguante al impulso por rayo (Onda 1.2 x 50 µs).	150 kV (cresta) BIL
Tensión de aguante a baja frecuencia (1 min.)	50 kV

Tabla 3.35. Características Eléctricas de los Tableros Blindados.

Los gabinetes Metal-Clad de 23 kV, están conformados por 6 secciones o celdas verticales ensamblados y autosoportados. Las secciones para los alimentadores, para el interruptor principal y para el gabinete de 23 kv para servicios propios, tienen la distribución siguiente.

3.18.1.1 DESIGNACIÓN DE CELDAS GABINETES 23 kV

Las secciones que forman los tableros metálicos blindados, se dan a conocer en este punto. Cada sección contiene los equipos de potencia descritos en los puntos anteriores a partir del punto 3.10. En la tabla 3.36 se muestra la distribución de cada sección o celda, conforme al plano 5 del anexo 1.

DESIGNACION DE CELDAS GABINETES 23 kV	
Ubicación	Descripción
C1	Alimentador 1
C2	Alimentador 2
C3	Acometida
C4	Alimentador 3
C5	Alimentador 4
C6	Transformador de Servicio de Estación T20A

Tabla 3.36. Designación de Celdas Gabinetes 23 kV.

3.18.1.2 CELDAS DE ALIMENTADORES EN 23 kV

Las 4 secciones o celdas (C1, C2, C4, C5) tienen un interruptor trifásico en vacío por cada alimentador. Las tres fases de cada interruptor se conectan hacia las 3 terminales tipo interior termocontráctil, para recibir los 3 cables de 23 kV (TC 1x240 mm²) de cada alimentador de distribución. Por lo tanto tenemos 12 terminales de cable de 23 kV hacia los postes de distribución y 4 alimentadores (ver diagrama unifilar 3.1).

Los 4 interruptores trifásicos en vacío deben tener medición de tensión y corriente. Además cada interruptor tiene sus cuchillas de puesta a tierra con ligas mecánicas entre polos, además de contar con un mecanismo de operación manual de emergencia. Los interruptores en vacío y las cuchillas de puesta a tierra deben tener bloqueos y señalización correspondientes para la correcta operación.

En la tabla 3.37 se muestra la cantidad de equipo eléctrico de 23 kV que hay en cada celda de alimentador. Cada celda C1, C2, C4 y C5 tienen el mismo equipo y la misma configuración. En la tabla 3.38 se muestra la nomenclatura en los alimentadores para cada interruptor de potencia trifásico y cada cuchilla de puesta a tierra trifásica para 23 kV (ver diagrama unifilar 3.1).

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1	Interruptor de Potencia Trifásico en vacío de 23 kV
3	Transformador de Corriente
1	Cuchilla de puesta a tierra trifásica para 23 kV
3	Terminales tipo interior Termocontráctil

Tabla 3.37. Cantidad de Equipo Eléctrico por cada Celda.

CELDA	ALIMENTADOR	INTERRUPTOR DE 23 kV	CUCHILLA PUESTA TIERRA
C1	ALIM-21	52-1	92T-21
C2	ALIM-22	52-2	92T-22
C4	ALIM-23	52-3	92T-23
C5	ALIM-24	52-4	92T-24

Tabla 3.38. Nomenclatura para cada Alimentador y su Equipo.

3.18.1.2.1 MECANISMO DE OPERACIÓN DE LAS CUCHILLAS EN 23 kV

El mecanismo de operación del seccionador de puesta a tierra trifásica, cuenta con un sistema de indicación que permite conocer la posición de los contactos principales de las cuchillas y con un sistema de seguridad (enclavamiento eléctrico o mecánico) que evita cualquier falsa maniobra, así mismo el compartimiento donde se alojan las cuchillas, tiene **mirillas** para ver físicamente su correcta operación.

3.18.1.2.2 AISLADOR TESTIGO PARA LAS CUCHILLAS EN 23 kV

En cada uno de los gabinetes de cada equipo debe tener un detector capacitivo de tensión el cual es una señalización mecánica y luminosa que indique la posición (abierto-VERDE y cerrado-ROJA), así como también el centralizador de alarmas debe conservar la alarma luminosa aún cuando se restablezca la falla, (Así como el diagrama mímico en las puertas de los gabinetes). Este tipo de alarmas de detección debe ser por relevadores y no por acopladores. En el relevador 86 hay un botón de reposición manual para este sistema.

3.18.1.3 CELDA DE ACOMETIDA

Esta sección tiene el interruptor de potencia trifásico en vacío principal (52T221-A), con sus tres transformadores de corriente tipo ventana que estarán montados en las barras lado transformador del interruptor principal. Esta celda tiene su respectiva cuchilla de puesta a tierra de 23 kV (ver diagrama 3.1).

Esta celda esta acondicionada para recibir 6 cables de 23 kV (23 TC 1 x 507 mm²) provenientes del transformador de potencia de 45 MVA, por lo tanto contiene 6 terminales tipo interior termocontráctil, las cuales se conectan al interruptor de potencia principal y después las fases se conectan hacia las barras de 23 kV de los gabinetes. Esta sección debe tener medición de tensión y de corriente en el interruptor principal. Así como bloqueos y señalización correspondientes para la correcta operación.

3.18.1.4 CARACTERÍSTICAS EN COMÚN DE LOS INTERRUPTORES

Cada celda debe alojar un solo interruptor trifásico en vacío, con un mecanismo para introducirlo y extraerlo manualmente, en tres posiciones definidas: desconectado, conectado y prueba. Debe tener sus tres transformadores de corriente, montados en las barras.

En posiciones de prueba y desconectado el interruptor debe tener los contactos principales desconectados de la línea y de la carga. Estas posiciones accionan automáticamente la cortina metálica de protección de la celda cerrando e impidiendo el acceso a la línea, partes vivas del circuito y a la carga. Al mismo tiempo los circuitos secundarios de control deben permanecer conectados. En la posición de prueba, la puerta debe cerrarse.

El interruptor de potencia removible en vacío debe tener un conmutador para operación local del interruptor con un selector de operación local o remota, señalización de posición “cerrado-abierto” “conectado-prueba-desconectado”. Los interruptores tienen un entrelace mecánico que impide que el interruptor sea extraído de la posición insertado, cuando los contactos principales están cerrados.

3.18.1.5 CELDA DE SERVICIO DE ESTACIÓN

Esta sección de servicios propios recibe el nombre por el transformador de servicio de estación el cual estará protegido por una cuchilla trifásica de operación con carga, operación en grupo, con cuchilla de puesta a tierra integrada con bloqueo mecánico, servicio interior, para 23 kV. A su vez el sistema de protección cuenta con 3 fusibles limitadores de corriente de media tensión, de 6.75 A, 40 kA y 25.8 kV.

Esta sección contiene los transformadores de potencial (3TP's), conectados entre fases a las barras de 23 kV, con sus 3 fusibles limitadores de corriente de corto circuito 1 A, 32 kA y 23 kV. También ésta sección o celda tiene 3 aisladores testigo con sus indicaciones luminosas, para cada fase (ver punto 3.17).

3.18.1.6 ELEMENTOS COMUNES DE CADA SECCIÓN

El material utilizado para formar la estructura del gabinete, puertas, paneles laterales, y demás es lamina de acero con espesor de 3.57 mm. Las puertas deben contar con una manija que asegure que éstas permanezcan cerradas y además deben estar libres para su apertura. A continuación se listan los siguientes elementos que cada celda o sección tienen en común.

1. Bus mímico.
2. Resistencias calefactores.
3. Tablillas terminales para alambrado de control, fuerza y protección, medición y control, propio del equipo de la sección.
4. Las tablillas de los transformadores de corriente deben ser las adecuadas para cortocircuitarlos en caso de ser necesarios.
5. Fusibles y medios de protección para los diferentes circuitos, tanto de control como de fuerza de la sección.
6. Placas de identificación de cada uno de los equipos que la integran.

3.18.2 MÓDULOS DE PCyM

Los módulos de Protección Control y Medición "PCyM" están dispuestos en gabinetes metálicos blindados tipo interior. Los gabinetes contienen el equipo de PCyM conformado por relevadores, medidores, alarmas y señalizaciones. En el plano 5 del anexo 1 se puede ver la lista y disposición de equipo del cuarto de control móvil 5.

En la subestación eléctrica de potencia móvil, el esquema de protección y medición se realiza con relevadores microprocesados multifuncionales, integrándolos con procesadores lógicos y procesadores de comunicaciones (ver capítulo 2, punto 2.3.8). En este caso la protección por bahía se realiza en:

- Las líneas de transmisión de 230 kV.
- Bancos de potencia (Transformador de Potencia).
- y Alimentadores 23 kV.

3.18.2.1 PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV

El sistema de protección para la línea de transmisión en 230 kV, requiere el equipo descrito en la tabla 3.39. Este equipo se alojará en el gabinete G1 para la línea 1, de 230 kV, de los módulos PCyM del cuarto de control. Los números de los relevadores están en función de dispositivos de protección conforme a la A.S.A. (American Standard Association) y numeros **ANSI**.

SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE 230 kV			
CANT.	DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
1	87FO	Relevador diferencial de línea	Relevador diferencial de línea por fibra óptica, 5 A, tensión auxiliar 125 V.C.D., con interfaz óptica y eléctrica.
1	21/21N	Relevador de distancia	Relevador de distancia, 5 A, 120 V.C.A., 60 HZ., Tensión auxiliar 125 V.C.D. característica cuadrilateral.
1	67/67N	Relevador de sobrecorriente direccional	Relevador de sobrecorriente direccional de fase y neutro, 5 A, 120 V.C.A., 60 HZ, tensión auxiliar 125 V.C.D.
1	50FI	Relevador de protección Falla de Interruptor	Relevador de protección falla de interruptor, 5 A, Tensión auxiliar 125 V.C.D.

Tabla 3.39. Sistema de Protección de la Línea de 230 kV.

En este gabinete G1 se utiliza un Medidor Multifunción (MM), para el sistema de protección de la línea de transmisión de 230 kV. Este medidor tiene entradas 5 A, 120 V.C.A., tensión auxiliar 125 VCD. Para medición de VOLTS, AMPERES, WATTS, VARS, W-HR, VAR-HR., con módulo de entradas digitales y 4 salidas analógicas. También debe existir medición de potencia (kW/H) y debe tener multimedicación para los servicios propios.

Para la **línea 2** de 230 kV, el equipo para el sistema de protección, se alojara en el gabinete G3 de los módulos PCyM del cuarto de control. Este sistema requiere el mismo equipo descrito en la tabla 3.39.

3.18.2.2 PROTECCIÓN DEL BANCO DE POTENCIA

Las protección del banco T221-A de 45 MVA, 230/23 kV, requiere el equipo descrito en la tabla 3.40. Este sistema de protección se encuentra en el gabinete G2. Las definiciones de los relevadores utilizados se detallan en el anexo 2.

En este sistema de protección para banco de potencia (transformador de potencia 45 MVA), se utilizan 2 medidores multifunción (MM), de las mismas características descritas en el punto anterior.

SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL BANCO DE POTENCIA 230/23 kV			
CANT.	DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
1	87T	Relevador de protección diferencial de transformador	Relevador de protección diferencial de transformador 5 A, 60H, Voltaje auxiliar 125 VCD.
1	67/67N 50/51 50/51N	Relevador de sobrecorriente direccional de fase y neutro	Relevador de sobrecorriente direccional, 5 A, 120 V.C.A. 60 HZ, Tensión auxiliar 125 V.C.D.
1	501T	Relevador de sobrecorriente	Relevador de sobrecorriente 5 A, 60H, Voltaje auxiliar 125 VCD.
1	87B	Relevador de protección diferencial de barras	Relevador de protección diferencial de barras 5 A, 60H, Voltaje auxiliar 125 VCD.
2	86X, 86R	Relevadores auxiliares para protección primaria y de respaldo	Relevador de bloqueo, operación eléctrica reposición eléctrica.

Tabla 3.40. Sistema de Protección del Banco de Potencia 230/23 kV.

3.18.2.3 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES “ALIM-21 Y ALIM-22”

El sistema de protección para los alimentadores ALIM-21 y ALIM-22 se alberga en el gabinete G4, el equipo necesario para la protección, control y medición se describe en la tabla 3.41. Se utiliza en este gabinete un panel de alarmas de 30 ventanas con alimentación de 125 V.C.D. De igual manera se emplean 2 medidores multifunción (MM), de las mismas características descritas en el punto 3.18.2.1.

SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES			
CANT.	DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
2	50/51 50N/51N 79 81	Relevador de sobrecorriente Instantáneo.	Relevador de sobrecorriente instantáneo y de tiempo definido, con funciones de recierre y baja frecuencia, entradas de 5 A, 120 V.C.A., 60 HZ, tensión auxiliar 125 V.C.D.

Tabla 3.41. Sistema de Protección de Alimentadores.

3.18.3 EQUIPO DE COMUNICACIONES

La integración de los sistemas de PCyM y el sistema de comunicación, permite la coordinación con las subestaciones próximas de las líneas de transmisión aérea, en las que se encuentra la subestación eléctrica móvil, la cual se podrá supervisar y controlar remotamente con un dispositivo Maestra Local (ML). En la tabla 3.42 se describe el equipo de comunicación necesario.

Mediante un enlace de fibra óptica (OPGW) se tiene un canal de comunicación entre la subestación móvil y estaciones de control remotas o subestaciones próximas para realizar maniobras. La integración del sistema PCyM y el sistema de comunicación se realiza por medio del sistema de telecontrol SCADA. La UTR permite la conectividad del enlace remoto vía SCADA por un acceso vía **Ethernet**, que garantizan una velocidad de transmisión de 155 Mbps, hacia el transceptor óptico (E.T.O.).

La información básica del sistema de comunicaciones y el equipo de telecomunicación empleado se explica brevemente en el capítulo 2, punto 2.3.9.

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
UTR	Unidad Terminal Remoto. Marca SENSA. El modo de comunicación debe ser PCM.
Maestro Local	Maestra local marca SENSA. (ML)
E.T.O.	Equipo Terminal óptico PDH, SDH marca SIEMENS.
Central Telefónica	Sistema transmisión telefónica

Tabla 3.42. Equipo de Comunicación.

En caso de no existir fibra óptica en el cable de guarda, o que no se utilizará, la coordinación y maniobras se realizará por radio; o en su caso de que este sistema de comunicación falle, se cuenta con la comunicación del sistema de transmisión telefónica.

3.18.4 GABINETES Y COMPARTIMENTOS

La plataforma móvil 5, además de tener las secciones de gabinetes y los módulos PCyM en el cuarto de control; también se ubican en esta plataforma los gabinetes y compartimentos de los sistemas que a continuación se describen:

1. Cargador y Banco de Batería
2. Alumbrado y aire acondicionado
3. Alarmas y Señalizaciones.
4. Gabinete de conexión de los cables de control.

3.18.4.1 CARGADOR Y BANCO DE BATERÍAS

El cargador de baterías y el banco de baterías proporcionan la energía de corriente continua necesaria para la operación de esquemas y sistemas auxiliares de la subestación. En el capítulo 2, punto 2.3.13.2 se detalla la operación conjunta de del cargador y el banco de baterías.

3.18.4.1.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CARGADOR

El cargador rectificador estático de tiristores (SCR's), se indica en el plano 05 del anexo 1, se muestra la ubicación del cargador. La tensión nominal de alimentación del cargador, debe ser trifásica de 220 Volts de Corriente Alterna (V.C.A.), con forma senoidal, con tolerancia de $\pm 10 \%$ de la tensión de alimentación. La frecuencia de alimentación debe ser de 60 Hz.

El cargador ofrece a la salida una tensión nominal de salida de 130 Volts de Corriente Continua (V.C.C.), con una corriente nominal de salida de 35 Amperes de C.D. con una tolerancia de $\pm 5 \%$ de la tensión de salida. El cargador rectificador de baterías, debe tener un factor de potencia mayor o igual a 0.9.

El tiempo de recarga depende del grado de descarga de la batería. Para baterías muy descargadas el proceso puede tardar hasta unas 18 horas de recarga. La cantidad de corriente que se inyecta es aproximadamente 1/20 de la capacidad de la batería. Para el ejemplo de la batería de 75 A-h 15 placas, la cantidad de corriente será de 3.5 amperios.

3.18.4.1.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL BANCO DE BATERÍAS

Las celdas que forman la batería de NiCd son del tipo alcalino, las placas (+) de níquel y las placas (-) de cadmio, son libres de mantenimiento para servicio interior. La capacidad nominal para la subestación móvil es de 165 Amper-horas. El circuito de alimentación de las baterías deberá incluir un interruptor termomagnético de 2 x 100 Amperes.

El voltaje nominal de corriente directa que proporciona el banco de baterías, es de 125 Volts, que es la tensión de flotación del sistema, con 92 celdas alcalinas, cada celda con una tensión de entre 1.38 a 1.45 volts. El voltaje mínimo que puede proporcionar el banco de baterías es de 104 V.C.D. Mientras que el voltaje máximo será de 139.8 V.C.D.

Se deben incluir los relevadores de bajo voltaje (27) y de apertura con retardo (62) en el banco de baterías. El banco de baterías debe diseñarse con un medio de conexión externa rápida para la transferencia automática de corriente directa de un banco auxiliar móvil de baterías.

3.18.4.2 ALUMBRADO Y AIRE ACONDICIONADO

La subestación debe contar con alumbrado exterior en cada plataforma, así como de alumbrado interior en el remolque en donde se encuentre los alimentadores y gabinetes de protección. La iluminación interior y exterior de las plataformas debe ser suficiente y eficiente a fin de mantener cada uno de ellas iluminada con lámparas a prueba de explosión principalmente en el gabinete de baterías, controlando la iluminación exterior automáticamente en su encendido y apagado por medio de fotoceldas solares.

La sección en donde se encuentre el equipo de medición y protección debe tener aire acondicionado tipo frigorífico, con control remoto, programado a una temperatura de 20° a + 5° (independiente de la sección de 23 kV).

3.18.4.3 ALARMAS Y SEÑALIZACIONES

El gabinete para alarmas se encuentra en el cuarto de control, la ubicación se muestra en el plano 05 del anexo 1. Las alarmas y señalizaciones, pueden estar en los gabinetes y módulos, así como en estos gabinetes de alarmas, a continuación se mencionan los sistemas que tienen alarmas y señalizaciones:

1. Las alarmas alerta (AA) y emergencia (AE) deberán quedar registradas en la U.T.R.
2. Las alarmas de detección deben ser por relevador y no por acopladores.
3. El sistema de alarma de voltaje de corriente directa debe mandar la señal de alerta-emergencia cuando falte la corriente directa, y no mandar disparos a los interruptores tanto de 230 kV como los de 23 kV.
4. El banco de baterías debe tener la alarma alerta de bajo voltaje
5. El cargador deberá contener corte por alto y bajo voltaje a la salida.
6. En el gabinete del banco de baterías se debe indicar la tensión y corriente, por medio de indicadores digitales; así como en el cargador rectificador.

Cada equipo debe contener su gabinete con alarmas propias, y estas deben de enviarse al centralizador de alarmas dentro del remolque de 23 kV. Cuando opere una alarma luminosa se debe mantener sostenida, en caso de presentarse otra alarma debe dejar disponible el canal, después de reestablecida la falla. La alarma auditiva debe ser en pasos de 5, 10, 15, 20 y 30 s.

Los equipos deben tener bloqueos para evitar fallas y malas operaciones, como son el bloqueo entre cuchillas desconectadoras y cuchillas de puesta a tierra. En cada uno de los gabinetes de cada equipo debe tener una señalización mecánica y luminosa que indique la posición (abierto-VERDE y cerrado-ROJA), así como también el centralizador de alarmas debe conservar la alarma luminosa aún cuando se restablezca la falla, (Así como el diagrama mímico en las puertas de los gabinetes).

3.18.4.4 GABINETES DE CONEXIÓN DE LOS CABLES DE CONTROL

Las conexiones de los cables de control, se realizan en los gabinetes de tablillas (GT), como se muestra en el plano 05 del anexo 1. Las tablillas se encuentran cercanas a los extremos de la puerta de acceso al cuarto de gabinetes y módulos PCyM; los cables de control llevan las señales de información de la plataforma móvil 5 hacia el equipo eléctrico de potencia como interruptores, cuchillas y transformador de potencia.

CAPÍTULO 4

INSTALACIÓN Y PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL

4.1 PROCEDIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

La instalación de una subestación eléctrica de potencia debe hacerse de acuerdo con lo establecido en las leyes, reglamentos, códigos y normas aplicables a la empresa paraestatal propietaria del sistema eléctrico nacional. Los procedimientos y políticas aplicables para la instalación de la subestación móvil entran en los Programas de Proyectos y en los reglamentos de **Obras Públicas** de la empresa paraestatal y son llevados como administración directa de la misma. Para dar cumplimiento a los procedimientos deben estar sustentados por los proyectos, planos, especificaciones y programas de ejecución y suministro que señalan dichos ordenamientos.

4.2 PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN MÓVIL

El proceso de construcción de una subestación de potencia fija o definitiva, desde la etapa de planeación y diseño hasta su puesta en servicio, toma un tiempo que fluctúa entre tres y cinco años. Una de las grandes ventajas de la subestación móvil con respecto a la fija, es el tiempo aproximado de 2 años que se necesita para la construcción; lo que significa que la demanda de energía eléctrica es atendida en forma rápida y oportuna. Tanto en la construcción de una subestación fija como en una móvil, se siguen las siguientes etapas.

- Solicitud y autorización de presupuesto.
- Adquisición de predio.
- Adquisición de equipos
- Elaboración del proyecto de la subestación.
- Permisos y licencias
- Construcción de la obra.
- Puesta en servicio.

En donde la diferencia del tiempo de construcción radica, en que la subestación móvil por sus características reduce el tiempo en ciertas etapas como se describe en los siguientes puntos.

4.2.1 SOLICITUD Y AUTORIZACIÓN DE PRESUPUESTO

La necesidad de llevar a cabo una obra pública en beneficio de la población es una actividad que se realiza dentro de estudios de planeación llevados a cabo por la empresa paraestatal.

Además de integrar el proyecto del presupuesto de inversión para la ejecución de la obra, en el presupuesto anual de inversiones; se solicitará autorización a los órganos gubernamentales como son:

La Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE); los cuales regulan y monitorean las actividades en el Sector Eléctrico.

La planeación de una obra y los servicios relacionados con la misma deberá ajustarse a los Programas de Proyectos de Ingeniería de la empresa paraestatal, así como a lo siguiente establecido por el gobierno:

- Lo dispuesto por la Ley General de Asentamientos Humanos.
- Los objetivos y prioridades del Plan Nacional de Desarrollo.
- Los objetivos, metas y previsiones de recursos establecidos en los presupuestos de egresos de la Federación o de las entidades respectivas.

4.2.2 ADQUISICIÓN DE PREDIO

Otra ventaja de la subestación móvil con respecto a las fijas, es la posibilidad de ubicarla más cerca de la zona donde se requiere la energía (**centro de carga**). Esto se debe a que una subestación típica de 230/23 kV tiene, al menos, dos transformadores de 60 MVA cada uno, mientras que esta subestación móvil en 230/23 kV, cuenta con sólo un transformador de 45 MVA, lo que implica un requerimiento menor del área para instalación de las subestaciones móviles.

Adicionalmente, ésta se construye dentro del derecho de vía de las **líneas de transmisión aérea**, por lo que no se requiere adquirir un terreno para su

instalación. Esto permite reducir enormemente los tiempos de proyecto construcción y/o instalación.

4.2.2.1 DERECHO DE VÍA

Para transmitir la energía eléctrica es necesario construir una línea de transmisión aérea, la cual debe estar alojada dentro de un **derecho de vía**. En líneas de transmisión de 230 kV de dos circuitos, el eje longitudinal del derecho de vía, tiene una distancia aproximada de 300 mts. Esta es la distancia entre dos estructuras consecutivas de 230 kV, o también llamado el claro de la línea, como se muestra en la figura 4.1.

El ancho del derecho de vía es la dimensión transversal, la cual se calcula con el doble de la suma de las distancias que se muestran en la figura 4.2, las cuales varían de acuerdo con la tensión, el tipo de estructura, el calibre del conductor, la magnitud de la presión del viento y otros parámetros que influyen.

La subestación móvil requiere un ancho de derecho de vía de 30 metros, repartidos en 15 metros de cada lado, a partir del eje longitudinal, o de la parte central de la estructura como se indica en la figura 4.2. Este ancho de derecho de vía es de tipo rural.

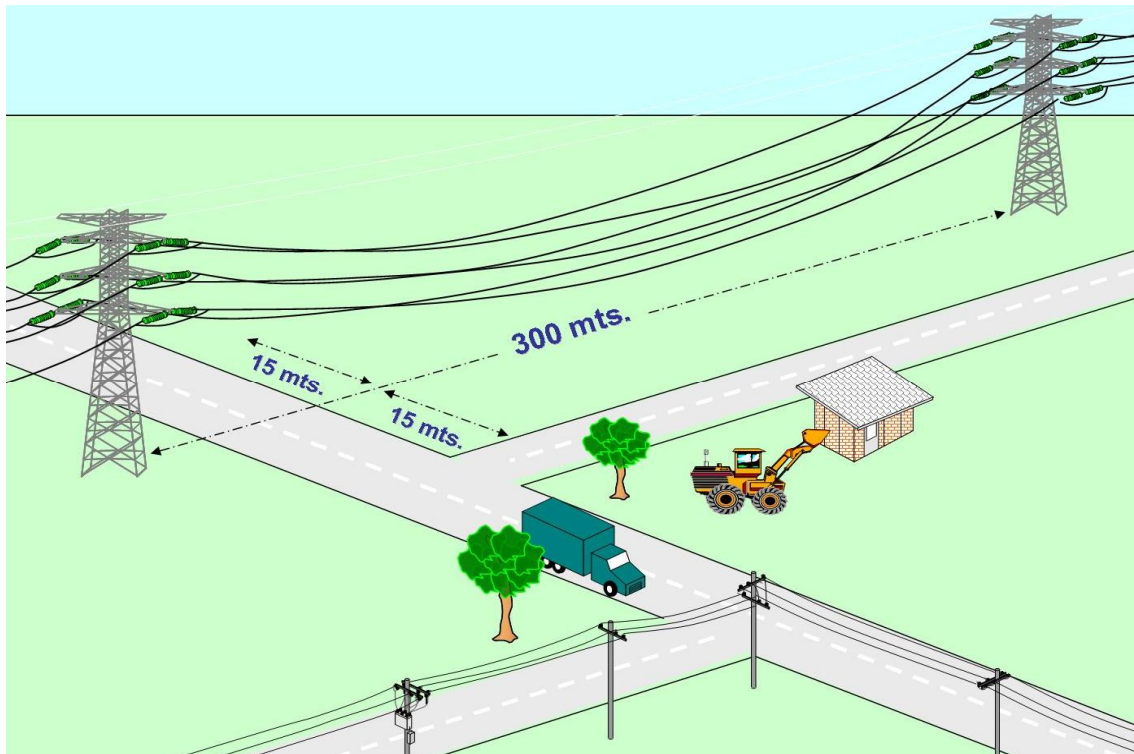


Fig. 4.1. Derecho de Vía de Líneas de transmisión de 230 kV.

Dentro del área que ocupa el derecho de vía, no deben existir obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza, para protección de las personas y de la propia línea, así como facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias. Se exceptúan obstáculos en zonas urbanas que son necesarios para la prestación de los servicios públicos, como instalaciones de alumbrado, señalizaciones y líneas de comunicación, respetando las distancias de seguridad. La instalación de áreas verdes, recreativas, vialidades y de beneficio social, deberán ser autorizadas previamente por la empresa paraestatal.

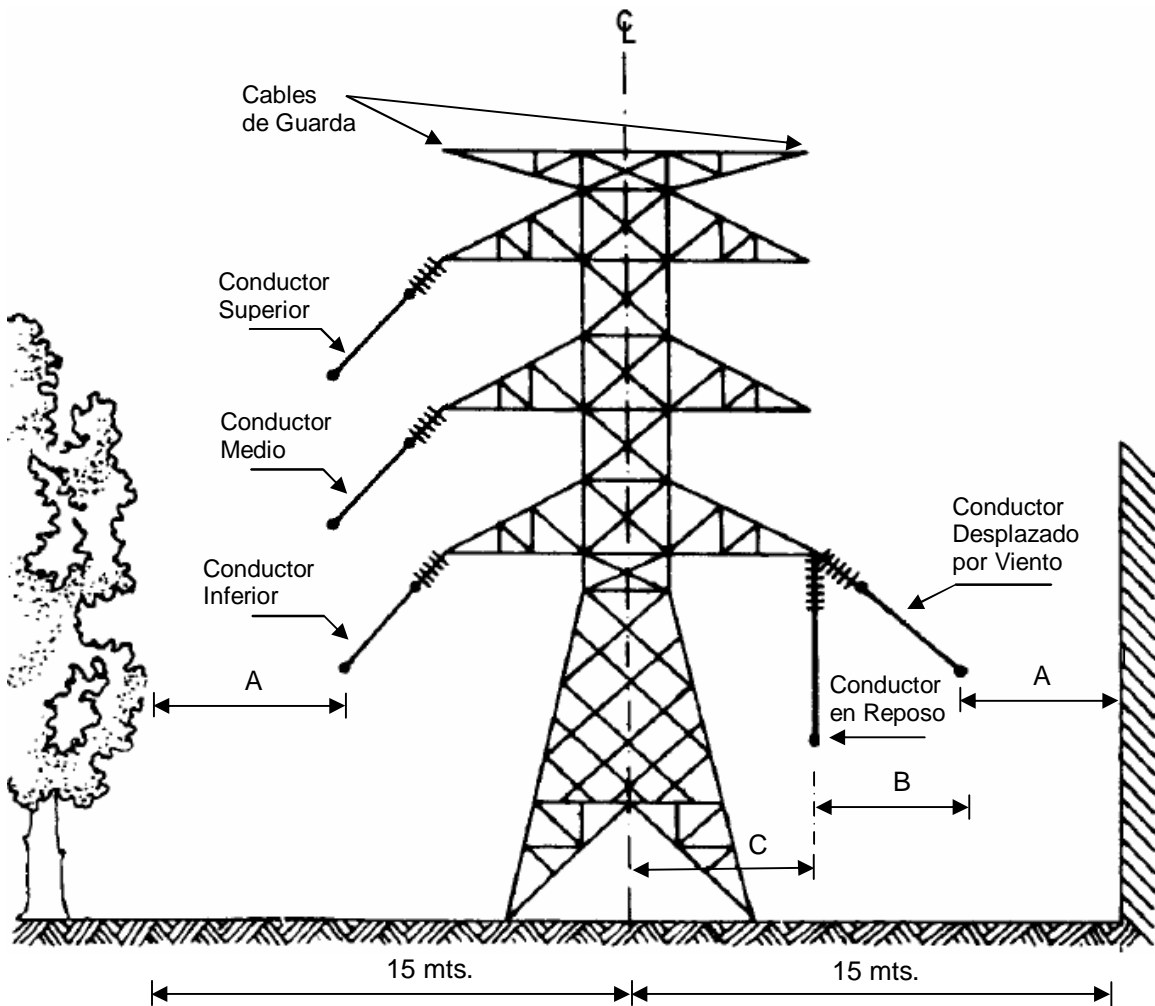


Fig. 4.2. Integración del Derecho de Vía.

Donde:

A = La separación horizontal mínima de seguridad.

B = Proyección horizontal de la **flecha** mas cadena de aisladores.

C = Distancia del eje de la estructura al conductor externo en reposo.

4.2.2.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ELÉCTRICA

Una vez seleccionada la línea de transmisión de 230 kV, la cual se pretende derivar para conectar eléctricamente la subestación móvil se realiza el *Estudio de Factibilidad Eléctrica*.

Este estudio es de gran importancia dado que nos indica el impacto que causa la entrada de esta obra al sistema eléctrico interconectado y de esta manera determinar la factibilidad de instalación de dicha subestación. En este estudio se analiza la **cargabilidad** (flujos de potencia) en las líneas de transmisión para determinar la estabilidad del sistema eléctrico cuando se alimente la subestación móvil; y así evitar condiciones anormales en la operación de dicho sistema. El estudio de Corto Circuito se considera en el punto 4.2.3.1.

4.2.2.3 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD FÍSICA

El Estudio de Factibilidad Física se realiza una vez que se contempla el predio que puede ser empleado para instalar y/o construir una subestación eléctrica. Este estudio consiste en analizar el terreno minuciosamente, tomando punto por punto las etapas a considerar en el estudio del terreno, las cuales se mencionan a continuación:

- Condiciones Físicas del terreno
- Estudio de Impacto Ambiental.
- Estudio de Resistividad del Terreno
- Estudio de Mecánica de Suelos

4.2.2.3.1 CONDICIONES FÍSICAS DEL TERRENO

El estudio de las condiciones físicas del terreno se enfoca principalmente en las dimensiones del terreno. En subestaciones eléctricas de potencia fijas en tensión de 230 kV convencionales, la dimensión mínima requerida es de 90X60 mts. Aunque es conveniente un terreno de 100X200 mts, pensando en futuras ampliaciones de la subestación.

La dimensión requerida para instalar y/o construir una subestación móvil es de 90X30 mts. Esta dimensión se cumple perfectamente dentro del derecho de vía de una línea de transmisión de 230 kV.

Además el terreno debe estar lo más plano posible, es decir en sitios con pendientes poco pronunciadas y en condiciones de acceder a este con vehículos automotores, así como contar con vialidades de fácil acceso con un mínimo de ancho de 4 mts.

4.2.2.3.2 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Se deben considerar los efectos sobre el medio ambiente que pueda causar la ejecución de esta obra, como un desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidas en la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Cuando las condiciones ambientales pudieran deteriorarse se dará la intervención que corresponda a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (**SEMARNAT**), y a las dependencias y entidades que tengan atribuciones en materia de impacto ambiental.

Anteriormente la SEMARNAT establecía estos procedimientos y políticas ambientales mediante la Norma Oficial Mexicana NOM-113-SEMARNAT-1998, sin embargo en julio del 2009 en el Diario Oficial de la Federación se publica la cancelación de estas normas que en general dice que en materia de impacto ambiental no se requiere la autorización de la SEMARNAT.

4.2.2.3.2.1 PROTECCIÓN AMBIENTAL

La Norma de la CFE (CFE-GPA-051) procedimiento de protección ambiental para la selección de sitios, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas a cargo de la coordinación de distribución así como del apoyo de la Norma Oficial Mexicana NOM-113-SEMARNAT-1998 establecen las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución.

El Estudio de Impacto Ambiental es responsable del cumplimiento de las Normas mencionadas, así como notificar a la SEMARNAT por conducto del Instituto Nacional de Ecología (INECC), la ejecución de los proyectos para la

planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución.

4.2.2.4 UBICACIÓN DEL TERRENO PARA LA SUBESTACIÓN

La subestación eléctrica se deberá ubicar en zonas cuyo uso de suelo sea urbano, suburbano, rural, agropecuario, industrial de equipamiento urbano; conforme a los planes y programas de desarrollo urbano estatal, municipal o centros de población aplicables a las zonas de interés.

De preferencia la subestación eléctrica deberá ubicarse en sitios donde no colinde con casas o fraccionamientos habitacionales. En sitios donde no existan cuerpos de agua superficiales y donde no existan ductos de gas natural. No se permite la instalación de gasolineras, almacenes de combustibles, depósitos de materiales inflamables o explosivos a menos de 100 m de distancia del perímetro de la subestación eléctrica de potencia. Conforme a la NOM-001-SEDE, capítulos 5 y 9.

Para seleccionar el terreno adecuado dentro del derecho de vía donde se instalará la subestación eléctrica de potencia móvil, se debe tomar en cuenta, la infraestructura de alimentadores de 23 kV existentes, o en su caso instalar dichos alimentadores cercanos al centro de carga.

Seleccionar un área libre o con poca vegetación arbórea con objeto de reducir al mínimo el derribo de árboles. Si por la ubicación del centro de carga no fuera posible cumplir con esta disposición, como medida de compensación se llevará a cabo en el sitio que indique la Delegación Federal de la SEMARNAT que corresponda, la siembra de cinco ejemplares por cada árbol derribado de la misma especie o de especies similares.

Cuando las dimensiones del terreno lo permitan, se recomienda considerar desde el diseño, una franja frontal de terreno mínima de tres metros de ancho, con el fin de plantar arbustos en todo el perímetro con el fin de minimizar el impacto ambiental o bien se inducirá el crecimiento de vegetación la cual no deberá rebasar los tres metros de altura en áreas donde interfieran con la operación de la subestación y con el paso de las líneas eléctricas.

Al pretender instalar una subestación eléctrica de potencia en zonas donde existan bosques, selvas, desiertos, sistemas ribereños, costeros y lagunares

donde sus características ecológicas naturales y biodiversidad no hayan sido alteradas, en áreas que sean el hábitat de especies consideradas en peligro de extinción; se aplica la NOM-059-SEMARNAT-2001, la cual da cumplimiento a estos procedimientos ambientales.

El Instituto Nacional de Ecología determina si es factible ambientalmente la construcción de la subestación, mientras para determinar el uso de suelo, se verificará en las cartas de uso del suelo de las delegaciones o en los municipios; adicionalmente deberá informarse de las restricciones que puedan existir para la construcción de la subestación en dichos predios.

4.2.2.4.1 ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO

En este estudio es requisito primordial conocer el valor de la resistividad del terreno para calcular y diseñar la Red de Tierras. La resistividad es la resistencia que ofrece al paso de la corriente un cubo de terreno de un metro por lado y su representación dimensional debe estar expresada en Ohm-metro.

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación. Debido a la importancia de contar con una resistividad baja en el sitio de la subestación, es necesario determinar las características del suelo, que permitan definir que los componentes de este, serán adecuados para abatir la resistencia de la red de tierra de la subestación. En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión.

4.2.2.4.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

Las características del terreno (composición química de diversos componentes, compactación, homogeneidad, humedad y temperatura) determinan el valor de la resistividad del terreno. La composición del terreno depende de la naturaleza del mismo. Por ejemplo, el suelo de arcilla normal tiene una resistividad de 40 a 500 Ohm-m por lo que una varilla electrodo enterrada 3 m tendrá una resistencia a tierra de 15 a 200 Ohms respectivamente. En cambio, la resistividad de un terreno rocoso es de 5000 ohm-m aproximadamente. La resistividad del terreno disminuye al aumentar la compactación del mismo y a medida que desciende la temperatura aumenta la resistividad del terreno.

4.2.2.4.1.2 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Las mediciones deben incluir datos sobre temperatura, contenido de humedad, tipo de terreno, profundidad y estación del año al realizar la medición, concentraciones de sales, así como la probable existencia de objetos conductores enterrados, por lo que es necesario en estos casos, realizar varias mediciones en espacios cortos de terreno. Existen diversos métodos para medir la resistividad del suelo, aunque el más empleado es el **Método de Wenner**. Para medir la resistividad del suelo se requiere un medidor de tierra (terrómetro) de cuatro terminales.

4.2.2.4.2 ESTUDIO DE MECÁNICA DE SUELOS

Con el fin de determinar el tipo de cimentación más adecuado para las estructuras proyectadas requeridas por la subestación móvil, se realiza el análisis de mecánica de suelos basado en las características geológicas del subsuelo. Este estudio es resultado del muestreo y exploración del subsuelo efectuado en el predio y en sus propiedades mecánicas determinadas mediante pruebas de laboratorio.

El suelo está formado por diferentes componentes como el óxido de aluminio, sílice, etc., con capas muy **heterogéneas**, huecos, mantos acuíferos, por lo cual su estado constantemente se afecta debido a las condiciones climatológicas y las variaciones de temperatura. Por ejemplo, en la Ciudad de México, en general el suelo es muy heterogéneo, teniendo zonas localizadas como el sur con roca volcánica, tepetate y arena en el poniente, tierra húmeda en el oriente y roca o tepetate en el norte. En este estudio se describen los trabajos realizados, se reportan los resultados obtenidos y se señalan las recomendaciones para el diseño y construcción de las cimentaciones más convenientes.

4.2.2.5 FACTIBILIDAD JURÍDICA

La adquisición del predio para la instalación de la subestación eléctrica móvil, depende de la factibilidad técnica, ambiental y legal. La factibilidad legal son los **procesos de adquisición de predios**, en donde estos tramites pueden ser negociaciones con propietarios de terrenos, ejidatarios, o en su caso autoridades ejidales. La factibilidad de adquirir el predio y el costo del mismo depende del presupuesto destinado para este tipo de obras públicas de la empresa paraestatal.

La adquisición del predio también puede ser por proceso de transferencia entre entidades delegacionales, estatales e incluso acuerdos con desarrolladores de vivienda por **convenio de aportación** o en su caso que el predio sea donado mediante un **contrato de donación** por ejemplo en el caso de habitantes de colonias que estén dispuestos a colaborar para adquirir un predio.

Una vez que se cuente con la posesión del predio, o en su caso, los documentos que autoricen la ocupación correspondiente, se procede a la custodia, bardeado y vigilancia del mismo.

Aunque la factibilidad legal no se requiere ya que la subestación móvil se instalará dentro del derecho de vía, se debe trabajar jurídicamente en la adquisición o posesión legal del terreno.

4.2.2.5.1 ADQUISICIÓN DEL DERECHO DE VÍA

En este caso para la instalación de la subestación eléctrica móvil no se requiere la adquisición de un predio, debido a que la instalación y /o construcción es dentro del derecho vía. Sin embargo jurídicamente el derecho de vía debe tener un registro de propiedad, o en el caso de no contar con antecedentes de registro, se debe tramitar y comprobar legalmente la posesión del terreno donde se ejecutará esta obra pública.

Para obtener la adquisición de los derechos de vía en los terrenos en donde se construyó la línea de conducción de energía eléctrica, se debe investigar el régimen de tenencia de tierra en que se encuentra el predio. Esto es importante ya que el derecho de vía puede quedar como propiedad privada, con trámites de expropiación, por medio de compraventa, donación, **servidumbre de paso** y permuta ante la Secretaría de Desarrollo Social (**SEDESOL**).

También actualmente la Ley Agraria (Artículo 93) permite que el derecho de vía quede como propiedad ejidal y comunal, esto quiere decir que el terreno puede quedar como ejidos para cultivo o destinados a una comunidad, con lo cual podrán ser expropiados por causa de utilidad pública. La ocupación previa de terrenos ejidales o comunales sólo podrá ser autorizada por la **SEDESOL**.

Para que el derecho de vía cumpla con su función, se debe de inspeccionar de forma periódica para detectar y reportar oportunamente posibles construcciones o asentamientos informales que afecten el derecho de vía.

Cuando se cuenta con la factibilidad legal y contando con la documentación que avale la posesión del predio dentro del derecho de vía, se procede a realizar el plano topográfico definitivo del terreno para la subestación eléctrica móvil.

4.2.3 ADQUISICIÓN DE EQUIPOS

La empresa paraestatal debe dar cumplimiento a lo estipulado en la **Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público**, para la adquisición de equipos y materiales eléctricos. El incremento de costos en la adquisición de equipos e inconformidades durante el **proceso licitatorio** son cosas que la empresa paraestatal debe tener especial atención.

A partir del plano topográfico del terreno se desarrolla la Ingeniería Eléctrica básica para analizar los diferentes arreglos para la disposición física del equipo de potencia. Así como lo concerniente al anteproyecto civil para el acondicionamiento del terreno.

4.2.3.1 IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos de potencia, requiere de estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. El estudio de **cortocircuito** es esencial para dimensionar y seleccionar el equipo de potencia, desde interruptores, conductores principales y puesta a tierra, así como el ajuste de sus respectivas protecciones del sistema.

Los resultados obtenidos del cálculo de cortocircuito son, la corriente en los diferentes componentes del sistema, Las tensiones después de la falla en todas las barras del sistema eléctrico. Con estos datos se calculan los **esfuerzos dinámicos y térmicos** que deben soportar los componentes en donde circula la corriente de falla.

4.2.3.1.1 CONSECUENCIAS DEL CORTO CIRCUITO

Al circular una corriente de cortocircuito a través de los componentes de una instalación eléctrica, se presenta un *sobrecalentamiento* debido a la gran cantidad de energía y el fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, si no se libera rápidamente la corriente de falla, puede provocar un

daño en los aislamientos, en los conductores y en los núcleos; envejeciendo, destruyendo y en casos extremos se puede producir un incendio. Por lo tanto, es de vital importancia reducir el tiempo de corriente de cortocircuito al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

Todos los componentes del sistema eléctrico soportan corrientes de cortocircuito, pero por tiempos muy cortos, la duración del tiempo es en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema. Para valores de corriente de corto circuito muy altos, se producen daños mecánicos en las bobinas (*esfuerzos mecánicos*) por deformaciones y cambios en la geometría de los equipos. Esta **corriente de falla en el sistema** se origina por diferentes causas.

4.2.3.1.2 SÍNTESIS DEL CÁLCULO DEL CORTOCIRCUITO

El cálculo de cortocircuito se resolvería realizando simplemente el cociente entre la tensión existente en dicho punto de falla y la impedancia total interpuesta en un punto en el momento de producirse la falla en el sistema, en el cual se simulará una pérdida de aislamiento en alguno de los alimentadores.

Este valor de impedancia permitirá conocer la magnitud de la corriente cuando se presenta cualquiera de las siguientes fallas:

- Cortocircuito Trifásico.
- Cortocircuito Línea a Línea (Cortocircuito Bifásico).
- Cortocircuito Línea a Tierra.
- Cortocircuito Doble Línea a Tierra.

Si bien ésta es la idea, no es tan sencillo como parece su resolución pues, que valor de intensidad tendríamos si la impedancia interpuesta fuese de valor nulo para cualquier valor de tensión; evidentemente ésta tendería a un valor infinitamente grande, cuestión ésta que en la práctica no podría ser, pues existen limitaciones técnicas impuestas no sólo por el generador de energía eléctrica perteneciente a la empresa de suministro eléctrico, sino también por otros elementos existentes en la red como pueden ser: transformadores y cables que se encuentran antepuestos al punto en consideración y que deberán tenerse en cuenta en el momento de su determinación.

En síntesis, para poder calcular la intensidad de cortocircuito en un punto cualquiera de una instalación eléctrica se deberá conocer:

- a) La potencia de cortocircuito capaz de suministrar la empresa suministradora de energía eléctrica para el punto en cuestión (dato éste que debe ser solicitado y aportado por la empresa de energía eléctrica).
- b) Datos técnicos del transformador (potencia, tensiones primaria y secundaria, como así la tensión de cortocircuito del mismo) al que se halle conectado.
- c) Datos de los cables o líneas aéreas (como material del conductor, secciones, longitudes) existentes entre el transformador y la acometida principal a considerar.

4.2.3.2 ADQUISICIÓN DE EQUIPOS EN BASE A DISEÑO Y ESTUDIOS

Después de haber analizado los arreglos más convenientes en el diseño de una subestación eléctrica móvil de 45 MVA, 230/23 kV. El diagrama unifilar (ver punto 3.2) tiene un arreglo de barra sencilla y todos los equipos destinados a interrumpir corrientes de falla, deben tener una **capacidad interruptiva** nominal (en kilo-Amper) suficiente para la tensión nominal del sistema y la corriente disponible en sus terminales de entrada.

Contando con la Ingeniería Eléctrica básica se efectúa la adquisición del equipo de potencia, se desarrolla la Ingeniería eléctrica, electrónica, comunicación, mecánica y civil.

4.2.3.3 ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS Y MATERIALES

Las especificaciones de los equipos de potencia en la subestación, representan un conjunto de documentos técnicos (reglas escritas) que establecen los requisitos y características eléctricas, mecánicas, químicas de los materiales, equipos o servicios; así como las pruebas, dibujos y catálogos.

Para cumplir con los requerimientos mínimos de aceptación en cuanto al diseño de los elementos que conforman la subestación. Un comprador elabora las especificaciones basándose en normas para conformar íntegramente el contrato de compra venta con el fabricante, debiendo tener una retroalimentación entre ambos, para mejorar el diseño y fabricación del equipo de la subestación.

Para la elaboración de la ingeniería de detalle en base a la ingeniería preliminar, se deben realizar los dibujos y planos de fábrica de los equipos aprobados para su adquisición. Es necesario que en las especificaciones del equipo, se indique los procedimientos para su empaquetamiento, transportación y almacenaje. En el capítulo 3 se analizaron las especificaciones del equipo eléctrico utilizado en la subestación.

4.2.3.3.1 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LAS PLATAFORMAS

Las cinco plataformas móviles o remolques de la subestación eléctrica de potencia, deberán estar diseñada con perfiles en doble “T” propios para soportar y transportar el transformador, el equipo de la subestación y los componentes propios del remolque.

Todo el equipo de la subestación móvil se debe colocar sobre la plataforma, no se acepta que ésta esté perforada para suspender o colgar el equipo y su construcción debe considerar las limitaciones de las dimensiones máximas del remolque y el peso a transportar.

4.2.3.3.1.1 DIMENSIONES DE LAS PLATAFORMAS MÓVILES

Los tractocamiones para remolcar las plataformas móviles de la subestación, deben cumplir con una distancia de entre 1250 mm y 1500 mm, del piso hacia la quinta rueda (plato de acoplo) del acoplado del remolque y con una distancia aproximada de la quinta rueda al extremo próximo a la plataforma de 1870 mm en dirección horizontal. Las plataformas móviles o remolques que contendrán los equipos eléctricos de potencia, no deben exceder las dimensiones que se indican en la tabla 4.1.

DIMENSIONES	PLATAFORMA MÓVIL				
	1	2	3	4	5
Longitud total (mts)	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5
Altura incluyendo el equipo sobre la plataforma (sobre el piso) (mts)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Altura a la quinta rueda (mts)	1.25	1.25	1.25	1.5	1.5
Ancho total de la plataforma (mts)	3 – 3.6	3 – 3.6	3 – 3.6	3 – 3.8	3

Tabla 4.1. Dimensiones de las Plataformas Móviles.

Los tractocamiones y el remolque, es decir la plataforma móvil sólo pueden circular en vialidades de por lo menos 4 metros de ancho y en curvas que no sean demasiado cerradas.

4.2.3.3.1.2 PESO SOBRE LA PLATAFORMA

Todo el equipo eléctrico debe estar perfectamente distribuido sobre las plataformas especialmente diseñadas para esta aplicación y proporcionar una máxima movilidad y cuidando al mismo tiempo. La construcción del remolque debe ser robusta para soportar su propio peso y el peso del equipo de la subestación, incluido el transformador, su equipo auxiliar y sus accesorios.

El peso para las plataformas 1, 2, 3 y 5 no debe ser mayor de 30 Toneladas. El peso para la plataforma 4, que es la que contiene al transformador de potencia de 45 MVA, no debe exceder a 85 toneladas. La suspensión independiente en cada eje y en cada extremo de la plataforma, es para soportar pesos de 40 toneladas o mayores, invariablemente la suspensión debe contar con un balancín en cada eje.

Las dimensiones del remolque y la carga sobre la plataforma definen el número de ejes y número de llantas que debe tener el remolque, para lo cual se deben considerar las regulaciones de tránsito dentro de las áreas urbanas y las carreteras según la norma NOM-040-SCT-2-2012; así como acatar las limitaciones impuestas por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

4.2.3.3.1.3 SISTEMA DE ENGANCHE, FRENOS Y GATOS

Este sistema de enganche debe contar con plato y perno maestro de enganche para quinta rueda, medida standard nacional de 2" (505 mm) de diámetro o bien el adecuado al peso que vaya a soportar, que permita giros hasta de 90 grados. Para el remolque 4, debe utilizarse un patín o dolly para transferir carga, este no debe exceder los 19 m incluyendo el remolque 4.

Los frenos de aire en cada rueda de la plataforma o remolque cuentan con todas las provisiones en la base de este, para conectarse al sistema de frenos del tractocamión, independientemente de contar con un freno manual de anclaje para estacionamiento. Es necesario contar con la herramienta para el cambio de neumáticos, así como las palancas para bajar los gatos.

Los remolques tienen gatos hidráulicos, tipo pesado, con la capacidad suficiente para nivelar la carga y liberar el peso a las ruedas cuando el remolque se encuentre estacionado. Los gatos no deberán rebasar ni quedar mas abajo del nivel del piso de la plataforma durante el transporte.

4.2.3.3.1.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PLATAFORMA MÓVIL

El sistema eléctrico de la plataforma, considera también el sistema de tierras de la plataforma, para conexión con los equipos eléctricos de potencia de la subestación y la red de tierras en el terreno. Se utilizarán conectores y cable alrededor de todo el contorno del remolque. El calibre del cable de cobre deberá ser de 250 kCM y 10 conectores ubicados uniformemente en su contorno.

La plataforma deberá contar con luces para circulación laterales, direccionales, de frenos, intermitentes de emergencia, calaveras y luz roja de identificación de libramiento. La conexión de las luces del remolque al sistema del tractocamión debe ser legible y con identificación compatible. La tensión eléctrica utilizada para dichas luces será de 12 a 16 Volts de Corriente Directa.

4.2.3.3.1.5 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LA PLATAFORMA

Las características mecánicas de la plataforma comprenden algunos sistemas y complementos que permiten la seguridad en movilidad, transporte y operación de los equipos eléctricos de potencia.

4.2.3.3.1.5.1 SISTEMAS DE APOYO

Para aliviar la carga sobre el sistema de suspensión cuando la subestación móvil esté energizada, el remolque dispone de 4 pies de apoyo mecánicos (mínimo) anclados al terreno o a la plancha de cemento.

La carga sobre la plataforma del remolque en condiciones de trabajo, debe evitar los riesgos de vibración, inclinación o posibles desplazamientos en cualquier sentido, por lo tanto se justifica incluir más de 4 pies de apoyo de algún otro aditamento que evite derrape o inclinación de la plataforma.

También debe contar con dos soportes de apoyo verticales tipo patín telescópico con base plana, articulada para soportar el espacio libre de la plataforma que llevará el equipo auxiliar.

4.2.3.3.1.5.2 PISO

El piso deberá ser de lámina antiderrapante galvanizada de 4.76 mm de espesor, debiendo cubrir al 100 % la parte superior de las llantas de los ejes. Por ningún motivo se acepta el uso de madera en la plataforma.

4.2.3.3.1.6 DETECTOR DE IMPACTOS

El detector de impactos debe estar provisto con indicación de desplazamiento en tres ejes cartesianos. Es imprescindible que el detector sea fijado sobre la cubierta del tanque del transformador, ubicado dentro de un gabinete metálico, de construcción hermética, tipo intemperie y provisto de un aditamento para candado, y para cada uno de los remolques que conforman la subestación móvil.

4.2.3.3.1.7 PLACA DE DATOS DE LA PLATAFORMA

La placa metálica de datos, debe ser localizada en un lugar visible, debe contener la información del largo, ancho, altura libre, peso total, presión de inflado de las llantas y velocidades máximas recomendadas para el transporte. El material de la placa es de acero inoxidable, con su información grabada en bajo relieve y un tamaño que permita leerse desde el piso de la plataforma.

4.2.3.4 NOMENCLATURA

Para identificar al equipo de potencia instalado en la subestación eléctrica móvil, la empresa paraestatal establece una nomenclatura basada en normas **ANSI** en base al diagrama unifilar; para una fácil identificación de los equipos y una correcta interpretación de los planos de planta general, la nomenclatura debe ser flexible en el sentido de cambiar el nombre a circuitos y sus equipos asociados. En este caso la empresa paraestatal tiene normalizado la identificación de los equipos de potencia, por lo tanto si se requiere ampliar información relacionado a este punto se deberá consultar dicha nomenclatura.

4.2.4 ELABORACIÓN DEL PROYECTO DE LA SUBESTACIÓN

Conforme a la ingeniería eléctrica y el diagrama unifilar se elabora el listado con el equipo de potencia y material necesario para el proyecto. Considerando todos los estudios previos como se mostró en los estudios de resistividad del terreno y cortocircuito, así como el plano topográfico; se elaboran los siguientes planos y listados de la subestación eléctrica móvil:

4.2.4.1 ELABORACIÓN DE PLANOS

- a) Planta General (Ver Anexo 1, PLANO GENERAL 1).
- b) Cortes y Elevaciones.
- c) Cálculo de planos Red de Tierras.
- d) Lista de conectores, cables y herrajes.
- e) **Trincheras**, cajas, **ductos** y conduits.
- f) Caseta y salón de tableros.
- g) Alumbrados interiores y exteriores.
- h) Listas de material de equipo mayor y herrajes.
- i) Servicio de estación.

Es importante que en el plano de planta general, se tome en cuenta la salida de los alimentadores de 23 kV. Esta salida debe estar orientada lo más cerca posible a las vialidades o a la infraestructura ya existente de 23 kV.

4.2.4.2 PROYECTO DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

La elaboración del proyecto de Control, Protección, Medición, Señalización, Alarmas y Comunicaciones se divide para cada uno de los siguientes elementos que componen la subestación lo cuales son:

- a) Líneas.
- b) Cables.
- c) Transformador de Potencia.
- d) Alimentadores.
- e) Reactor.
- f) Diferencial de barras.
- g) Transferencia de potenciales.
- h) Equipo Terminal Óptico (ETO).
- i) Unidades Terminales Remotas (UTR).
- j) Sistema Contra Incendio y/o Sistema de Prevención Explosión e Incendio.

La información básica del proyecto de cada elemento debe contener en el plano, la lista de material de equipo de protección, disposición de aparatos en gabinetes, registro de cables así como los siguientes diagramas.

- a) Diagramas trifilares de C.A.
- b) Diagramas de control, protección y medición C.D.
- c) Diagramas de control, protección y medición de C.A.
- d) Diagramas de telecontrol y señalización
- e) Diagramas de telecomunicación

Una vez elaborado el proyecto de ingeniería eléctrica, como los planos y listados del equipo de potencia, corresponde a otras áreas de la ingeniería como civil y mecánica complementar el proyecto. Sin embargo debido al alcance de este texto solo se elaborarán algunos planos de ingeniería eléctrica para dar a conocer el diseño e instalación de la subestación eléctrica móvil.

4.2.4.3 REALIZACIÓN DE PROYECTO CIVIL

En cuanto a la realización de la ingeniería civil, se deben realizar visitas al predio donde se instalará la subestación eléctrica móvil con el fin de localizar posibles redes de drenaje, agua potable, edificaciones colindantes, vialidades y restricciones de construcción; para que sean tomadas en cuenta para la correcta ejecución del proyecto.

En base al estudio realizado de mecánica de suelos y las condiciones eléctricas del proyecto de la subestación (tensiones mecánicas, peso de equipos y fijaciones de los mismos) se procede al análisis y diseño de las estructuras; en donde los resultados deberán estar en memorias de cálculo así como memorias descriptivas. Los planos de ingeniería civil, serán en función a la información y especificaciones del equipo eléctrico, estos planos para la obra son:

- a) Bases y Cimentaciones de equipo mayor.
- b) Bases y Cimentaciones de aisladores soporte de barras.
- c) Estructuras de remate de líneas.
- d) Muros de protección y **trampas de grasas**.
- e) Nivelaciones y trazos.
- f) Pavimentos, drenajes, andadores y trincheras.
- g) Caseta de vigilancia.
- h) Cisterna, pozos de absorción, fosa séptica.

4.2.4.4 REALIZACIÓN DE PROYECTO ELECTROMECAÁNICO

El proyecto electromecánico en una subestación eléctrica de potencia consiste principalmente en el diseño del sistema contra incendio (SCI) de los transformadores. En la actualidad la mayoría de los transformadores de potencia cuentan con su propio sistema de prevención contra explosión e incendio.

En subestaciones eléctricas de potencia fijas, este sistema es a base de extintores y de un tanque hidroneumático de color rojo, junto con una red de tuberías, válvulas de diluvio y detectores de fuego, para que en caso de incendio se libere agua a presión. Este sistema se utiliza en el caso de transformadores de potencia que no tengan sistema de prevención contra explosión e incendio.

Por su parte el módulo del transformador de la subestación eléctrica móvil, cuenta con su propio sistema contra incendio automático a base de inyección de nitrógeno junto con un arreglo de equipo y ruta de tuberías, que interactúan en un caso de contingencia. Además el área electromecánica, elabora los proyectos de drenaje de patios y trincheras, así como la utilización de agua de servicio; en algunos casos también sistemas de ventilación del equipo eléctrico.

4.2.5 PERMISOS Y LICENCIAS

Cuando se realizaba la adquisición del predio para la subestación eléctrica móvil, ya se empezaban los trámites y licencias correspondientes a los asuntos legales para tener acceso a servicios y beneficios que ofrecen las entidades delegacionales, estatales o municipales, las cuales condicionan la ejecución de la obra. Los trámites se realizan previamente para ganar tiempo y adelantar el proyecto.

Al concluir la gestión legal de la adquisición del predio, se tramita la licencia de Uso de Suelo o **Cambio de Uso de Suelo** ante la SEMARNAT. Las exigencias sociales que solicita la CFE, se encuentran dentro de los otorgamientos de permisos y licencias que ofrecen las entidades, las cuales son:

- a) Número Oficial.
- b) Alineamiento y Número Oficial del inmueble.
- c) Licencia de Construcción de la Barda perimetral.
- d) Toma de Agua.
- e) Drenaje.

Para esto la empresa paraestatal proporciona los croquis de localización del terreno y los planos topográficos correspondientes a la obra. A su vez las entidades delegacionales o municipales proporcionan los documentos que acrediten la propiedad o posesión del predio, así como las boletas prediales y de agua.

4.2.6 CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA

La etapa de la Construcción de la Obra implica la instalación de las plataformas con el equipo eléctrico que conforma la subestación eléctrica móvil. Los procedimientos y trabajos de acondicionamiento del predio, disposición así como conexiones de las plataformas móviles deben cumplir con lo dispuesto en las normas de protección ambiental.

4.2.6.1 ADMINISTRACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA

Con el proyecto definitivo de la subestación eléctrica de potencia, se inician los trabajos de construcción de la obra. Es necesario un programa de ejecución de obra, para coordinar los avances de las etapas de construcción. De este programa de ejecución de obra se obtendrá el calendario de actividades, horarios, fecha de inicio, equipo, materiales y personal requerido para la construcción del proyecto.

4.2.6.1.1 PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA

El programa de ejecución de obra deberá tener una secuencia lógica constructiva de las actividades de cada área de las ingenierías, tal como civil, el área eléctrica y lo relacionado con líneas aéreas. El programa de ejecución de obra y la Gerencia de Construcción de Obras de la empresa paraestatal, determinan la cantidad de personal operativo necesario para la obra (Vigilantes, Coordinadores, Ingenieros residentes, etc.).

Se nombrará una persona de experiencia como Director Responsable de Obra, el cual organizará un grupo de ingenieros residentes en diferentes áreas, los cuales coordinarán el proceso de recepción de equipos de potencia y tendrán control en el uso de planos, memorias descriptivas y de cálculo.

Mediante una bitácora de obra se detallaran las pruebas y actividades que se realicen a los equipos de potencia; así como comentarios y anotaciones de asuntos relacionados con los trabajos de construcción. En la bitácora de obra se describirá cada avance y su desarrollo que permita ejecutar ininterrumpidamente los trabajos hasta su conclusión.

Cuando sea necesario durante el proceso constructivo se deberán efectuar los trabajos de pruebas dieléctricas de los equipos de potencia, conforme a especificaciones de fabricante y apegándose al proyecto.

Desde el inicio hasta la terminación de la obra, según sea el caso pueden existir correcciones en el proyecto, las cuales serán evaluadas por la Ingeniería de proyectos y el Director Responsable de Obra, para determinar si aplica la actualización del proyecto.

4.2.6.1.1.1 COMISIÓN DE SEGURIDAD E HIGIENE DE LA OBRA

Se establecerá una Comisión de Seguridad e Higiene de la obra (CSH). Esta Comisión debe tener como función principal la prevención de riesgos de trabajo, por lo cual debe efectuar lo siguiente:

- Difundir las disposiciones legales vigentes en materia de seguridad e higiene para que sean del conocimiento de todos los trabajadores de la obra.
- Concientizar al personal de que la prevención de riesgos es responsabilidad de todos.

4.2.6.2 ESPECIFICACIONES AMBIENTALES PARA LA CONSTRUCCIÓN

Para la preparación del sitio y durante la construcción, se debe evitar la instalación de campamentos en el predio de la subestación eléctrica y en zonas aledañas. El personal que labore en las distintas etapas de la instalación se alojará en los poblados circunvecinos. En caso de que se justifique la instalación de un campamento en el citado predio, debe cumplir con la normatividad ambiental aplicable en materia de aguas residuales y manejo y disposición de residuos sólidos, y desmantelarse una vez concluida la obra para posteriormente restaurar el área afectada.

4.2.6.2.1 MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS

Los residuos sólidos generados durante la construcción del proyecto se deberán disponer de acuerdo a su naturaleza, en la forma siguiente:

- a) Los residuos sólidos domésticos se depositarán en contenedores provistos de tapa, los cuales se ubicarán en forma visible y estratégica en las áreas de su generación para su posterior disposición en los sitios que señale la autoridad local competente.
- b) Los residuos susceptibles de reutilizarse tales como: madera, papel, vidrio, metales y plásticos, deberán separarse y enviarse a empresas que los aprovechen o depositarse donde la autoridad competente lo autorice.
- c) El material producto de las excavaciones y despalme que no se utilice en los rellenos y en general todos los residuos que no sean reutilizados, deberán enviarse fuera del área de la obra, para ser destinados a los sitios que designen las autoridades competentes.
- d) Los residuos vegetales generados por las actividades de desmonte deben ser triturados, mezclados y esparcidos en la superficie del terreno que se destine para las áreas verdes o depositarlos en los lugares que las autoridades competentes designen.

Si durante la construcción, operación y mantenimiento de la subestación se generan estos residuos considerados como peligrosos se deberá manejar de acuerdo al Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos y demás normatividad aplicable.

4.2.6.2.2 MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS LÍQUIDOS

Deberá evitarse el derrame de líquidos en el suelo, vertimiento en el drenaje o en cuerpos de agua presente en la zona, de residuos de grasas, aceites, solvente y sustancias peligrosas que se lleguen a generar en las diferentes etapas de construcción de la obra.

4.2.6.3 CONSTRUCCIÓN DE LA BARDA PERIMETRAL

La primera construcción de la obra es la barda perimetral, la cual deberá ser del material adecuado, para establecer los linderos del predio donde se ubica la subestación para su protección y seguridad. Debido a que la subestación eléctrica móvil se utilizara temporalmente en lo que se construye la subestación fija o se soluciona la demanda de energía eléctrica, se puede colocar una malla ciclónica alrededor del predio, con su respectiva puerta de acceso abatible de dos hojas para la entrada de los remolques (ver figura 4.3).

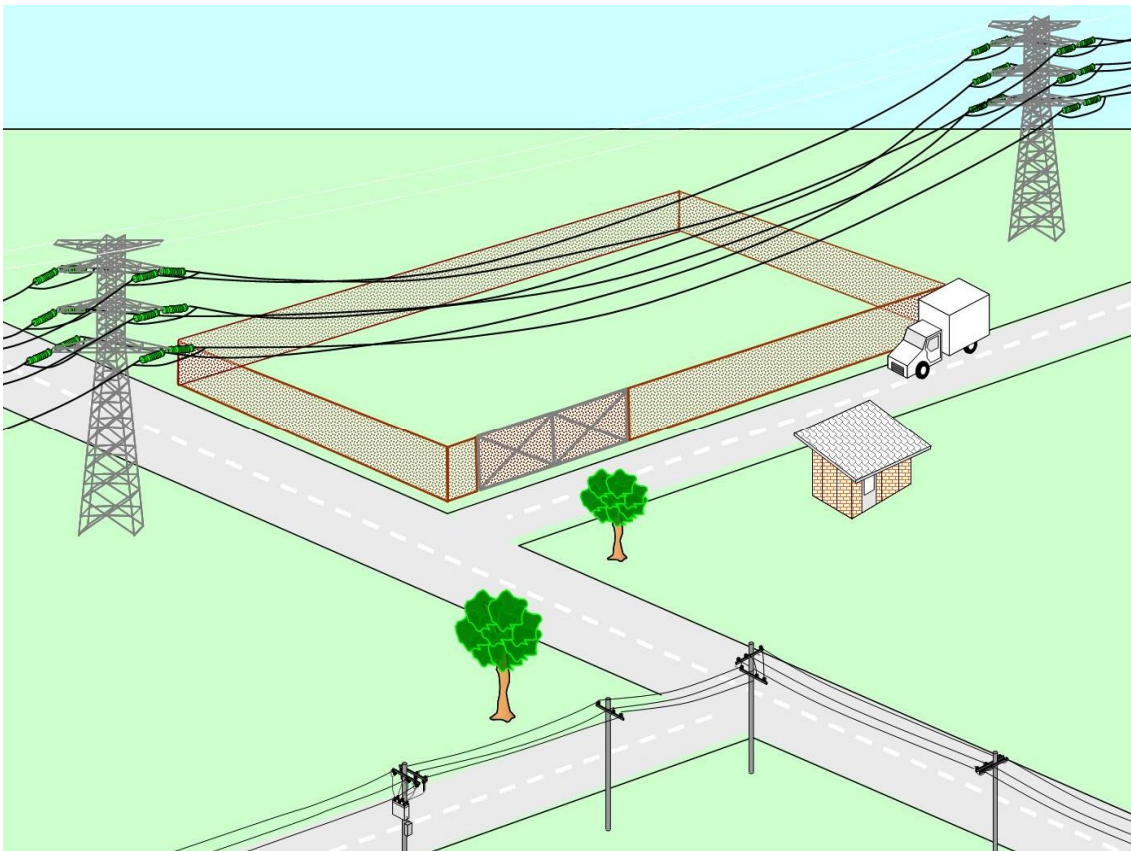


Fig. 4.3. Malla Ciclónica para Delimitar el Predio de la Subestación.

En la construcción de la barda perimetral, no se deberán realizar quemas de maleza durante las actividades de construcción ni utilizar productos químicos que afecten el brote de la vegetación. Para el transporte de los materiales de construcción se deberá realizar en camiones cubiertos con lona y de preferencia humedecidos para evitar la dispersión de polvos y partículas.

4.2.6.3.1 DISTANCIA DE SEGURIDAD ELÉCTRICA

La Distancia mínima libre que debe existir entre cualquier parte energizada de la subestación eléctrica y la barda perimetral, para garantizar la seguridad de las personas que transitan externamente a la subestación. Esta distancia varía en función de las distintas tensiones normalizadas de la forma siguiente (ver tabla 4.2). Esta distancia mínima de seguridad es de 6 metros como lo indica la tabla y debe estar libre de obstáculos.

Tensión (kV)	Distancia en metros (m)
400	7
230 y 161	6
138, 115 y 69	4
menor a 69	2

Tabla 4.2. Distancias de Seguridad Eléctrica conforme a la NOM-113-SEMARNAT-1998.

4.2.6.4 INSTALACIÓN DE LOS MARCOS DE REMATE Y DERIVACIÓN

Para la interconexión al anillo de 230 kV, se abrirá, uno de los circuitos soportados por la estructura o torre de las líneas de transmisión aérea, correspondientes al sistema eléctrico en que se encuentren. Para esto se analizará si se eligen marcos de remate o postes en base al costo y la rapidez de instalación.

4.2.6.4.1 INSTALACIÓN DE LOS MARCOS DE REMATE

En este caso se requieren marcos de remate con sus cimentaciones, pero con la característica que sean removibles para poderlos desplazar a donde se requiera. La longitud del marco de remate de 230 kV es de 14 metros y una altura de nivel de piso a parte media de la trabe de 12 mts. La figura 4.4 muestra los marcos de remate ya instalados en el terreno.

La estructura de remate es diseñada para soportar las cargas y los conductores; así como los esfuerzos requeridos (como por ejemplo un viento de 24 kg/m^2). Deberán hacerse las correcciones necesarias, según las condiciones durante el tendido, para que no se excedan los pesos de diseño. Debe evitarse el desequilibrio de cargas horizontales durante el montaje, colocando alternativamente los conductores a uno y otro lado de la estructura.

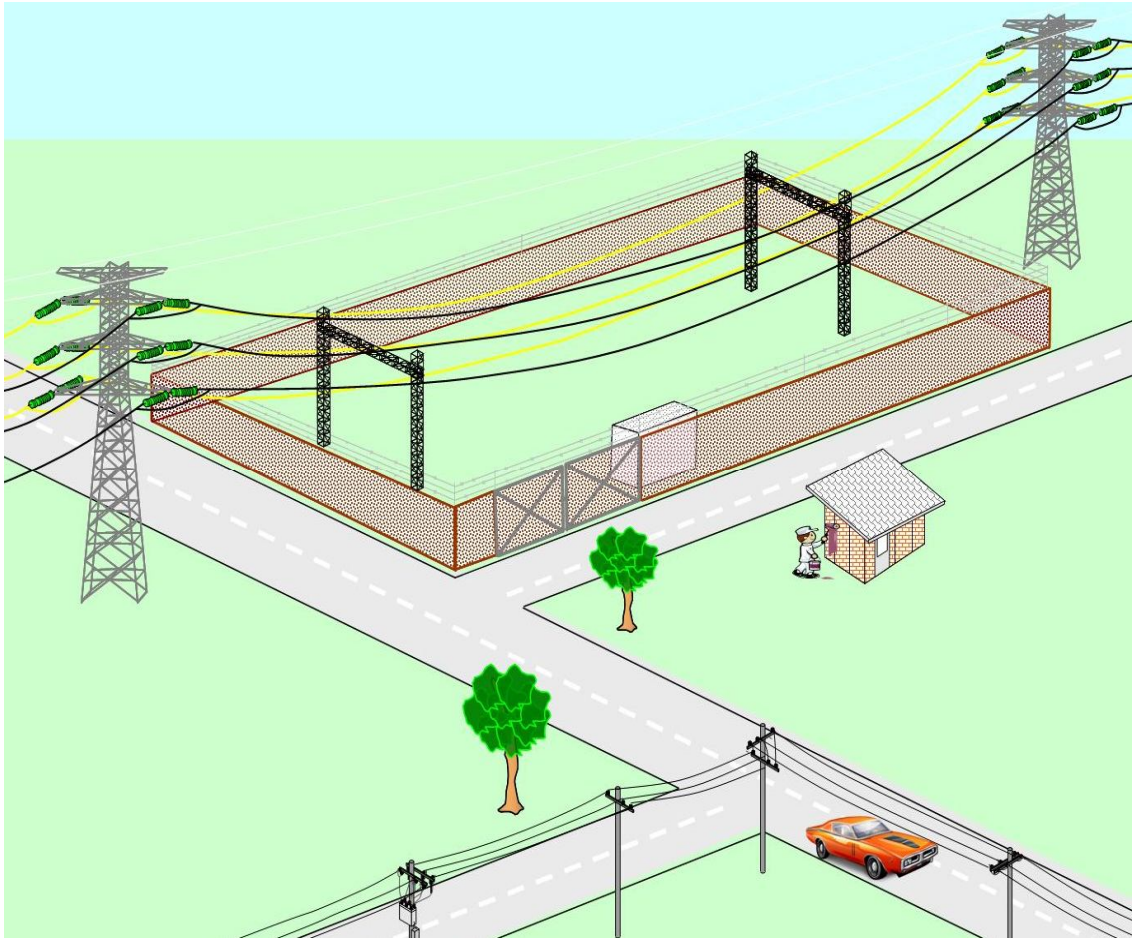


Fig. 4.4. Instalación de Marcos de Remate de la Línea y Tendido de Conductores.

4.2.6.4.2 DERIVACIÓN DE LA LÍNEA

La derivación de la línea consiste en abrir uno de los circuitos para la interconexión al anillo de 230 kV. Cada fase del circuito se envía para rematar en la estructura (Marco de Remate), colocando **cadena de aisladores** de amarre o de tensión de la forma que se muestra en la figura 4.5.

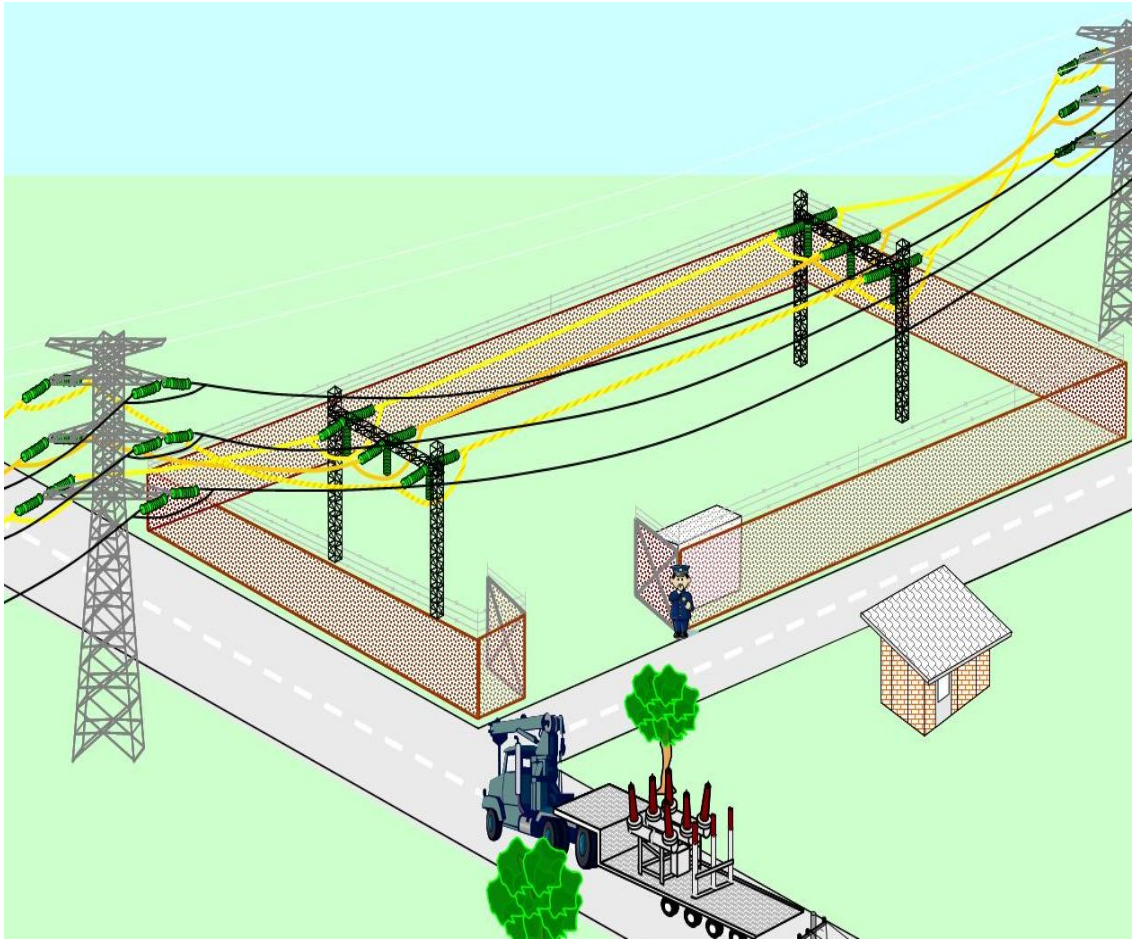


Fig. 4.5. Derivación de la Línea de Transmisión.

Al abrir el circuito y colocar el tendido o las barras de 230 kV, se debe volver a cerrar la línea de transmisión, para no interrumpir el servicio de energía eléctrica al usuario; solo mientras se realiza la conexión y puesta en servicio de la subestación eléctrica. Para esto se coloca provisionalmente el aislador vertical o la cadena de aisladores en suspensión, con su puente conductor ACSR 1113 KCM, **conectores**, herrajes y grapas. La subestación eléctrica móvil requiere una **catenaria** entre las dos torres de 10.6 metros, y un derecho de vía de 30 metros.

En este caso las estructuras o torres de retención próximas al terreno no se modificarán para realizar la interconexión de la subestación; sin embargo si el terreno estuviera fuera del derecho de vía, alguna de las torres se modificarían o se instalaría una nueva estructura para llevar la alimentación a la subestación.

4.2.6.5 DISPOSICIÓN DE LAS PLATAFORMAS

La subestación eléctrica móvil esta conformada de 5 plataformas de las cuales 4 de ellas tendrán una disposición física en línea (ver figura 4.6), para formar el arreglo de barra sencilla, del diagrama unifilar 3.1. Las plataformas contienen los equipos de potencia ya ensamblados previamente, como son: cuchillas, apartarrayos, interruptores y transformador. El terreno de la subestación se compactará y sino se requerirá de planchas para soportar las cinco plataformas.

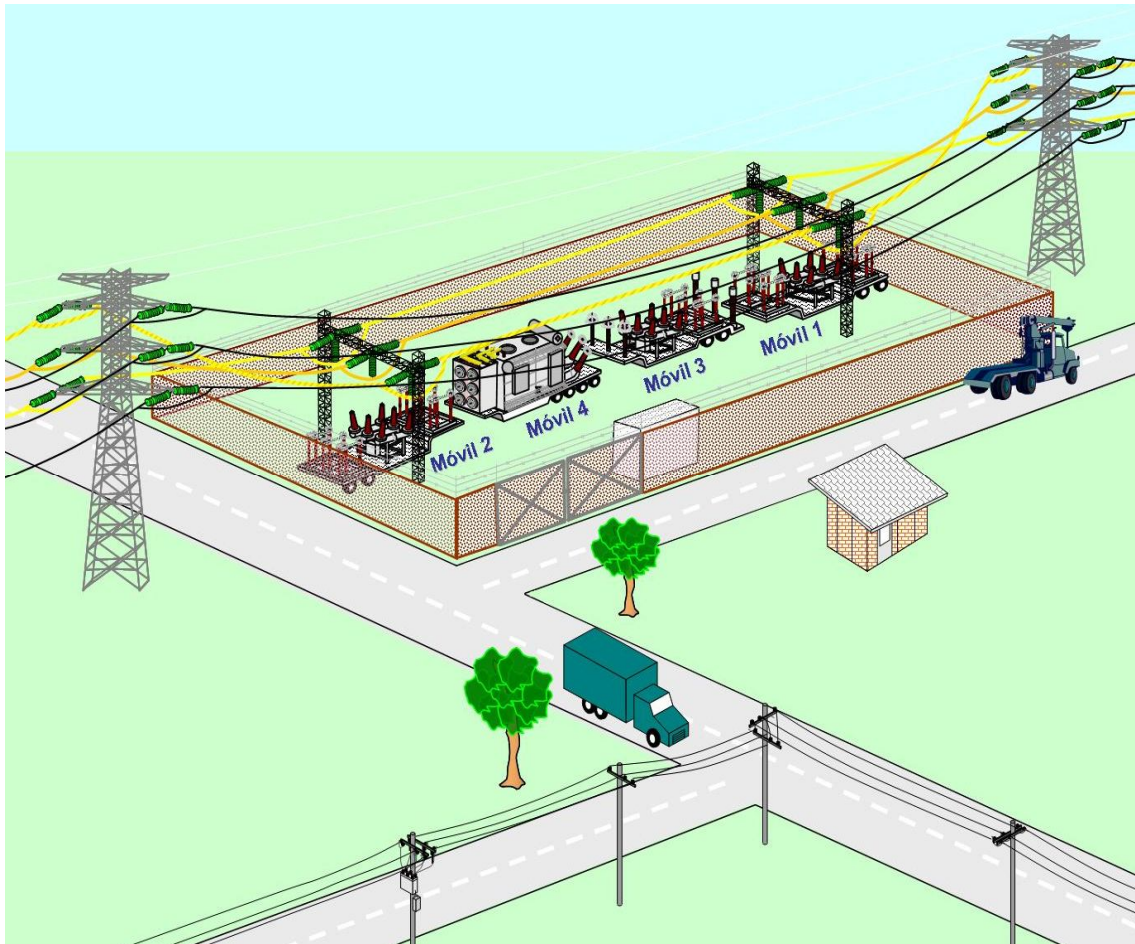


Fig. 4.6. Disposición de las Plataformas de la Subestación Móvil

La disposición física de las plataformas, en este caso se llama en línea o en serie, la cual es la más adecuada debido a la ubicación de la línea de transmisión aérea, el terreno y derecho de vía (ver figura 4.6). Esta disposición resultó conveniente; sin embargo en muchas ocasiones el predio para la subestación se encuentra fuera del derecho de vía, y la disposición de las plataformas, tiene que cambiar para adecuarse a las condiciones.

El transporte de estas plataformas tiene como restricción la movilidad o vibración en los equipos, la cual no se debe exceder de las especificaciones de transporte del fabricante y de la empresa paraestatal.

El aprovechamiento del espacio del terreno es importante. Cada plataforma necesita 15.5 metros de largo y 7 metros de ancho en operación; aunque se recomienda utilizar aproximadamente 100 metros de longitud total en las 5 plataformas. Se deben considerar 3.5 metros más entre fases en operación que en transporte.

4.2.6.6 CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL

La conexión de la subestación eléctrica móvil al anillo de 230 kV, se realiza coordinando una serie de pasos y maniobras tanto de líneas de transmisión, equipo eléctrico de potencia, así como de personal que ejecuta los trabajos de conexión de la subestación.

Los trabajos de conexión con línea energizada, es decir con energía eléctrica en los conductores, requieren de gran seguridad y cuidado, además de equipo y herramientas especiales como: **pértigas**, escaleras, plataformas y **trajes conductivos**, para trabajos en línea viva en tensión de 230 kV.

En este caso la conexión de la subestación se realizará desenergizando el circuito correspondiente, el cual se derivó y se mandó a los marcos de remate con el tendido de las barras de 230 kV (ver figura 4.6). La desenergización de la línea de transmisión se realizará coordinando maniobras con las subestaciones próximas, de la línea en la que se realizó la derivación.

4.2.6.6.1 MANIOBRAS DEL EQUIPO ELÉCTRICO DE POTENCIA

Los trabajos de conexión empiezan con las maniobras del equipo eléctrico de potencia, en las plataformas móvil 1 y móvil 2, las cuchillas o seccionadores de línea 93S-1 y 93S-2, se abrirán y los interruptores 53-1 y 53-2, se mantendrán abiertos. Los seccionadores de barras 93B-1 y 93B-2, permanecerán en la posición de cerrado.

En la plataforma móvil 3, las cuchillas de barras 93B-T221-A quedaran en la posición de cerrado, a su vez el interruptor 53-T221-A, quedará en la posición de abierto (ver diagrama unifilar 3.1, el Plano General 1 así como el plano 2).

4.2.6.6.2 CONEXIÓN A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y BARRAS DE 230 kV

Una vez desenergizado el circuito, se procede a retirar la cadena de aisladores en suspensión y su puente conductor, en cada una de las fases que rematan en las estructuras (ver figura 4.5).

El siguiente paso es hacer la conexión de los equipos eléctricos de potencia hacia la línea de transmisión y las barras de 230 kV. Esta conexión también se realiza utilizando conductores ACSR 1113 KCM, así como de conectores, grapas y herrajes eléctricos para las derivaciones.

En la plataforma móvil 1, la conexión se realiza de las terminales receptoras del seccionador tripolar 93S-1, hacia la línea de transmisión. Las terminales del seccionador 93B-1, se conectan hacia las barras de 230 kV, tal como se muestra en la figura 4.7 y en los Planos 2 y 3. Las otras terminales de los seccionadores tripolares se conectan hacia las boquillas del interruptor 53-1, las cuales cuentan con conectores para recibir 2 conductores por fase de cable ACSR 1113 KCM

En la plataforma móvil 3, la conexión se hace de las terminales primarias de los transformadores de potencial (TP's), hacia las barras de 230 kV. Las terminales del seccionador tripolar (93B-T221-A), más cercanas a los TP's, se conectan también hacia las barras de 230 kV, pero por diseño, estas terminales se conectan en las mismas terminales primarias de los TP's. Las otras terminales del seccionar tripolar se conectan hacia las boquillas del interruptor 53-T221-A, mediante 2 conductores por fase (ver figura 4.7 y los Planos 2 y 4).

Por lo tanto las siguientes 3 boquillas del interruptor 53-T221-A, se conectan hacia las terminales de los apartarrayos de 230 kV, mediante 2 conductores por fase. De igual forma de las terminales de los apartarrayos se conectan hacia las boquillas del transformador de potencia T221-A, que se encuentra en la plataforma móvil 4 (ver figura 4.7).

En el móvil 2, la conexión se hace de las terminales del seccionador tripolar 93S-2, hacia la línea de transmisión. Las terminales del seccionador 93B-2, se conectan hacia las barras de 230 kV. Las terminales de ambos seccionadores tripolares, cercanas al interruptor 53-2, se conectan hacia las boquillas de dicho interruptor, mediante 2 conductores por fase (ver figura 4.7 y Planos 2 y 4).

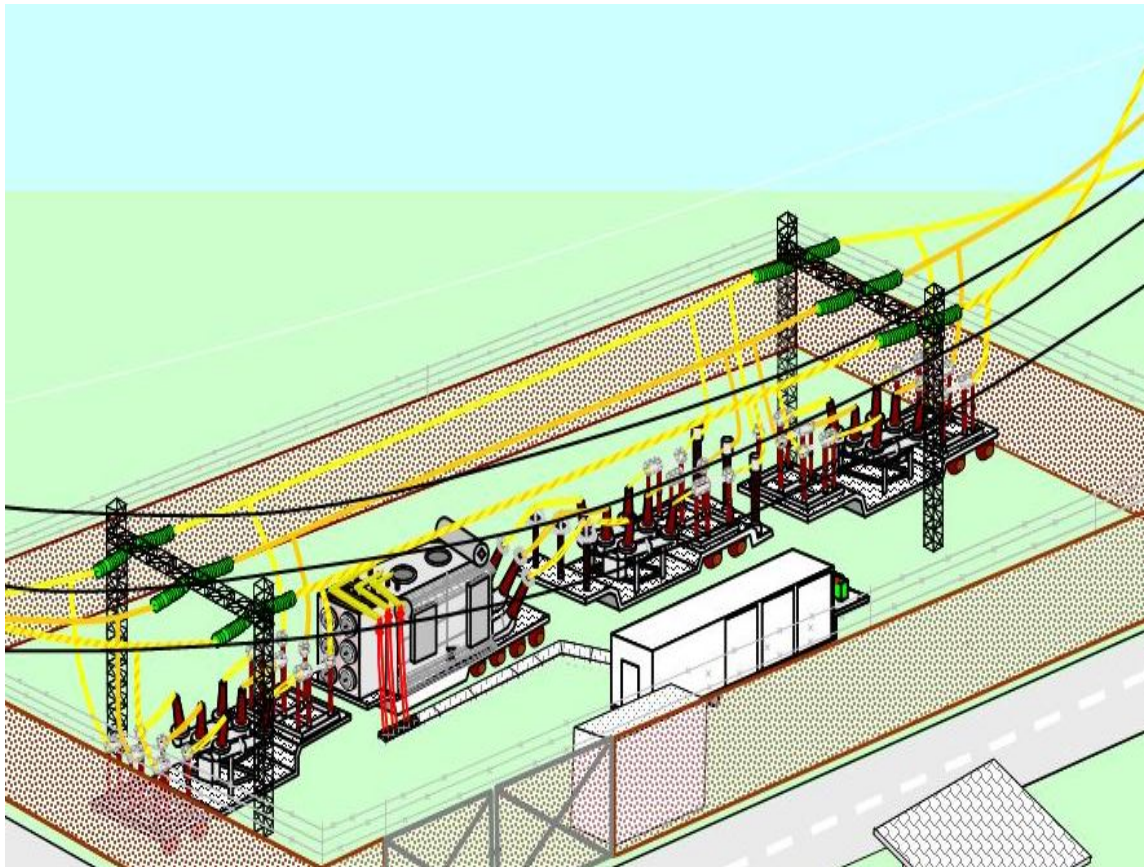


Fig. 4.7. Conexión de la Subestación Eléctrica Móvil al Anillo de 230 kV.

4.2.6.6.3 CONEXIÓN EN MEDIA TENSIÓN

Los trabajos de conexión en media tensión empiezan en el transformador de potencia T221-A. Cada boquilla de 23 kV, se conecta a las terminales de los apartarrayos de media tensión. Las tres fases de salida de 23 kV, son soportadas por un conjunto de aisladores, que en trayectoria lineal llevan las barras de 23 kV al punto de transición de conexión aérea a cable aislado.

El cable es utilizado para la conexión de la salida de 23 kV del transformador de potencia hacia la acometida de los gabinetes de la plataforma móvil 5 (ver capítulo 3, punto 3.10). En el punto de transición o salida de 23 kV, se conectan 2 cables de 23 kV con **terminales termocontráctiles**, que van hacia los gabinetes de 23 kV. El trayecto del cable hacia los gabinetes del móvil 5, esta protegido por la trinchera la cual cumple con la función de facilitar la revisión y mantenimiento del mismo cable de 23kV; tal como se muestra en la figura 4.7 y 4.8.

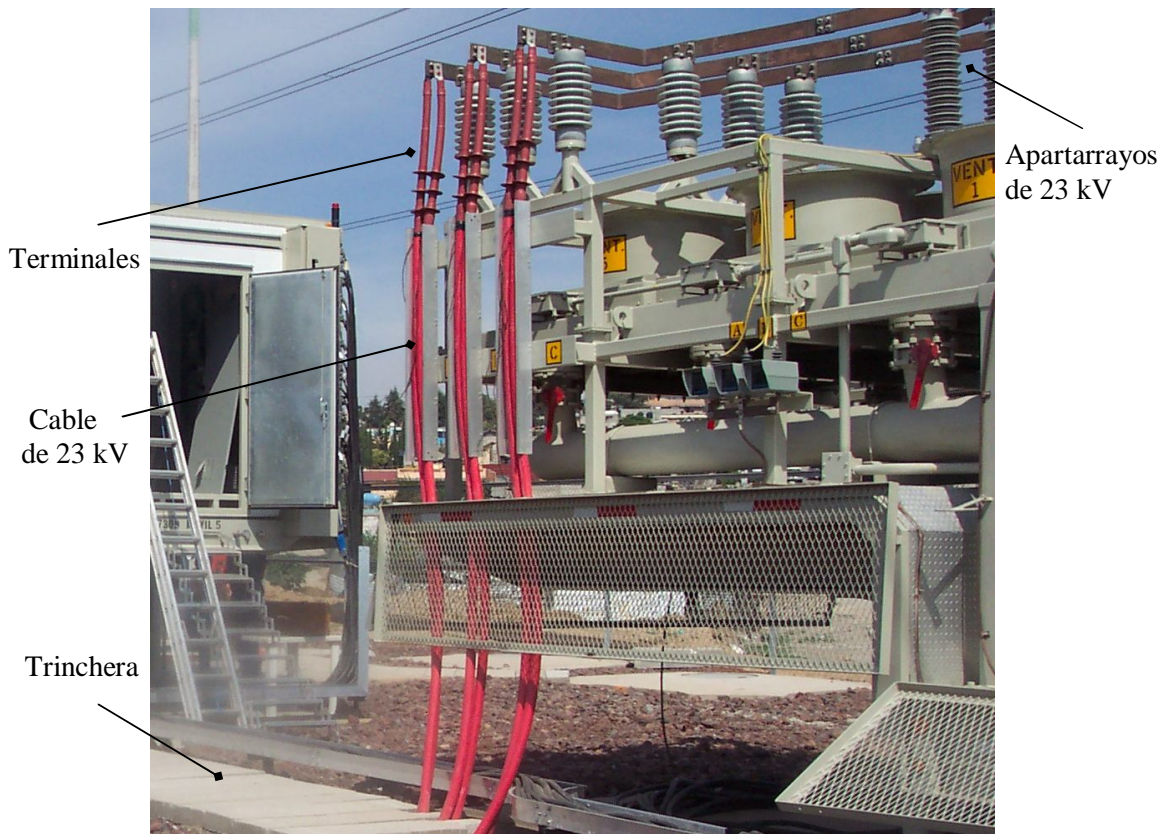


Fig. 4.8. Conexión del Cable de 23 kV Hacia la Plataforma Móvil 5.

4.2.7 PUESTA EN SERVICIO

En esta última etapa de la instalación y/o construcción de la subestación, se involucran los trabajos de infraestructura de distribución de fluido eléctrico (alimentadores en media tensión); así como todo lo que implica la puesta en marcha de la subestación.

4.2.7.1 DISPOSICIONES AMBIENTALES PARA LA PUESTA EN SERVICIO

En estas especificaciones ambientales para la etapa de puesta en servicio, operación y mantenimiento de la subestación se deben cumplir las siguientes disposiciones:

El manejo del gas hexafluoruro de azufre (SF₆) en los interruptores, se debe realizar de acuerdo a lo establecido por las especificaciones del distribuidor de este dieléctrico. No se deben usar líquidos aislantes dieléctricos catalogados como sustancias peligrosas, tales como bifenilos policlorados o compuestos orgánicos con 4 (cuatro) o más átomos de flúor o de cloro.

No se deben almacenar en el predio de la subestación eléctrica lo siguiente: combustibles, pinturas, disolventes, aceites. Cuando por razones de mantenimiento se lleguen a utilizar dichas sustancias, se deben manejar de acuerdo con la normatividad aplicable.

El transformador de potencia deberá contar con un sistema de captación de derrames de aceite dieléctrico. Dicho sistema consistirá en una fosa contenedora, trinchera o charola de concreto armado, el cual deberá conducir el aceite hasta una fosa contenedora con una capacidad igual al 100% del transformador.

En las áreas donde se llevó a cabo el sembrado de árboles, se deben aplicar las prácticas adecuadas para que los mismos alcancen una talla suficiente que garantice su desarrollo normal. Las áreas revegetadas dentro de la subestación eléctrica se les debe dar mantenimiento con la periodicidad necesaria para su conservación.

Por último se debe dismantelar la infraestructura establecida cuando las instalaciones rebasen su vida útil y no existan posibilidades de renovarlas.

4.2.7.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN

La población del país aumenta día a día, el progreso produce incrementos en las necesidades diarias. Crecen las actividades, económicas, la industria, el comercio, la población, el turismo. Las líneas de transmisión permiten mejorar la calidad del servicio eléctrico en los hogares, instituciones, comercios e industrias y al país en general. Es por ello que es necesario ampliar la infraestructura de **líneas aéreas de Media Tensión.**

Las líneas aéreas de Media Tensión son aquellas que se utilizan en la distribución de la energía eléctrica en las ciudades, zonas rurales y provinciales; aunque en algunos centros de ciudades se emplean líneas subterráneas.

En este caso suponiendo que por las condiciones de la zona donde se instala la subestación, y por la demanda de energía eléctrica para desarrollos habitacionales y crecimiento de la industria. Se debe proyectar una nueva infraestructura eléctrica.

En el ejemplo de la figura 4.9 se observa la nueva infraestructura en Media Tensión, donde se utilizan postes de hormigón para el transporte de las líneas aéreas en 23 kV y por lo tanto la distribución de energía eléctrica. También se puede observar los conductores desnudos apoyados sobre elementos aislantes; así como los transformadores trifásicos tipo poste, para la utilización de energía eléctrica en Baja Tensión.

4.2.7.3 SALIDA DE LOS ALIMENTADORES EN 23 kV

La salida de los alimentadores de media tensión (23kV) de la subestación eléctrica móvil, es proyectada desde la ingeniería preliminar, buscando siempre el aprovechamiento de la infraestructura ya instalada, sin embargo en muchas ocasiones esta infraestructura debe ser actualizada o sustituida mediante la reconfiguración en interconexión de la red de distribución de 23 kV. Cuando una línea aérea cruce una carretera, se deben instalar dos aisladores para aumentar la seguridad.

En el proyecto de la subestación también se debe considerar, que la salida de los alimentadores de la subestación debe ubicarse siempre lo más cercano a las vialidades; esto se hace por conveniencia económica ya que el ahorro de cable aislado es importante para los costos.

Los 4 alimentadores que salen de la plataforma móvil se colocan bajo tierra, es decir en forma subterránea (ver capítulo 3, punto 3.10), cada alimentador tiene 3 cables aislados de 23 kV, con sus tres fases juntas, en ternas, es decir, Fase A, Fase B y Fase C, en lo posible trenzadas entre sí, y separadas de la otra terna de fases del siguiente alimentador por lo menos la distancia de 3 veces el diámetro de cada cable.

Por ejemplo un alimentador con sus 3 cables subterráneos, llevan una trayectoria, hacia, la calle o vialidad, donde se conectará a la infraestructura de postes y líneas aéreas de 23 kV. En la figura 4.9 se muestra la salida de los 4 alimentadores de la subestación eléctrica móvil.

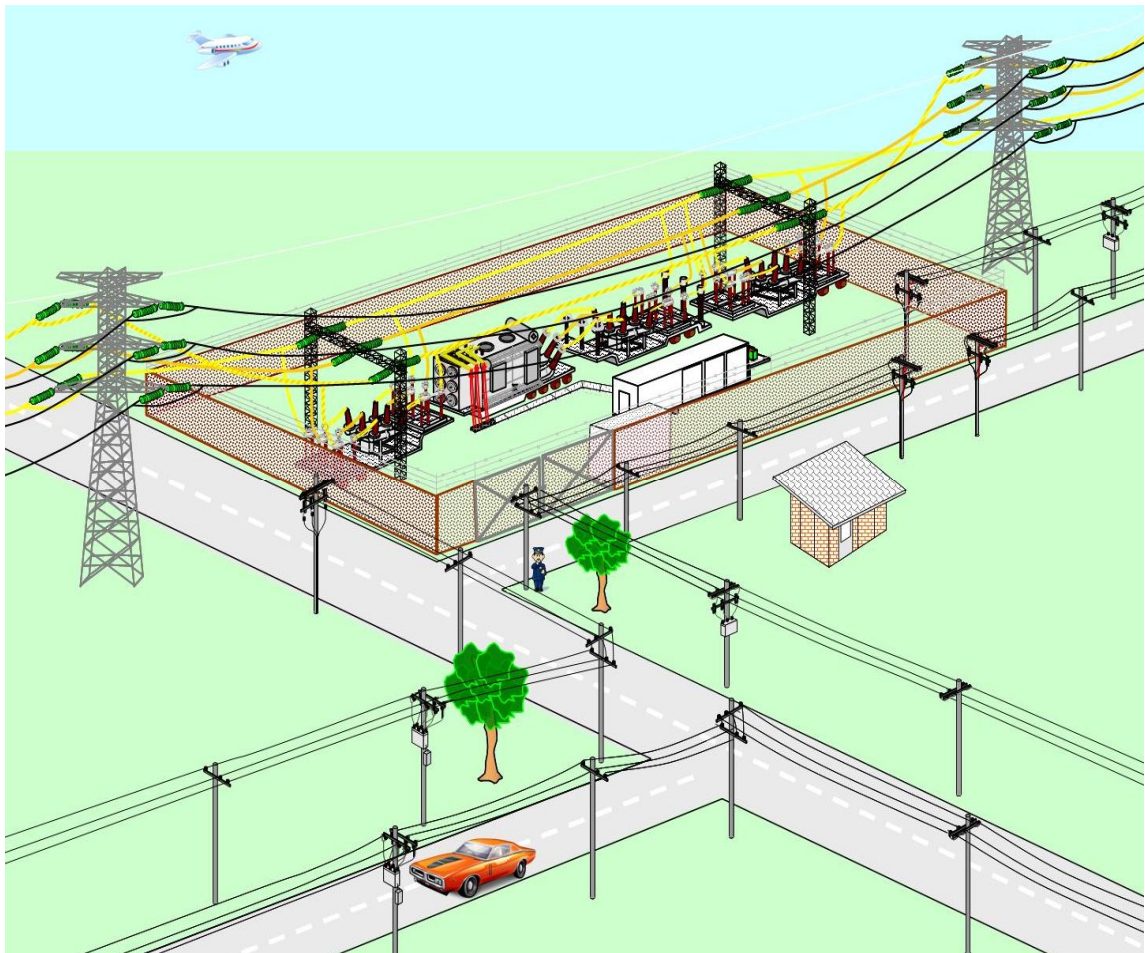


Fig. 4.9. Subestación Eléctrica Móvil 45 MVA 230 kV/23 kV Convencional

La transición o acometida de cable aislado a línea aérea, se realiza por medio de terminales termocontráctiles o **mufas**, después se conectan las terminales de cada cable al seccionador tripolar bajo carga, que a su vez con elementos aisladores se conectan sus terminales hacia los conductores desnudos o líneas de transmisión aérea de 23 kV.

4.2.7.4 MANIOBRAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO EN 230 kV

Cuando los trabajos de conexión de la subestación eléctrica móvil han concluido, se procede a realizar las maniobras de puesta en servicio, las cuales empiezan nuevamente en las plataformas móvil 1 y móvil 2.

Los seccionadores tripolares de línea 93S-1 y 93S-2, cambiarán a la posición de cerrado, mientras los interruptores 53-1 y 53-2, se mantendrán abiertos. Todos los elementos mencionados anteriormente en maniobras de conexión del equipo de potencia se mantendrán en la misma posición.

Coordinando maniobras con las subestaciones colindantes, de la línea en la que se realizó la derivación, se procede a energizar el circuito. El paso siguiente es verificar y realizar pruebas en el salón de tableros, así como en los módulos de control, protección y medición de la plataforma móvil 5. Se confirma que el fluido eléctrico se encuentra en las boquillas de los interruptores 53-1 y 53-2, por medio de los transformadores de corriente (TC's) tipo bushing (ver capítulo 3, punto 3.5).

Los interruptores 53-1 y 53-2 cambian a la posición de cerrado, para permitir el paso de fluido eléctrico y por lo tanto energizar las barras de 230 kV, ya que los seccionadores de barras 93B-1 y 93B-2, permanecieron en la posición de cerrado (ver diagrama unifilar 3.1 y Plano General 1).

Con lo anterior el servicio de energía eléctrica al usuario en la línea de transmisión se restablece, y con esto se cierra el anillo de 230 kV del sistema eléctrico en cuestión. La subestación eléctrica móvil podrá realizar las maniobras convenientes al estar conectada al anillo, por lo tanto la alimentación la puede recibir ya sea del móvil 1 o del móvil 2.

4.2.7.5 MANIOBRAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO EN 23 kV

En la plataforma móvil 3, con el seccionador tripolar 93B–T221-A en la posición de cerrado, se procede a maniobrar el interruptor 53–T221-A, poniéndolo en la posición de cerrado, para alimentar al transformador de potencia (móvil 4). Una vez que el transformado tiene tensión entre sus boquillas, cumple con su función de cambiar la magnitud de tensión de 230 kV a 23 kV.

La salida de 23 kV del transformador de potencia, es monitoreada en el salón de tableros y los módulos de Protección, Control y Medición (**PCyM**) de la plataforma móvil 5. Ejecutando las maniobras de los interruptores de 23 kV se controla la salida de fluido eléctrico a los 4 alimentadores, que distribuyen el servicio de Media Tensión (23 kV) en la zona de demanda de energía eléctrica.

Debido a que la subestación eléctrica móvil, es provisional en lo que se construye una subestación fija, no se instalará un móvil con banco de capacitores en 230 kV. Por esta razón la corrección del factor de potencia se realizará en media tensión, con bancos de capacitores tipo poste en 23 kV y capacidades de 150 – 3600 kVAR.

4.2.7.6 ADMINISTRACIÓN DE LA PUESTA EN SERVICIO

Antes de iniciar el proceso de puesta en servicio, se deben firmar las actas de no pendientes por todas las áreas involucradas en construcción y puesta en servicio de la subestación.

El tiempo estimado para la construcción, interconexión al anillo de 230 kV y puesta en servicio es del orden de tres meses. Sin embargo si estas etapas se llegaran a retrasar y se terminara el plazo de los permisos de construcción; se solicitará una prórroga de la Licencia de Construcción expedida por la Delegación o Municipio correspondiente.

4.2.7.7 ESPECIFICACIONES PARA LA TERMINACIÓN DE LA OBRA

Al término de las pruebas de puesta en servicio, el Coordinador de Puesta en Servicio, debe levantar un acta de entrega-recepción, el Coordinador de Obra recibe el proyecto terminado con la siguiente información:

- Lugar, nombre de la subestación, fecha y hora en que se realiza.
- Equipo al cual se realizó la prueba.
- Fecha de inicio y terminación de la obra.
- Nombre, cargo y firma de: receptores, mantenimiento, operación del equipo y firma del residente de obra.
- Descripción de los trabajos que se reciben.

La obra de potencia debe estar terminada de acuerdo al proyecto definitivo, con la puesta en servicio y la operación de la subestación eléctrica móvil. Por último proporcionará el servicio de energía eléctrica en media tensión, con lo cual se dará por terminada la obra.

Así mismo se avisará a la Delegación o Municipio la conclusión de la obra, obteniendo el documento de Terminación de Obra y se proporcionará la información de servicios que proveerá la subestación eléctrica móvil

Los bienes de utilidad pública de la Ley de Expropiación, establecen la explotación y conservación de servicios públicos pertenecientes a la Nación en beneficio de la comunidad. La subestación misma, la infraestructura, así como la energía eléctrica de los alimentadores de 23 kV, son unidades de producción de bienes y/o servicios pertenecientes a la Nación, para el desarrollo de la economía y de las diferentes actividades productivas del país.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO

5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO COSTO / BENEFICIO DE LA SUBESTACIÓN

El análisis costo y beneficio evalúa socioeconómicamente en términos reales, los costos y beneficios directos e indirectos de los programas y proyectos de inversión que se generan para el bienestar de la sociedad. Instalar una subestación eléctrica móvil para satisfacer las necesidades de la creciente demanda de energía eléctrica en media tensión (23 kV), es la alternativa más conveniente para solucionar oportunamente y de forma rápida los requerimientos de demanda de energía a corto plazo.

Una subestación eléctrica móvil opera de forma provisional para dar tiempo a la terminación y puesta en servicio de una subestación definitiva, la cual tiene un tiempo de ejecución que fluctúa entre tres y cinco años. Debido al acelerado crecimiento poblacional, es necesario proyectar anticipadamente subestaciones eléctricas de potencia en zonas donde la demanda de energía eléctrica es grande. La subestación eléctrica móvil cubrirá y/o atenderá los nuevos requerimientos de demanda.

5.2 EL ENTORNO DE LA PROBLEMÁTICA

Se consideran las subestaciones que se encuentran cercanas al punto de carga las cuales no poseen la capacidad para satisfacer el incremento de demanda de energía que se está presentando, ocasionado principalmente por desarrolladores de vivienda, en combinación con el desarrollo industrial, comercial y de servicios. Estas subestaciones están rebasando su **capacidad disponible** y trabajan de manera forzada, poniendo en peligro las instalaciones y la seguridad de las personas.

En ocasiones la actual infraestructura de Media Tensión no tiene la capacidad suficiente para cubrir la demanda y la opción de incrementar la longitud de los alimentadores para traer la energía de subestaciones más lejanas ocasiona pérdidas económicas.

5.2.1 PERDIDAS EN ALIMENTADORES

Una alternativa para cubrir las necesidades de energía eléctrica en determinada zona es alargar la longitud de los alimentadores de subestaciones lejanas. Esto pudiera ocasionar pérdidas muy grandes de energía eléctrica y mala regulación en el voltaje; esto se conoce como pérdidas en alimentadores.

Cuando se traslada la energía eléctrica de subestaciones lejanas, ocasiona mala regulación de voltaje y mayores pérdidas técnicas y no técnicas de energía, lo que resultaría en una reducción de la confiabilidad del suministro de energía y una mala calidad en el servicio. Se deben plantear soluciones adecuadas para proteger el sistema eléctrico de la zona en cuestión. Esto es una solución en caso de no tener otra opción, pero lo más recomendable es ampliar la subestación eléctrica más cercana o construir una subestación nueva, según convenga.

5.3 SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA

La instalación y/o construcción de la subestación eléctrica móvil representa en este caso la mejor alternativa para solucionar esta problemática. Con esta decisión se obtienen beneficios significativos, como los ahorros por no alargar alimentadores, así como los beneficios que se detallan en el punto 5.7.

En caso de que la problemática de la creciente demanda de energía eléctrica no se solucionara, es decir que no se realizará la instalación de la subestación eléctrica móvil, no se podrá atender las necesidades de infraestructura eléctrica en 23 kV.

5.4 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

Esta subestación eléctrica móvil se interconecta en una línea de transmisión aérea de 230 kV, teniendo una capacidad de 45 MVA (**capacidad instalada**) con 4 alimentadores de 11 MVA; telcontrolada o siendo operada en coordinación con otras subestaciones por radio.

La instalación y puesta en servicio de la subestación eléctrica móvil, tendrá una vida útil estimada de 30 años. La puesta en servicio de la subestación eléctrica móvil se apega a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND).

El Sistema Eléctrico Nacional respaldará la operación de la subestación con la capacidad necesaria y oportuna de transformación y distribución de energía eléctrica. Lo anterior, permitirá proporcionar el servicio de energía eléctrica necesaria a los desarrollos habitacionales, industriales y comerciales, contribuyendo al desarrollo socioeconómico de la Nación.

5.5 PRONÓSTICO OFERTA – DEMANDA DE ENERGÍA

La subestación eléctrica móvil de 45 MVA atenderá parte del incremento de la demanda de energía eléctrica que se está presentando, ya que con una infraestructura actual en zonas donde la demanda es creciente no es posible hacerlo.

El crecimiento de la demanda de energía en este tipo de zonas es explosivo, originado por la construcción de desarrollos habitacionales, comerciales e industriales que no fueron notificados a la entidad correspondiente de manera oportuna.

Por lo tanto, la subestación eléctrica móvil satisface los nuevos requerimientos de demanda de energía. Con este tipo de proyectos se obtienen mayores ingresos por venta de energía, así mismo se dará tiempo a que entre en operación una subestación eléctrica de potencia fija que posteriormente tomara toda la carga de la subestación móvil y la que presente en el futuro. En la siguiente tabla 5.1 se estiman los valores de oferta y demanda para la subestación móvil en 6 años.

Subestación Eléctrica Móvil 45 MVA 230/23 kV	AÑOS					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	MegaWatts (MW)					
Oferta (Capacidad Instalada)	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5
Demanda	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5	40.5

Tabla 5.1. Oferta - Demanda de Energía Eléctrica.

5.6 EVALUACIÓN Y FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

Conforme a los lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión, de la **SHCP**. Es tipo de obra corresponde a un proyecto de infraestructura económica la cual tendrá por objetivo atender las crecientes necesidades de energía eléctrica que se han venido presentado debido principalmente a los desarrolladores de vivienda, comercio e industria.

La factibilidad económica consiste en analizar la mejor alternativa en cuanto a los costos de la obra; así como aprobar la adquisición de los equipos y gestionar los recursos de la empresa paraestatal, destinados a la ejecución del proyecto. En la tabla 5.2 se desglosan los costos de la obra, teniendo en cuenta que los números están dimensionados en millones de pesos (**mdp**) constantes para el año en curso.

CONCEPTOS DE OBRA		MILLONES DE PESOS
Material	Costo de la Subestación	42.840
	Materiales Misceláneos	5.508
	Fabricas y Talleres	2.244
	Materiales de Construcción	0.510
	Total material:	51.102
Labor	Recepción del Equipo	2.927
	Ajuste de protecciones y prueba de canales de comunicación	2.927
	Puesta en Servicio	0.041
	Ingeniería	0.510
	Unidad Terminal Remota (UTR`S)	0.438
	Fabricas y Talleres	10.322
	Construcción	31.150
	Total Labor	48.315
	Inversión Total	99.417

Tabla 5.2. Costos de la Obra.

Este es el **costo total** del proyecto, sin tomar en cuenta los gastos o erogaciones que se realizan en la etapa de operación. Solo son costos del material y la labor para la ejecución de la obra.

5.6.1 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los datos utilizados para la obtención de los costos de operación y mantenimiento, son valorados mediante la suma de la inversión o el costo total del proyecto de la subestación (en millones de pesos constantes para el año en curso) al año referido, multiplicado por el factor de operación y mantenimiento que es de 1.5% para una subestación de tipo móvil.

INVERSIÓN X FACTOR DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

$$(99.417) \times (0.015) = \$ 1.491$$

En la tabla 5.3 se muestran los costos de operación de la subestación así como el mantenimiento en 6 años (en millones de pesos). También se consideran los costos que implican la generación y transmisión de la energía eléctrica en 230 kV y su transformación.

5.6.2 COSTOS ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Los costos asociados a la infraestructura eléctrica necesaria para hacer llegar la energía eléctrica del punto de generación al punto de recepción del nuevo proyecto se le conoce como costos **Aguas Arriba**.

En estos costos se toma en cuenta la carga obtenida para oferta y demanda (40.5 MW) por hora, la empresa paraestatal contabiliza las 8760 horas que tiene un año. El factor de carga y los costos de la infraestructura Aguas Arriba y Aguas Abajo, son también factores para este cálculo. Los datos de los costos de infraestructura eléctrica se tomaron del documento “Parámetros para la evaluación de proyectos de transmisión” expedido por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Por lo tanto los costos asociados a la infraestructura eléctrica necesaria para hacer llegar la energía del punto de entrega del nuevo proyecto hasta los usuarios finales se conoce con el término **Aguas Abajo**.

Año	Inversión en Millones de Pesos	Operación y Mantenimiento (mdp)	Costos de la Infraestructura Eléctrica (mdp)	Valor estimado de los costos totales (mdp)
2013	99.417	0.745	126.746	226.908
2014	--	1.491	253.496	254.987
2015	--	1.491	253.496	254.987
2016	--	1.491	253.496	254.987
2017	--	1.491	253.496	254.987
2018	--	0.745	126.746	127.491
Total	99.417	7.454	1267.476	1374.347

Tabla 5.3. Costos de la Obra Totales

Debido a que la subestación eléctrica de potencia fija o definitiva se contempla su puesta en funcionamiento de 3 a 5 años, se muestran los costos en este transcurso; observando que en el último año de operación de la subestación móvil los costos se reducen por la entrada de la nueva subestación fija.

5.6.3 INVERSIÓN PARA REALIZACIÓN DEL PROYECTO

El total de gasto de capital que se requiere para la realización de un programa o **proyecto de inversión**. La aportación de recursos se distribuye tanto en recursos fiscales, presupuestarios y propios, como los de otras fuentes de financiamiento, tales como las aportaciones de las entidades federativas (recursos públicos y estatales) y los municipios y las de inversionistas privados.

Los recursos propios de la empresa paraestatal destinados a la realización de la instalación de la subestación móvil, son autorizados en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). Los recursos propios autorizados en el PEF son 47.85 mdp y aportación por parte de terceros 21.20 mdp.

5.6.4 DETALLES DE LOS COSTOS

La inversión de la obra de instalación de la subestación móvil cubrirá los siguientes costos:

- Costos de Ingeniería preliminar.
- Costos de Ingeniería de proyecto.
- Costos de adquisición de equipo y los materiales para su instalación.
- Costos de construcción o ejecución de obra.

Los costos necesarios para llevar a cabo la operación del proyecto son:

- Costos de generación y transmisión de energía eléctrica en 230 kV.
- Costos de operación y mantenimiento anuales (materiales y salarios) representados por el 1.5% anual sobre el monto total de la inversión del proyecto, a partir de la entrada en operación.

5.7 BENEFICIO QUE BRINDA LA SUBESTACIÓN

Aproximadamente 90, 000 habitantes serán beneficiados con la instalación de la subestación eléctrica móvil, suministrando energía eléctrica en Media y Baja Tensión, por lo tanto el ahorro de energía por reducción de perdidas en alimentadores de la red de distribución será significativa, desahogando la infraestructura de 23 kV ya existente que pudiera estar con sobrecarga.

La distribución de energía eléctrica en 23 kV suministrada por subestaciones cercanas a la subestación móvil, se verá beneficiada ya que no rebasarán el suministro de su capacidad instalada.

El beneficio que brindará este tipo de subestación a la comunidad en cuestión, permitirá el crecimiento económico y la inversión productiva en el sector industrial y habitacional.

5.7.1 INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las ventas de energía eléctrica se calculan mediante el producto de la carga (40.5 MW), las horas al año, el factor de carga y el precio medio de venta de energía eléctrica; según el documento “Parámetros para la evaluación de proyectos de transmisión”. En la tabla 5.4 se muestran estos ingresos de ventas de energía eléctrica suministrada anualmente.

$$(40.5 \text{ MW}) \times (8760 \text{ h}) \times (0.65) \times (1814.60 \text{ \$/MWh}) = \$ 418.459 \text{ (mdp)}$$

5.7.2 AHORROS POR NO UTILIZAR ALIMENTADORES LARGOS

Los ahorros por no utilizar alimentadores largos o lejanos tienen como factores principales, la carga considerada de oferta – demanda, las horas al año, los factores de pérdidas, los factores de carga, los costos de infraestructura de Aguas Abajo, sumado a la multiplicación de los mismos factores principales, solo cambiando excepto los costos de infraestructura de Aguas Arriba. Este ahorro también implica los gastos de postes de hormigón, los conductores en Media Tensión, los equipos de seccionamiento y todo lo que implica los alimentadores en 23 kV.

En la tabla 5.4 se muestran los ahorros anuales por menores pérdidas en alimentadores, así como los ingresos totales (en millones de pesos) del proyecto de instalación de la subestación eléctrica móvil.

Año	Energía anual suministrada (Ventas en mdp)	Ahorro anual por menores pérdidas en alimentadores (mdp)	Total ingresos anuales (mdp)
2013	209.229	9.941	219.170
2014	418.459	19.882	438.341
2015	418.459	19.882	438.341
2016	418.459	19.882	438.341
2017	418.459	19.882	438.341
2018	209.229	19.882	229.111
Total	2092.294	109.351	2201.645

Tabla 5.4. Ingresos del Proyecto de Instalación de la Subestación Eléctrica Móvil.

5.8 DESVENTAJAS DEBIDAS A LA INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Por lo general las grandes obras producen un beneficio al público, pero a su vez, produce también una pérdida denominada “desventaja”. Una de las desventajas de la subestación eléctrica móvil se presenta cuando sucede una falla eléctrica en la subestación, con lo cual se perdería el servicio del suministro de energía de manera total, restableciéndolo hasta la reparación de la avería, tiempo que dependerá de la magnitud de la falla. Esto se conoce como un riesgo técnico.

Los permisos y licencias por parte de las entidades delegacionales o estatales representarían una desventaja en dado caso que se retrasarán en la entrega de permisos ambientales y las gestiones para obtener las licencias de construcción. De igual manera las exigencias sociales condicionan la ejecución de la obra.

Existe la posibilidad del riesgo económico, en cuanto al incremento de costos en la adquisición de equipos y materiales; así como de no contar con la aprobación del techo presupuestal para ésta obra. Por último todo tipo de construcción esta sujeta a posibles retrasos ocasionados por fenómenos meteorológicos que afectan la continuidad de la ejecución de la obra.

5.9 RENTABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN

Los resultados económicos del proyecto de instalación de la subestación eléctrica móvil, indican si el proyecto es económicamente rentable. La relación beneficio / costo está representada por la relación: **Ingresos / Egresos**.

En donde los ingresos y los egresos deben ser calculados de un modo que no genere pérdidas para la empresa y por el contrario tenga un criterio de ganancias para poder que uno de los objetivos se cumplan como el de generar beneficios a la empresa y su personal.

5.9.1 CÁLCULO ECONÓMICO BENEFICIO / COSTO

Al aplicar la relación beneficio / costo, es importante determinar las cantidades que constituyen los ingresos llamados “beneficios” y que cantidades constituyen los egresos llamados “costos”. De la tabla 5.4 obtenemos el valor considerado como ingreso total el cual es: **2201.645 mdp**. Entonces de la tabla 5.3 sacamos el costo total que es **1374.347 mdp**. Aplicamos la relación beneficio / costo.

$$(B/C) = \frac{2201.645mdp}{1374.347mdp} = \mathbf{1.601}$$

El análisis de la relación beneficio costo (B/C) toma valores mayores, menores o iguales a 1, lo que implica que:

- B/C > 1 implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- B/C = 1 implica que los ingresos son iguales que los egresos, en este caso el proyecto es indiferente.
- B/C < 1 implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

5.10 CONCLUSIÓN ECONÓMICA

Este proyecto de instalación de una subestación eléctrica móvil, cumple con la factibilidad técnica, económica y ambiental, de acuerdo con los lineamientos publicados por la SHCP para los proyectos de infraestructura económica.

El análisis económico costo / beneficio de la subestación, nos indica que la ejecución de este proyecto es económicamente viable; por consecuencia es aconsejable y necesaria la instalación y puesta en operación de una subestación eléctrica móvil en la zona de demanda donde se requiera.

CONCLUSIONES

Las soluciones que brindan los programas de proyectos para las obras públicas radican en el buen sentido común de lo que se proyectó y se está proyectando para satisfacer las necesidades de la población.

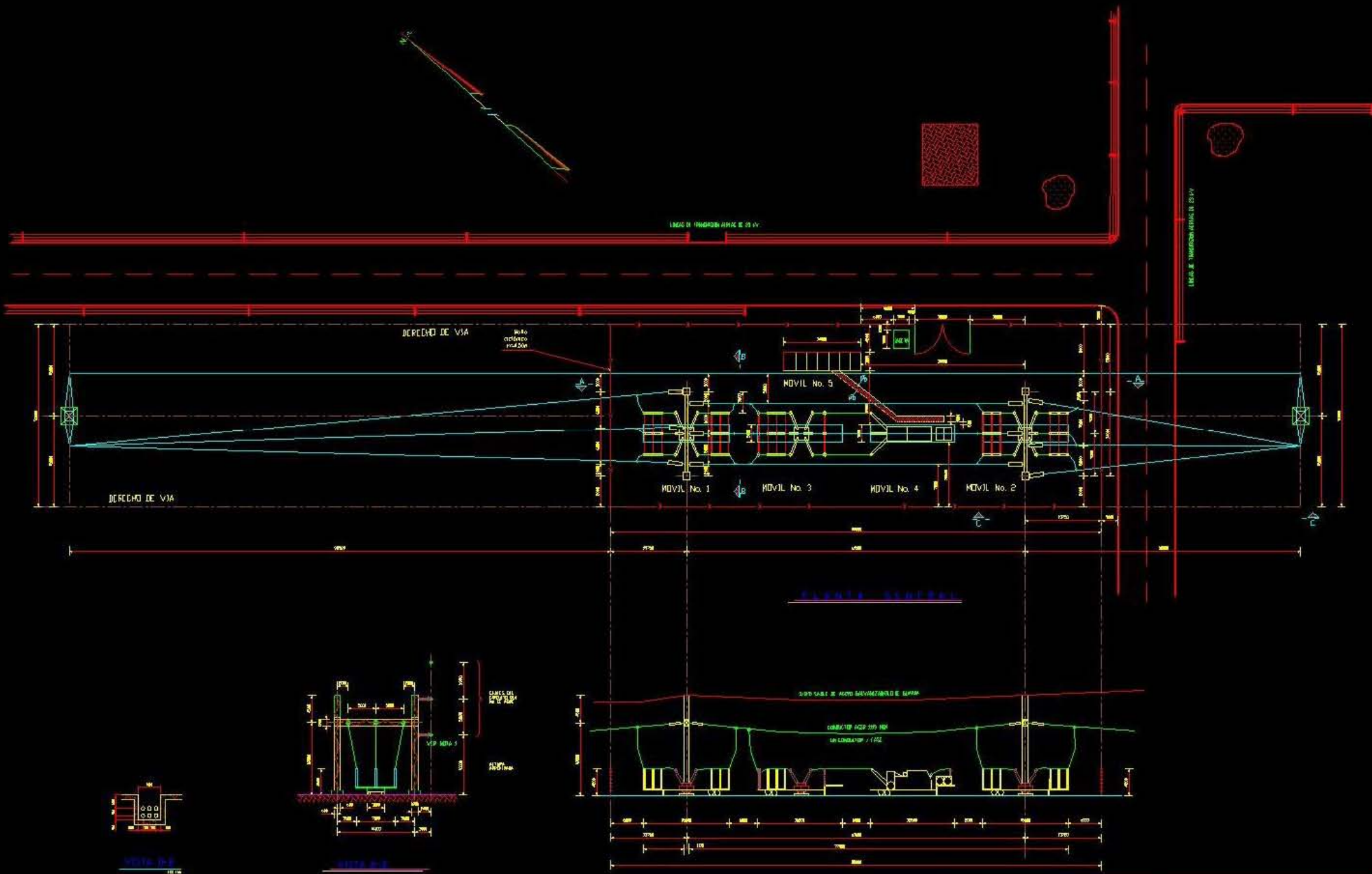
El crecimiento poblacional de la zona centro del país principalmente por desarrollos habitacionales han demandado la infraestructura de servicios básicos para la población como son: servicio de agua potable, drenaje, vialidades y transporte, energía eléctrica, comercio y alimentos, servicios sociales como escuelas, estos son primordiales para los proyectos de centros de urbanización conforme a la LEY GENERAL DE ASENTAMIENTOS HUMANOS.

Proyectando con un buen sentido común los nuevos centros de población solucionarían la problemática de la gran demanda de energía eléctrica que entra como un servicio económico básico. El escenario de una infraestructura eléctrica agotada y rebasada se compensa enormemente con la utilización de las subestaciones eléctricas de potencia móviles

La subestación eléctrica móvil tiene la gran ventaja de ubicarla más cerca de la zona donde se requiere la energía eléctrica, permitiendo a las grandes empresas inmobiliarias realizar mejores proyectos de urbanización.

La utilización de este tipo de subestaciones móviles es la mejor opción mientras se proyecta y se construye la subestación eléctrica de potencia fija tomando en cuenta el crecimiento de la demanda de energía. También cabe mencionar que las subestaciones móviles incrementan la continuidad del servicio de energía eléctrica asegurando el servicio en casos de condiciones de falla en el sistema así como mantenimientos y modernización de las subestaciones fijas.

En conclusión este proyecto de instalación de una subestación eléctrica móvil, cumple con la factibilidad técnica y es económicamente viable por lo que es la solución para atender la urgencia de demanda de energía eléctrica a corto plazo en la zona donde se requiera.



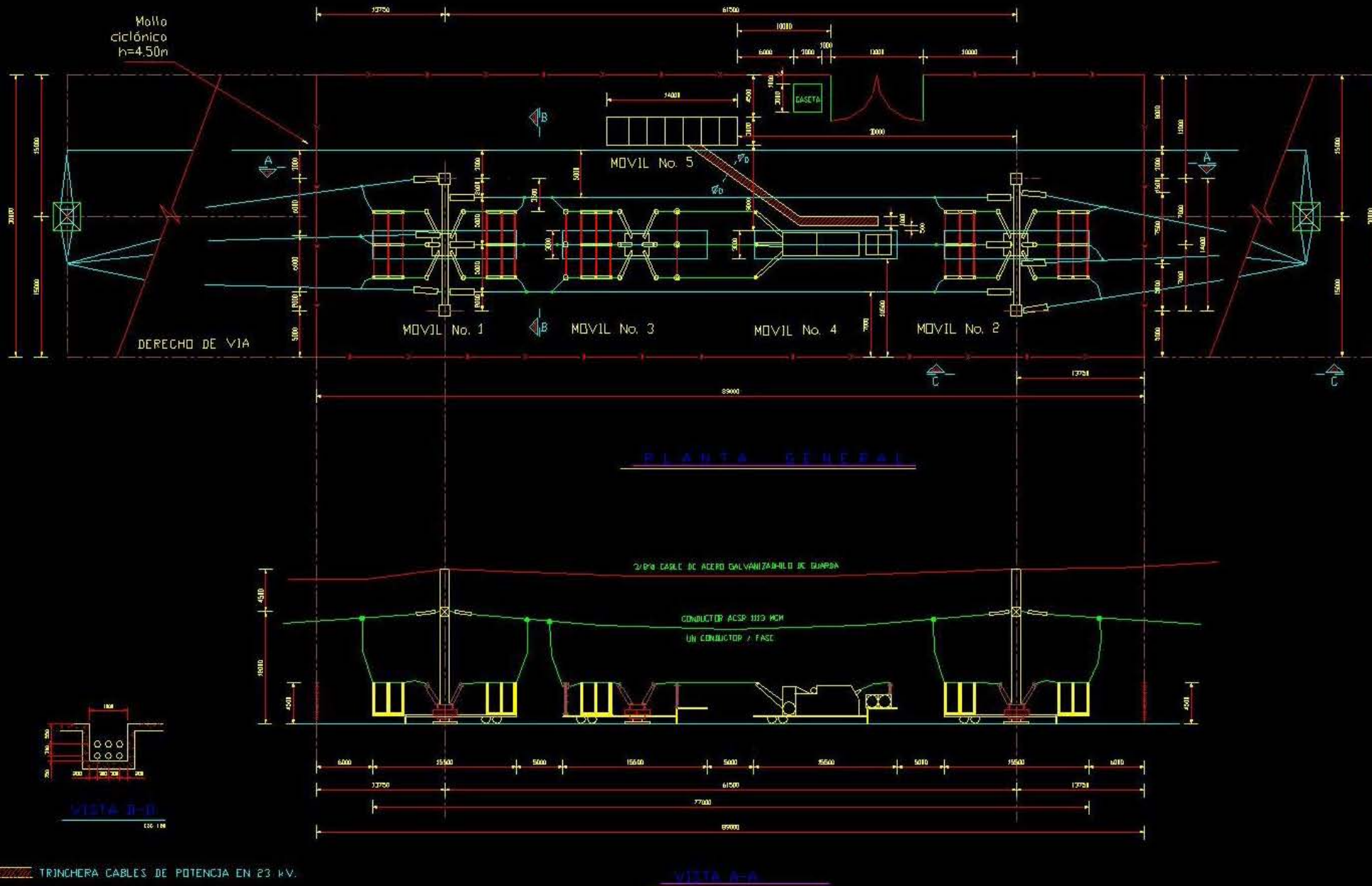
TRINCHERA CABLES DE POTENCIA EN 25 kV

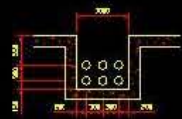
NOTA:
1: LOS EQUIPOS INSTALADOS EN LA ESTACION DEBE SER IDENTIFICADO CON ETIQUETAS Y MARCAR LAS DIMENSIONES DE LOS DATOS EN PARTICULAR DE LAS LINEAS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
RECTORÍA DE INGENIERÍA
MENCIÓN EN INGENIERÍA

SUBSTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL EN BARRA SENCILLA
 CENTRO DE INVESTIGACIONES Y SERVICIOS TECNOLÓGICOS
 CITEC-UNAM

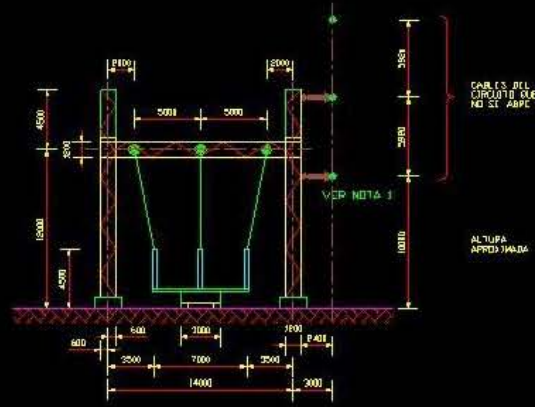
PROYECTO: ALBISMORALES SOLÉ AUTOR: ING. ABEVERDE CILIZ ANEXO: PLANO GENERAL I	DESCRIPCIÓN, UBICACIÓN, PLANTA GENERAL Y VISTAS SUBSTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL EN BARRA SENCILLA CON UN BANCO DE 15 MVA, 230 V/220V, 4 ALIMENTADORES.	ESCALA: ACOT. FECHA:
---	---	----------------------------



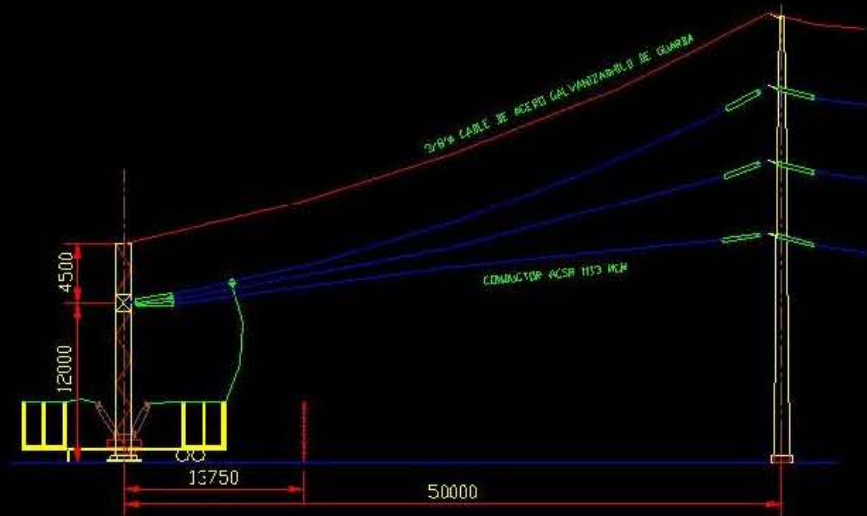


VISTA B-B

ESD 000



VISTA E-E



VISTA C-C

TRINCHERA CABLES DE POTENCIA EN 23 kV



VISTA EN PLANTA
03 MM



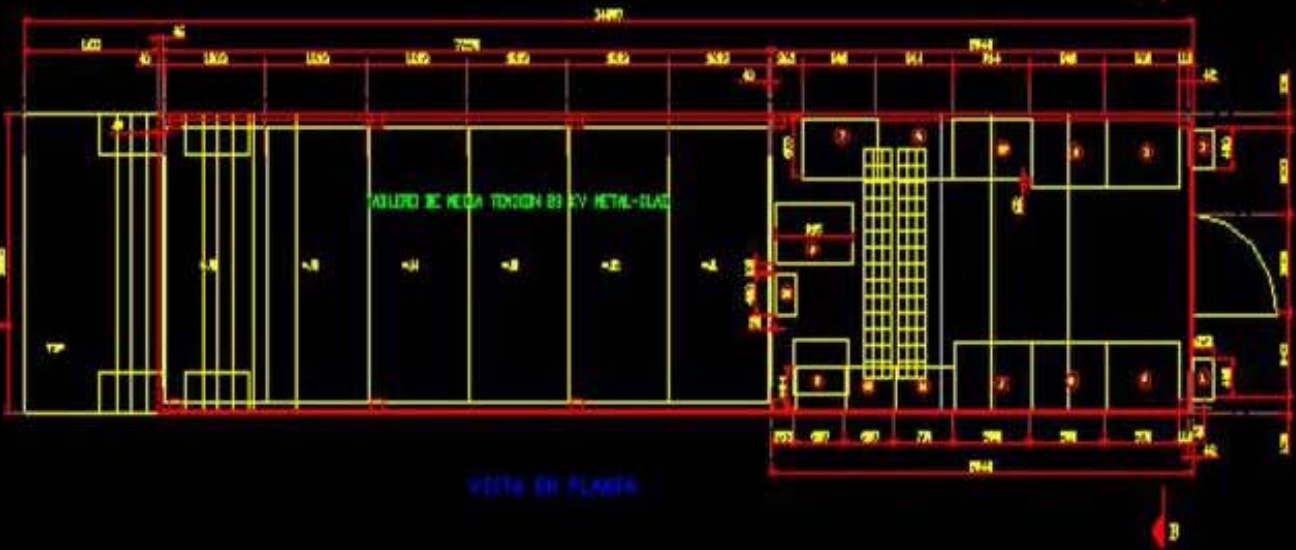
VISTA A-A
01 MM

MEMORIAL

- 03-C-000-0: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000
- 03-C-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000
- 03-C-000-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000-000
- 03-C-000-000-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000-000-000
- 03-C-000-000-000-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000-000-000-000
- 03-C-000-000-000-000-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000-000-000-000-000
- 03-C-000-000-000-000-000-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000-000-000-000-000-000
- 03-C-000-000-000-000-000-000-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000-000-000-000-000-000-000
- 03-C-000-000-000-000-000-000-000-000-000-000: ARBOLAS, SÓLO EN LOS NIVEL 3 Y 5, Y EN 03-C-000-000-000-000-000-000-000-000-000-000-000

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA SUPERIORES AVANZADAS
 INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
 CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN E INSTRUCCIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA MEX. S. DE C.V.
 CONVENCIONAL

PROYECTO: ALBERTO MORALES BOLA	OCUPACIÓN: VISTA EN PLANTA GENERAL Y VISTA	03-C-000-000-000-000-000-000-000-000-000
ASESOR: DR. ABEL VIVERO ORTIZ	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MÓVIL 45 MVA, 230 KV/23KV	AGOT
ÁMBITO 1, PLANO 4 - PARTE 1	DETALLE DE LAS PLATAFORMAS MÓVILES Y MEMORIAL	03-C-000-000-000-000-000-000-000-000-000



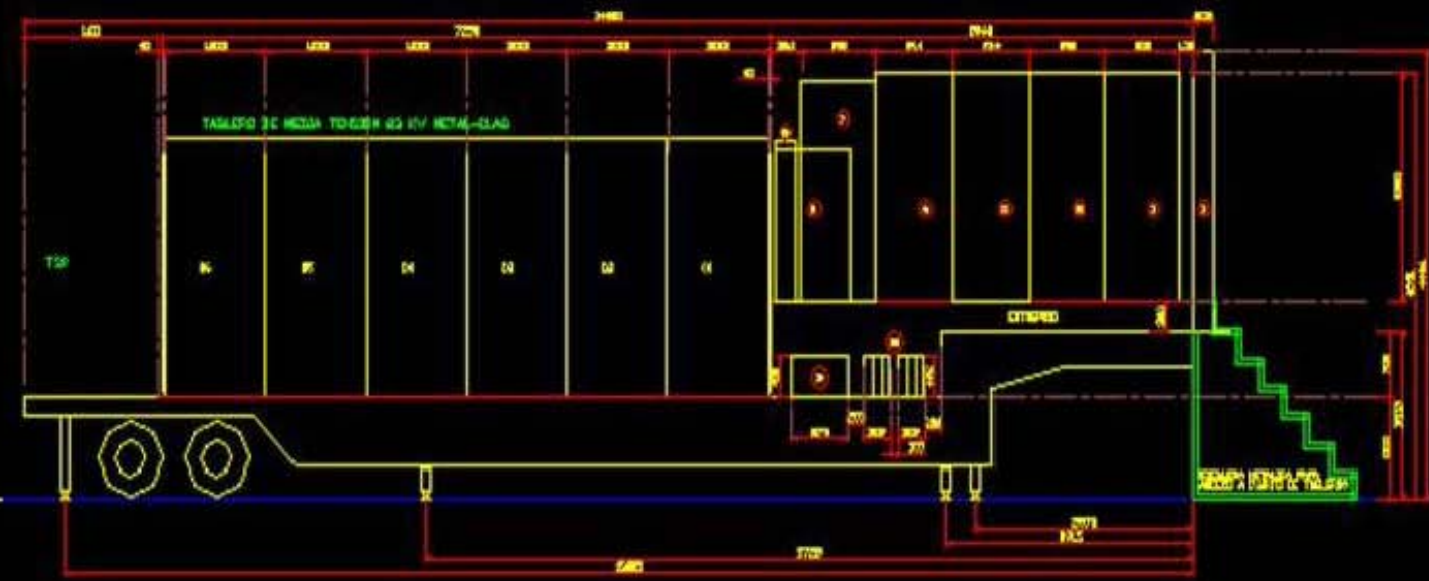
VISTA EN PLANTA

RESOLUCION
 1º) SUBESTACION PARA SERVICIO DE 23KV 30/30

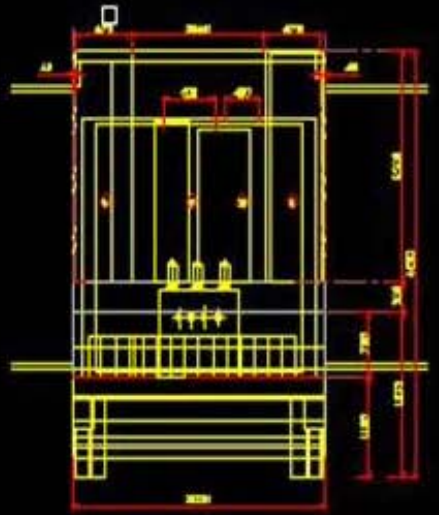
LISTA DE ELEMENTOS CUARTO DE CONTROL NIVEL 0		
CLAVE	DESCRIPCION	DESIGNACION
1	BI	BARRIO DE TRINCHERA
2	M1-3	CABLES DE PEN. DE CV
3	K1-1, 2	CABLES DE PEN. DE LV
4	T1-31	TUBOS DE ESCAPE PERFOR
5	R1-31	MOVIL. PARA UN
6	S1-31	CONDUCTOR DE SER. A.T.O.
7	PROV	CABLES DE CONEXION
8	SUBEST. 11/23KV	LINEA PERFOR. PERFOR
9	LINIA 11/23KV	CONDUCTOR DE SER. A.T.O.
10	CLAVES DE TRINCHERA	CABLES DE CONEXION
11	SUBEST. PARA 23KV	MOVIL. PARA UN

Plan PLANILLA DE SERVICIO

DESCRIPCION DE LOS TABLEROS METAL-CLAD DE 23 KV	
RESOLUCION	DESCRIPCION
1	ALMOCENA I
2	ALMOCENA II
3	ALMOCENA III
4	ALMOCENA IV
5	ALMOCENA V
6	ALMOCENA VI
7	TRAYECTORIAS DE SERVICIO DE 23KV



VISTA 4-4



VISTA 3-3

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE CIENCIAS EXPERIMENTALES
 INGENIERÍA ELÉCTRICA
 CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
 SECCIÓN DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

ANEXO 2

PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

FILOSOFÍA DE LAS PROTECCIONES

Las instalaciones eléctricas de potencia deben contar con sistemas de protección en caso de contingencia (cortocircuito) o falla en el equipo instalado, para que el sistema no sufra interrupciones en el servicio de energía eléctrica.

La función primordial de la protección es la de desconectar rápidamente cualquier elemento de un sistema eléctrico que sufra un corto circuito o que empiece a operar en forma anormal, que pudiera causar daño o interferir con la operación efectiva del resto del sistema. Dentro de la filosofía de protecciones se deben definir las protecciones primarias y de respaldo.

Protección Primaria

La protección primaria opera para disparar el dispositivo de protección más cercano al componente fallado, haciendo posible que se desconecte únicamente el elemento con falla. Las zonas de protección primaria se traslapan es decir se unen dos elementos remontando (cubrir o solapar parcialmente) una parte del elemento sobre la otra alrededor de los dispositivos de protección. En caso de ocurrir una falla en las zonas de traslape, se desconectarán dos elementos: el fallado y uno adyacente sin falla. Si no hubiera traslape, pudiera quedar una parte del sistema sin protección.

Protección De Respaldo

La protección de respaldo se aplica únicamente para protección contra cortocircuito. Puesto que los cortocircuitos son la falla más común en los sistemas eléctricos, hay más posibilidades de que no opere correctamente la protección primaria debido a fallas en la alimentación de relevadores o suministro de voltaje de corriente continua, así como fallas en el circuito de disparo y mecanismo de interruptores.

El respaldo debe operar con un retraso de tiempo adecuado para permitir que la protección primaria opere cuando pueda hacerlo. Es evidente que cuando funciona el respaldo se desconecta una parte más grande del sistema que con la primaria. Por lo tanto es recomendable localizar a la protección de respaldo en una instalación diferente.

CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES

Las características funcionales de la protección primaria por relevadores deben cumplir con lo siguiente:

Sensibilidad.- Todos los equipos de protección deben ser lo suficientemente sensibles para que operen correctamente cuando se requiera.

Selectividad - Los relevadores deben ser capaces de seleccionar entre las condiciones en que se requiere una operación rápida y otras en las que debe operar con retraso de tiempo.

Velocidad.- Además deben operar a la velocidad requerida.

Confiabilidad.- Es un requerimiento básico que el equipo de protección sea confiable; y su aplicación, instalación y mantenimiento debe ser tal que asegure su buen funcionamiento.

La confiabilidad es debida a un diseño basado en la experiencia. La robustez contribuye a la confiabilidad pero no lo es todo. La mano de obra y los materiales utilizados también son de consideración, así como una buena selección tanto de los relevadores como de los transformadores de voltaje y corriente que los energizan.

Simplicidad.- Conviene tener el mínimo de equipos y de conexiones entre ellos.

Economía.- Lo que significa tener la máxima protección al mínimo costo.

Las pruebas periódicas en los relevadores sirven para detectar cambios o deterioro en los relevadores o en su equipo asociado como transformadores de instrumento, baterías, cables de control e interruptores.

La tecnología de relevadores microprocesados o multifuncionales, permite la redundancia en el esquema de protección, al poder utilizar dos relevadores multifuncionales; lo que incrementa su confiabilidad. Al reducir el número de

componentes del esquema, se simplifica su mantenimiento, se mejoran las funciones tradicionales y se ofrecen nuevas funciones, que anteriormente eran imposibles de realizar.

CLASIFICACIÓN DE PROTECCIONES POR RELEVADORES

Las protecciones por relevadores según la función que realizan se clasifican genéricamente en: Sobrecorriente, Direccional, Diferencial, Distancia y Piloto.

Relevador De Sobrecorriente

El relevador de protección de sobrecorriente es el que responde con selectividad relativa a la corriente que circula por el elemento protegido y que opera cuando esa corriente excede un valor preestablecido. Las operaciones de los relevadores contra una sobre corriente se catalogan como:

- Operación correcta y deseada.
- Correcta pero indeseada.
- Disparo incorrecto.
- No opera cuando debía hacerlo.

Los relevadores de sobrecorriente por su característica de tiempo de operación se clasifican en instantáneos y con retardo de tiempo. Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo están divididos en relevadores de tiempo definido y relevadores de tiempo inverso.

Los relevadores de sobrecorriente con tiempo definido tienen un tiempo de operación constante independientemente de la magnitud de la corriente. Este tipo de característica se aplica normalmente en donde la magnitud de corriente de cortocircuito no varía para condiciones de generación máxima o mínima, así como para una falla en las barras colectoras locales o remotas.

Para los relevadores de sobrecorriente con característica de tiempo inverso, su tiempo de operación es función inversa de la magnitud de corriente, de tal modo que el tiempo decrece conforme aumenta la corriente. Las características tiempo-corriente de operación de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, de acuerdo a su grado de inversión pueden ser de tiempo inverso, tiempo muy inverso o tiempo extremadamente inverso

Protección De Sobrecorriente Direccional

La protección de sobrecorriente direccional es aquella que responde al valor de la corriente de falla y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida.

Esta protección se compone de una unidad de sobrecorriente con selectividad relativa, en combinación con una unidad de medición de dos señales de entrada que responde al sentido de circulación de la potencia aparente y que opera cuando esa potencia fluye hacia el elemento protegido por efecto de un cortocircuito, a esta unidad se le denomina direccional.

El relevador direccional trabaja con señales de corriente y de tensión las cuales interactúan entre sí proporcionando un torque positivo o negativo dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y la tensión.

Protección Diferencial

La protección diferencial es uno de los métodos más sensitivos y efectivos para proporcionar protección contra fallas por cortocircuito. La protección diferencial compara la corriente que entra al elemento protegido con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el elemento está sano, si las corrientes son diferentes el elemento presenta falla.

Basándose en esta comparación, la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos. Es decir la corriente en la unidad de operación del relevador diferencial es proporcional a la diferencia vectorial entre la corriente que entra y la que sale del elemento protegido y si la corriente diferencial excede el valor de la corriente de arranque, el relevador opera.

Relevador De Protección De Distancia

Un relevador de distancia responde a la relación de tensión medida entre corriente medida, dada por la siguiente expresión:

$$Z = \frac{V}{I}$$

La impedancia Z medida por el relevador, también conocida como impedancia aparente, es la distancia a lo largo del elemento protegido, o sea, esta impedancia es proporcional a la distancia eléctrica desde el sitio donde se localiza el relevador hasta el punto en donde se presenta la falla, por lo que el relevador es conocido como relevador de distancia.

Al ocurrir un cortocircuito la corriente aumenta y la tensión disminuye, por lo que la impedancia aparente Z , o medida por el relevador, tiende a disminuir y si esta llega a ser menor que la impedancia de operación o característica del relevador de distancia, este opera.

Protección de Hilo Piloto

La protección piloto utiliza relevadores de protección en ambas terminales de la línea de transmisión y un canal de comunicación entre ellas, para lograr disparos simultáneos de alta velocidad en los interruptores de ambos extremos de la línea protegida.

Los relevadores de este tipo de protección determinan si una falla es interna o externa a la línea protegida y el canal de comunicaciones, llamado piloto, se usa para transportar esta información entre ambas terminales de la línea. La ubicación de la falla es indicada por la presencia o ausencia de la señal piloto.

Si la presencia de una señal bloquea el disparo, indicando una falla externa, recibe el nombre de protección piloto de bloqueo. Si la presencia de una señal es requerida para causar disparo, indicando falla interna se le llama protección piloto de disparo. Existen diferentes canales de comunicación siendo los más usuales el hilo piloto, fibra óptica y el sistema por onda portadora por línea de alta tensión (OPLAT).

NUMERACIÓN Y FUNCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

La numeración ANSI (American National Standards Institute) se refiere a la designación de los dispositivos de protección de los equipos de las subestaciones eléctricas de potencia. A continuación se presenta una lista de los principales tipos de protecciones utilizadas en sistemas de distribución, con su identificación por número, función de dispositivo y protección según números A.S.A. (American Standard Association).

NÚMERO DE DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN	DEFINICION Y FUNCIÓN
21	Relevador de distancia para la protección entre fases y de fase a tierra (21/21N), para líneas de transmisión y subtransmisión.
27	Relevador de bajo voltaje. Opera a un valor determinado de bajo voltaje
38	Dispositivo de protección de chumaceras. Funciona con una temperatura excesiva de chumaceras
49	Relevador térmico. Opera cuando la temperatura de una máquina o de un devanado excede de un valor predeterminado.
49Q y 49T	Relevadores de sobret temperatura de aceite (Q) y devanados (T). Estos dispositivos son termómetros acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, los cuales se utilizan para arranque de ventiladores; así como para mandar alguna señal de alarma o de disparo para desconexión de carga.
50	Relevador de sobrecorriente instantáneo. Funciona instantáneamente al presentarse un valor excesivo de corriente que indique una falla en el circuito o aparato protegido.
50N	Relevador de sobrecorriente instantáneo para fallas a tierra
50G	Relevador de sobrecorriente instantáneo para fallas a tierra con alimentación de relevador de secuencia cero o transformador de corriente en el neutro de transformador de potencia.
51	Relevador de sobrecorriente temporizado. Opera según una característica de tiempo definido o tiempo inverso, cuando la corriente de un circuito excede de un valor predeterminado. A mayor corriente, menor tiempo en la característica inversa.
51N	Igual al anterior pero para la corriente del neutro. Generalmente corresponde a corriente de falla a tierra con una conexión residual de transformadores de corriente.
51G	Igual al dispositivo 51, pero para una corriente de falla a tierra alimentada directamente por un transformador de corriente de secuencia cero o en el neutro de un transformador de potencia.
51-1	Relevador de sobrecorriente de tiempo en el lado primario (115 kV) del transformador de potencia.
51N-1	Relevador de sobrecorriente de falla a tierra en el lado primario (115

	kV) del transformador de potencia.
51-2	Relevador de sobrecorriente de tiempo en el lado secundario (6.6 kV) del transformador de potencia.
51G-2	Relevador de sobrecorriente de falla a tierra en el lado secundario (6.6 kV) del transformador de potencia, con alimentación del transformador de corriente del neutro del transformador de potencia.
50/51	Combinación de elementos de protección de sobrecorriente instantáneo y de tiempo.
59	Relevador de sobre voltaje. Opera a un valor dado de sobrevoltaje.
63	Relevador de detección de flujo de aceite y/o acumulación de gases en el aceite. Relevador de presión de gas Protección Buchholz .
63P	Relevador de sobrepresión. En subestaciones, tienen su aplicación como dispositivos de protección para transformadores de potencia, al detectar y desfogar sobrepresiones internas y peligrosas causadas por fallas.
63T	Relevador buchholz. Se utilizan en las subestaciones para la protección de transformadores de potencia que cuentan con tanque conservador al actuar como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador.
67N	Relevador de sobrecorriente direccional. conectado en el neutro de los TC's utilizados para la protección de sobrecorriente instantánea (50) y polarizado con corriente tomando como referencia el neutro del banco. Se emplea para detectar fallas de fase a tierra solo en la zona comprendida entre los TC's de 400 y 230 kV.
79	Relevador de recierre . Supervisan la posición de un interruptor permitiendo su reenergización ya sea instantánea o con tiempo, posterior a una apertura del mismo por acción de su sistema de protección.
81	Relevador de baja frecuencia.
86	Relevador de bloqueo. Funciona para disparar equipo y mantenerlo fuera cuando ocurren condiciones anormales.
87	Relevador de protección diferencial. Es un dispositivo que funciona con un porcentaje de dos corrientes.
87T	Relevador diferencial del transformador. Elemento de protección diferencial con restricción de armónicas. Opera bajo una diferencia de corriente, comparan las corrientes de entrada y de salida sin involucrar condiciones externas.
87H	Elemento de protección diferencial sin restricción de armónicas, con ajuste alto.
152	Interruptor de potencia.
152AT1	Interruptor de potencia de alta tensión del transformador No. 1.
152L1	Interruptor de potencia de la línea No. 1.

Sufijos Para Protecciones

Junto con los números de los dispositivos se usan sufijos de letras para varios propósitos. Para evitar confusiones cada letra denota un equipo individual y debe designarse claramente en los diagramas. Letras para dispositivos auxiliares separados:

- X.- Y.- Z.- Relé auxiliar
- R.- Relé elevador.
- L.- Relé reductor.
- O.- Relé de apertura.
- C.- Relé de cierre.
- CS.- Switch de control.
- CL.- Relé de contacto auxiliar tipo "a".
- OP.- Relé de contacto auxiliar tipo "b".
- U.- Relé de la posición limite "subir".
- D.- Relé de la posición limite "bajar".
- PB.- Botón de operación.
- N.- Indica que el dispositivo esta conectado en el neutro de los TC's.

Letras que indican la condición o cantidad eléctrica a la cual responde el dispositivo, o el medio en que esta localizado:

- A.- Aire o Amperes.
- C.- Corriente.
- E.- Electrolito.
- F.- Frecuencia o flujo.
- L.- Nivel o líquido.
- P.- Presión o potencia.
- PF.- Factor de potencia.
- Q.- Aceite.
- S.- Velocidad.
- T.- Temperatura.
- V.- Voltaje, Volts o Vacío.

Los sufijos de números es cuando se tienen dos o más dispositivos con el mismo numero de función en el mismo equipo, se pueden distinguir con sufijos de numero. Por ejemplo 50-1, 50-2. Los dispositivos que realizan más de una función, es decir un dispositivo realiza dos funciones en un equipo es deseable identificarlas, lo cual se hace con un número doble, tal como: 50/51.

Para indicar partes del dispositivo principal tales como contactos auxiliares, que se mueven como parte del dispositivo principal y no son actuadas por medios externos y que se designan como sigue:

“**a**”=“**b**” Cerrado cuando el dispositivo principal está desenergizado o en posición no operada.

“**aa**” Cerrado cuando el mecanismo de operación del dispositivo principal esta energizado o en posición operadas.

“**bb**” Cerrado cuando el mecanismo de operación del dispositivo principal está desenergizado o en posición no operada.

“**Le**” Contacto de verificación del trinquete, cerrado cuando el mecanismo del interruptor está enganchado. Al tratarse de un interruptor enchufable, (a o b) es un contacto auxiliar cerrado (o abierto) cuando el interruptor está en la posición de conectado.

Para indicar funciones o características o las condiciones de cuando operan los contactos, o se insertan en el circuito, tales como:

CLC Bobina de cierre.

HC Bobina de retención.

HR Reposición manual.

TDC Cierre con retardo.

TDO Apertura con retardo.

EQUIPOS DE MEDICIÓN

La medición de los parámetros eléctricos que cuantifican las fluctuaciones de potencia y tensión del sistema eléctrico, ocasionadas por fallas en el sistema, sobrecargas, sobretensiones, variaciones en la demanda de energía, etc., requiere contar con transformadores de instrumento y equipos de medición normalizados. Las indicaciones de tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva así como de la energía consumida en los elementos del sistema eléctrico. Para realizar las mediciones requeridas, es necesario utilizar aparatos adecuados, los cuales se instalan en los tableros de control protección y medición. A continuación se describen las funciones de los aparatos de medición, transformadores de instrumento y equipo auxiliar necesario para realizar las mediciones descritas.

Ampérmetros (Am)

Estos aparatos permiten medir los valores de corriente eléctrica que circulan en los componentes del sistema eléctrico de potencia. Para un sistema trifásico, generalmente se utiliza un solo ampérmetro para la medición de la corriente en una fase de uno de los elemento de la subestación. Los ampérmetros pueden ser electromagnéticos, electrodinámicos o digitales; estos utilizan en sustitución de la escala graduada, una pantalla luminosa.

Vóltmetros (Vm)

Estos aparatos se utilizan para medir la tensión en los diversos circuitos del sistema eléctrico. En los circuitos trifásicos comúnmente se utiliza un solo vóltmetro para leer la tensión entre fases de la instalación.

Wáttmetros (Wm)

Con el objetivo de medir la potencia activa o real, se utilizan los wáttmetros, los cuales requieren una señal de corriente y otra de tensión. Para la medición trifásica se pueden utilizar dos wáttmetros monofásicos los cuales suman algebraicamente las lecturas para tener una magnitud resultante de potencia activa total. En instalaciones con tres fases y el neutro, se utilizan tres wáttmetros monofásicos para la lectura total de potencia.

Vármetros (VARM)

Estos aparatos son similares a los wáttmetros, pero con la diferencia que miden la potencia reactiva de la instalación.

Watthorímetro (WHM)

Estos aparatos integran la energía real o activa consumida por la instalación eléctrica, es decir la energía eléctrica desarrollada durante un período de tiempo, para lo cual se requieren las señales de corriente y tensión.

Varhorímetros (VARHM)

Estos aparatos son similares a los watthorímetros, pero con la diferencia que integran la energía reactiva de la instalación consumida en un período de tiempo.

Frecuencímetros (Fm)

Son aparatos que se utilizan para medir la frecuencia de la energía que se recibe en la subestación. Este aparato al someterse a una tensión de corriente alterna, produce una imagen cuya frecuencia natural coincide con la frecuencia de la señal de tensión del sistema.

Multimedidor (Mm)

Este aparato permite medir en forma local o remota y en multifunción se pueden medir los siguientes parámetros:

- 1) Tensión en cada fase (V_a , V_b , V_c).
- 2) Corriente en cada fase (I_a , I_b , I_c).
- 3) Corriente del neutro (I_n).
- 4) Tensiones de línea a línea (V_{ab} , V_{bc} , V_{ca}).
- 5) Frecuencia.
- 6) Factor de potencia ($\cos \varnothing$).
- 7) Potencia aparente (S).
- 8) Potencia activa (P).
- 9) Potencia reactiva (R).
- 10) Demanda de potencia activa.
- 11) Demanda de corriente.
- 12) Energía real (MWh).
- 13) Energía reactiva (Mvarh).

ANEXO 3

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

OBJETIVO DEL ANEXO 3

La nomenclatura y simbología de los diagramas que se menciona en este anexo 3 están de acuerdo con las normas mexicanas elaboradas por el Comité de Normalización Asociación Nacional de Certificación de Equipo (CONANCE) con las normas americanas ANSI y con las normas internacionales como la Comisión Electrotécnica Internacional CEI; cuya responsabilidad cubre el campo de la electrotécnica, para unificar la nomenclatura, la clasificación de los aparatos y maquinas eléctricas.

NORMALIZACIÓN

Se puede definir la normalización como el proceso de formular y aplicar reglas con la aportación y colaboración de todas las áreas involucradas, para obtener una técnica y economía de conjunto óptimas. La normalización se apoya en la ciencia, la técnica, y la experiencia; fija las bases para un entendimiento entre fabricantes y comprador, con respecto a la calidad del producto.

Una norma es una especificación estandarizada, la normalización o estandarización es la redacción y aprobación de normas a cargo de instituciones internacionales como las mencionadas anteriormente. La nomenclatura para CFE se apoya en la norma La Norma Oficial Mexicana de Instalaciones Destinadas al Suministro y uso de Energía Eléctrica NOM-001-SEMP-1994.

NOMENCLATURA DE EQUIPO EN PROYECTOS

Para identificar al equipo de potencia instalado en las subestaciones, se estableció un tipo de nomenclatura general que permite la flexibilidad de cambiar el nombre a los circuitos y sus equipos asociados. Cualquier cambio que se tiene en la nomenclatura de los equipos repercute en los planos de proyecto y más aún, en el etiquetado de los cables de control que ya se encuentran instalados en las subestaciones. Estos cambios pueden ser debidos principalmente a la apertura de líneas de transmisión para alimentar nuevas subestaciones, cambio de las iniciales de las subestaciones por normalización nacional, etc.

La nomenclatura para el proyecto de esta subestación eléctrica móvil, tiene por objetivo unificar los criterios para la identificación del equipo instalado en las subestaciones. Se emplean dos nomenclaturas, la nomenclatura de Operación Sistema de CFE y la nomenclatura general conforme al capítulo IX del Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional de C. F. E.

Nomenclatura De Operación Sistema de CFE

La nomenclatura debe estar en todos los equipos de potencia (interruptores, cuchillas transformadores, etc.), anotándose en un lugar visible. En el frente de los tableros de control, y de protección. Exclusivamente en los diagramas unifilares de los planos de proyecto de las subestaciones, colocándose en cada equipo debajo de la nomenclatura general y entre paréntesis, tal como se muestra en el ejemplo 1.

Ejemplo 1:



I801
(58-1)

D801
(93T-B)

Nomenclatura de Operación Sistema
Nomenclatura General

La nomenclatura se usará como base para el etiquetado de los cables de control. Se indicará en los diagramas unifilares la dirección en que crecerá la subestación, ya que esto será la base para designar la nomenclatura de los equipos.

Clave De Tensiones

La clave de tensiones para nomenclatura de equipo se representará mediante un dígito por nivel de tensión de acuerdo a la siguiente tabla 3.1

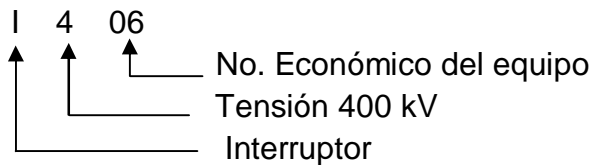
Digito representativo	→	Tensión en kV
8	→	85 ó 115
4	→	400
3	→	150 ó 230
2	→	23
1	→	$6 \leq kV < 23$
0	→	6

Tabla 3.1. Clave de Tensiones.

Interruptores

Los interruptores se identificarán con un código de cuatro caracteres. El primero será la letra I. el segundo será el que represente la tensión a la cual trabaja el equipo; el tercero y cuarto caracteres corresponderán a su número económico, que debe ser progresivo y por nivel de tensión desde 01 al 99.

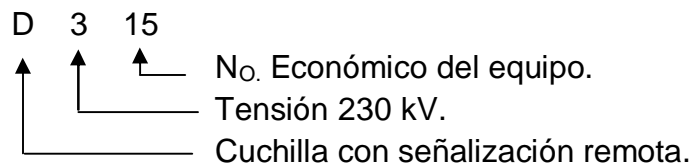
Ejemplo 2:



Cuchillas

Las Cuchillas se identificarán con un código de 4 caracteres. El primero será la letra D ó C según sea con señalización remota o sin ella, el segundo representará la tensión del equipo. El tercero y cuarto caracteres corresponderán a su número económico que será progresivo y por nivel de tensión desde 01 al 99.

Ejemplo 3:



Transformadores

Se adopta la nomenclatura dada por operación sistema, de acuerdo a la siguiente tabla, en donde el primer carácter representado por una T, significa transformador de potencia. El segundo carácter es un dígito que representa la tensión en alta. El tercer carácter es un dígito que representa la tensión en baja.

El cuarto carácter se usa únicamente para transformadores con terciario, y representa mediante un dígito su tensión excepto para bancos de tierra donde se usará una letra T (ver tabla 3.2).

Banco	Alta Tensión (kV)	Baja Tensión (kV)	Terciario (kV)
T421	400	230	10.5
T411	400	150	10.5
T221	230	23	10.5
T28	230	85	-
T82	85	23	-
T222	230	23	23
T82	115	34.5	
T86	85	6	-

Tabla 3.2. Nomenclatura para Transformadores.

Bancos De Capacitores

Para identificar el banco de capacitores se usará la letra K como primer carácter, el segundo carácter nos indicara el nivel de tensión y el tercer carácter será una letra "A para el primer banco, "B" para el segundo y así sucesivamente. Por ejemplo **K2A**, significa un banco de capacitores en 23 kV siendo el primer banco.

NOMENCLATURA GENERAL REGLAMENTO INTERNO

El capítulo IX del Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional de CFE relativo a la nomenclatura establece la identificación de voltajes, estaciones y equipos. La nomenclatura deberá ser uniforme en toda la república; además facilitará la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

Colores De Las Tensiones De Operación

Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por un código de colores, que se aplicará en tableros mímicos, dibujos, unifilares y monitores de T. La siguiente tabla nos muestra los colores asignados para las diferentes tensiones.

Tensión (kV)	Color
400	Azul
230	Amarillo
de 161 hasta 138	Verde
de 115 hasta 60	Morado
85	Rojo
de 44 hasta 13.2	Blanco
menor de 13.2	Naranja

Tabla 3.3. Colores de Tensiones de Operación.

Identificación del Equipo de una Subestación

La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los alimentadores de distribución (radiales) en 34.5 kV y voltajes inferiores conservarán la nomenclatura de cuatro dígitos en las instalaciones.

El orden que ocuparán de acuerdo a su función los dígitos, se hará de izquierda a derecha. El primer dígito es la tensión de operación, el segundo dígito, el tipo de equipo. El tercero y cuarto número será asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. El quinto dígito es el tipo de dispositivo. Ver tablas siguientes:

Tensión (kV)			Número ó Letra
0	hasta	2.4	1
2.41	hasta	4.16	2
4.17	hasta	6.99	3
7	hasta	16.5	4
16.6	hasta	44	5
44.1	hasta	70	6
70.1	hasta	115	7
115.1	hasta	161	8
161.1	hasta	230	9
230.1	hasta	499	A
500.1	hasta	700	B

Tabla 3.4. Tensión de Operación.

Número	Equipo
1	Grupo generador – transformador (unidades generadoras).
2	Transformadores o Autotransformadores.
3	Líneas o Alimentadores.
4	Reactores.
5	Capacitores.
6	Equipo especial.
7	Esquema de Interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio.
9	Esquema de interruptor de amarre de barras.
0	Esquema de doble interruptor lado barra No.2.

Tabla 3.5. Tipo de Equipo.

El número asignado al equipo corresponde al tercero y cuarto dígito, los cuales definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 100 al 99.

Número	DISPOSITIVO
0	Interruptor.
1	Cuchillas a barra uno.
2	Cuchillas a barra dos.
3	Cuchillas adicionales.
4	Cuchillas fusibles.
5	Interruptor en gabinete blindado.
6	Cuchillas de enlaces entre alimentadores y/o barras.
7	Cuchillas de puesta a tierra.
8	Cuchillas de transferencia.
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, reactor, capacitor).

Tabla 3.5. Tipo de Dispositivo

Las barras se identifican en la forma siguiente:

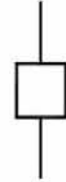
- B1 tensión en kV. Barra uno (B1).
- B2 tensión en kV. Barra dos (B2).
- BT tensión en kV. Barra de transferencia (BT).

SIMBOLOGÍA

La simbología empleada en los diagramas unifilares corresponde a la Norma Oficial de Abreviaturas y Símbolos para Diagramas, Planos y Equipos Eléctricos “NMX – J – 136 – ANCE – 2007”. Los símbolos gráficos representan, conductores, conexiones, aparatos, instrumentos y otros elementos que componen un circuito eléctrico. A continuación se muestran los símbolos para diagramas eléctricos.

SIMBOLOGÍA

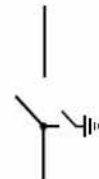
Interruptor de potencia



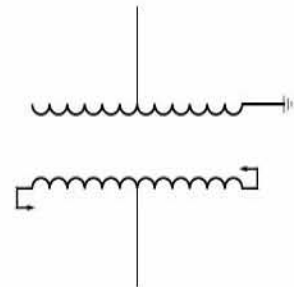
Cuchilla desconectadora



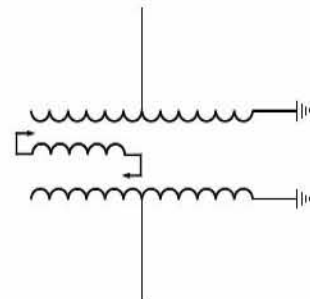
Cuchilla desconectadora con puesta a tierra



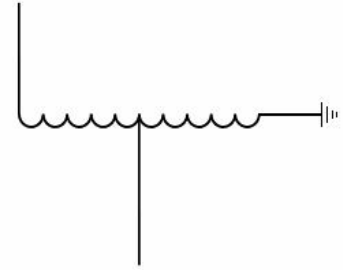
Transformador de potencia



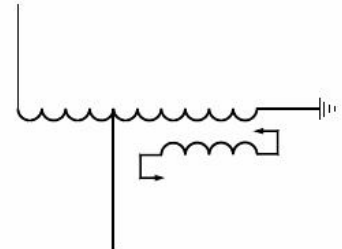
Transformador de potencia con devanado terciario



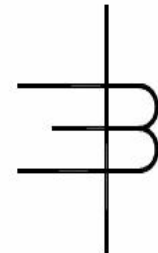
Autotransformador de potencia



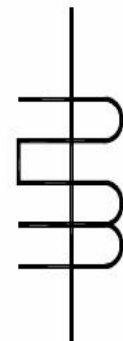
Autotransformador de potencia con devanado terciario



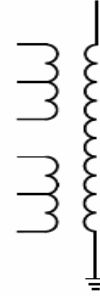
Transformador de corriente tipo devanado



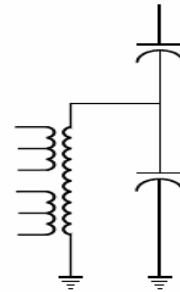
Transformador de corriente tipo boquilla



Transformador de potencial inductivo



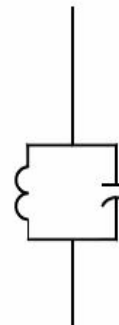
Transformador de potencial capacitivo



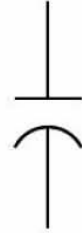
Apartarrayos



Trampa de onda



Banco de capacitores



Reactor de potencia



Barra colectora



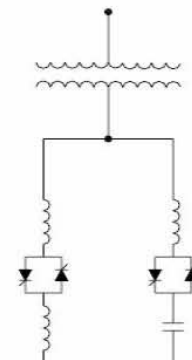
Punto de conexión



Salida de línea de transmisión



CEV Compensador Estático de VAR's
(SVC Static VAr Compensator)



ANEXO 4

DISTANCIAS DE SEGURIDAD

DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIONES

Las distancias de seguridad en las subestaciones, en instalaciones abiertas para tensiones de operación de 23 a 400 kV, consideran primordialmente: la altura mínima de las partes vivas, la distancia horizontal mínima entre partes vivas y barandales o cercas, la distancia mínima entre las partes vivas y el cuerpo humano, y la distancia mínima entre partes vivas y los mecanismos de operación o cualquier parte conductora en movimiento.

El método utilizado para calcular las distancias de seguridad, se fundamenta en los siguientes aspectos: considerar la talla media del personal, la naturaleza y características de los trabajos que se realizan en la subestación, y en la distancia base determinada por el nivel de aislamiento para cada tensión de aguante al impulso. En principio, este nivel de aislamiento, se considera un parámetro proporcionado como dato, el cual se calcula por medio de un estudio de coordinación de aislamiento, para las tensiones de operación señaladas y considerando una altitud de 2300 m (Ciudad de México).

CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD

Las partes con potencial (partes vivas) deben quedar fuera del alcance del personal, pueden hacerse inaccesibles mediante barreras o cercas que impidan al personal acercarse a distancias peligrosas de las partes vivas. También pueden ponerse fuera del alcance del personal colocándolas a distancias de las zonas de circulación o de trabajo suficientemente grandes para hacer imposible un contacto accidental con las mismas.

Estas distancias de seguridad se refiere exclusivamente a las distancias de seguridad en instalaciones abiertas y no considera equipos autoprottegidos como pueden ser las subestaciones encapsuladas y aisladas en hexafloruro de azufre. Las distancias por considerar, en las subestaciones convencionales o abiertas, son las siguientes:

- Altura mínima de las partes vivas sobre las superficies accesibles.

- La distancia horizontal mínima entre una parte viva y barandales, cercas o instalaciones similares.
- La distancia mínima entre las partes vivas y el cuerpo humano (o alguna herramienta conductora) durante circulación de personal en la subestación.
- La distancia mínima entre partes vivas y los mecanismos de operación o cualquier parte conductora en movimiento.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Para definir las distancias de seguridad a través del aire, se considera básicamente la suma de dos términos, el primer término es una “distancia base” que es función de la tensión de aguante al impulso. El término Tensión de Aguante al Impulso sustituyó al utilizado anteriormente como Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI), de acuerdo con la última edición de la norma para coordinación de aislamiento.

Esta distancia base debe ser suficiente para impedir todo riesgo de flameo y es igual a la distancia mínima de fase a tierra correspondiente a cada nivel de aislamiento, determinado por un estudio de coordinación de aislamiento.

Seleccionar las tensiones de aguante normalizadas, de prueba temporales, de frente lento y de frente rápido, ya sea para aislamientos de fase a tierra o entre fases, se pueden seleccionar con la misma forma de onda de la tensión de aguante requerida o con diferente forma de onda considerando las propiedades intrínsecas del aislamiento.

La Tabla 1 establece la relación entre las distancias mínimas en aire utilizadas en subestaciones en México. Con las tensiones de aguante al impulso normalizadas y la asociación de estas con la tensión máxima de diseño y las tensiones nominales del sistema. Se ha establecido el criterio de aplicar un factor de seguridad a las distancias en aire indicadas en la Tabla 1, para obtener las distancias mínimas de fase a tierra y entre fases descritas en la Tabla 2.

Considerando los valores obtenidos en el estudio de coordinación de aislamiento, para una altitud de 2300 m, en la Tabla 2 se indican las distancias mínimas de fase a tierra, las distancias mínimas entre fases y las distancias entre centros de conductores rígidos y no rígidos, calculadas de acuerdo con los criterios antes expuestos, las cuales se consideran como norma para el diseño de las subestaciones.

PERSONAL EN LA SUBESTACIÓN

Cuando no existen barreras o cercas de protección, la altura mínima de las partes vivas sobre el piso debe ser suficiente para permitir sin riesgo la circulación del personal dentro del área de la subestación.

Esta altura mínima debe ser igual a la distancia base descrita anteriormente, que es función del nivel de aislamiento al impulso, aumentada en 2.25 m, que es la altura que puede alcanzar un operador de talla media con un brazo extendido. La altura mínima de las partes vivas sobre el piso, en zonas no protegidas por las barreras o cercas de protección, no debe ser nunca inferior a 3.0 metros.

La altura mínima sobre el piso de la parte inferior de la porcelana de un aislador tipo columna, en zonas no protegidas por barreras o cercas, no debe ser inferior a 2.25 m, ya que el aislador debe considerarse como una pieza bajo tensión, cuyo valor decrece a lo largo del aislador y sólo la base metálica inferior está al potencial de tierra.

La circulación de vehículos en la subestación debe ser solo para labores de mantenimiento, el espacio mínimo para la circulación debe determinarse tomando en cuenta las dimensiones del vehículo como se muestra en la Figura 3, en donde el ancho mínimo entre las partes con potencial en las zonas para la circulación de vehículos, se obtiene sumando dos veces la distancia base al ancho del vehículo mas 0.70 m para tomar en cuenta la imprecisión probable en la conducción del vehículo.

TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

En cualquier sección de las instalaciones de alta tensión de una subestación, se deben poder realizar con toda seguridad trabajos de mantenimiento, una vez que la sección ha sido desconectada mediante la apertura de los interruptores y cuchillas correspondientes, sin tener que desconectar las secciones contiguas que deben seguir funcionando para no afectar la operación del sistema. Las distancias de seguridad en zonas de trabajo, según se indica en la Fig. 4, se determinan de acuerdo a lo siguiente:

- La distancia mínima horizontal debe ser igual a la distancia base más una longitud adicional de 1.75 m.

- La distancia mínima vertical debe ser igual a la distancia base más una longitud adicional de 1.25 m.
- La distancia total no debe ser en ningún caso inferior a 3 m.

La filosofía para determinar las distancias de seguridad descritas anteriormente, se fundamenta en las recomendaciones Norma Oficial Mexicana de Instalaciones Eléctricas NOM-001-SEDE-1999. Así como la NMX-J-150/1-1998-ANCE.

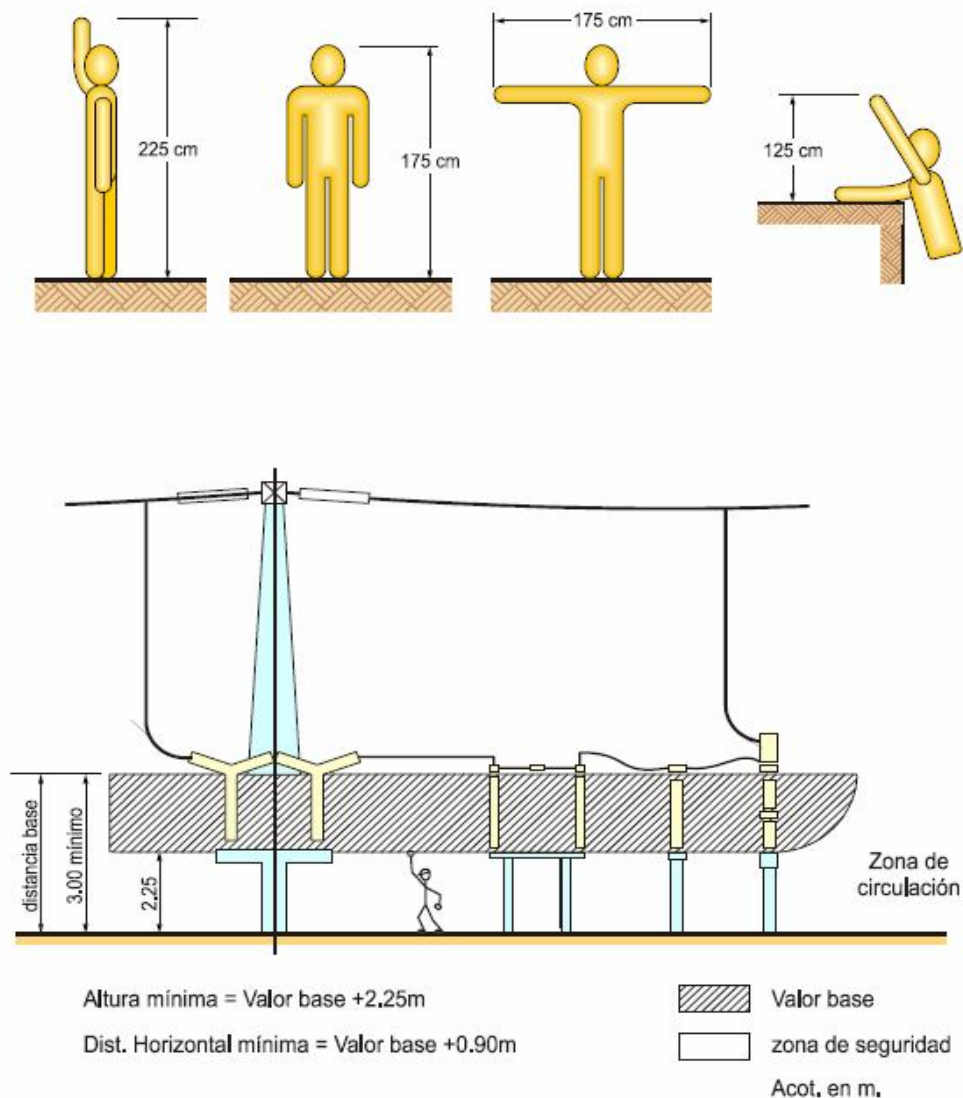


Fig. 1. Dimensiones Medias del Operador.

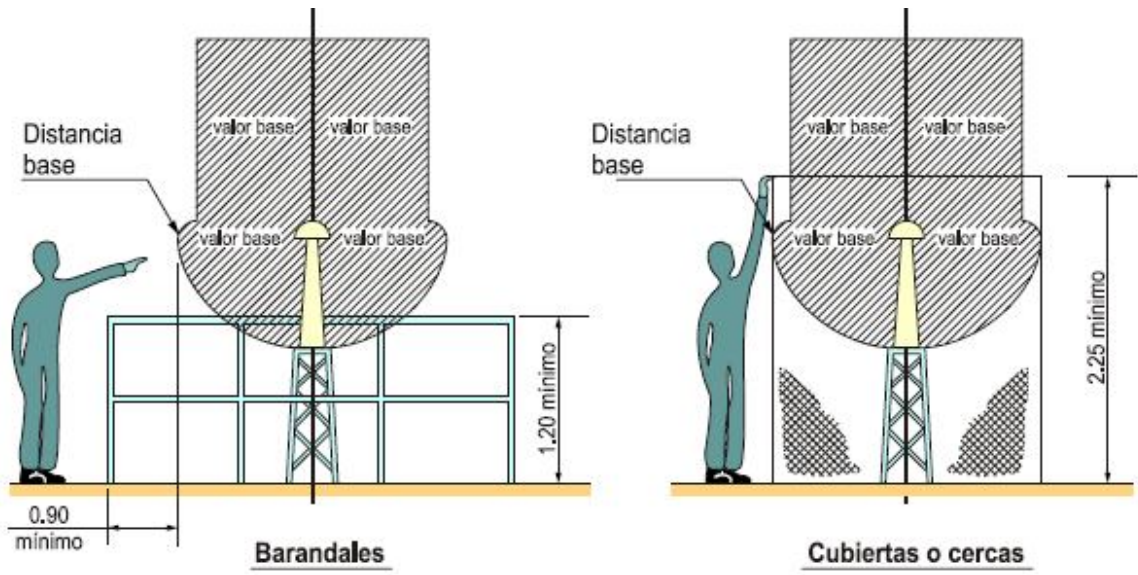


Fig. 2. Zonas de Circulación del Personal.

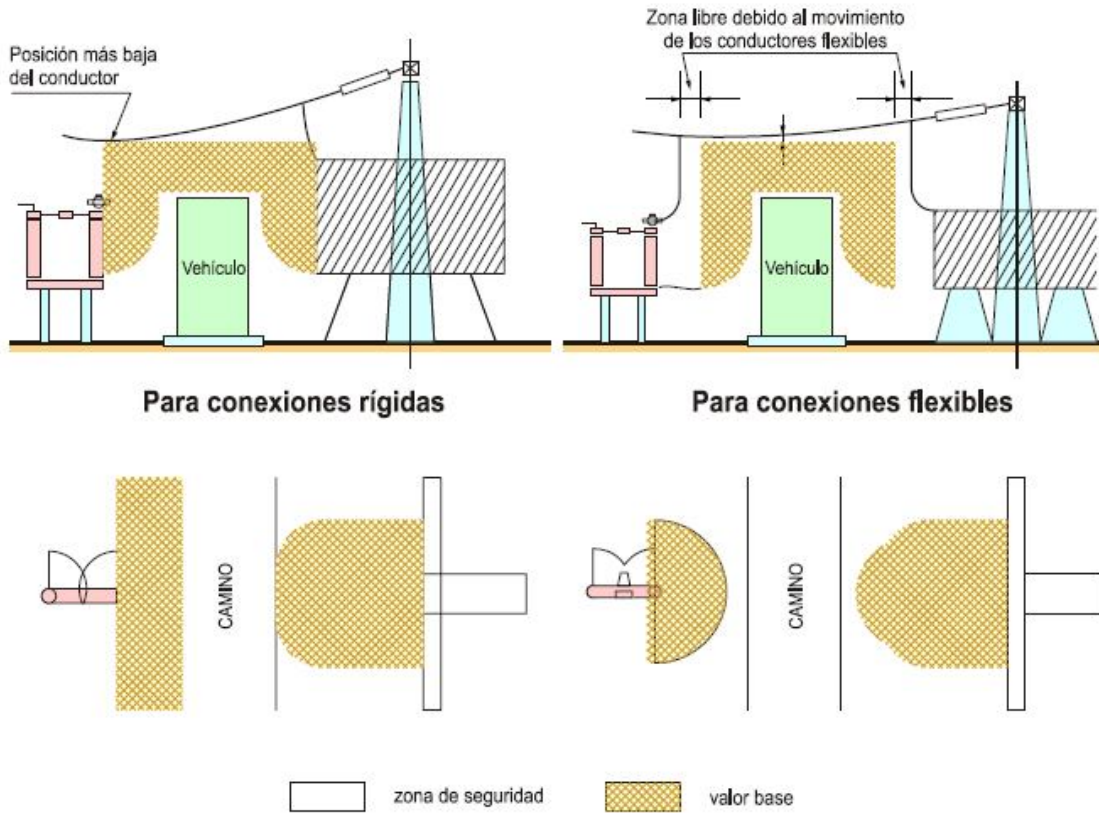


Fig. 3. Zonas de Circulación de Vehículos.

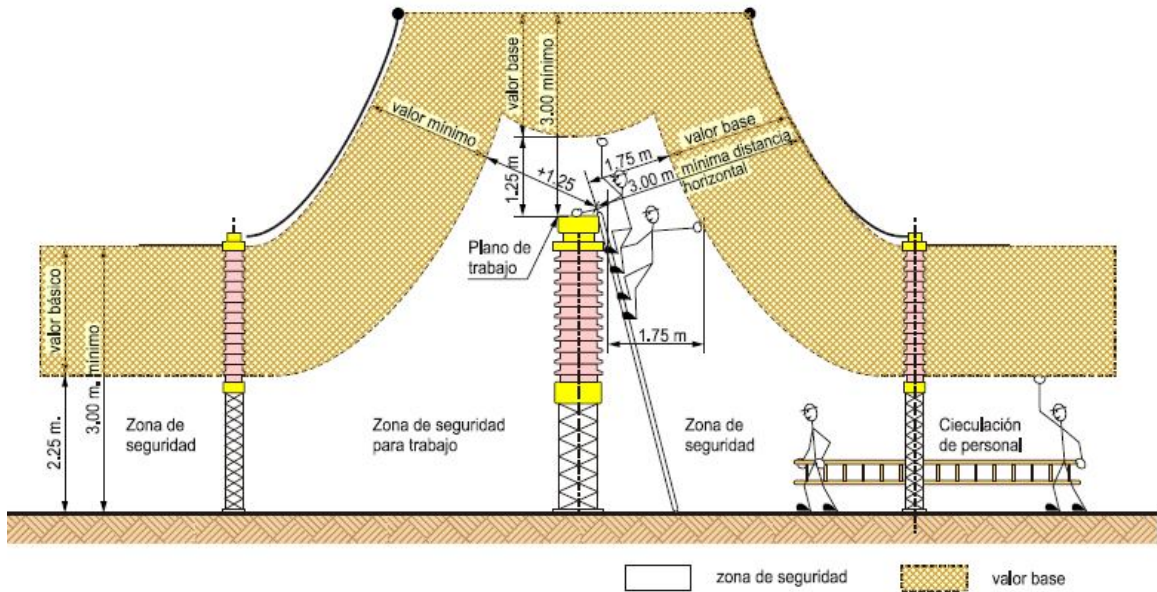


Fig. 4. Distancias de Seguridad en Trabajos de Mantenimiento.

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión máxima de diseño (kV)	Tensión de aguante al impulso aislamiento externo (kV)	Distancia mínima en aire (mm)
23	24	150	256
85	123	550	1070
230	245	1050	2279
400	420	1675	3546

Tabla 1. Relación entre Tensiones de Aguante al impulso con Distancias Mínimas de Aire.

Tensión nominal del sistema (kV)	Distancia mínima de fase a tierra (mm)	Distancia mínima de fase a fase (mm)	Distancia normal entre centros de buses rígidos (mm)	Distancia normal entre centros de buses no rígidos (mm)
23	282	325	500	1000
85	1177	1354	2000	2500
230	2507	2884	3600	4500
400	3759	4323	6500	8000

Tabla 2. Distancias Normales en Aire para el Diseño de Subestaciones.

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión de aguante al impulso por rayo aislamiento externo (kV)	Distancia base ¹ (m)	Zonas de circulación del personal		Zonas de trabajo del personal			
			Longitud adicional (m)	Altura mínima de partes vivas (m)	Longitud adicional horizontal (m)	Distancia mínima horizontal (m)	Longitud adicional vertical (m)	Distancia mínima vertical (m)
23	150	0,282	2,25	3,00	1,75	3,00	1,25	3,00
85	550	1,177	2,25	3,43	1,75	3,00	1,25	3,00
230	1050	2,507	2,25	4,76	1,75	4,26	1,25	3,76
400	1675	3,759	2,25	6,01	1,75	5,51	1,25	5,01
1) Es la distancia mínima de fase a tierra indicada en la columna 2 de la tabla 1								

Tabla 3. Distancias de Seguridad a 2300 metros de Altitud.

Tensión eléctrica nominal (kV)	Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) ⁽¹⁾ (kV)		Claro mínimo a partes vivas (cm)			
			Entre fases		Fase a tierra	
	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior
2,4	60	95	12	18	8	15
4,16	60	95	12	18	8	15
6,6	75	95	14	18	10	15
13,8	95	110	19	31	13	18
23	125	150	27	38	19	26
34,5	150	150	32	38	24	26
	200	200	46	46	33	33
69		250		54		43
		350		54	43	
85		450		107		88
115		550		135		107
138		550		130		107
		650		160		127
161		650		160		127
		750		183		148
230		750		183		148
		900		226		180
		1050		267		211

Tabla 4. Claro Mínimo a Partes Vivas.

GLOSARIO

Aguas arriba.- El concepto de aguas arriba y aguas abajo viene por la definición de que todo tiene un principio diríamos que la electricidad empieza arriba y termina abajo, esto se usa para determinar los puntos de generación transmisión y distribución (transformadores, subestaciones, seccionadores, alimentadores). Estos términos se pueden utilizar para saber si una supuesta falla esta aquí o en otro lado. Aguas arriba = contra el flujo.. Aguas abajo = en sentido del flujo.

Aislante Higroscópico.- Capaz de tomar agua del aire atmosférico.

Aisladores fijos.- Unidos al soporte por un herraje fijo y no pueden, por consiguiente, cambiar normalmente de posición después de su montaje.

Aisladores en cadena.- Constituidos por un número variable de elementos según la tensión de servicio; formando una cadena móvil alrededor de su punto de unión al soporte. Cadena móvil alrededor de su punto de unión al soporte. Este es el tipo de aislador más empleado en media y en alta tensión.

Análisis Costo Beneficio.- El análisis costo beneficio se aplicará, para los proyectos de inversión con monto total de inversión mayor a 100 millones de pesos. Para los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo.

Anillo equipotencial.- Aditamento empleado en líneas y equipo, para uniformizar el flujo magnético y tratar de evitar el efecto corona.

ANSI.- El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI, por sus siglas en inglés: American National Standards Institute) es una organización sin ánimo de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos. La organización también coordina estándares del país estadounidense con estándares internacionales, de tal modo que los productos de dicho país puedan usarse en todo el mundo.

Aparamenta eléctrica.- Conjunto de aparatos de maniobra, regulación, control y medida, incluidos los accesorios de las canalizaciones eléctricas utilizadas en las instalaciones cualesquiera que sea su tensión. No se incluye en este concepto los dispositivos o sistemas de generación, transformación, transporte y utilización de la energía eléctrica. La aparamenta eléctrica se puede clasificar según su función (maniobra, protección, control, regulación), según su tensión, montaje y su utilización en redes eléctrica (BT, MT, AT).

Bahías.- Sección de terreno comprendida entre columnas y traveses que sirven para alojar buses, interruptores, cuchillas, etc, aisladores soporte, dispositivos de potencial, apartarrayos, etc..

Bahía.- Espacio de una subestación o de una central generadora donde están instalados los aparatos de seccionamiento, de interrupción y de conexión, asignados a una salida de línea o a un transformador.

Banco de Baterías.- Dispositivo constituido por celdas electroquímicas que almacena y proporciona energía eléctrica de corriente continua.

Barda perimetral.- Es la construcción del material adecuado que se establece en los linderos del predio donde se ubica la subestación para su protección y seguridad.

BIL.- (Basic Insulation Level) Nivel Básico de Aislamiento Este parámetro es un nivel de aislamiento de voltaje de referencia. También es conocido como Voltaje Nominal Tolerable de Impulso por Rayos o Nivel Básico de Impulso. Para zonas que se encuentran a menos de 1000 m sobre el nivel del mar se debe escoger el valor adecuado del BIL de la siguiente tabla, de acuerdo a los niveles de voltaje nominales de los sistemas.

Biodiversidad.- Es la variabilidad de organismos vivos de cualquier fuente, incluidos, entre otros, los ecosistemas terrestres y marinos y otros ecosistemas acuáticos y los complejos ecológicos de los que forman parte; comprende la diversidad dentro de cada especie, entre las especies y de los ecosistemas.

Bobina.- Devanado de hilo conductor en torno a un bastidor

Cable de guarda.- Hilo de Guarda, cable metálico instalado en la parte superior de la estructura de líneas de transmisión de energía eléctrica, con el propósito de evitar que las descargas atmosféricas incidan sobre los conductores de fase ó instalaciones eléctricas, y estas descargas drenarlas a tierra. Con o sin fibra optica, mensajeros, retenidas y neutros.

Cadena de aisladores.- Los aisladores son Piezas de material de porcelana, baquelita o vidrio que sirven para mantener separados los conductores eléctricos. Sirven de apoyo y soporte a los conductores, al mismo tiempo que los mantienen aislados de tierra.

Cambio de uso de suelo.- La SEMARNAT sólo podrá autorizar el cambio de uso de suelo el cual se define como la remoción total o parcial de la vegetación de los terrenos forestales para destinarlos a actividades no forestales. Por ejemplo: fraccionamientos, áreas agrícolas o pecuarias, parques industriales entre otros.

Capacidad instalada.- Potencial nominal o de placa de una unidad generadora.

Capacidad interruptiva.- Capacidad de un dispositivo eléctrico para interrumpir el arco formado a la desconexión de la corriente.

Capital.- Es la diferencia entre activo y el pasivo.

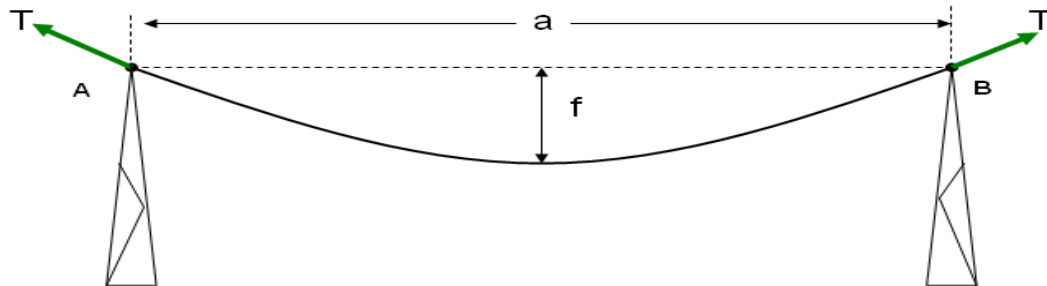
Carga Continúa En Flotación.- Es la carga permanente a baja corriente, aproximadamente igual a las pérdidas internas y suficiente para mantener la batería en condiciones de carga completa. La carga de flotación se utiliza para mantener la carga de la batería una vez cargada y compensar la autodescarga normal de la batería. Utiliza una tensión menor, alrededor de 13.5 V. Una vez que las baterías están cargadas, se interrumpe el paso de la corriente de carga del cargador de baterías, hasta que la tensión de la batería se reduce a un valor de entre un 90 y un 95 % de la carga máxima, manteniéndose la corriente procedente del cargador, mediante un proceso de flotación, para que se mantenga este nivel de carga de las baterías.

Carga Periódica De Igualación.- Es la carga prolongada hasta un punto tal que se asegure la completa recuperación de la capacidad de la batería. La tensión de carga a fondo suele ser de 14.65 V. Aunque las baterías de NiCd pueden ser cargadas en forma rápida, es importante una carga lenta periódica, cada 5 cargas rápidas, esto ayudará a estabilizar las celdas para que retengan su capacidad plena y prolongar su vida útil. Una carga periódica es esencial para prevenir la sulfatación de la batería. Los cargadores sólo suministran la corriente que necesita la batería en pequeñas cantidades o intermitentemente. Si la batería se cargara de manera continua a esta tensión y corriente de igualación puede llegar a explotar por sobrecalentamiento. La batería irá recuperando su energía en forma pausada. El tiempo de recarga depende del grado de descarga de la batería.

Cargabilidad (capacidad de transmisión).- El estudio de cargabilidad ó flujos de potencia estudia el comportamiento del flujo de potencia en las líneas de transmisión. La cargabilidad es la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una línea de transmisión, manteniendo sus condiciones normales de operación. El nivel de la carga de la línea de transmisión, (expresado en % del SIL) como función de la longitud de la línea, que es permisible considerando los criterios restrictivos y/o limites térmicos ó capacidad térmica del conductor; la caída de voltaje y margen de estabilidad de estado estable.

Cargador de Baterías.- Equipo electrónico con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua o intermitente y además suministra corriente para cargar las baterías.

Catenaria.- Curva que forma un cable al ser suspendido de los puntos fijos. Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura forma una curva. La distancia f entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB, que une los apoyos, recibe el nombre de flecha. Se llama vano a la distancia "a" entre los dos puntos de amarre A y B.



Centro de carga.- Lugar físico donde debe ubicarse una subestación eléctrica por necesidades de uso de la energía eléctrica.

Circuito derivado.- Conductor o conductores de un circuito desde el dispositivo final de sobrecorriente que protege a ese circuito hasta la o las salidas finales de utilización.

Circuito derivado de uso general.- Circuito derivado que alimenta a diversas salidas para alumbrado y electrodomésticos.

Circuito derivado individual.- Circuito derivado que alimenta a un solo equipo de utilización.

Conducción direccional del flujo.- Es el camino efectivo que toma el flujo magnético Φ .

Conductividad Térmica.- La conductividad térmica es una propiedad física de los materiales que mide la capacidad de conducción de calor.

Conectores.- Elementos que se utiliza para unir dos o más alambres o cables del mismo o diferente calibre. Los conectores mecánicos emplean ferretería o medios mecánicos similares para crear puntos de contacto y para mantener la integridad de la conexión. Las conexiones por compresión usan herramientas especialmente creadas para engrapar o sujetar el conector al conductor con una gran fuerza, creando una unión eléctrica permanente. Las conexiones de fusión se hacen principalmente por soldadura.

Contrato de compraventa.- Cuando uno de los contratantes se obliga a transferir la propiedad de una cosa o de un derecho y el otro a su vez se obliga a pagar por ellos un precio cierto y en dinero.

Contrato de donación.- Es un contrato por el que una persona transfiere a otra, gratuitamente una parte o la totalidad de sus bienes. La donación puede ser pura, cuando se otorga en términos absolutos; condicional, cuando depende de un acontecimiento incierto, onerosa cuando se imponen algunos gravámenes y remuneratoria cuando se hace en pago a servicios recibidos por el donante y que éste no tenga obligación de pagar.

Contrato de Permuta.- La permuta es un contrato por el cual cada uno de los contratantes se obliga a dar una cosa por otra.

Convenio de aportación.- Este convenio se define en el contrato de sociedad en el cual los socios se obligan mutuamente a combinar sus recursos o sus esfuerzos para la realización de un fin común, de carácter preponderantemente económico.

Cortocircuito.- Se entiende por cortocircuito, a la falla que puede aparecer en un circuito o instalación eléctrica cuando se interpone entre dos conductores que se hallan bajo una tensión eléctrica, una resistencia de valor despreciable o valor nulo.

Corriente de falla en el sistema.- La corriente de falla ó Corriente de Corto Circuito es originada por diferentes causas las cuales son: Sobrevoltaje debido a descargas atmosféricas. Sobrevoltaje debido a maniobras. Degradación del aislamiento y ruptura (edad y contaminación). Ruptura de conductores, aisladores y estructuras (torres, postes, etc.) debido al viento, hielo, ramas de árbol, choques, etc. Fuego. Estas fallas pueden ser temporales o permanentes.

Corrientes parasitas.- Ocurren en este caso por la variación del campo magnético en un conductor estacionario, esta f.e.m. inducida en el núcleo provoca un calentamiento y se producen las pérdidas de potencia.

Costo.- El costo es un gasto, erogación o desembolso en dinero o especie, acciones de capital o servicios, hecho a cambio de recibir un activo. El efecto tributario del término costo (o gasto) es el de disminuir los ingresos para obtener la renta.

Costo total.- Es la suma del monto total de inversión, los gastos de operación y mantenimiento, y otros costos y gastos asociados a los programas y proyectos de inversión.

Derecho De Vía.- El derecho de vía se define como una faja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea de transmisión aérea, cuyo eje longitudinal coincide con el trazo de la línea. La dimensión transversal varía con la tensión eléctrica de operación.

Devanado.- Es un conjunto de espiras que forman un circuito eléctrico asociado con una de las tensiones asignadas al transformador.

Deshidratador.- El deshidratador absorbe la humedad del tanque, permitiendo conservar las propiedades dieléctricas y refrigerantes del aceite aislante, el deshidratador consta de un recipiente con un gel de sílice (silica gel), la cual al absorber la humedad (higroscópica) su estructura cristalina cambia de color (del azul al rosa) y puede regenerarse continuamente con simple calentamiento.

Diagrama mímico.- Para el control local de una subestación es necesario que el operador pueda darse cuenta del estado que guardan los interruptores de potencia y cuchillas desconectoras de la subestación para poder realizar las maniobras necesarias. Para esto, se utiliza el diagrama

mímico que representa sobre el tablero de control el diagrama unifilar de la subestación, cuyas líneas y detalles están formados por listones de acrílico de colores.

Distancia de seguridad eléctrica.- Distancia mínima libre que debe existir entre cualquier parte energizada de la subestación eléctrica convencional y la barda perimetral, para garantizar la seguridad de las personas que transitan externamente a la subestación. Esta distancia varía en función de las distintas tensiones normalizadas de la forma siguiente:

Distribuidor Óptico.- Caja de conexiones que se utiliza para alojar, proteger y organizar la interconexión entre el cable de fibra óptica y ETO; además de algunos tipos de relevadores con interfases ópticas.

Disyuntor.- Interruptor automático es un aparato capaz de interrumpir o abrir un circuito eléctrico cuando la intensidad de la corriente eléctrica que por él circula excede de un determinado valor o, en el que se ha producido un cortocircuito, con el objetivo de no causar daños a los equipos eléctricos. A diferencia de los fusibles, que deben ser reemplazados tras un único uso, el disyuntor puede ser rearmado una vez localizado y reparado el daño.

Ductos.- Los ductos sirven para canalizar los cables de control y fuerza desde los registros del equipo primario hasta las trincheras, se deben utilizar tuberías de PVC tipo hidráulico.

Esfuerzos dinámicos y térmicos.- Dado que en el momento de producirse un cortocircuito sobrevienen valores de corriente elevados generalmente, tanto la intensidad dinámica como térmica de cortocircuito se suelen expresar en Kilo-ampers.

Egreso.-Es el desembolso y salida de dinero, son los gastos ó erogaciones.

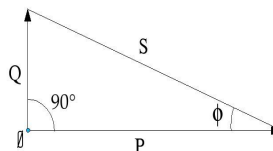
Erogar.- Distribuir, repartir bienes.

Erogación.-Equivalente a gasto, salida de efectivo o desembolso. Que se destina al pago o extinción de una carga o una deuda contraída por la entidad.

Ethernet.- Estándar de transmisión de datos para redes de área local que se basa en el principio de que todos los equipos en una red Ethernet están conectados a la misma línea de comunicación compuesta por cables cilíndricos. Ethernet define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de tramas de datos del nivel de enlace de datos del modelo OSI.

Factor De Potencia.- Se define factor de potencia, (F.P.) de un circuito de corriente alterna, como la relación entre la potencia activa, P, y la potencia aparente, S, si las corrientes y tensiones son señales perfectamente sinusoidales.

$$f.d.p. \equiv \cos \phi = \frac{P}{S}$$



Flecha.- Es la vertical medida del punto más bajo del conductor al punto medio de la recta imaginaria que une los dos soportes del conductor. La distancia entre la línea recta que pasa por las puntas de sujeción de un conductor en dos apoyos consecutivos, y el punto más bajo de este mismo conductor.

Flujo Magnético.- Líneas de fuerza invisibles que viajan por el núcleo proporcionando el campo magnético necesario para realizar la inducción. Se expresa:

$$\Phi: \text{Flujo magnético (webers)}$$

Fosa de captación de aceite.- El sistema colector de aceite sirve para canalizar los derrames de aceite de los bancos de transformación y/o bancos de reactores. Las fosas de captación se interconectan a un tanque colector común con drenajes independientes y se deben diseñar considerando que sus escurrimientos se canalizaran por gravedad con tuberías.

Fuelle.- es parecido al diafragma compuesto, pero de una sola pieza flexible axialmente, y puede dilatarse o contraerse con un desplazamiento considerable.

Gas hexafluoruro de azufre (SF₆).- El SF₆ es un gas incoloro, inodoro y químicamente muy estable no tóxico. Se almacena a presión en forma líquida en recipientes de acero, para ser utilizado posteriormente en estado gaseoso en el equipo de las subestaciones que lo contienen. Por sus propiedades se usa en los interruptores de potencia como medio de extinción del arco eléctrico, así como medio aislante en las subestaciones encapsuladas. Las pruebas del gas SF₆ en servicio son las siguientes: Punto de rocío.- es la temperatura en la cual el vapor de agua puede permanecer en estado gaseoso. Contenido de oxígeno.- se debe de mantener bajo para evitar el deterioro de los productos ácidos y corrosión en partes metálicas. Acidez.- es la concentración de ácidos presente en el gas.

Generación Total.- Al dividir la energía generada durante un año entre la cantidad de horas del mismo se obtiene la potencia promedio y al dividir la potencia promedio entre la capacidad nominal se obtiene el factor de planta. Este factor nos indica el porcentaje de tiempo equivalente que las centrales operaron a capacidad plena. Por lo tanto, el factor de planta indica qué tan bien se utiliza la capacidad instalada. A la generación bruta se le resta el consumo en los servicios propios y a esa energía se le llama generación neta

Heterogénea.- Una mezcla heterogénea es aquella que posee una composición uniforme en la cual se pueden distinguir a simple vista sus componentes y está formada por dos o más sustancias.

Histéresis.- Es el atraso del flujo magnético producido en el núcleo, con respecto a la fuerza magnetizante.

Instalación eléctrica.- Se entenderá como el conjunto de aparatos y accesorios destinados a la producción, distribución y utilización de la energía eléctrica.

Ingreso.-Son los bienes ó beneficios que se perciben, proporcionan ganancia y el aumento del capital.

Instalación de Gasolineras.- Lo relacionado a las instalaciones gasolineras se puede ver a detalle en la NOM-001-SEDE, capítulos 5 y 9. y en el PROY-NOM-124-ECOL-1999.

IEC 60694.- INTERNATIONAL STANDARD. Common specifications for high-voltage switchgear (Aparamenta ó interruptor) and controlgear standards.

Instituto Nacional de Ecología.- Se integra como un órgano desconcentrado de la SEMARNAT con el fin de generar información científica y técnica sobre problemas ambientales y la capacitación de recursos humanos, para informar a la sociedad, apoyar la toma de decisiones, impulsar la protección ambiental, promover el uso sustentable de los recursos naturales, y apoyar a la SEMARNAT en el cumplimiento de sus objetivos.

Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.- Tiene por objeto reglamentar la aplicación del artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de las adquisiciones, arrendamientos de bienes muebles y prestación de servicios de cualquier naturaleza.

Línea de Transmisión Aérea.- Elemento de transporte ó distribución que esta constituida por conductores desnudos ó aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras o postes, con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores. Apoyados sobre elementos aislantes, por medio de apoyos repartidos a lo largo de su recorrido.

Metal-Clad.- Es un metal compuesto que contiene dos o más capas que se han unidos entre sí. La unión puede haber sido realizada por la co-laminados, co-extrusión, soldadura, soldadura por difusión, la fundición, la deposición química pesada, pesada o galvanoplastia. Los tableros Metal Clad tienen compartimentos y barreras internas metálicas que separan perfectamente un elemento de otro, además de tener las barras aisladas.

Mirillas.- Permiten una inspección ocular sencilla y rápida. Las mirillas son elementos que se utilizan por razones de seguridad. Consiste en un pequeño trozo de vidrio o plástico transparente que adopta la forma de lente [gran angular](#) u [ojo de pez](#) de modo que la persona que observa consigue una amplia visibilidad. El ángulo de visión suele alcanzar los 132° aunque existen mirillas más amplias.

Método de Wenner.- Con objeto de medir la resistividad del suelo se hace necesario insertar los 4 electrodos en el suelo. Los cuatro electrodos se colocan en línea recta y a una misma profundidad de penetración, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno.

Mufa.- Se le llama Mufa a el Punto de entrada de el Servicio de la Linea electrica. En general es un punto de transición del estado en que se transmite la energía electrica.

Multiplexor.- El circuito multiplexor modula la frecuencia de entrada de telefonía, protección y datos; produciendo una señal adecuada para la transmisión por fibra óptica (u otro medio de comunicación) y hacer el proceso contrario de multiplexación en el lado del receptor.

Neutro Flotante.- Neutro flotante es una condición cuando el neutro no se conecta grounded the case may be when single phase Cable say 66 kV a tierra por ningún medio, es un neutro sin conectar o desconectado. En un sistema trifásico se produce grandes desequilibrios al ocurrir un cortocircuito de fase a tierra con lo cual la corriente de falla no tiene regreso a tierra, las otras dos fases elevan su tensión 1.73 p.u. al valor de la tensión nominal entre fases lo cual ocasiona una sobretensión permanente que afecta tanto al transformador como al propio sistema.

Obras públicas .- Se entenderá por obra pública los trabajos que tengan por objeto construir, instalar, ampliar, adecuar, remodelar, restaurar, conservar, mantener, modificar y demoler bienes inmuebles, incluyendo todo lo relacionado con la infraestructura eléctrica para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

OPGW.- La fibra óptica especializada de propósito dual esta constituido por un núcleo de aluminio flexible , dentro del mismo se concentran los tubos buffer, que permiten a la fibra óptica , distribuirse entre ellos en número de 6,12,16,24 o 48 fibras. El núcleo de fibras ópticas se aloja en el interior de un tubo de aluminio revestido que proporciona tanto protección mecánica al núcleo óptico como estanqueidad frente a la humedad o penetración de agua. Este tubo de aluminio proporciona a su vez alta conductividad eléctrica necesaria para la disipación de las descargas atmosféricas o cortocircuitos accidentales.

Onda portadora.- Una onda portadora es una forma de onda, generalmente sinusoidal, que es modulada por una señal que se quiere transmitir. Esta onda portadora es de una frecuencia mucho más alta que la de la señal moduladora (la señal que contiene la información a transmitir).

Tanto las señales de modulación de amplitud (AM) como las de frecuencia modulada (FM) son transmitidas con la ayuda de frecuencias portadoras. La frecuencia para una estación de radio dada es en realidad la frecuencia de su onda portadora.

OTN.-(Optical Transport Network) La funcionalidad de la Operación, Administración, Mantenimiento y Aprovechamiento a las redes ópticas. Mientras que el despliegue de las redes WDM (Múltiplexación por división de onda) sirven para incrementar el ancho de banda de la fibra existente.

Par Galvanizo.- Se llama par galvánico al formado por dos partes distintas de una superficie metálica o de dos metales distintos.

Perdidas por Histéresis.- Y por corrientes parásitas suelen darse en [W/kg] de material, referidas a 50 Hz = 0.76x pérdidas a 60 Hz y 1 T (1 Tesla = 10 000 Gauss), se añade el valor relativo a 1.5 T.

Permeabilidad Magnética.- Es la capacidad de una sustancia o medio para atraer y hacer pasar a través de ella campos magnéticos, la cual está dada por la relación entre la inducción magnética existente y la intensidad de campo magnético que aparece en el interior de dicho material.

Pértigas.- Una pértiga aislante (hot stick) es una barra ó palo aislado (insulating stick), la cual es utilizada para abrir y cerrar seccionadores, interruptores, reemplazar fusibles, instalación de equipos de puesta a tierra, verificación de existencia de tensión, etc. Se pueden acoplar detectores, tijeras de corte, perfiladores, etc. Estos equipos están diseñados para permitir al trabajador efectuar su trabajo sin tener que aproximarse o entrar en contacto con las partes energizadas de la instalación. Estos equipos no son aptos para permanecer bajo tensión durante períodos prolongados.

Potencia activa.- Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Se designa con la letra P y se mide en vatios (W).

Potencia reactiva.- Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo necesario. Por ello que se dice que es una potencia desvatada (no produce vatios), se mide en voltiamperios reactivos (VAR) y se designa con la letra Q.

Potencia compleja.- La potencia compleja (cuya magnitud se conoce como potencia aparente) de un circuito eléctrico de corriente alterna, es la suma (vectorial) de la potencia que disipa dicho circuito y se transforma en calor o trabajo (conocida como potencia promedio, activa o real) y la potencia utilizada para la formación de los campos eléctrico y magnético de sus componentes que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía (conocida como potencia reactiva).

Procesos de Adquisición de Predios.- En el proceso de adquisición de predios se debe observar lo establecido en los artículos 143 y 144 de la Ley General de Bienes Nacionales que obliga a solicitar avalúo exclusivamente al Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN) o a las Sociedades Nacionales de Crédito.

Proceso de Licitación.- En un proceso licitatorio, la empresa paraestatal bajo su responsabilidad y cumpliendo con lo establecido en Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, podrán contratar adquisiciones, arrendamiento y enajenaciones de

todo tipo de bienes, mediante el proceso administrativo de contratación ó selección de proveedores y/o contratistas llamado Licitación Publica, este procedimiento inicia con la publicación de la convocatoria publica en el Diario Oficial de la Federación y, en el caso de invitación a cuando menos tres personas, con la entrega de la primera invitación; ambos procedimientos concluyen con la emisión del fallo ó en su caso con la cancelación del procedimiento. Licitarse define como ofrecer precio por algo en una subasta. Los licitadores presentaran libremente sus ofertas o propuestas públicamente a fin de asegurar a la empresa paraestatal las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento. Una vez que la empresa paraestatal emite al fallo a favor de un licitante se celebra un contrato de adquisición de bienes, en donde la empresa paraestatal se le denominara Entidad y en lo sucesivo al Licitador se le llamara Proveedor.

El Artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos dispone que los recursos del Estado se deben de administrar con eficiencia, eficacia y honradez, estableciendo además que el procedimiento de licitaciones públicas por convocatoria pública, es el idóneo para llevar acabo las adquisiciones, arrendamiento y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestaciones de servicios de cualquier naturaleza y la contratación de obra pública,

Presión atmosférica.-Presión que ejerce la atmósfera que rodea la tierra (barométrica) sobre todos los objetos que se hallan en contacto con ella (la presión atmosférica cambia con la altura sobre el nivel del mar y las condiciones atmosféricas.

Proyectos De Inversión.- Las acciones que implican erogaciones de gasto de capital destinadas a obra pública en infraestructura como la construcción, adquisición y modificación de inmuebles, las adquisiciones de bienes muebles asociadas a estos proyectos, y las rehabilitaciones que impliquen un amento en la capacidad o vida útil de los activos de infraestructura e inmuebles.

Radiadores.- Es un intercambiador de calor que permite aumentar la disipación de calor generado en el Transformador. La idea es que el fluido circule por el conjunto núcleo-bobina, disipando el calor y llevándolo hacia el radiador, que a su vez disipa el calor usando el aire, ya sea natural o forzado con ventiladores.

Relación de transformación.- Es la relación de tensiones (medida en vació) de un devanado con respecto a otro devanado.

Reluctancia magnética.- En un circuito magnético es la resistencia que este posee al paso de un flujo magnético cuando es influenciado por un campo magnético. Se define como la relación entre la fuerza magnetomotriz (f.m.m.) (la unidad del SI es el amperio, aunque a menudo se la llama amperio vuelta) y el flujo magnético (SI: weber).

Relé Bucholz.- Este relé de protección reacciona cuando ocurre una anomalía interna en el transformador, mandándole una señal de apertura a los dispositivos de protección. Su función es detectar fallas internas incipientes y/o severas, por detección de gases y flujos súbitos de aceite.

Relevadores microprocesador.- Los relevadores microprocesados, también llamados digitales o numéricos, basan su funcionamiento en un microprocesador, tal y como lo hacen las computadoras en la actualidad, tienen enormes ventajas sobre los relevadores electromecánicos como: menor espacio de montaje en tableros, permiten al usuario generar alarmas especiales o funciones a través de programar compuertas lógicas internas.

SIL.- A la potencia activa que se transmite en esta condición se le conoce como potencia natural de la línea (SIL).

Secuencia de maniobra.- Es la serie de secuencias de maniobra de apertura y cierre que es capaz de realizar un aparato en condiciones de cortocircuito sin que se produzca deterioro del mismo.

SEMARNAT.- La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) es la dependencia de gobierno que tiene como propósito fundamental "fomentar la protección, restauración y conservación de los ecosistemas y recursos naturales, y bienes y servicios ambientales, con el fin de propiciar su aprovechamiento y desarrollo sustentable" (Ley Orgánica de la Administración Pública, Artículo 32 bis reformada en el DOF del 25 de febrero de 2003).

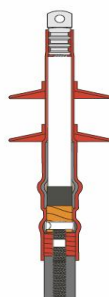
SENER.- La Secretaría de Energía tiene como misión conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.

Servidumbre de paso.-Derecho que se crea o se adquiere para transitar por un terreno.

SHCP.- La Secretaría de Hacienda y Crédito Público dirige y controla la política económica del Gobierno Federal en materia financiera, fiscal, de gasto, de ingreso y deuda pública, así como de estadísticas, geografía e información, con el propósito de consolidar un país con crecimiento económico de calidad, equitativo, incluyente y sostenido, que fortalezca el bienestar de las mexicanas y los mexicanos.

Sobretensión.- Cualquier valor de tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase que tiene un valor pico que excede al correspondiente de la tensión máxima del equipo. Los valores de sobretensión expresados en (p.u.) deben ser referidos a $\sqrt{2} U_{MAX} / \sqrt{3}$ Para cualquier configuración de aislamiento, una sobretensión es cualquier tensión a través de sus terminales, mayor que la tensión pico a frecuencia del sistema. presente entre ellas, cuando todas las terminales de fase del equipo están energizadas con la tensión máxima del equipo.

TERMINALES TERMOCONTRÁCTILES.- Las terminales para media tensión proporcionan aislamiento y protección contra descargas superficiales, controlan los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable. Al retirar el blindaje del aislamiento en extremos del cable que se conectan a la transición ó frontera, que es de cable aislado a terminal termocontráctiles con conector de compresión ó bornas (zapata terminal de cobre electrolítico para conductor 500 kcmil) para la conexión aérea, de barras ó conductores desnudos. Es importante controlar el esfuerzo eléctrico debido a que los cables blindados (con pantalla semiconductor) requieren de un control del campo eléctrico en sus extremos. Cuando se retira la capa semiconductor, el campo eléctrico se concentra en el punto de corte, provocando un alto esfuerzo eléctrico. Si el esfuerzo (gradiente de potencial) es lo suficientemente alto, puede causar una descarga eléctrica por el aire, causando corona. Incluso altos esfuerzo es muy alto pueden causar, incluso, descargas internas. Corona o descargas eléctricas provocarán la destrucción definitiva de la aislación, provocando una falla prematura. Las terminales proporcionan una adecuada distancia de fuga aislada entre el conductor-tierra de acuerdo al estándar IEEE 48.



Terminal Termocontráctil

Trampas de Grasas.- Una trampa de grasas o interceptor de grasas es un receptáculo ubicado entre las líneas de desagüe de la subestación y las alcantarillas, que permite la separación y recolección de grasas y aceites del agua usada ó de lluvia con objeto de captar contaminantes y evitar materiales ingresen en la red de alcantarillado municipal.

Debido a que en una subestación eléctrica de potencia se manejan cierto tipo de contaminantes que pudieran causar desequilibrios ecológicos, problemas y riesgos a los trabajadores, a las instalaciones, o a la población circunvecina; ambientalmente es necesario una trampa de grasa.

Trajes conductivos.- El traje conductivo para trabajo en línea viva (live-line barehand) en Extra Alta Tensión (EHV), permite al liniero (persona que tiende la línea de energía eléctrica en postes, estructuras o torres) hacer su trabajo en contacto directo con el conductor. La ropa se liga al conductor colocando al liniero al mismo potencial sin que el liniero mismo actúe como conductor, estando aislado de la tierra y todos los otros objetos a un potencial diferente. Esto permite trabajar directamente con sus manos en los herrajes de la línea. De este modo se incrementa la eficiencia y eficacia del mantenimiento en las líneas de transmisión, sin poner en peligro al liniero y sin interrumpir el servicio al usuario. Los trajes conductivos sustituyen a las herramientas de mano fijadas al extremo de pértigas

Trincheras.- Las trincheras son canalizaciones a base de muros de concreto armado y tuberías de PVC que sirven para canalizar los cables de control y fuerza, protegerlos contra la intemperie, daños mecánicos y posteriormente facilitar la revisión y mantenimiento.

(TOV).- (TOVTransient Overvoltage).

BIBLIOGRAFÍA

Diseño De Subestaciones Eléctricas

Raull Martin, Jose.

Elementos De Diseño De Subestaciones Eléctricas

Enríquez Harper, Gilberto.

Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión

Carlos F. Ramírez.

Maquinas Eléctricas

Javier Sanz Feito.

Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025

Secretaría de Energía.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005

Instalaciones Eléctricas.

NOM -001- SEMIP-1994

Instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.

NOM-022-STPS-1999

Resistividad del terreno.

NOM-008-SCFI-2002

Sistema General De Unidades.

NOM-113-ECOL-1998

Protección Ambiental Construcción Subestaciones Eléctricas.

NOM- 013-ECOL

Limites máximos permisibles de contaminantes en las Descargas de Aguas Residuales.

NORMA MEXICANA ANCE NMX-J-098-ANCE- 1999

Sistemas Eléctricos de Potencia. Tensiones eléctricas normalizadas.

NMX –J–284–1998–ANCE

Transformadores de Potencia.

NMX-J-098-1999

Tensiones Normalizadas.

NMX-J-123-ANCE-2005

Transformadores métodos de prueba y aceite.

NMX-J-438-ANCE

Productos Eléctricos-Conductores-Cables con Aislamiento.

ESPECIFICACIÓN LFC-ING-178

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO. SUBDIRECCIÓN DE PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

NRF-004-CFE Normas de Referencia

Apartarrayos Tipo Distribución de Óxidos Metálicos para Sistemas de Corriente Alterna.

NRF-006-CFE

Cuchillas para Líneas y Redes de Distribución.

NRF-011-CFE

Sistema de Tierras para Plantas y Subestaciones Eléctricas.

NRF-022-CFE

Interruptores de Potencia de 72.5 kV a 420 kV.

NRF-024-CFE

Cables de Potencia Monopolares de 5 kV A 35 kV.

NRF-026-CFE

Transformadores de Potencial Inductivos para Tensiones de 13.8 kV a 400 kV.

NRF-027-CFE

Transformadores de Corriente de 0.6 kV a 138 kV.

NRF-030-CFE

Tableros Metálicos Blindados Tipo Metalclad Tensiones Nominales de 13.8 a 34.5 kV.

CFE-00200-02

Diagramas Unifilares de Arreglos para Subestaciones.

CFE-E0000-22

Cable de Guarda.

CFE-G0000-62

Esquemas Normalizados de Protección para Transformadores de Potencia.

CFE-V7200-48

Cargador de Baterías.

CFE-V8000-53

Bancos de Capacitores para Subestaciones de Distribución de 69kV a 161 kV.

IEC-60044-2 (2003-02) Comisión Electrotécnica Internacional.

Inductive Voltaje Transformers.

IEC-60137 (2003-08)

Insulated Bushing for Alternating Voltages Above 1000V.

IEC 60694

International Standard Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards.

Manual CFE Dcdsebpe

Diseño de Subestaciones Eléctricas de Distribución en Bajo Perfil y Encapsuladas SF6.

Sitios Web Consultados:

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

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

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

<http://www.iem.com.mx>

<http://www.abb.com.mx>

<http://www.siemens-enterprise.com>

<http://www.prolec.com.mx>