



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Autor: ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HITTA
Director: JUAN MARTÍNEZ TUDELA
Codirector: FRANCISCO DE ASÍS RUZ VILA

Cartagena, Marzo de 2017

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1: MEMORIA

1.1. ANTECEDENTES.....13

1.2. OBJETO DEL PROYECTO.....13

1.3. LEGISLACIÓN.....14

 1.3.1. NORMAS.....14

 1.3.2. REGLAMENTOS.....15

1.4. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....15

1.5. EMPRESA SUMINISTRADORA.....20

1.6. POTENCIA DE SUMINISTRO.....20

1.7. NIVELES DE TENSIÓN.....20

1.8. ESQUEMA UNIFILAR ADOPTADO.....20

1.9. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.....22

1.10. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 132/20 KV.....24

 1.10.1. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 132 Kv.....24

 1.10.1.1. Conductores de suministro de 132 Kv.....24

 1.10.1.2. Embarrado de 132 Kv.....24

 1.10.1.3. Pararrayos autovalvulares de 132 Kv.....25

 1.10.1.4. Seccionadores de 132 Kv.....25

 1.10.1.5. Interruptores de 132 Kv.....26

 1.10.1.6. Transformadores de tensión.....27

 1.10.1.7. Transformadores de intensidad.....28

 1.10.1.8. Transformador de potencia.....28

 1.10.1. 8.1. Características constructivas.....28

 1.10.1. 8.2. Ensayos dieléctricos.....29

 1.10.1. 8.3. Regulación de tensión.....29

 1.10.1. 8.4. Transformadores de intensidad.....28

 1.10.1. 8.5. Refrigeración.....31

 1.10.1. 8.6. Protecciones del transformador.....31

 1.10.1. 8.7. Mantenimiento.....32

 1.10.1. 8.8. Normativa.....33

 1.10.1.9. Estructuras metálicas.....34

 1.10.1.9.1. Pórticos del parque de 132 Kv.....34

 1.10.1.9.2. Soportes de aparamenta.....34

 1.10.2. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 20 Kv.....34

 1.10.2.1. Aparamenta exterior.....34

 1.10.2.1.1. Conductores de suministro de 20 Kv.....34

 1.10.2.1.2. Embarrado de 20 Kv.....35

 1.10.2.1.3. Entronque aéreo-subterráneo.....35

 1.10.2.1.4. Reactancia de puesta a tierra.....36

 1.10.2.1.5. Pararrayos autovalvulares de 20 Kv.....36

 1. 10.2.2. Aparamenta interior.....37

 1.10.2.2.1. Conductor aislado de suministro al transformador auxiliar.....37

 1.10.2.2.2. Conductor aislado de suministro a la batería de condensadores...37

 1.10.2.2.3. Conductores aislados para el suministro en baja tensión.....37

 1.10.2.2.4. Celdas SF₆ para 20Kv.....38

1.10.2.2.5. Transformador de servicios auxiliares.....	39
1.10.2.2.6. Batería de condensadores.....	40
1.11. SERVICIOS AUXILIARES.....	41
1.11.1. Servicios auxiliares de corriente alterna.....	41
1.11.1.1. Sistemas de telecomunicación.....	42
1.11.1.2. Panel de control.....	43
1.11.1.3. Control de interruptores de alta y baja tensión.....	43
1.11.1.4. Control de seccionadores.....	43
1.11.1.5. Batería de condensadores.....	43
1.11.1.6. Sistema de aire acondicionado del edificio de control.....	43
1.11.1.7. Relés de protección.....	43
1.11.1.8. Aparatos registradores.....	44
1.11.1.9. Sistema antiintrusismo.....	44
1.11.1.10. Instalación de alumbrado y fuerza.....	44
1.11.1.11. Alumbrado exterior.....	45
1.11.1.12. Alumbrado interior.....	47
1.11.1.13. Alumbrado de emergencia.....	50
1.11.2. Servicios auxiliares de corriente continua.....	51
1.11.2.1. Baterías de c.c.....	51
1.11.2.2. Rectificador-cargador de baterías de c.c.....	53
1.11.2.3. Inversor cc/ca.....	54
1.11.3. Mantenimiento.....	55
1.11.4. Sistema contra incendios.....	55
1.12. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS.....	56
1.12.1. Ventilación.....	56
1.12.2. Insonorización.....	56
1.13. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.....	57
1.13.1. Introducción.....	57
1.13.2. Función de la red de tierras.....	57
1.13.3. Instalación de la red de tierras.....	57
1.13.4. Puesta a tierra de protección.....	58
1.13.5. Puesta a tierra de servicio.....	58
1.13.6. Conductores de tierra.....	59
1.14. DISTANCIAS Y ALTURAS MÍNIMAS.....	59
1.15. OBRA CIVIL.....	59
1.15.1. Movimiento de tierra.....	59
1.15.2. Cerramiento de la subestación.....	59
1.15.3. Accesos.....	59
1.15.4. Viales.....	60
1.15.5. Drenajes.....	60
1.15.6. Cimentaciones para apartamento y pórticos.....	60
1.15.7. Bancadas.....	60
1.15.8. Canalizaciones.....	60
1.15.9. Railes.....	61
1.15.10. Edificio de control.....	62
1.15.10.1. Forjado.....	62

1.15.10.2. Cubierta.....	62
1.15.10.3. Cerramiento del edificio.....	63
1.15.10.4. Cimentación y elementos resistentes.....	63
1.15.10.5. Pavimento y solera.....	63
1.15.10.6. Guarnechos y enfoscados.....	63
1.15.10.7. Puertas y rejillas.....	64
1.15.10.8. Urbanización.....	64
1.16. TELECONTROL Y TELEMANDO.....	64
1.17. PROTECCIONES.....	64
1.18. PLAZO DE EJECUCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO.....	67

DOCUMENTO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1. OBJETO.....	69
2.2. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES DE 132 Kv.....	69
2.2.1. JUSTIFICACIÓN ELÉCTRICA.....	69
2.2.1.1. Criterio de densidad de corriente máxima admisible.....	69
2.2.1.2. Criterio de caída de tensión.....	71
2.2.1.3. Elección del modelo de conductor.....	73
2.2.2. CÁLCULO DE EFECTO CORONA.....	73
2.2.3. JUSTIFICACIÓN MECÁNICA.....	75
2.2.3.1. Tracción máxima admisible.....	75
2.2.3.2. Flecha máxima.....	75
2.3. ESTUDIO MECÁNICO DEL CABLE AÉREO DE TIERRA.....	80
2.3.1. SELECCIÓN DEL CABLE.....	80
2.3.2. JUSTIFICACIÓN MECÁNICA.....	80
2.4. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES DE 20 KV.....	83
2.4.1. TRAMO EN INTEMPERIE.....	83
2.4.2. TRAMO SUBTERRÁNEO.....	84
2.4.2.1. Criterio de intensidad máxima admisible.....	84
2.4.2.2. Criterio de caída de tensión.....	87
2.4.3. INSTALACIÓN BLINDADA.....	89
2.4.4. TRAMO PARA TRANSFORMADOR AUXILIAR.....	90
2.4.4.1. Criterio de intensidad máxima admisible.....	91
2.4.4.2. Criterio de caída de tensión.....	92
2.4.5. TRAMO PARA BATERÍA DE CONDENSADORES.....	94
2.4.5.1. Criterio de intensidad máxima admisible.....	94
2.4.5.2. Criterio de caída de tensión.....	95
2.4.6. TRAMOS PARA CABLES DE BT.....	97
2.4.6.1. Tramo para transformadores de medida.....	97
2.4.6.2. Tramo posterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente.....	99
2.4.6.3. Tramo anterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente.....	100
2.4.6.4. Tramo para interruptores y seccionadores de 132 Kv.....	101

2.4.6.5. Tramo para aire acondicionado.....	101
2.4.6.6. Tramo anterior al circuito de c.c., rectificador y baterías.....	102
2.4.6.7. Tramo posterior al circuito de c.c., rectificador y baterías.....	103
2.4.6.8. Tramo posterior al transformador de servicios auxiliares.....	103
2.5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	104
2.5.1. DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.....	104
2.5.2. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES.....	105
2.5.3. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA.....	108
2.5.4. DISTANCIA DE LAS PARTES EN TENSIÓN DE ESQUIPOS AL SUELO.....	110
2.5.5. DISTANCIA DE LAS BARRAS COLECTORAS AL SUELO.....	110
2.5.6. ALTURA DE LOS APOYOS DE LAS LÍNEAS QUE LLEGAN A LA ST AL SUELO.....	111
2.5.7. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE CIRCULACIÓN DE PERSONAL.....	112
2.5.8. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS.....	113
2.5.9. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE TRABAJO.....	113
2.5.10. DISTANCIAS DE SEGURIDAD CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL EXTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN.....	115
2.5.11. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN PASILLOS Y ZONAS DE PROTECCIÓN.....	116
2.6. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	118
2.6.1. ESQUEMA UNIFILAR.....	118
2.6.2. POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO.....	119
2.6.2.1. Cálculo de reactancias por unidad.....	119
2.6.2.2. Cálculo de la impedancia equivalente.....	124
2.6.2.3. Potencias de cortocircuito.....	119
2.6.3. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	136
2.6.3.1. Corrientes eficaces permanentes de cortocircuito.....	136
2.6.3.2. Corriente máxima de cortocircuito de choque.....	137
2.6.4. SITUACIÓN DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.....	139
2.6.5. CAPACIDAD DE RUPTURA Y CONEXIÓN.....	139
2.6.6. RESUMEN DE CARÁCTERÍSTICAS PARA INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.....	141
2.7. SELECCIÓN DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.....	142
2.7.1. INTERRUPTOR PARA PARQUE DE 132 Kv.....	142
2.7.2. INTERRUPTOR PARA PARQUE DE 20 Kv.....	143
2.7.3. INTERRUPTORES PARA SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN.....	144
2.8. CÁLCULO DEL EMBARRADO.....	149
2.8.1. EMBARRADO DE 132 Kv.....	149
2.8.1.1. ESFUERZOS MECÁNICOS.....	149
2.8.1.2. ESFUERZOS ELECTRODINÁMICOS.....	152
2.8.1.3. ESFUERZOS TÉRMICOS.....	154
2.8.1.4. EFECTO CORONA EN EL EMBARRADO.....	156
2.8.2. EMBARRADO DE 20 Kv.....	158
2.8.2.1. ESFUERZOS MECÁNICOS.....	158
2.8.2.2. ESFUERZOS ELECTRODINÁMICOS.....	160
2.8.2.3. ESFUERZOS TÉRMICOS.....	162
2.8.2.4. EFECTO CORONA EN EL EMBARRADO.....	156
2.8.3. CONECTORES Y ACCESORIOS DE BARRAS.....	164
2.9. DETERMINACIÓN DE LA CADENA DE AISLAMIENTO.....	167

2.9.1. JUSTIFICACIÓN ELÉCTRICA.....	168
2.9.2. JUSTIFICACIÓN MECÁNICA.....	170
2.10. COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	172
2.11. CÁLCULO DE PARARRAYOS AUTOVALVULARES.....	175
2.11.1. SELECCIÓN DE PARARRAYOS PARA PARQUE DE 132 Kv.....	176
2.11.2. SELECCIÓN DE PARARRAYOS PARA PARQUE DE 20 Kv.....	180
2.12. CÁLCULO E INSTALACIÓN DE LA RED DE TIERRAS.....	185
2.12.1. CORRIENTE MÁXIMA A DISIPAR POR LA MALLA.....	185
2.12.2. DIMENSIONADO DE LAS SECCIONES DEL CONDUCTOR DE TIERRA.....	186
2.12.3. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA.....	187
2.12.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA TOTAL CONSIDERANDO LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE Y LOS HILOS GUARDA.....	187
2.12.5. ELEVACIÓN DEL POTENCIAL EN EL ELECTRODO.....	188
2.12.6. CORRIENTE MÁXIMA A DISIPAR POR LA MALLA.....	188
2.12.7. ELEVACIÓN DEL POTENCIAL DE TIERRA.....	189
2.12.8. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO REGLAMENTARIAS.....	190
2.12.9. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO REALES.....	192
2.12.10. CONCLUSIONES.....	195
2.13. CÁLCULO DEL PÓRTICO DE LA SUBESTACIÓN.....	197
2.13.1. CÁLCULO DE ESFUERZOS EN APOYOS.....	197
2.13.2. COMPROBACIÓN DE LA ECUACIÓN RESISTENTE.....	200
2.13.3. DISEÑO DE LA ALTURA DEL APOYO.....	200

DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

3.1. GENERALIDADES.....	204
3.1.1. DESCRIPCIÓN.....	204
3.1.2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	204
3.2. CONDICIONES ADMINISTRATIVAS.....	204
3.2.1. CONTRATO.....	204
3.2.2. RESCISIÓN DEL CONTRATO.....	205
3.2.2.1. Rescisión del contrato de alguna de las partes.....	205
3.2.2.1. Resolución unilateral del contrato.....	206
3.2.3. INDEMNIZACIONES RECLAMACIONES.....	206
3.2.4. SEGUROS.....	207
3.2.4.1. Seguros de construcción.....	207
3.2.4.2. Otros seguros.....	208
3.2.5. JURISDICCIÓN Y FUERO DEL CONTRATO.....	209
3.2.6. FUERZA MAYOR.....	209
3.2.7. CONCURSO Y ADJUDICACIÓN.....	210
3.2.7.1. Plazo de entrega y ejecución.....	213
3.3. CONDICIONES ECONÓMICAS.....	213
3.3.1. LIQUIDACIONES.....	214
3.3.2. LIQUIDACIONES EN CASO DE RESCISIÓN DEL CONTRATO.....	214

3.3.3. PRECIOS Y CONDICIONES DE PAGO.....	214
3.3.3.1. Certificaciones.....	214
3.3.4. PLAZOS Y PENALIDADES.....	215
3.3.4.1. Programación de los trabajos.....	215
3.3.4.2. Plazo de ejecución.....	216
3.3.4.3. Prórroga de plazo de ejecución.....	216
3.3.5. PROGRESO DE LOS TRABAJOS.....	216
3.3.6. ATRASOS DEL CONTRATISTA.....	216
3.3.7. PENALIDADES POR RETRASO.....	217
3.3.8. FIANZA Y PLAZO DE GARANTÍA.....	217
3.3.9. CLÁUSULAS FINANCIERAS.....	218
3.4. CONDICIONES FACULTATIVAS.....	218
3.4.1. MANO DE OBRA.....	218
3.4.2. MATERIALES.....	219
3.4.2.1. Acopio de materiales.....	219
3.4.2.2. Inspección y medidas previas al montaje.....	220
3.4.2.3. Variaciones y cambio de materiales.....	220
3.4.2.4. Protección.....	220
3.4.2.5. Certificaciones de materiales.....	221
3.4.2.6. Comprobación de materiales.....	221
3.4.3. HERRAMIENTAS.....	221
3.4.4. PLANOS.....	222
3.4.5. NORMATIVA.....	222
3.4.6. SEGURIDAD E HIGIENE.....	223
3.4.7. SUBCONTRATISTAS.....	224
3.4.8. RIESGOS.....	224
3.4.9. REALIZACIÓN Y CONTROL DEL DISEÑO.....	224
3.4.9.1. Realización.....	225
3.4.9.2. Definición de los requisitos de partida.....	225
3.4.9.3. Asignación de las responsabilidades.....	225
3.4.9.4. Especificaciones del diseño.....	225
3.4.9.5. Ingeniería básica.....	225
3.4.9.6. Ingeniería del detalle.....	226
3.4.9.7. Revisión del diseño.....	226
3.4.9.8. Dossier final.....	226
3.4.10. INSPECCIONES DURANTE LA INSTALACIÓN.....	227
3.4.10.1. Autocontrol.....	227
3.4.10.2. Inspecciones programadas.....	227
3.4.11. INSPECCIÓN FINAL.....	228
3.4.12. RECEPCIÓN DE SUMINISTROS.....	228
3.4.12.1. Realización.....	229
3.4.13. RECEPCIÓN DEL SISTEMA.....	229
3.4.13.1. Recepción provisional.....	229
3.4.13.1. Recepción definitiva y garantía.....	230
3.5. CONDICIONES TÉCNICAS.....	231
3.5.1. OBJETO.....	231

3.5.2. ENSAYOS Y PRUEBAS.....	231
-------------------------------	-----

DOCUMENTO 4: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

4.1. MEMORIA.....	238
4.1.1. OBJETO DE LA MEMORIA.....	238
4.1.1.1. Interferencias con servicios.....	238
4.1.2. ACTIVIDADES.....	238
4.1.3. EQUIPOS DE TRABAJO.....	239
4.1.3.1. Maquinaria.....	239
4.1.3.2. Elementos.....	240
4.1.3.3. Riesgos laborales y medidas preventivas.....	240
4.1.3.4. Actividades.....	240
4.1.3.5. Identificación de riesgos, medidas preventivas y protecciones para maquinarias.....	250
4.1.3.6. Identificación de riesgos, medidas preventivas y protecciones para elementos auxiliares.....	255
4.1.4. SERVICIOS SANITARIOS Y COMUNES.....	256
4.1.4.1. Primeros auxilios.....	256
4.1.4.2. Medicina preventiva.....	257
4.1.4.3. Evacuación de accidentes.....	257
4.1.4.4. Servicios comunes.....	257
4.1.5. FORMACIÓN.....	257
4.2. PLIEGO DE CONDICIONES.....	258
4.2.1. GENERALIDADES.....	258
4.2.2. NORMAS LEGALES Y REGLAMENTOS.....	259
4.2.3. UBICACIÓN Y CONSERVACIÓN DE MAQUINARIA, ÚTILES Y HERRAMIENTAS.....	262
4.2.4. UBICACIÓN Y CONSERVACIÓN DE MAQUINARIA, SISTEMAS Y EQUIPOS DE SEGURIDAD.....	262
4.2.5. EQUIPOS DE PROTECCIÓN A UTILIZAR EN LA OBRA.....	262
4.2.5.1. Protección colectiva.....	263
4.2.5.2. Protección individual.....	263
4.2.5.3. Señalización de los riesgos del trabajo.....	264

DOCUMENTO 5: PRESUPUESTO

5.1. INTRODUCCIÓN.....	266
5.2. MATERIALES.....	266
5.2.1. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 132 Kv.....	266
5.2.1.1. Conductores de suministro de 132 Kv.....	266
5.2.1.2. Embarrado de 132 Kv.....	266
5.2.1.3. Pararrayos autovalvulares de 132 Kv.....	266
5.2.1.4. Seccionadores de 132 Kv.....	266
5.2.1.5. Interruptores de 132 Kv.....	267

5.2.1.6. Transformadores de tensión.....	267
5.2.1.7. Transformadores de intensidad.....	267
5.2.1.8. Transformador de potencia.....	267
5.2.1.9. Estructuras metálicas.....	268
5.2.1.9.1. Pórticos del parque de 132 Kv.....	268
5.2.1.9.2. Soportes de aparamenta.....	268
5.2.2. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 20 Kv.....	268
5.2.2.1. Aparamenta exterior.....	268
5.2.2.1.1. Conductores de suministro de 20 Kv.....	268
5.2.2.1.2. Embarrado de 20 Kv.....	268
5.2.2.1.3. Entronque aéreo-subterráneo.....	268
5.2.2.1.4. Reactancia de puesta a tierra.....	268
5.2.2.1.5. Pararrayos autovalvulares de 20 Kv.....	268
5.2.2.2. Aparamenta interior.....	269
5.2.2.2.1. Conductor aislado de suministro al transformador auxiliar.....	269
5.2.2.2.2. Conductor aislado de suministro a la batería de condensadores.....	269
5.2.2.2.3. Conductor aislado para el suministro en baja tensión.....	269
5.2.2.2.4. Celdas SF ₆ para 20Kv.....	269
5.2.2.2.5. Transformador de servicios auxiliares.....	271
5.2.2.2.6. Batería de condensadores.....	272
5.3. SERVICIOS AUXILIARES.....	272
5.3.1. Servicios auxiliares de corriente alterna.....	272
5.3.1.1. Sistemas de telecomunicación.....	272
5.3.1.2. Panel de control.....	272
5.3.1.3. Control de interruptores de alta y baja tensión.....	272
5.3.1.4. Control de seccionadores.....	272
5.3.1.5. Batería de condensadores.....	272
5.3.1.6. Sistema de aire acondicionado del edificio de control.....	272
5.3.1.7. Relés de protección.....	272
5.3.1.8. Aparatos registradores.....	272
5.3.1.9. Sistema antiintrusismo.....	273
5.3.1.10. Alumbrado exterior.....	273
5.3.1.11. Alumbrado interior.....	273
5.3.1.12. Alumbrado de emergencia.....	273
5.3.2. Servicios auxiliares de corriente continua.....	273
5.3.2.1. Baterías de c.c.....	273
5.3.2.2. Rectificador-cargador de baterías de c.c.....	273
5.3.2.3. Inversor cc/ca.....	273
5.3.2.4. Instalaciones complementarias.....	273
5.3.2.5. Obra civil.....	273
5.3.2.6. Montaje.....	274
5.3.2.7. Plan de seguridad y salud.....	274
5.4. RESUMEN DE PRESUPUESTO.....	275

ANEXOS

ANEXO 1: PLANOS

- PLANO 1: SITUACIÓN.
- PLANO 2: EMPLAZAMIENTO.
- PLANO 3: COTAS Y SUPERFICIE.
- PLANO 4: PLANTA GENERAL DE LA SUBESTACIÓN.
- PLANO 5: PLANTA DE SECCIONES.
- PLANO 6: ALZADO TRANSVERSAL. SECCIÓN AA'.
- PLANO 7: ALZADO LONGITUDINAL. SECCIÓN BB'.
- PLANO 8: RED MALLADA DE TOMA DE TIERRA.
- PLANO 9: ZANJAS Y CANALIZACIONES.
- PLANO 10: SECCIÓN DE ZANJAS Y CIMENTACIONES.
- PLANO 11: ESQUEMA UNIFILAR DE 132 KV.
- PLANO 12: ESQUEMA UNIFILAR DE 20 KV.
- PLANO 13: DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN.
- PLANO 14: EDIFICIO DE CONTROL.
- PLANO 15: DISTRIBUCIÓN DE CELDAS DE POTENCIA DE 20 KV.
- PLANO 16: ILUMINACIÓN DEL PARQUE DE 132 KV.
- PLANO 17: TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA.
- PLANO 18: SECCIONADOR TRIPOLAR DE 132 KV.
- PLANO 19: TRANSFORMADOR COMBINADO DE TENSIÓN E INTENSIDAD.
- PLANO 20: PARARRAYOS AUTOVALVULARES DE 132 Y 20 KV.

ANEXO 2: BIBLIOGRAFÍA

- WEBS.
- LIBROS.

DOCUMENTO 1.
MEMORIA

1.1. ANTECEDENTES.

La demanda de energía en el Término Municipal de Fuente Álamo se ha visto incrementada en los últimos años, especialmente en las proximidades del núcleo urbano debido entre otros al incremento de población, establecimiento de nuevas PYMES, incremento de la profundidad en los pozos para riego, actividades en canteras y de cara a futuro el proyecto de polígonos tanto residenciales como industriales cuyas tramitaciones están ya en proceso.

La saturación de la red y la distancia de otras subestaciones eléctricas hacen poco rentable y con poca garantía de calidad el suministro de nuevas altas desde las otras subestaciones.

El dar un buen servicio a los clientes en un entorno cada vez más competitivo como es el sector eléctrico y la de poder suministrar la demanda de energía, justifica la inversión de realizar una nueva subestación transformadora de 132KV/20KV.

La Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Cartagena, propone como Trabajo Fin de Grado en la especialidad de Electricidad, la redacción de un proyecto consistente en una Subestación transformadora secundaria, con una tensión entrante de 132 KV y una tensión de salida de 20 KV.

1.2. OBJETO DEL PROYECTO.

El objeto principal del trabajo es la realización del proyecto de la Subestación Transformadora de Reparto Tipo 132/20 KV de 40+40 MVA, en la parte correspondiente al sistema eléctrico de potencia y obra civil necesaria.

También se tiene por objeto describir las características técnicas esenciales y el conjunto de equipos e instalaciones que componen la Subestación mencionada, así como la obtención de las necesarias autorizaciones de los Organismos Competentes para la instalación y puesta en servicio de la Subestación.

Especificaciones del proyecto

Las condiciones impuestas para realizar el diseño de la subestación transformadora son las de cumplir los siguientes requisitos y configuraciones:

Sistema de 132 Kv, en intemperie, con sistema de simple barra partida por seccionador, compuesto por:

- 2 posiciones de línea. (seccionador de línea, seccionador de barras, e interruptor).
- 2 posiciones de transformador. (seccionador de línea, seccionador de barras e interruptor).
- 1 posición de enlace de barras (seccionador partidor de barras).

Transformadores:

- 2 unidades de 132/20 Kv 40 MVA con regulación en carga de 14 posiciones en el primario.

Sistema de 20 Kv, con esquema de simple barra partida, tipo interior, con celdas blindadas de aislamiento en aire o SF₆, compuesto por dos módulos o semibarras e interruptores enchufables.

- Módulo 1 (barras 1)
 - 8 celdas de línea.
 - 1 celda de transformador de potencia.
 - 1 celda de servicios auxiliares.
 - 1 celda de batería de condensadores.
 - 1 celda de medida.
 - 1 celda de acoplamiento y unión de barras.

- Módulo 2 (barras 2)
 - 8 celdas de línea.
 - 1 celda de transformador de potencia.
 - 1 celda de servicios auxiliares.
 - 1 celda de batería de condensadores.
 - 1 celda de medida.

Además en media tensión se incluirán:

- 2 transformadores de servicios auxiliares, tipo intemperie 20/0,420-0,242 Kv, 100 KVA.
- 2 baterías de condensadores en intemperie, con una potencia de 7,2 MVAR cada una.
- 2 reactancias trifásicas de puesta a tierra en la salida de 20 Kv de los transformadores de potencia.

Cada una de estas posiciones de 132 y 20 Kv estará debidamente equipada con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su operación segura.

En cuanto a los servicios auxiliares, se debe diseñar y calcular los sistemas de iluminación interior y exterior, la red de puesta a tierra, y el sistema contra incendios.

1.3. LEGISLACIÓN.

Las Normas, Reglamentos, Especificaciones Técnicas..., que se han aplicado a la hora de realizar el proyecto son las siguientes:

1.3.1. Normas:

NI 00.06.10 Recubrimientos galvánicos en caliente para piezas y artículos diversos.

NI 33.27.30 Cables de fibra óptica de exterior para interconexión de equipos de protección y control en STR (OEKE). Multimodo.

NI 50.06.01 Soportes para terminales de exterior y pararrayos de AT hasta 20 KV.

NI 50.20.02 Marcos y tapas para arquetas en canalizaciones subterráneas.

NI 50.20.03 Herrajes, puertas, tapas, rejillas y escaleras para centros de transformación.

NI 50.20.41 Arquetas prefabricadas de hormigón para canalizaciones subterráneas.

NI 50.26.01 Picas cilíndricas de acero-cobre.

NI 50.42.01 Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento al aire para 24 kV en instalaciones de interior (ST/STR).

NI 50.42.02 Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento en SF6 hasta 52 KV en instalaciones de interior (ST/STR).

NI 54.30.01 Tubos de cobre para usos eléctricos.

NI 56.40.02 Cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco y cubierta especial (DHZ1) para redes de AT hasta 26/45 KV.

NI 61.00.00 Interruptores automáticos de AT para ST y STR.

NI 72.10.00 Transformadores de potencia sumergidos en aceite para STR de hasta 72,5 KV y 20 MVA (Dyn11).

NI 72.30.03 Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en BT.

NI 72.50.01 Transformadores de intensidad de medida y protección en AT hasta 72,5 KV.

NI 72.54.01 Transformadores de tensión de medida y protección en AT hasta 72,5 KV.

NI 72.58.50 Transformadores de intensidad de tipo toroidal para medida y protección para ST, STR y CMR.

NI 74.00.01 Seccionadores giratorios 24-420 KV.

NI 75.06.31 Fusibles limitadores de corriente asociados para AT hasta 36 KV.

NI 75.30.02 Pararrayos de óxidos metálicos sin explosores con envolvente polimérica para AT hasta 36 KV.

NI 75.30.03 Pararrayos de óxidos metálicos sin explosores, para instalaciones de tensión más elevada del material superior a 36 KV e inferior o igual a 145 KV.

Normas Sismo - resistentes P.G.S.-1, parte A aprobadas por Decreto 106/69 16 de Enero de 1.969, (B.O.E. nº 30 de 4 de Febrero de 1.969).

Normas U.N.E. y Recomendaciones U.N.E.S.A.

1.3.2. REGLAMENTOS:

Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión (RLAT) (Real decreto 223/2008).

Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) (Real decreto 842/2002, de 2 de agosto).

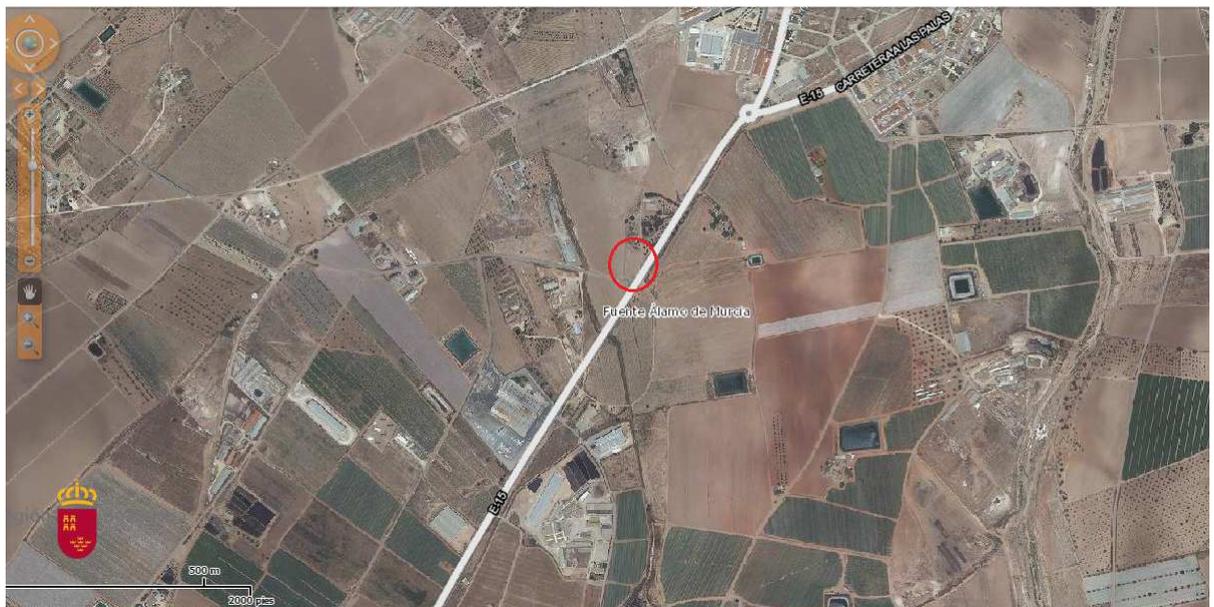
Condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación (Real decreto 3275/1982, de 12 de Noviembre).

Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas, subestaciones y centros de transformación y sus instrucciones técnicas complementarias ITC RAT 01 a 23 (Real decreto 337/2014, de 9 de mayo).

1.4. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.

La subestación proyectada está prevista para su construcción en Murcia, concretamente en la localidad de Fuente Álamo, a extramuros de dicha población.

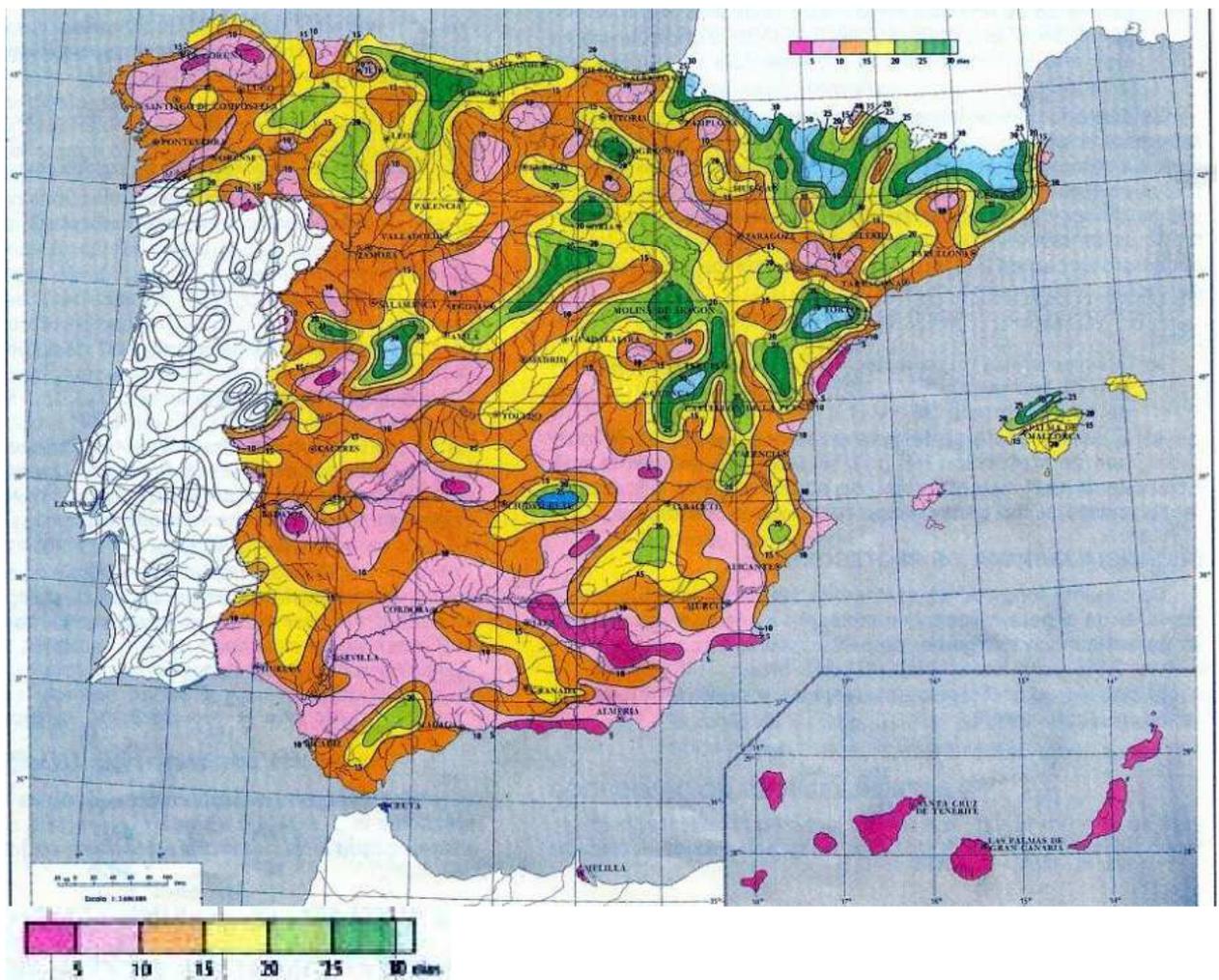
Se trata de una parcela de terreno contigua a la carretera nacional RM-E15 y tiene el tamaño suficiente para albergar la subestación en cuestión.



Se construirá en una parcela ocupando 3.015 m², superficie necesaria para su construcción. Las dimensiones de dicha parcela son 45 x 67 metros.

Con objeto de recopilar los datos necesarios de la zona de Fuente Álamo donde se va a ubicar nuestra Subestación eléctrica, adjuntamos a continuación algunos mapas y gráficos que explican la procedencia de algunos de dichos datos. Las fuentes de las que se han obtenido todos estos datos aparecen en la bibliografía de este proyecto.

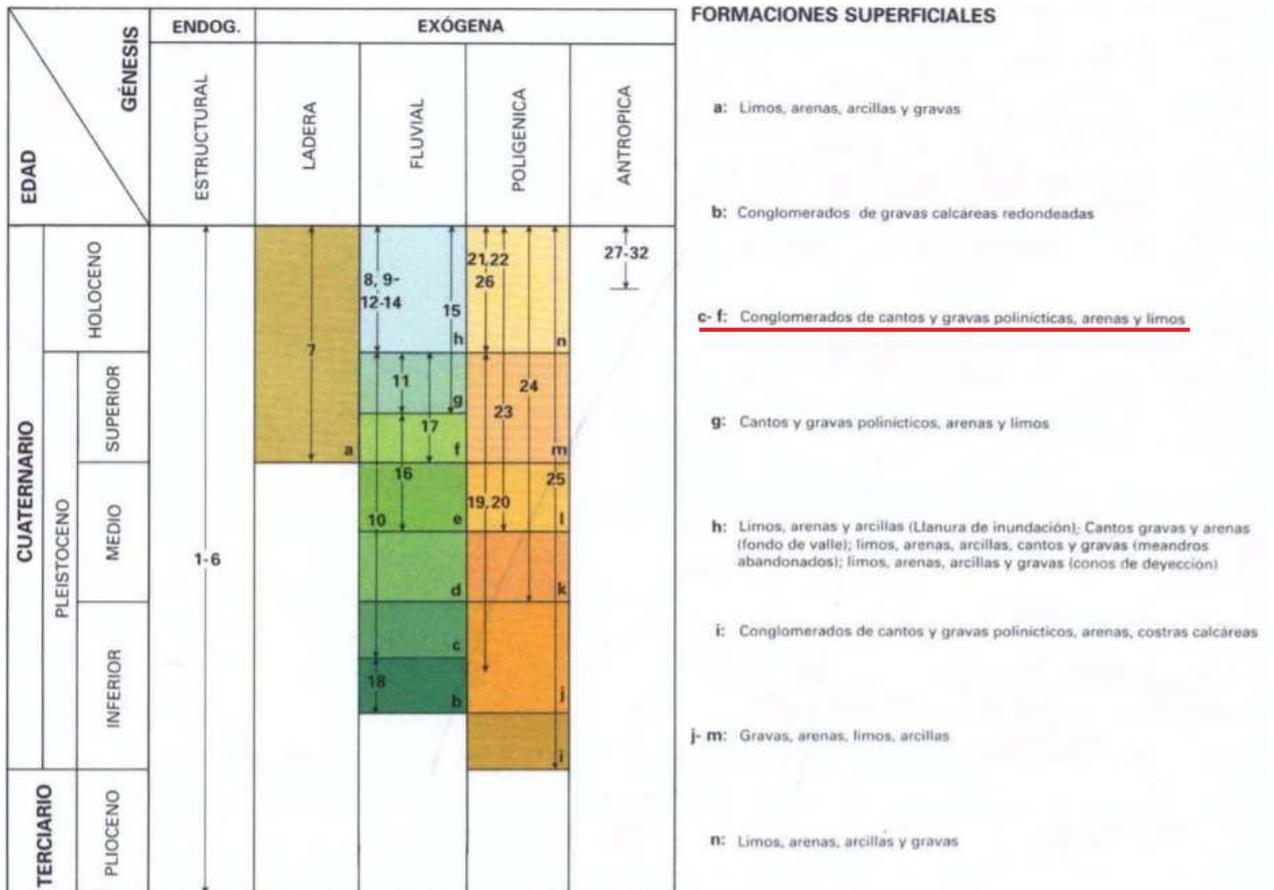
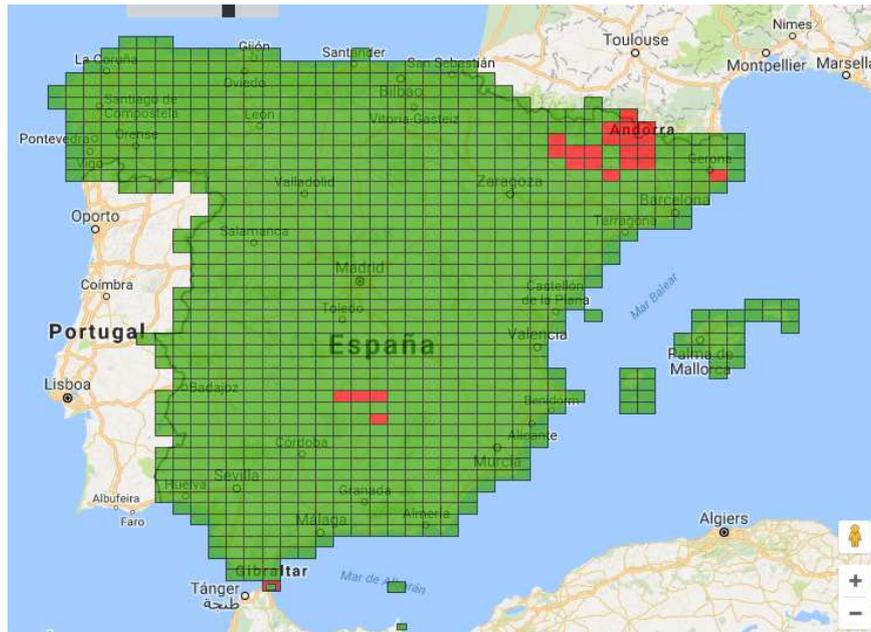
A continuación se muestra el mapa isocerámico de España:



Como se puede observar en el mapa, el municipio de Fuente Álamo, situado en la zona sur de la Región de Murcia, posee un nivel isoceráunico bajo con menos de 5 descargas al año.

Por otra parte, hemos recogido los datos geológicos del suelo con objeto de conocer la composición del terreno en el municipio de Fuente Álamo. A continuación se muestra un mapa de España y una escala de colores que clasifican los tipos de terreno:

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO



En el mapa de España anterior podemos observar que la zona de Fuente Álamo está clasificada con un color verde intermedio. Con este color verde intermedio entramos en la escala de colores y encontramos que nuestro terreno está clasificado con la letra “e” la cual se corresponde con un terreno del tipo:

Conglomerados de cantos y gravas polinícticas, arenas y limos.

Según la ITC-RAT 13, a este tipo de terreno le corresponde una resistividad eléctrica de entre 20 y 100 Ohmios por metro. Tomaremos por tanto la media aritmética, es decir, una resistividad eléctrica del terreno de $\rho = 60 \Omega \cdot m$ (Ohmios por metro).

Tabla 2

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500

Otros datos de interés que corresponden al tipo de terreno de Fuente Álamo y que vamos a necesitar son los siguientes:

Materiales	ρ	λ	C_p	μ
Genérico	1200-1800	1.5	1670-2500	50

Siendo:

ρ = densidad en Kg/m^3 .

λ = Resistividad térmica en $W/m \cdot K$.

C_p = Calor específico en $J/Kg \cdot K$.

μ = Factor de resistencia a la difusión del vapor de agua, adimensional.

Para aquellos datos que vienen expresados como un intervalo, se considerará la media aritmética como dato definitivo.

Resumiendo, las **características climatológicas y geológicas del lugar de emplazamiento** son las siguientes:

- Altura sobre el nivel del mar: **126 m.**
- Tipo de zona: **A.**
- Temperaturas extremas: **-2º C / +40º C.**
- Temperatura media anual: **17,6º C**
- Contaminación ambiental: Nivel Medio (II) → Línea de fuga nominal: **20mm/Kv.**
- Nivel de niebla: **8,7 días de niebla/año.**
- Coeficiente sísmico básico: **sismicidad media-alta = 0,11g.**
- Humedad: **36%**
- Presión atmosférica: **900/1050 hPa.**
- Nivel isocerámico: **2 descargas/año.**
- Distancia al mar: **25 Km.**

- Resistividad eléctrica: $\rho = 60 \Omega \cdot m$
- Densidad: $\rho = 1500 \text{ Kg}/m^3$
- Resistividad térmica: $\lambda = 1,5 \text{ W}/m \cdot K$.
- Calor específico: $C_p = 2085 \text{ J}/\text{Kg} \cdot K$.
- Factor de resistencia a la difusión del vapor de agua: $\mu = 50$.

Datos de cortocircuito

A efectos de cálculo de esfuerzos térmicos y dinámicos provocados por un cortocircuito, se considerará una potencia de cortocircuito de 3500 MVA en el parque de 132 Kv y una potencia de cortocircuito de 500 MVA en el parque de 20 Kv. Con una duración máxima de 0,5 segundos en ambos parques.

1.5. EMPRESA SUMINISTRADORA.

La energía eléctrica será suministrada en alta tensión (132 Kv) por la empresa IBERDROLA S.A., ya que es la compañía eléctrica que opera en la zona de Fuente Álamo y en toda la comunidad autónoma de Murcia, habiendo realizado ya las gestiones pertinentes para obtener la correspondiente autorización.

1.6. POTENCIA DE SUMINISTRO.

La potencia necesaria de suministro de la subestación vendrá dada por la potencia demandada por las diez y seis líneas que parten de nuestra subestación para alimentar a las cargas correspondientes aguas debajo de nuestra subestación, cuyo factor de potencia es de $\cos \varphi = 0,9$.

La potencia suministrada será igual a la suma de las potencias de los dos transformadores de potencia, siendo cada uno de 40 MVA y por tanto la potencia total suministrada de 80 MVA.

1.7. NIVELES DE TENSION.

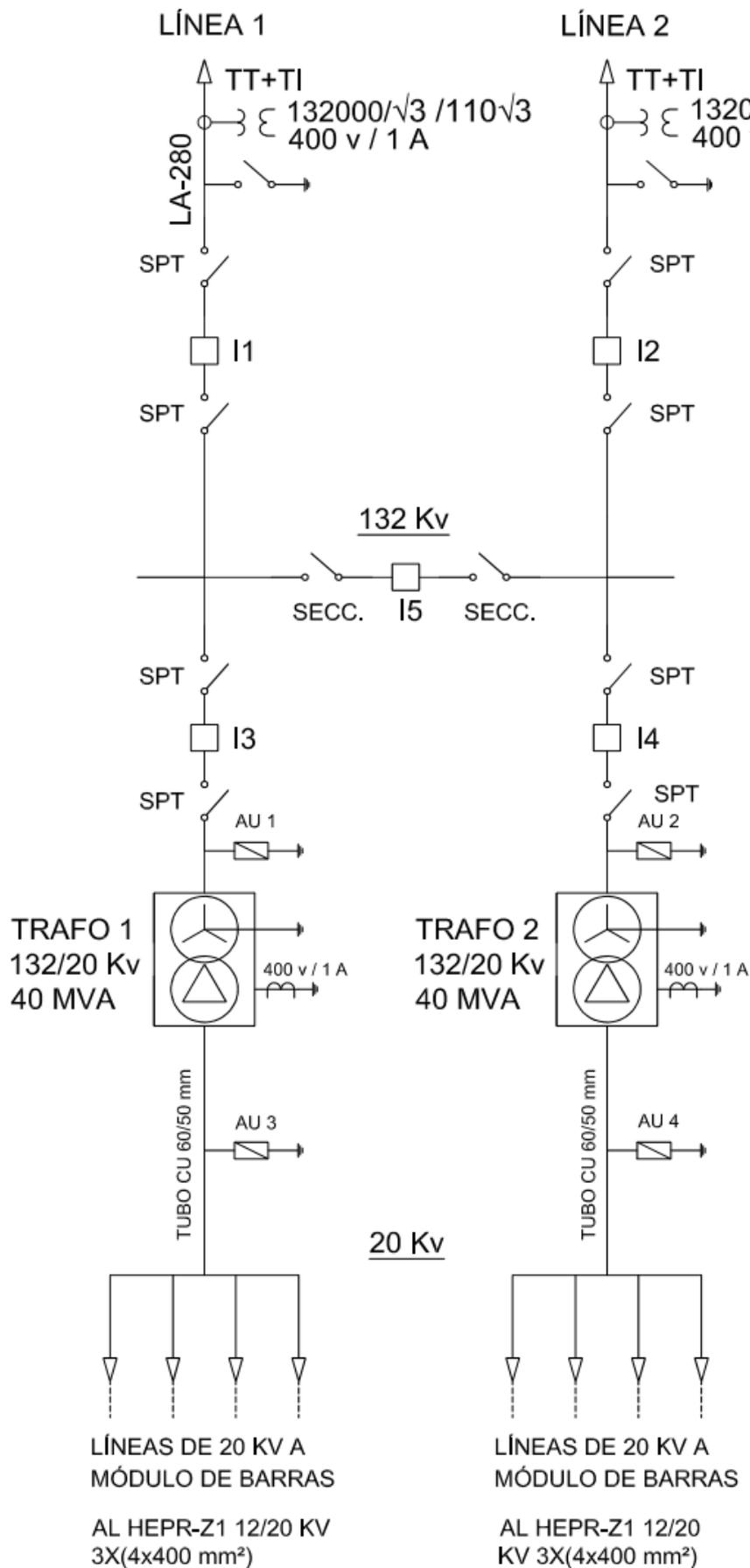
La subestación objeto del proyecto es una subestación transformadora reductora secundaria o de distribución, ya que recibe una tensión de entrada de 132 Kv y la reduce a una tensión de salida de 20 Kv.

Las líneas de salida alimentan directamente a los abonados en alta tensión y a los centros de transformación situados en lugares próximos al consumo, desde los cuales se suministra energía eléctrica a los abonados en baja tensión.

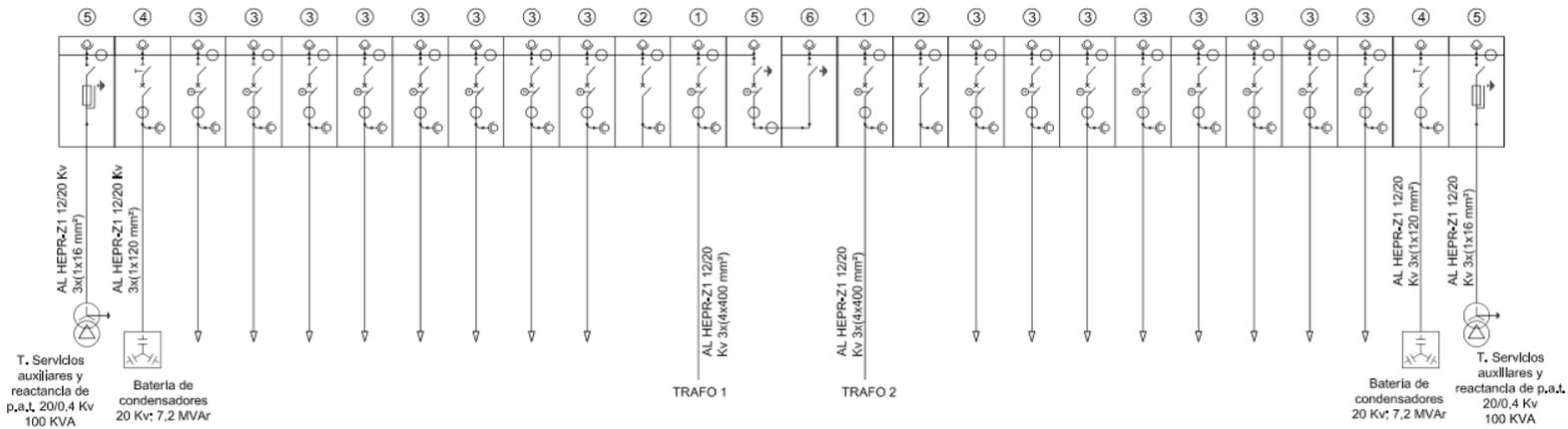
1.8. ESQUEMA UNIFILAR ADOPTADO.

Esquema unifilar del parque de 132 KV

Como se indica en la descripción del proyecto, la subestación tendrá una configuración de esquema unifilar de simple barra partida por seccionador, como se muestra en la figura siguiente:



Esquema unifilar del parque de 20 KV



1.9. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.

La subestación transformadora, dispone de dos líneas de alimentación a una tensión nominal entre fases de 132 Kv, cada una proviene de Asomada y Lorca respectivamente.

Ambas líneas de 132 Kv están conectadas mediante un sistema de barras que permite dejar fuera de servicio cualquiera de las líneas en caso de avería o maniobras.

Se utilizarán dos transformadores de potencia para reducir la tensión de entrada de 132 Kv a 20 Kv con objeto de distribuir toda la energía a las zonas que la demandan.

La instalación de 20 Kv se compone de dos módulos. Cada uno de ellos dispondrá de: 8 líneas de potencia de 5000 KVA cada una, 1 celda de servicios auxiliares y un equipo de batería de condensadores de 7,2 MVAR instalado en el interior del edificio de control.

Cada celda de servicios auxiliares llevará conectada un transformador auxiliar de 20/0,4 Kv de 100 KVA de potencia, para disponer de la energía necesaria para alimentar a los servicios auxiliares de la subestación transformadora.

Los equipos que forman los parques de 132 y 20 Kv son los siguientes:

Parque de 132 Kv

Tanto las líneas de entrada como el parque de 132 Kv están instalados a la intemperie. Los equipos que forman este parque son los siguientes:

A la entrada del parque de 132 Kv (para cada una de las dos líneas de entrada):

- 3 Transformadores combinados de tensión e intensidad (TI+TT) de 132 Kv.
- Un Seccionador tripolar con puesta a tierra.
- Un interruptor automático tripolar de 132 Kv.
- Un seccionador tripolar a barras de 132 Kv.

Un conjunto de barras simples con:

- Dos Seccionadores tripolares con puesta a tierra.
- Un interruptor automático tripolar de 132 Kv.

Tramo de línea hasta la llegada al transformador de potencia:

- Dos Seccionadores tripolares con puesta a tierra.
- Un interruptor automático tripolar de 132 Kv.
- Tres pararrayos autovalvulares de 132 Kv.

Parque de 20 Kv

El parque de 20 Kv está compuesto por: los bornes de 20 Kv del transformador de potencia, el embarrado de 20 Kv a la salida de dichos bornes, por el entronque aéreo-subterráneo, por los conductores que van desde el entronque a las celdas blindadas, por las barras de 20 Kv situadas en el interior de las celdas y por las 16 líneas de salida de este último embarrado y que dará servicio al municipio de Fuente Álamo.

Para cada uno de los transformadores se tiene:

Tramo comprendido entre los bornes del transformador de 20 Kv hasta el edificio de control

- 1 Reactancia tipo zig-zag para la puesta a tierra del neutro.
- 3 barras de cobre en intemperie.
- 12 conductores aislados (4 por fase) subterráneos.

En el edificio de control un módulo de barras formado por:

- 1 celda de entrada de línea del transformador.
- 1 celda de servicios auxiliares.
- 1 celda de batería de condensadores.
- 1 celda de medida.
- 1 celda de acoplamiento y remonte.
- 8 celdas de línea.

Se han seleccionado celdas de la casa MESA y están preparadas para soportar la tensión de 20 Kv y la corriente producida por dicha tensión. Las partes en tensión estarán aisladas por el gas SF₆. Estas celdas se alojarán en el interior del edificio de control.

Suministro y consumo de la subestación en BT.

Los dos transformadores de servicios auxiliares, de 100 KVA cada uno, serán los encargados de suministrar toda la energía necesaria para abastecer los servicios auxiliares de la subestación. Dichos transformadores están situados en el interior del edificio de control, en un cuarto contiguo al de las celdas, y son alimentados desde las celdas a 20 Kv. A su vez, los transformadores alimentan a 400 voltios al cuadro general de la subestación

desde el que se alimentan todos los servicios auxiliares, como son la iluminación, los cuadros de control y el aire acondicionado.

1.9. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 132/20 KV.

1.9.1. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 132 Kv.

1.9.1.1. Conductores de suministro de 132 Kv.

El conductor seleccionado para el tramo que transcurre desde las propias líneas de entrada hasta el transformador de potencia es el conductor 242-AL1/39-ST1A, también llamado conductor LA-280 HAWK. Este conductor flexible ha sido seleccionado debido a su simplicidad, su buena relación conductividad/resistencia mecánica, y por las ventajas económicas que presenta respecto al conductor rígido.

Las características técnicas de este conductor son las siguientes:

Características LA-280 HAWK		
Secciones (mm ²)	Aluminio	241,7
	Acero	39,5
	Total	281,2
Número de alambres	Aluminio	26
	Acero	7
Diámetros (mm)	Alma	8,04
	Conductor	21,8
Masa lineal (Kg/Km)		977
Carga de rotura (daN)		8450
Resistencia (Ω/Km) a 20º C		0,112
Módulo de elasticidad, E, (daN/mm ²)		7500
Coeficiente de dilatación lineal, α , (ºC * 10 ⁻⁶)		18,9
Densidad de corriente (A/mm ²)		2,06
Intensidad de corriente máxima (A)		581,2

1.10.1.2. Embarrado de 132 Kv.

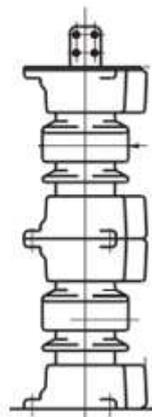
Nuestro embarrado está constituido por **tubos de aluminio 6063 de la casa Alu-stock** y es proporcionado por el fabricante en tubos de 6 metros de longitud. Sus características son las siguientes:

Características barras de aluminio	
Diámetros $\varnothing_e/\varnothing_i$ (mm)	100/80
Espesor, e, (mm)	10
Peso, P, (Kg/m)	8,016
Momento de inercia, I, (cm ⁴)	289,812
Momento Resistente, W, (cm ³)	57,962
Módulo de elasticidad, E, (daN/mm ²)	$7 \cdot 10^{10}$
Coefficiente de dilatación lineal, α , (°C * 10 ⁻⁶)	$23,4 \cdot 10^{-6}$
Carga de rotura (N/mm ²)	248

1.10.1.3. Pararrayos autovalvulares de 132 Kv.

Con objeto de proteger a los equipos y personal de las sobretensiones, ya sean producidas por problemas internos de la red o por fenómenos atmosféricos, se instalarán autoválvulas-pararrayos muy próximos al transformador de potencia, pues es el equipo más valioso de nuestra subestación y por tanto, el que más protección merece.

Las autoválvulas seleccionadas son de la casa INAEL, cuyo modelo tiene la referencia 8110D0001J144. Dichas autoválvulas se instalarán una en cada fase de entrada al transformador de potencia. Como tenemos dos transformadores, se instalarán un total de 6 equipos.



1.10.1.4. Seccionadores de 132 Kv.

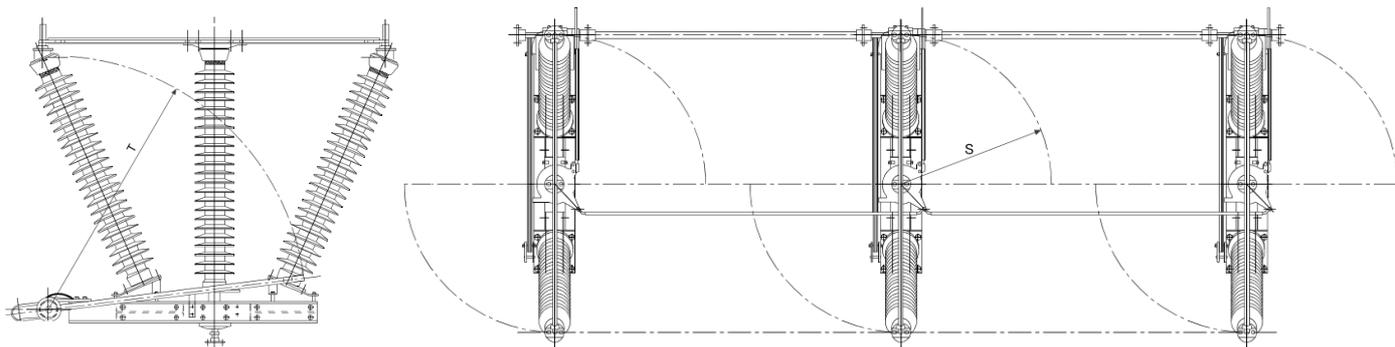
Se han seleccionado **seccionadores giratorios de doble apertura lateral en "V" modelo SGVP-145/1250 de la casa MESA** puesto que poseen unas excelentes características técnicas y económicas.

Se escogen tripolares debido a que al ir unidos por un eje común, permiten el accionamiento conjunto.

La maniobra de los seccionadores será eléctrica por c.a. para disponer de su accionamiento de forma remota o local mediante pulsadores montados en el interior de la sala de control. También será posible la maniobra manual.

Características del seccionador SGVP-145/1250	
Tensión nominal (Kv)	145
Intensidad nominal (A)	1250
Tensión de ensayo a frecuencia industrial bajo lluvia (Kv)	275
Tensión de ensayo a los impulsos (Kv)	650
Intensidad admisible de corta duración (A)	31,5
Separación entre polos (mm)	3000
Separación entre columnas (mm)	1020

Se instalarán un total de 9 seccionadores de intemperie, tal y como queda reflejado en los planos.



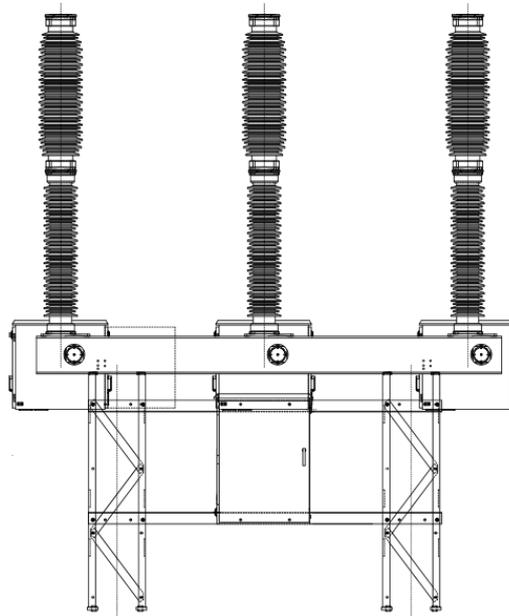
1.10.1.5. Interruptores automáticos de 132 Kv.

Se escogen interruptores automáticos de SF₆ (hexafluoruro de azufre), que es un gas pesado muy estable, incoloro, inodoro, inerte, no inflamable y no tóxico. Por lo que al corte de corrientes de cortocircuito en gas de hexafluoruro de azufre se aplica el principio de autocompresión.

El interruptor automático seleccionado para instalar en el parque de 132 Kv es el modelo LTB 145D1/B de la casa ABB, de corriente nominal 3150 A con una capacidad de interrupción de 40 KA.

Son interruptores tripolares que al tener accionamientos independientes, pueden ser instalados como interruptores unipolares. Se instalarán 15 interruptores unipolares en dicho parque. Seis en cada una de las líneas (dos por fase, antes y después del embarrado) y otros tres en el embarrado de 132 Kv para su apertura y cierre. Para más detalle, se puede consultar la documentación técnica de la casa ABB.

Características del interruptor LTB 145D1/B	
Número de cámaras por corte de polo	1
Tensión nominal (Kv)	145
Frecuencia nominal (Hz)	50/60
Nivel soportado a la frecuencia industrial (Kv)	275
Nivel soportado a impulso tipo atmosférico (LIWL)	650
Nivel soportado a impulsos tipo operación (SIWL)	-
Distancia de fuga (mm/Kv)	25
Corriente nominal de servicio (A)	3150
Corriente nominal de servicio en cortocircuito (KA)	40
Factor de primer polo	1,5
Cresta de corriente de cierre (KA)	100/104
Duración de cortocircuito (s)	3



1.10.1.6. Transformadores de tensión.

Se han instalado transformadores combinados que poseen en un mismo aparato un transformador de tensión y otro de intensidad (TI+TT). Están instalados en las líneas de 132 Kv justo a la entrada de la subestación. Se ha instalado un total de 6 transformadores combinados, 3 en cada una de las líneas (1 por fase).

El transformador combinado instalado es el modelo **KA-145** de la casa **Arteche** que posee aislamiento de papel-aceite.



Características técnicas del transformador combinado KA-145	
Tensión máxima de servicio (Kv)	145
Tensión de ensayo a frecuencia industrial (Kv)	275
Tensión de ensayo al impulso (Kv)	650
Tensión de ensayo de maniobra (Kvp)	-
Línea de fuga estándar (mm)	3625
Número de secundarios	TI 6, TT 4
Corriente a la salida del secundario (A)	1 A
Tensión a la salida del secundario (v)	$110/\sqrt{3}$
Peso (Kg)	580

1.10.1.7. Transformadores de intensidad.

Ver el apartado anterior.

1.10.1.8. Transformador de potencia.

Con objeto de llevar a cabo la transformación de tensión de 132Kv a 20 Kv, se ha previsto el montaje de dos transformadores trifásicos de potencia, de columnas, en baño de aceite, de tipo intemperie. El transformador podrá disponer de un devanado suplementario de 0,22 Kv para autoalimentarse en lo que se refiere a la ventilación y regulación.

En un principio se le exige un régimen de funcionamiento de un 20 % de su potencia nominal, aunque en picos de potencia no superiores a dos horas, el transformador podrá alimentar a los circuitos en un régimen de 140 %.

1.10.1. 8.1. Características constructivas.

Las características constructivas más importantes son:

Características constructivas del transformador de potencia	
Tipo de servicio	continuo
Refrigeración	ONAN/ONAF
Potencia nominal	20/40 MVA
Tensión primaria	$132 \pm 10\%$
Tensión secundaria	21 Kv
Frecuencia	50 Hz
Conexión	Estrella/triángulo
Grupo de conexión	YNd11
Tensión de contacto para relación de 132/20 Kv	13,5%

1.10.1. 8.2. Ensayos dieléctricos.

Aunque el transformador dispone de válvulas de alivio de sobretensiones tanto en el devanado primario como en el secundario, debe de cumplir unos ciertos niveles de aislamiento en caso de fallo de los elementos de alivio.

Los bobinados serán calculados para los siguientes niveles de aislamiento:

- Niveles a impulso tipo rayo
 - Primario.....550 Kv
 - Secundario.....125 Kv
 - Neutro de primario.....125 Kv

- Tensión aplicada durante 1 minuto, 50 Hz.
 - Primario.....230 Kv
 - Secundario.....50 Kv
 - Neutro del primario.....50 Kv

1.10.1. 8.3. Regulación de tensión.

El transformador dispone de un dispositivo que permite variar la relación de transformación en carga, mediante tomas dispuestas en el arrollamiento primario. La categoría de la regulación será con flujo constante (R.F.C), y el cambiador de tomas será de 18 escalones y 19 posiciones.

Las posiciones de regulación deben ser las indicadas en la tabla 4. El cambiador de tomas en carga y su mecanismo de acoplamiento cumplirán con lo especificado en la norma UNE EN 60 214.

Tabla 4
Relación de transformación en carga

Tensión primaria Kv	Arrollamiento primario V	Arrollamiento secundario V
132	$+ 9 \times 1467$ 132.000 $- 9 \times 1467$	13.800 15.750 21.000

Protecciones

La protección de los reguladores se realiza mediante un relé Buchhold situado en el conducto de unión entre la cuba del regulador y el depósito de expansión del dieléctrico.

El citado relé estará provisto de una boca en la parte superior para la salida de las burbujas de gas y conectado a una tubería con un dispositivo para recogida de toma de muestra de gas.

La posición de funcionamiento del relé Buchhold será horizontal, con una indicación máxima con el eje horizontal en la dirección del flujo de aceite de 2,5°.

Dicho relé dispondrá de dos niveles:

Nivel 1. Obtendrá una señal de alarma por paso de burbujas de gas por el relé, tendrá señalización tanto en la propia subestación (alarma local) como en el centro de control (alarma remota).

Nivel 2. Genera una señal de disparo que actúa sobre el relé maestro, el cual a su vez desconectará el transformador tanto en 132 Kv como en 20 Kv. La reposición del relé maestro debe ser manual y no se podrá cerrar los interruptores de alta y baja por telemando.

Mantenimiento

El periodo de mantenimiento de estos reguladores se establece en un tiempo de 3 años o bien 20.000 maniobras. En el mantenimiento de los mismos se deberá sustituir el medio dieléctrico y comprobar el estado de los contactos del regulador, comprobando que cumplen las tolerancias exigidas por el fabricante, cambiando los mismos si fuera necesario.

1.10.1. 8.4. Transformadores de intensidad.

El transformador de potencia está equipado con:

- Seis transformadores de intensidad, dos en cada fase del secundario, tres para la protección diferencial y otros tres para medida.
Tendrán una potencia de 30 VA y una clase de precisión 5P20 para los de protección y de 20 VA y clase 0,5 para medida.
Serán de tipo toroidal, servicio interior, para montaje sobre pasatapas y funcionamiento en baño de aceite.
La relación de transformación de estos transformadores deben ser las indicadas en la tabla 10:

Tabla 10
Relación de transformación

Potencia MVA	13,8 kV y 15,75 kV A	21 kV A
20	1200/5	800/5
40	1800/5	1200/5

- Seis transformadores de intensidad (dos en cada fase del primario), siendo tres para la protección de sobreintensidad.

Tendrán una potencia de 30 VA y una clase de precisión 5P20 ; y otros tres para medida con una potencia de 20 VA y clase 0,5.
La relación de transformación de estos transformadores será la indicada en la tabla 11:

Tabla 11
Relación de transformación an A

Potencia MVA	Tensión primaria kV	
	132	Neutro
20	100/5	300/5
40	200/5	300/5

Será de tipo toroidal, servicio interior, para montaje sobre pasatapas y funcionamiento en baño de aceite.

1.10.1. 8.5. Refrigeración.

Los transformadores dispondrán de radiadores para refrigeración, adosados en la cuba. Deberán ser capaces de disipar el calor producido a la potencia asignada en refrigeración ONAF y sus características y ensayos cumplirán con el tipo FG descrito en la norma UNE EN 50 216-6.

Los radiadores están galvanizados de acuerdo con la norma UNE EN 20 175.

Cada uno irá provisto de:

- Válvulas de aislamiento en la parte superior e inferior para facilitar el desmontaje sin vaciar el aceite de la cuba.
- Tapón de vaciado.
- Tapón de purga.
- Cáncamos de elevación.
- A efectos de facilitar el repintado de radiadores en la instalación, éstos no tendrán arriostramientos soldados entre radiadores, sino que serán esmontables.
- El transformador estará dotado de electro-ventiladores y se pondrán en marcha manual o automáticamente, en este caso, mediante la acción de un termómetro en función de la temperatura del aceite.

1.10.1. 8.6. Protecciones del transformador.

Las protecciones propias del transformador constan del siguiente equipo:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite, uno para el aceite del transformador y otro para el aceite del regulador. Cada uno de los indicadores dispone de contacto de alarma, de nivel bajo. Las alarmas irán destinadas tanto a la señalización local como a la remota. La actuación de estas alarmas no causará disparo de los interruptores de la máquina.

- El transformador llevará sobre la tapa un dispositivo liberador de presión con contacto auxiliar para el dispositivo del transformador. El cuerpo del dispositivo estará fundido en aleación de aluminio exento de porosidades. La sobrepresión de alivio de dicho dispositivo será de 350 milibares con una tolerancia de $\pm 10\%$.
- Relé Buchhold de dos flotadores con contacto de alarma y disparo. Esta protección en su primer nivel generará una alarma local y remota. En su segundo nivel producirá una energización del relé maestro que aislará el transformador en el devanado de AT y BT. La reposición de la máquina no podrá ser realizada mediante una orden remota, deberá realizarse de forma manual.
- Termómetro, termostato y sonda PT100.
El transformador llevará incorporadas dos vainas. Una de ellas para la inserción de un termostato para alarma y desconexión del mismo por temperatura. La otra vaina estará prevista para insertar un termómetro con cuatro contactos, (indicadores de la temperatura del aceite capa superior y accionamiento del equipo de electro-ventiladores).
El transformador incorporará en el interior del bobinado una sonda PT100.
- Protección diferencial. La protección diferencial nos dará al mismo tiempo un disparo de la máquina y una señalización, tanto en local como en remota. Esta protección protege a la máquina de posibles derivaciones en su interior, la actuación de dicha protección activará el relé maestro que no permitirá la reposición remota de la máquina.
- Sobreintensidad de fase. En ambos devanados se conectará un relé de sobreintensidad para cada fase. Seis en total. Estos relés actuarán de forma autónoma cuando detecten una sobreintensidad en cualquier devanado de la máquina, abriendo el interruptor correspondiente para protección de la máquina. La reposición de la máquina podrá realizarse remotamente. Ante un cierre del interruptor de BT la protección de sobreintensidad instantánea bloqueará su acción durante 0,4 segundos para evitar cerrar la máquina por efectos transitorios.
- Sobreintensidad de neutro. Se colocarán tres protecciones de neutro. Una en un neutro de cada circuito de intensidad alta y baja tensión y otro en el bushing de la borna de neutro. Estos circuitos protegerán a la máquina de las faltas a tierra y abrirán el interruptor correspondiente (AT o BT).

1.10.1. 8.7. Mantenimiento.

Las gamas de mantenimiento del transformador se especifican a continuación:

- Mantenimiento periódico (trienial). En este mantenimiento se realiza principalmente una prueba de todos los circuitos eléctricos, reparación de pequeñas fugas y actuación manual de todas sus protecciones.

- Mantenimiento predictivo (bianual). Análisis físico químico y cromatografía de gases del aceite. En este ensayo se analizan mediante una muestra del fondo de la cuba las propiedades del elemento dieléctrico para así determinar posibles puntos calientes de los devanados.
- Mantenimiento predictivo (quinquenal). En este mantenimiento se miden la resistencia de los devanados, se calcula la relación de transformación, se comprueba la $\text{tg } \delta$ de las bornas, se miden capacidades entre devanados. Comprobando los resultados de fabricación.

1.10.1. 8.8. Normativa.

La normativa de consulta recomendada por el fabricante es la siguiente:

NI 00.08.00: Calificación de suministradores y productos tipificados

NI 06.00.01: Aceites minerales aislantes nuevos para transformadores e interruptores.

NI 56.30.15: Cables aislados de control sin halógenos SH 0,6/1 kV.

NI 56.30.17: Cables aislados de control apantallados sin halógenos SHC 0,6/1 kV.

NI 56.80.04: Accesorios para cables subterráneos de tensión asignada de 26/45 kV(52 kV) hasta 76/132 kV (145 kV). Cable con aislamiento seco.

UNE 20 175: Sistema de pintado para transformadores de potencia, acabado integral de pinturas epoxy-poliuretano.

UNE 20 324: Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP).

UNE 21 305: Evaluación y clasificación térmica del aislamiento eléctrico.

UNE 48 103: Pinturas y barnices. Colores normalizados.

UNE EN 50 102: Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK)

*UNE EN 50 216-2: Accesorios para transformadores y reactancias. Relé con actuación por gas y aceite para transformadores y reactancias sumergidas en aceite y con depósito de expansión.

UNE EN 60 214: Cambiadores de tomas de carga.

UNE EN 60 076-1: Transformadores de potencia. Parte 1. Generalidades.

UNE EN 60 076-2: Transformadores de potencia. Parte 2. Calentamiento.

*UNE EN 60 076-10: Transformadores de potencia. Parte 10. Determinación del nivel de ruido.

UNE EN 60 721-3: Clasificación de las condiciones ambientales. Parte 3: Clasificación de grupos de parámetros ambientales y sus severidades.

*EN 50 299: Cable connection for transformers and reactors for highest voltage for equipment of 72,5 kV and above.

CLC/TC36A(sec)85: Capacitance graded outdoor bushings 52 up to 420 kV for oil immersed transformers.

1.10.1.9. Estructuras metálicas.

1.10.1.9.1. Pórticos del parque de 132 Kv.

La estructura del pórtico estará compuesta por apoyos tipo celosía modelo C-4500, y la viga del pórtico será de hormigón. Cumplirá con la normativa de Grupo IBERDROLA siendo sus características y dimensiones las que están reflejadas en los planos de proyecto.

La fijación de la estructura al suelo será tal y como viene reflejada en los planos de proyecto.

1.10.1.9.2. Soportes de aparamenta.

Las estructuras metálicas a utilizar para la fijación de los distintos equipos que forman parte de las instalaciones de A.T. serán igualmente del tipo de celosía e iguales a las reflejadas en los planos para su dimensionado se deberá tener en consideración todas y cada una de las solicitudes que intervengan en cada caso así como a las condiciones meteorológicas de la zona.

Los soportes cumplirán con la normativa correspondiente del Grupo IBERDROLA. La fijación de la estructura al suelo será tal y como viene reflejada en los planos de proyecto.

1.10.2. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 20 Kv.

1.10.2.1. Aparamenta exterior.

1.10.2.1.1. Conductores de suministro de 20 Kv.

Con objeto de transportar la energía eléctrica desde los bornes del transformador de potencia hasta el edificio de control, se ha seleccionado el conductor **AI-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 400 mm² de sección de la casa Prysmian** capaz de soportar hasta 450 A. Será instalado bajo zanja prefabricada de hormigón a 1 metro de profundidad, con resistividad térmica del terreno de 1.5 K.m/W, y una temperatura media del terreno de 25°C. Puesto que la intensidad que suministra el transformador de potencia es muy elevada, se utilizarán cuatro conductores de este modelo por fase para suministrar toda la energía al edificio de control.

Se instalarán 2 cables de fase por tubo, respectivamente para cada fase, y en una altura inferior se instalará otra tanda idéntica pero con las fase distribuidas de manera opuesta, con el fin de equilibrar el campo magnético generado.

1.10.2.1.2. Embarrado de 20 Kv.

El embarrado utilizado a la salida del transformador de 20 Kv está formado por tubos de cobre de 6,5 metros de longitud. Sus características son las siguientes:

Características barras de cobre	
Diámetros $\varnothing_e/\varnothing_i$ (mm)	60/50
Espesor, e, (mm)	5
Peso, P, (Kg/m)	7,7
Momento de inercia, I, (cm ⁴)	32,88
Momento Resistente, W, (cm ³)	10,96
Módulo de elasticidad, E, (daN/mm ²)	12,01*10 ⁸
Coefficiente de dilatación lineal, α , (°C *10 ⁻⁶)	16,5*10 ⁻⁶
Carga de rotura (N/mm ²)	220

1.10.2.1.3. Entronque aéreo-subterráneo.

El entronque aéreo subterráneo de nuestra subestación tiene lugar a la salida de los bornes de 20 Kv de los transformadores de potencia. En esta etapa, los conductores de potencia de 20 Kv pasan de estar a la intemperie a estar en el subsuelo.

Los conductores del entronque aéreo subterráneo se conectarán a los tubos de cobre del embarrado de 20 Kv mediante unos conectores de derivación en T preparados para unir tubos de cobre y cables de cobre. Seguidamente, descenderán

hasta un metro de profundidad bajo el suelo, y transcurrirán a través de una zanja prefabricada de hormigón hasta el edificio de control.

1.10.2.1.4. Reactancia de puesta a tierra.

Si una red eléctrica es alimentada desde el secundario de un transformador con sus devanados conectados en triángulo, cuando ocurre un cortocircuito entre fase y tierra no existe camino de retorno para la corriente de cortocircuito. No obstante, la red puede seguir en operación, aunque las fases no afectadas soportan un valor de tensión $\sqrt{3}$ veces superior al de la tensión nominal entre fases; esto ocasiona una sobretensión permanente a la frecuencia industrial de 50 Hz que afecta tanto al transformador como a la red.

Para evitar este inconveniente empleamos un transformador especial llamado "Banco de tierra".

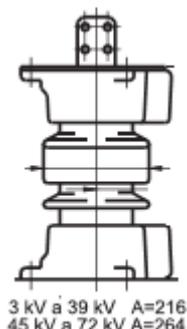
Un banco de tierra es un transformador de tierra con conexión en estrella-triángulo, conectando la estrella a alta tensión y su neutro a tierra, mientras que el secundario está conectado a baja tensión. Además el secundario de este transformador puede emplearse para alimentar a los servicios auxiliares de la subestación.

Por tanto, **el transformador de servicios auxiliares servirá también de reactancia de puesta a tierra.**

1.10.2.1.5. Pararrayos autovalvulares de 20 Kv.

Con objeto de proteger a los equipos y personal de las sobretensiones, ya sean producidas por problemas internos de la red o por fenómenos atmosféricos, se instalarán autoválvulas-pararrayos muy próximos al transformador de potencia por el lado de 20 Kv. Estos pararrayos serán los encargados de proteger todo el tramo de 20 Kv desde los bornes de 20 Kv del transformador hasta las celdas blindadas que se encuentran en el edificio de control.

Las autoválvulas seleccionadas son de la casa INAEL, cuyo modelo tiene la referencia **8111D0001J024**. Dichas autoválvulas se instalarán una en cada fase de salida del transformador de potencia. Como tenemos dos transformadores, se instalarán un total de 6 equipos.



1. 10.2.2. Aparamenta interior.

1.10.2.2.1. Conductor aislado de suministro al transformador auxiliar.

Para alimentar a los dos transformadores de servicios auxiliares desde las celdas blindadas, se ha seleccionado un conductor de tipo **AI-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 16 mm² de sección de la casa Prysmian** que es capaz de soportar 76 A.



1.10.2.2.2. Conductor aislado de suministro a la batería de condensadores.

Para alimentar a los dos transformadores de servicios auxiliares desde las celdas blindadas, se ha seleccionado un conductor de tipo **AI-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 120 mm² de sección de la casa Prysmian** que es capaz de soportar 230 A.



1.10.2.2.3. Conductores aislados para el suministro en baja tensión.

Tramo para transformadores de medida.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x2,5 mm²

Tramo posterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x10 mm²

Tramo anterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x6 mm²

Tramo para interruptores y seccionadores de 132 Kv.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x16 mm²

Tramo para aire acondicionado.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x25 mm²

Tramo anterior al circuito de c.c., rectificador y baterías.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x35 mm²

Tramo posterior al circuito de c.c., rectificador y baterías.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x95 mm²

Tramo posterior al transformador de servicios auxiliares.

0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x35 mm²

1.10.2.2.4. Celdas SF₆ para 20Kv.

Se han seleccionado celdas de la casa MESA que están preparadas para soportar la tensión de 20 Kv y la corriente producida por dicha tensión. Las partes en tensión estarán aisladas por el gas SF₆. Las características técnicas de estas celdas son las siguientes:

Características Celdas blindadas SF ₆ Mesa		
Tensión nominal (Kv)		24
Nivel de aislamiento (Kv)	A frecuencia industrial	50
	A onda de choque tipo rayo	125
Intensidad nominal (A)	Embarrado	2000
	Derivaciones	630
Intensidad nominal de corte (KA)		25/31,5
Capacidad de cierre en cortocircuito (KA)		63/80
Intensidad nominal de corta duración (KA/s)		25/3
Presión nominal relativa de gas a 20º C (bar)		0,3
Grado de protección	Compartimentos de AT	IP65

Para realizar todas las operaciones necesarias, en el interior del edificio de control se han instalados celdas blindadas de los siguientes tipos:

- 2 celdas de entrada de línea del transformador de potencia (una por módulo).
- 2 celdas de transformadores auxiliares (una por módulo).
- 2 celdas de batería de condensadores (una por módulo).
- 2 celdas de medida (una por módulo).
- 1 celda de acoplamiento.
- 1 celda de remonte.
- 16 celdas de línea (8 por módulo).

En total se han instalado 27 celdas.



1.10.2.2.5. Transformador de servicios auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares posee las siguientes características:

Características del transformador auxiliar y de reactancia de p.a.t.			
Potencia asignada (KVA)			100
Tensión asignada	Primaria(Kv)		24
	Secundaria (v)		420
Grupo de conexión			Dyn11
Pérdidas en vacío (W)			260
Pérdidas en carga (W)			1750
Impedancia de cortocircuito a 75°			4
Nivel de potencia acústica			54
Caída de tensión a plena carga (%)	Cos α = 1		1,81
	Cos α = 0,8		3,57
Rendimiento (%)	Carga 100 %	Cos α = 1	98,03
		Cos α = 0,8	97,55
	Carga 75 %	Cos α = 1	98,37
		Cos α = 0,8	97,97



1.10.2.2.6. Batería de condensadores.

Con objeto de mantener la tensión en unos niveles aceptables, compensar la energía reactiva para reducir pérdidas en la instalación eléctrica y mejorar así el factor de potencia, se han instalado baterías de condensadores tipo cubículo para media tensión de la casa NOKIAN CAPACITORS.

Estas baterías se configuran de la siguiente forma: constan de un cubículo de entrada donde se aloja el interruptor principal, el seccionador de PT y el equipo de control y protección. A su lado hay uno o varios cubículos de escalón donde se encuentran los condensadores, reactancias, fusibles, y componentes de conexión.

Sus características técnicas más relevantes son:

Características batería de condensadores	
Tensión de servicio	3...36 Kv
Frecuencia	50 o 60 Hz
Potencia	50...12000KVAR
Número de escalones	Nº de escalones 1...6
Tolerancia de la capacidad	-5/+10 %
Nivel de aislamiento	Máximo 70/170 Kv
Corriente de cortocircuito	Máxima 40 KA/1 seg.
Reactancias	De choque o de rechazo de armónicos
Tipo de ventilación	Por aire o ventilador con termostato
Temperatura de almacenamiento	-25/+55º C
Temperatura de transporte	-25/+70º C
Humedad relativa	20% RH a 90% RH sin condensar



1.11. SERVICIOS AUXILIARES.

Para un servicio seguro y eficaz de la subestación es de vital importancia tener control e información permanente de los equipos que en ella se hayan instalado.

Los servicios auxiliares de la Subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión (c.a. y c.c.). Para la adecuada explotación del centro, se instalarán sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de mando, control, protección y medida.

Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de c.a. y c.c. se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización de aparatos formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero.

El cuadro consta de dos zonas diferenciadas e independientes, donde se alojan respectivamente los servicios de corriente alterna y corriente continua.

Cada servicio tiene su acceso frontal a través de las puertas con cerradura en las que se ha fijado el esquema sinóptico.

1.11.1. Servicios auxiliares de corriente alterna.

Para disponer de estos servicios se ha previsto la instalación de dos transformadores de 100 kVA, que se montarán en intemperie, sobre soporte metálico. Estos transformadores se conectan a sus correspondientes celdas de 20 kV de alimentación a servicios auxiliares y, a su vez, alimentan en baja tensión el cuadro de servicios auxiliares situado en el edificio de mando y control. Las características de estos transformadores son:

- Potencia nominal.....100 kVA
- Tensión primaria.....20 kv
- Tensiones secundarias.....0,42-0,242 kV
- Conexión.....Triángulo/Estrella
- Grupo de conexión.....Dyn11

Los servicios auxiliares de corriente alterna están distribuidos en dos embarrados, cada embarrado está alimentado a través de un interruptor automático de sendos transformadores de servicios auxiliares. Los dos embarrados de los servicios auxiliares están unidos a su vez con un interruptor automático. El interruptor automático es maniobrado manualmente o por medio de un automatismo, cuando el relé de mínima tensión, detecte falta de tensión en cualquiera de los embarrados, operará de forma autónoma abriendo y cerrando el interruptor de trafo correspondiente donde se haya producido la ausencia de tensión, y cerrará el interruptor de unión de barras dejando unidas las dos barras y alimentándolas con un solo transformador. De la misma forma cuando el relé de presencia de tensión detecte tensión en el trafo correspondiente, el automatismo esperará unos minutos para confirmar que la tensión es estable y procederá al restablecimiento de condiciones normales de explotación: abrirá el interruptor automático de unión de barras y cerrará el transformador de servicios auxiliares adecuado.

La ausencia de c.a. de auxiliares activa una alarma tanto local como remota.

De los embarrados parten los diferentes circuitos con sus protecciones correspondientes que a continuación se detallan:

Barra 1

- Equipo 1 c.c. 125 V
- Equipo 1 c.c. 48 V
- Anillo 1 132 kV
- Anillo 1 20 kV
- Trafo 1
- Paneles de protección
- Alumbrado parque exterior

Barra 2

- Equipo 2 c.c. 125 V
- Equipo 2 c.c. 48 V
- Anillo 2 132kV
- Anillo 2 20kV
- Trafo 2
- Equipos de refrigeración
- Alumbrado cuadro de control

En ambos paneles quedarán 3 posiciones trifásicas libres para posibles ampliaciones de la subestación o instalación de nuevos equipos.

1.11.1.1. Sistemas de telecomunicación.

La subestación tendrá la posibilidad de ser explorada a distancia, por lo que se le dotará de un sistema de telecontrol, el cual se encargará de recoger las señales, alarmas y medidas de la instalación para su transmisión a los centros remotos de operación.

Desde el sistema de telecontrol se podrán dar órdenes para el cierre y apertura de interruptores y seccionadores con mando eléctrico, así como reposición de protecciones diferenciales, relés de mando, etc.

La información a transmitir será tratada y preparada por el sistema de control integrado y la transmisión se realizará por vía fibra óptica.

Los equipos de comunicaciones a instalar en la subestación se alimentarán desde el cuadro de 48 V c.c. y que se instalará en uno de los armarios de la sala de control del edificio.

La tecnología de telecomunicación será fibra óptica. Los sistemas de telecontrol y telecomunicaciones transmitirán la información de:

- Medidas (I,U,P,Q).
- Facturación (kVARh, kWh).
- Alarmas.
- Ordenes. La subestación recibe esta señal desde el exterior.
- Señales de estado: indican el estado en el que se encuentran los elementos de la subestación: interruptor abierto o cerrado, estado de los seccionadores, etc.

1.11.1.2. Panel de control.

Es una pantalla de grandes dimensiones en la que aparecen todos los datos de campo de interés como pueden ser las posiciones en que se encuentran todos los interruptores y seccionadores de la ST, niveles de tensión e intensidad de las líneas del parque de AT y MT recogidos por los transformadores de tensión e intensidad, control de accesos y cámaras de videovigilancia etc.

1.11.1.3. Control de interruptores de alta y baja tensión.

Es el cuadro de mando que permite establecer o interrumpir la conexión eléctrica de cualquiera de los interruptores de que dispone la subestación.

1.11.1.4. Control de seccionadores.

Es el cuadro de mando que permite establecer o interrumpir la conexión eléctrica de cualquiera de los seccionadores de que dispone la subestación.

1.11.1.5. Batería de condensadores.

Son los dos grupos de baterías de condensadores instalados en el edificio de control que cumplen la función de reducir la energía reactiva y la mejora del factor de potencia.

1.11.1.6. Sistema de aire acondicionado del edificio de control.

En el interior del edificio de control se ha instalado un sistema de aire acondicionado cuya misión principal es mantener una ventilación, temperatura y humedad adecuadas en el interior de dicho edificio, para evitar el desgaste prematuro y la corrosión de las baterías de corriente continua en particular, y del resto de aparataje sensible en general.

1.11.1.7. Relés de protección.

Se han instalado relés para proteger de las sobretensiones a todas las instalaciones.

1.11.1.8. Aparatos registradores.

Son todo el conjunto de aparatos registradores que miden todas las magnitudes físicas de interés de la subestación como pueden ser los voltímetros, amperímetros, fasímetros, vatímetros, termómetros, barómetros, etc.

1.11.1.9. Sistema antiintrusismo.

La subestación contiene elementos y dispositivos, no sólo susceptibles de robos, sino fundamentalmente con peligro de muerte por electrocución en caso de acceso de personas no autorizadas. Además de la correspondiente señalización es necesario dotar a la subestación de elementos para controlar y vigilar el acceso a la parcela e interior de subestación; por lo que se instalará un sistema de control de accesos desde el exterior mediante lector de tarjetas y sistemas de detección y alarma por cámaras exteriores e interiores de video vigilancia y contactos magnéticos en puertas. Todas las señales de control y alarma se centralizan en sistema de control y que se transmitirán por telemando a Central corporativa de seguridad.

La subestación posee un cerramiento perimetral en la que se proyectan cámaras de videovigilancia exteriores y antivandálicas, que se interconectan al sistema de grabación.

Se instalarán señales de alta tensión peligro de muerte para persuadir a los posibles personas ajenas a la instalación.

1.11.1.10. Instalación de alumbrado y fuerza.

Para poder realizar trabajos en las instalaciones tanto interiores como exteriores, o simplemente para tener una buena visibilidad tanto de aparatos como dispositivos de control, hay que calcular el nivel de iluminación, para realizar todos estos trabajos con normalidad.

La iluminación en subestaciones debe estar comprendida entre 30 y 70 lux, incrementándose en las salas de mando y control hasta 150 lux. Esta orientación tiene dos orientaciones, una horizontal y otra vertical.

La primera debe abarcar toda la superficie a nivel del suelo, con el fin de asegurar el tránsito de personal sin peligro, permitiendo la visión de conductores u otros objetos que hayan caído al suelo. Para este tipo de iluminación se instalan luminarias montadas sobre postes de 6 a 9 metros de altura.

La segunda orientación debe abarcar aquellas zonas localizadas.

Para calcular el nivel de iluminación, se han tenido en cuenta las funciones que debe acentuar, al incidir sobre los distintos tipos de aparatos, que son los siguientes:

- Transformadores: Deben ser visibles los niveles de aceite en las boquillas, fugas de aceite, mediciones de precisión y temperatura en el tanque principal y en el del cambiador de derivaciones, así como medidores de flujo en las bombas de aceite.

- Interruptores: Deben ser visibles los dispositivos de control.
- Seccionadores: Deben ser visibles los indicadores de posición, los eslabones mecánicos de la posición de los seccionadores, los dispositivos de operación manual, y evidencias de arqueo y calentamiento excesivo.

Por otro lado, también es necesario determinar los circuitos de fuerza para suministrar energía a la sala de control, sala de equipos, pasillo, etc. El diseño de estos circuitos de alumbrado y fuerza está expuesto en el apartado “2.4.6. TRAMOS PARA CABLES DE BT.”

1.11.1.11. Alumbrado exterior.

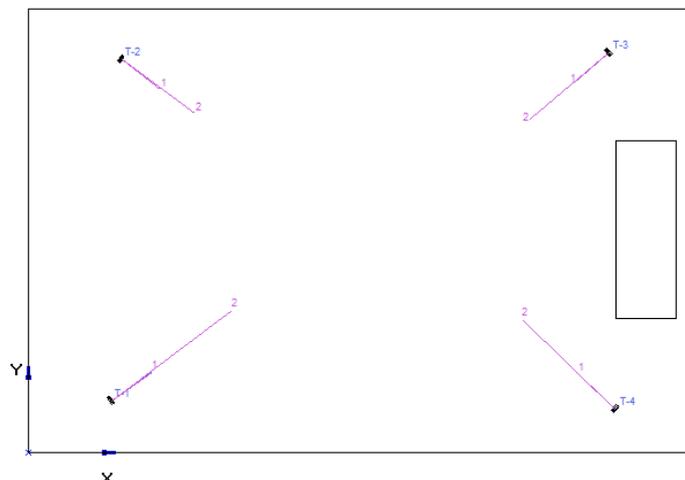
Para la iluminación del parque de la subestación se han dispuesto **8 luminarias tipo led de modelo SAMART [4] 2.0 FL de la casa GEWIS** con código **GWL3144**. Se han colocado dos focos en cada una de las esquinas de la parcela rectangular.

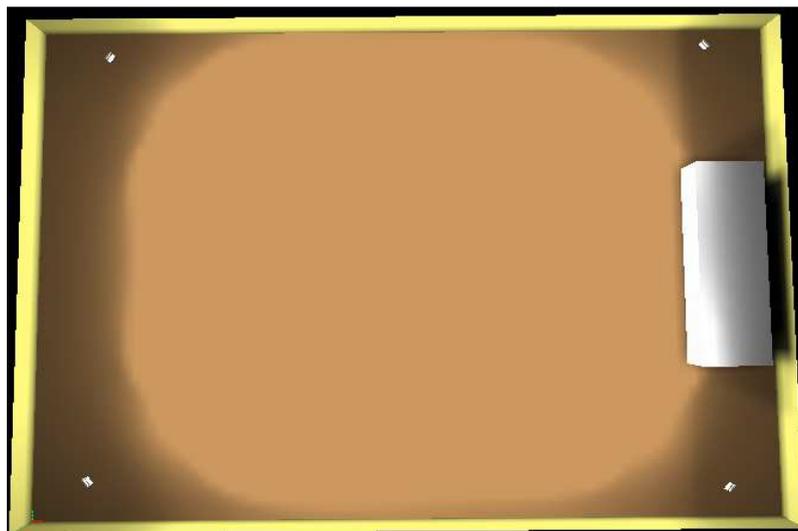


Las características de esta operación de iluminación se resumen en la siguiente tabla:

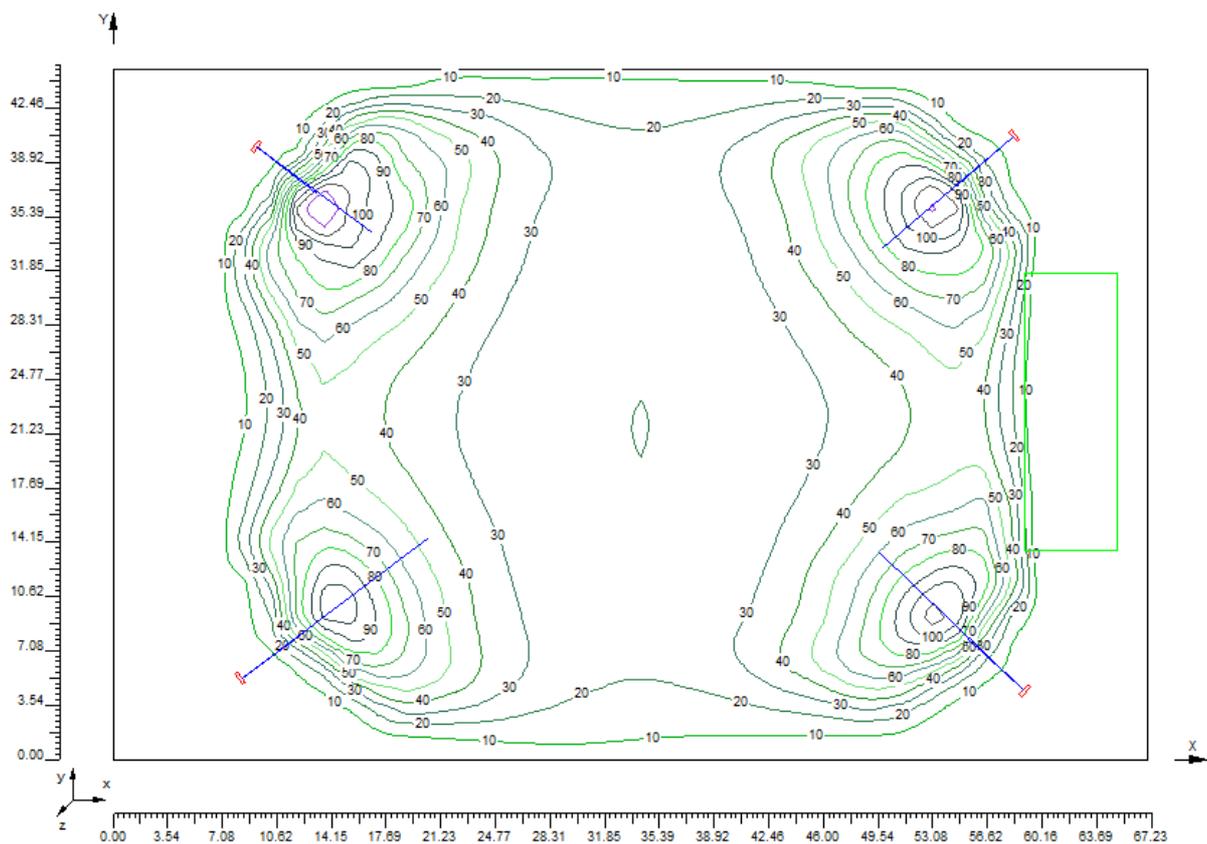
Características de la iluminación exterior	
Potencia luminaria (w)	284
Potencia total utilizada (w)	2272
Área iluminada (m ²)	3015
Iluminancia media (lux)	28,14
Potencia específica (w/m ²)	0,75
Valor de eficiencia energética (w/ m ² *100 lux)	2,68
Eficiencia energética (m ² *lux/w)	37,34

A continuación se adjuntan imágenes con la configuración de los focos sobre la parcela:





En la siguiente figura se muestra un gráfico con las curvas isolux (puntos con la misma iluminancia):



Otros datos de interés son:

Superficie	Dirección	Iluminancia media	Iluminancia mínima	Iluminancia máxima	Uniformidad media (min/med)
Suelo	horizontal	27	1	96	0.0104

De las curvas isolux se desprende que toda la parte útil del parque de intemperie en la que se encuentra la apareamiento eléctrica, posee una iluminancia superior a los 30 lux, que es el mínimo valor reglamentario. Además la iluminancia media del parque es de 27 lux. Por tanto se considera válida la iluminación proporcionada por las luminarias utilizadas.

1.11.1.12. Alumbrado interior.

Iluminación del Hall y pasillo

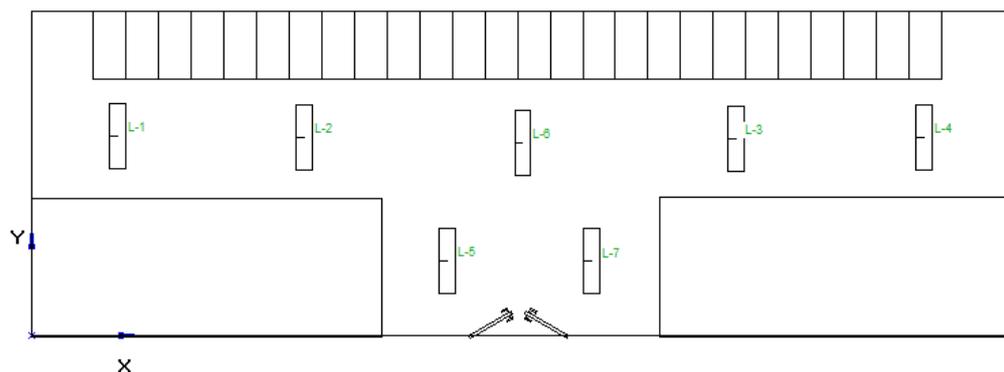
Para la iluminación del interior del edificio de la subestación se han dispuesto **7 luminarias tipo led de modelo ASTRID 30x120 de la casa GEWIS con código GWS2706**. Se han distribuido de forma uniforme a lo largo del pasillo de celdas y la entrada.

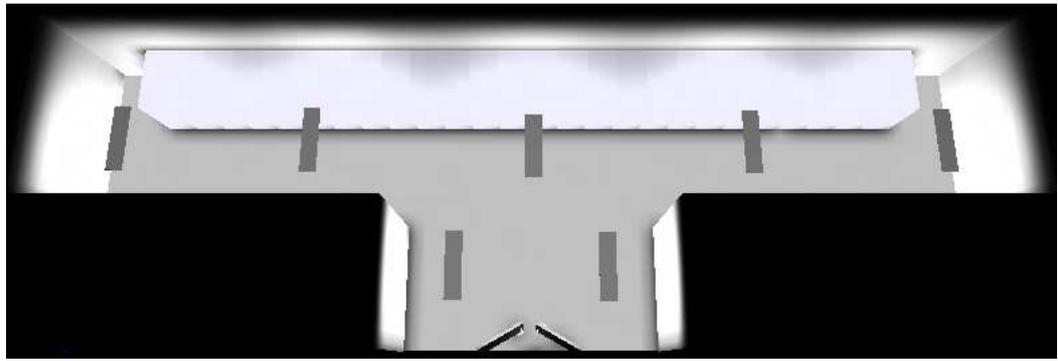


Las características de esta operación de iluminación se resumen en la siguiente tabla:

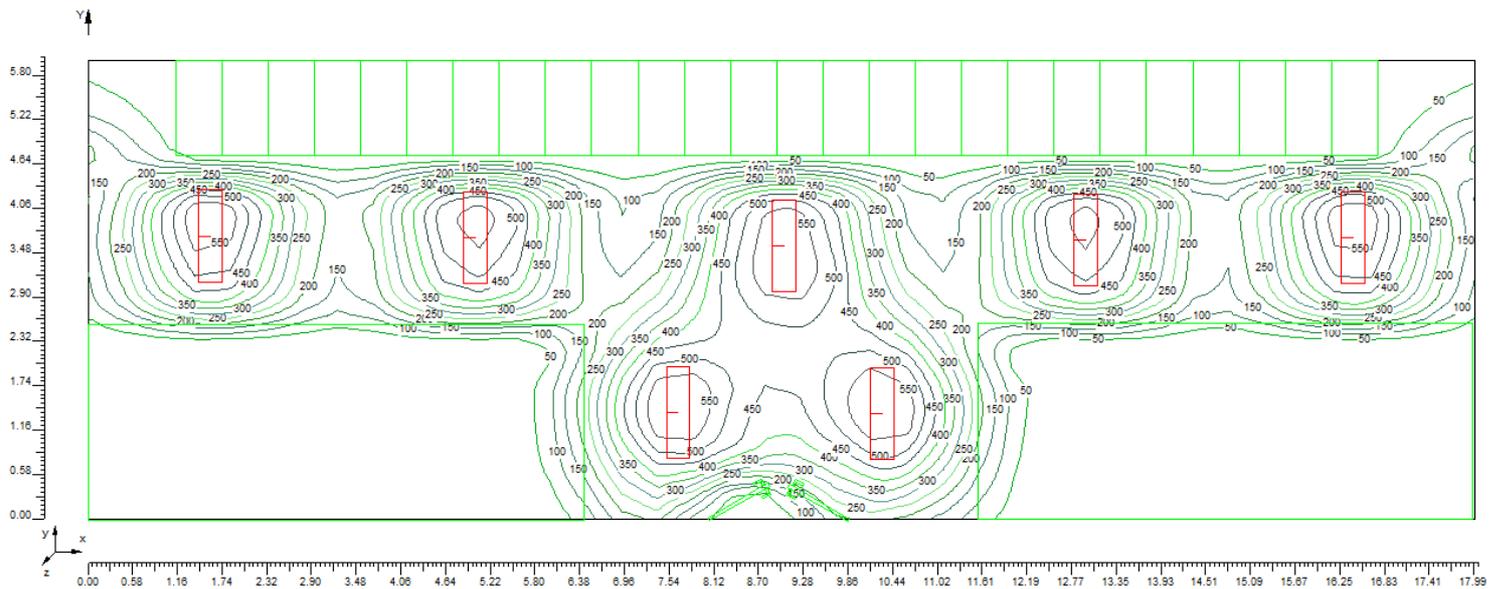
Características de la iluminación interior	
Potencia luminaria (w)	36
Potencia total utilizada (w)	252
Área iluminada (m ²)	108
Iluminancia media (lux)	156,99
Potencia específica (w/m ²)	2,33
Valor de eficiencia energética (w/ m ² *100 lux)	1,49
Eficiencia energética (m ² *lux/w)	67,28

A continuación se adjuntan imágenes con la configuración de los focos sobre la parcela:





En la siguiente figura se muestra un gráfico con las curvas isolux (puntos con la misma iluminancia):



Otros datos de interés son:

Superficie	Dirección	Iluminancia media	Iluminancia mínima	Iluminancia máxima	Uniformidad media (min/med)
Suelo	horizontal	123	31	424	0.252

En las curvas isolux se puede observar que tanto el pasillo como el hall poseen una iluminancia en todos sus puntos muy superior a 30 lux, que es el mínimo valor reglamentario. Además la iluminancia media de dichas áreas es de 123 lux. Por tanto se considera válida la iluminación proporcionada por las luminarias utilizadas.

Iluminación de la sala de control y sala de equipos

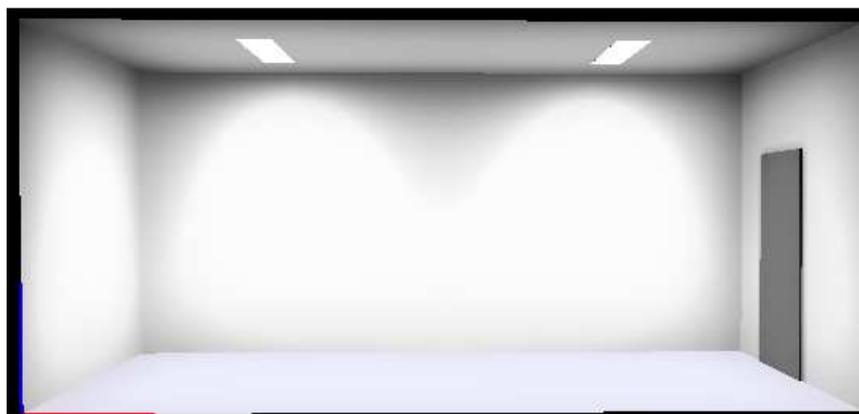
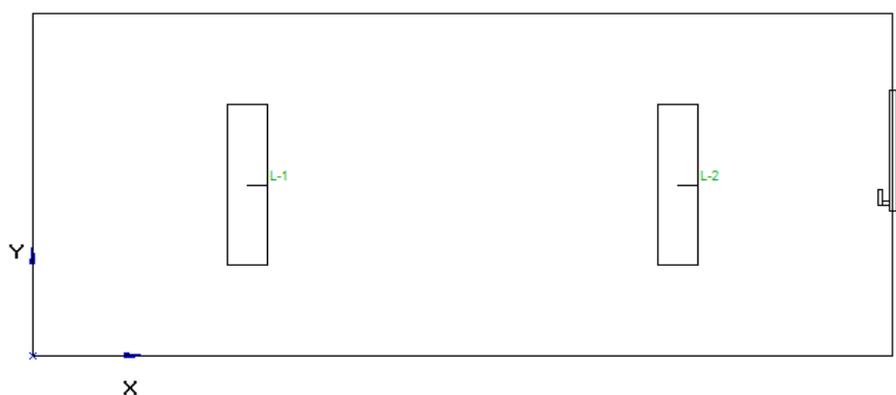
Para la iluminación del interior de la sala de control (que posee las mismas dimensiones que la sala de equipos) alojada en el interior del edificio, se han dispuesto **2 luminarias tipo led de modelo ASTRID 30x120 de la casa GEWIS con código GWS2706**. Se han distribuido de forma uniforme y centrada a lo largo de dicha sala.



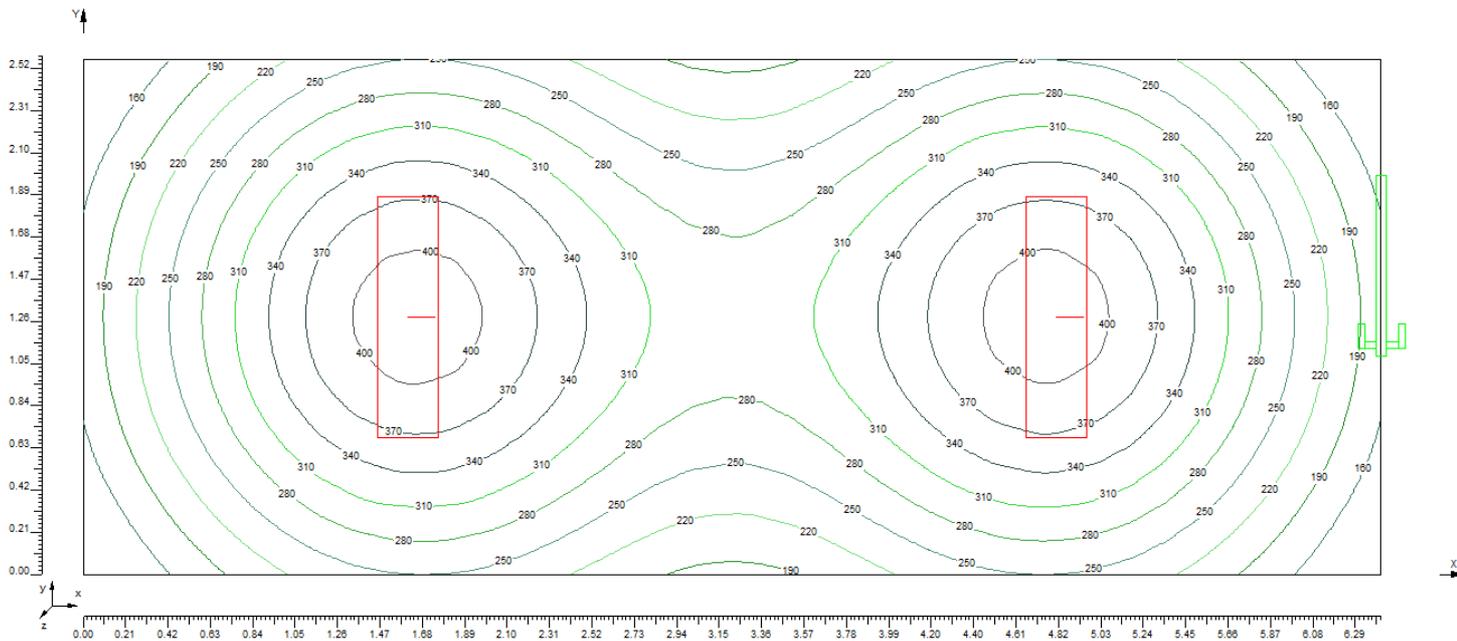
Las características de esta operación de iluminación se resumen en la siguiente tabla:

Características de la iluminación interior	
Potencia luminaria (w)	36
Potencia total utilizada (w)	72
Área iluminada (m ²)	16,44
Iluminancia media (lux)	285,54
Potencia específica (w/m ²)	4,38
Valor de eficiencia energética (w/ m ² *100 lux)	1,53
Eficiencia energética (m ² *lux/w)	65,20

A continuación se adjuntan imágenes con la disposición de los focos en el interior de la sala:



En la siguiente figura se muestra un gráfico con las curvas isolux (puntos con la misma iluminancia):



Otros datos de interés son:

Superficie	Dirección	Iluminancia media	Iluminancia mínima	Iluminancia máxima	Uniformidad media (min/med)
Suelo	horizontal	217	145	261	0.67

El valor de iluminancia en el interior de la sala de control es superior a los 150 lux mínimos que marca el reglamento. Además la iluminancia media en este cuarto es de 217 lux. Por tanto el sistema de iluminación utilizado en esta sala es válido.

1.11.1.13. Alumbrado de emergencia.

El alumbrado de emergencia actuará cuando falta la tensión de alimentación del alumbrado de emergencia normal, o ésta descienda a un 70 % de su valor nominal. Se alimentará de un conjunto batería-rectificador de 125 Vcc, que a través de un inversor, alimentará a dicho alumbrado de emergencia a 230 v ca, con una autonomía mínima de dos horas, utilizándose luminarias **tipo led de modelo ASTRID 30x120 de la casa GEWIS con código GWS2706**

Este alumbrado se instalará de forma que ilumine los caminos de salida del edificio, desde cualquier punto del mismo, por lo que se distribuirá de la siguiente forma:

- 2 en la sala de control.

- 2 en la sala de equipos.
- 4 en el pasillo.
- 1 en la salida del edificio.

El consumo de potencia total de todo el alumbrado de emergencia es $9 \times 36 = 324$ w.

La instalación se efectuará en la pared, en montaje superficial. Los niveles de iluminación mínimos requeridos son los siguientes:

- a) En las vías de evacuación cuya anchura no exceda de 2 m, la *iluminancia* horizontal en el suelo debe ser, como mínimo, 1 lux a lo largo del eje central y 0,5 lux en la banda central que comprende al menos la mitad de la anchura de la vía. Las vías de evacuación con anchura superior a 2 m pueden ser tratadas como varias bandas de 2 m de anchura, como máximo.
- b) En los puntos en los que estén situados los equipos de seguridad, las instalaciones de protección contra incendios de utilización manual y los cuadros de distribución del alumbrado, la *iluminancia* horizontal será de 5 lux, como mínimo.
- c) A lo largo de la línea central de una vía de evacuación, la relación entre la *iluminancia* máxima y la mínima no debe ser mayor que 40:1.
- d) Los niveles de iluminación establecidos deben obtenerse considerando nulo el factor de reflexión sobre paredes y techos y contemplando un factor de mantenimiento que englobe la reducción del rendimiento luminoso debido a la suciedad de las luminarias y al envejecimiento de las lámparas.
- e) Con el fin de identificar los colores de seguridad de las señales, el valor mínimo del índice de rendimiento cromático Ra de las lámparas será 40

1.11.2. Servicios auxiliares de corriente continua.

1.11.2.1. Baterías de c.c.

Se han seleccionado los equipos de alimentación de corriente continua para subestaciones (ST y STR) de Iberdrola. Las características de las baterías de este equipo son las siguientes:

Las baterías entran en servicio cuando se produce un corte de suministro en la red o puntualmente cuando se demandan picos de corriente que excedan de la capacidad del cargador o que sean tan bruscos que éste no pueda suministrarlos con suficiente

rapidez. El resto del tiempo las baterías permanecen en régimen de flotación. Cumplirán con lo indicado en la norma UNE EN 60 623.

La conexión entre grupos de baterías y al exterior se realiza con terminales aislados. Los terminales están dimensionados de acuerdo con la capacidad de la batería y están señalizados de forma conveniente por colores claramente diferenciados. Además deberán protegerse adecuadamente frente a la corrosión.

Las baterías de los equipos FASTR están situadas en la parte inferior del armario para evitar que los posibles derrames puedan afectar al resto de componentes y estarán separadas de las fuentes productoras de calor, de modo que en ningún caso su temperatura supere en más de 10° C la del ambiente exterior.

Los elementos de las baterías se disponen sobre unas bandejas extraíbles que permiten la sustitución y supervisión sin dificultad, de los mismos. Estas bandejas incorporan un sistema mecánico de bloqueo a la extracción.

Cada elemento de la batería lleva grabada en un lugar fácilmente visible sus características eléctricas y fecha de fabricación.

Se ha dotado de una sonda de nivel de electrolito que se coloca en un vaso y que da una señal luminosa y dispone de un contacto abierto libre.

Las características principales del equipo son las siguientes:

Características de las baterías de c.c.	
Alimentación	
Tensión nominal de entrada monofásica	230V ± 10%
Tensión nominal de entrada trifásica	3x230/400V ± 10%
Frecuencia de entrada	50 Hz ± 5%
Salida	
Tensión nominal	125 Vcc +10 -20%
Capacidad del cargador	Según tabla de características
Estabilidad de tensión de carga	± 1%
Tensión de rizado con batería	< 1%
Tensión de rizado sin batería	< 3%
Temperatura de funcionamiento	0-45 °C

Las baterías serán de Níquel-Cadmio y de la capacidad indicada en la tabla siguiente:

Designación	Tensión de salida	Capacidad del cargador	Capacidad de la batería	Número de equipos	Código
FAST-100D	125 V c.c.	25 A	100 Ah	Equipo doble	7702421
FAST-140D	125 V c.c.	35 A	140 Ah	Equipo doble	7702420
FASTR-30S	125 V c.c.	10 A	30 Ah	Equipo simple	7702422
FASTR-30S	125 V c.c.	10 A	30 Ah	Equipo simple	7702423

1.11.2.2. Rectificador-cargador de baterías de c.c.

Tiene la capacidad suficiente para alimentar la carga permanentemente con la potencia requerida. Permite la alimentación tanto de los elementos de la ST o STR como los destinados al telecontrol y a las comunicaciones. La tensión cumple con la norma UNE 21 127.

Está diseñado de forma que los diferentes niveles de tensión de salida según característica intensidad/tensión, se encuentren estabilizados al 1% de su valor nominal para un margen de funcionamiento del 0 al 100% de la carga nominal ante las variaciones de tensión y frecuencia de la onda de entrada.

El factor de rizado de la tensión de salida del cargador no excede del 1% definido como relación entre el valor eficaz de la onda, con la batería conectada a la salida del mismo o el 3% sin la misma, para un margen de funcionamiento del 0 al 100% de la carga nominal ante las variaciones de tensión y frecuencia de la onda de entrada.

La intensidad de salida de cada cargador es igual a la intensidad demandada por el 100% de las cargas más la intensidad máxima de carga de la batería según la característica intensidad/tensión correspondiente a la carga rápida, de forma que la batería pueda recuperar el 100% de la capacidad cedida durante el ciclo de descarga especificado en un periodo máximo de 12 horas, suministrando el cargador de forma simultánea la alimentación al 100% de las cargas.

El equipo está diseñado para trabajar en tres niveles de carga y por lo tanto en tres niveles de tensión:

- **Flotación.** El cargador mantiene su tensión estabilizada correspondiente, mediante la cual alimenta a las cargas asignadas y suministra la corriente de conservación de la carga de la batería según característica intensidad/tensión.
- **Carga Rápida.** En esta posición el cargador proporciona la carga permanente y la carga de la batería según la característica intensidad/tensión manteniendo su tensión estabilizada.
- **Carga Profunda.** En esta posición el cargador procederá a la carga manual profunda de la batería que tiene como finalidad homogeneizar y regenerar las materias activas de la batería.

El régimen de carga actual se muestra en el panel de control mediante una indicación.

La carga profunda se realiza exclusivamente de manera manual y con el equipo fuera de servicio, por lo que se debe dotar de los sistemas de enclavamiento adecuados para garantizar que no sea posible realizar esta operación con los servicios conectados. El tiempo que dura el proceso de carga se debe definir al iniciar la misma, de modo que finalice automáticamente por temporización, aunque también podrá desconectarse manualmente antes de que finalice el tiempo preestablecido. Una vez

terminada la carga, si la batería se hubiera cargado completamente, se bloqueará la repetición de este régimen durante un tiempo establecido.

En condiciones normales el cargador está en régimen de flotación, suministrando a la batería una intensidad de mantenimiento. (la pequeña corriente que se le proporciona a la batería sirve para mantenerla cargada y evitar su autodescarga).

Al producirse un fallo de red, la batería se pone en descarga atendiendo a los consumos solicitados por la utilización.

Al retorno de la red, el equipo rectificador pasa de forma automática al régimen de carga rápida, suministrando la corriente perdida por la utilización más una intensidad limitada y constante para la recuperación de la carga de la batería. Una vez alcanzado el nivel de tensión máximo de utilización, la batería irá absorbiendo paulatinamente menos intensidad.

Finalizada la recarga de la batería el equipo pasa de forma automática al régimen de flotación.

Para evitar envejecimientos prematuros de la batería, debido a largos periodos de carga en flotación sin descargas de la batería, se podrá activar la carga rápida, (régimen que permite restablecer la plena carga de la batería) de manera manual (mediante un pulsador, y deteniéndose por temporización o por pulsación del mismo botón) y de manera periódica (activable por temporización).

En los equipos dobles, se debe suministrar un sistema de bloqueo mecánico por cerradura evitando que ambos cargadores queden desconectados simultáneamente de la carga.

Además de los equipos mencionados anteriormente se instala un equipo rectificador-batería de 48 V c.c. destinado a la alimentación de los equipos de comunicaciones.

1.11.2.3. Inversor cc/ca.

Se ha instalado un inversor de 125 v c.c/ 230 v a.c de la casa **Power Inverter** que desempeña la función de alimentar al alumbrado exterior, interior, de emergencia y los sistemas de comunicación y control de la subestación en corriente alterna monofásica.

Las características de este inversor son:

Características principales del inversor	
Tensión de entrada del convertidor y frecuencia	12-220 v (cc)
Tensión de salida del convertidor y frecuencia	230 v ca, 50 Hz
Precisión de la tensión de salida	230 \pm 1,5 %
Precisión de la frecuencia	50 Hz \pm 0,1 % , 60 Hz \pm 0,1 %
Forma de onda	Sinusoidal pura
Factor de potencia	0,8
Capacidad de sobrecarga	100 - 120 % 60 s, 121-150 % 10 s



1.11.3. Mantenimiento.

Para el correcto funcionamiento de los equipos de corriente continua, es necesario realizar las siguientes operaciones de mantenimiento para garantizar la máxima carga en los elementos de corriente continua:

Periodicidad anual. Descarga de los elementos a corriente constante durante 5 horas o bien hasta llegar al 70% de su tensión nominal (lo que antes ocurra). Carga excepcional de los equipos rectificadores durante 12 horas y rellenado de agua destilada hasta su nivel adecuado de todos los elementos de acumulación. Limpieza externa de los vasos que componen las baterías.

1.11.4. Sistema contra incendios.

La subestación cuenta con un equipo de protección contra incendios compuesto por elementos tales como detectores iónicos en el edificio de control conectados a la sala de control y avisando de amenaza de incendio a la central maestra de control. El edificio de control albergará 4 extintores portátiles de CO₂ en su interior. Dos extintores situados en el pasillo y hall, uno en el interior de la sala de control y otro en el interior de la sala de equipos. Estos extintores serán manuales de CO₂ de 5 Kg (eficacia 89B), y estarán situados cerca de los puntos de mayor probabilidad de inicio del incendio. Se situarán a la vista y accesibles al personal. Su posición es tal que el recorrido máximo horizontal desde cualquier punto del interior del edificio de control hasta el extintor es inferior a 15 metros.

Existirá un vehículo técnico dentro de la subestación que contendrá un equipo de 50 kg de CO₂ para poder detener un supuesto incendio. Puesto que muchos equipos tienen riesgo de incendio, el personal que trabaja en la subestación estará formado en material

de protección contra incendios y se nombrará un equipo de protección y un jefe de emergencias.

Por otro lado, en el parque de intemperie se han situado sendos transformadores de potencia a una distancia de separación entre sí de 13,86 metros (tal y como se indica en el plano 4). No es necesario por tanto colocar muros no combustibles entre transformadores.

Además, se construirá un foso debajo de cada uno de los transformadores de potencia. El volumen de dicho foso será igual o mayor al volumen de aceite que contiene dicho transformador en su interior.

El fondo del foso estará en contacto con la tierra para la absorción del agua de lluvia y evitar así el llenado del foso. Estará de piedras que enfriarán el aceite y ahogarán la combustión, apagándose así el incendio.

El foso no tendrá drenajes para evitar la contaminación de las aguas pluviales. En caso de llenarse el foso de aceite, una vez se apague el incendio, el resto de aceite se extrae con una bomba.

Las características constructivas de los edificios de las subestaciones, son de tal forma que su estructura dispone de un grado de estabilidad al fuego superior a 180 minutos, superior a lo exigido por la norma. Por otro lado, los productos de construcción pétreos, cerámicos y metálicos, así como los morteros, hormigones y yesos empleados están considerados de la clase A1.

Los huecos de la entrada de cables a la sala de celdas, a sala de control y al almacén quedarán sellados adecuadamente mediante una barrera para alcanzar un grado de resistencia al fuego de 120 minutos.

1.12. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS.

1.12.1. Ventilación.

La ventilación del interior del edificio de control se lleva a cabo mediante el sistema de aire acondicionado instalado en su interior mencionado antes.

Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

1.12.2. Insonorización.

Con objeto de insonorizar las salas del interior del edificio de control entre sí, se han cubierto todas las paredes interiores del edificio con una capa de polietileno.

1.13. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.

1.13.1. Introducción.

Toda la instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella) que resulten de la aplicación de las fórmulas que se recogen en el ITC-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

1.13.2. Función de la red de tierras.

Las funciones de la red de tierra son las siguientes:

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falta de cortocircuito o a la operación de una autoválvula.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra puedan producirse diferencia de potencial entre distintos puntos de la Subestación, significando un peligro para el personal.
- Facilitar, mediante sistemas relevadores, la eliminación de las faltas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor fiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

1.13.3. Instalación de la red de tierras.

La Subestación Eléctrica Transformadora ocupa una superficie de 3.015 m². Se le ha instalado una red de tierra de conductor desnudo de 150 mm² de Cobre, formando una malla cuadrada con una retícula de 3 x 3 metros. Esta malla está situada a una profundidad de 85 cm. Todas las uniones de la red mallada estarán unidas por una soldadura aluminotérmica, lo que permitirá así dar una configuración muy homogénea a la malla.

Para más seguridad respecto al exterior de la subestación, la malla cubre la totalidad de la superficie de la subestación y además sobresale un metro por cada lado de la misma.

Con el fin de aumentar la resistividad del terreno, y su consecuente mejora en la seguridad de las tensiones de paso y contacto, se ha instalado a lo largo de toda la superficie interior una capa de 15 cm de grava, aumentando así notablemente la resistividad superficial del terreno.

Para la protección contra las descargas atmosféricas, hay instalados cables de guarda situados en la parte superior de la estructura metálica de la S.E.T. El cable utilizado es de tipo Guarda de 50 mm².

Con esta instalación y disposición de la red de tierras se garantiza que las tensiones de paso y contacto en el interior y el exterior del recinto sean inferiores a los máximos valores según la Instrucción ITC-RAT 13.

En resumen, las características más relevantes de la instalación son:

- Los conductores son cables de cobre de 150 mm².
- Los conductores están distribuidos en forma de malla cuadrada siendo el lado del cuadrado de 3 metros de longitud.
- La instalación de tierra está enterrada a 0,85 metros de profundidad.
- No ha sido necesario instalar picas en la malla.
- Todos los elementos que componen el parque eléctrico están conectados a la red de tierra.
- La valla perimetral está conectada a la red de tierras.
- El edificio de control está conectado a la red de tierra.

1.13.4. Puesta a tierra de protección.

Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencias de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones.

Se pondrán a tierra los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los chasis de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las columnas, soportes, pórticos.
- Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.
- La valla perimetral.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de transformadores, generadores, motores y otras máquinas.
- Hilos de guarda o cables de tierra de las líneas aéreas.

1.13.5. Puesta a tierra de servicio.

Se conectarán a tierra los elementos de la instalación necesarios y entre ellos:

- Los neutros de los transformadores, que lo precisan en instalaciones o redes con neutro a tierra directa o a través de resistencias o bobinas.
- El neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo precisen.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- El edificio de control.

1.13.6. Conductores de tierra.

Habrá que distinguir distintos tipos de conductor de tierra, atendiendo a las siguientes características:

- Malla general: conductor de cobre desnudo de 150 mm².
- Unión transformador tierra independiente: conductor aislado de cobre de 95 mm²
- Unión de carcasas con la red de tierra: conductor aislado de cobre de 50 mm²
- Hilo de guarda: Conductor de acero de 50 mm²

1.14. DISTANCIAS Y ALTURAS MÍNIMAS.

Todas las distancias y alturas mínimas adoptadas en la subestación y su justificación est n perfectamente explicadas en el apartado "2.5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD" correspondiente a los cálculos justificativos.

1.15. OBRA CIVIL.

1.15.1. Movimiento de tierra.

Se realizarán las excavaciones de las cimentaciones correspondientes a las columnas de los pórticos de los transformadores, cubeto de los trafos, apartameta y zanjas para las nuevas conducciones, etc.

Para la ubicación de los trafos de potencia se realizará una cimentación capaz de transmitir las cargas al terreno y un cubeto para la recogida de aceite que se verterá a la canalización general de recogida de aceite.

También se contará con un vial con dos anchos de vía para la entrada y salida de los transformadores.

El cubeto quedará separado, por una parte y otra, del segundo transformador, por una pantalla de hormigón armado.

1.15.2. Cerramiento de la subestación.

Toda la instalación estará protegida por una valla metálica perimetral, con base de obra civil, de una altura igual a 2'5 metros de altura medida desde el exterior, y estará provista de señales de advertencia de peligro por alta tensión para advertir sobre el peligro de acceso al recinto a las personas ajenas al servicio.

1.15.3. Accesos.

La subestación tendrá un único acceso en el lateral contiguo a la carretera que va de Fuente  lamo a Las Palas. Será una puerta amplia situada en la valla metálica perimetral que permitirá el acceso tanto a personas como a vehículos.

1.15.4. Viales.

La subestación dispone de pasillos de 2 metros de anchura contiguos a todo el perímetro de la subestación y al edificio de control. También hay un pasillo central que transcurre entre las dos líneas de 132 Kv. Todos los pasillos cumplen con las distancias mínimas de seguridad indicadas en el ITC-RAT.

1.15.5. Drenajes.

La subestación se construirá a una cota de altura levemente superior respecto al terreno colindante de manera que posea un drenaje positivo para evacuar con facilidad el agua de lluvia y evitar estancamientos.

1.15.6. Cimentaciones.

Se preverán en las cimentaciones todo tipo de canalización o tubo que permita facilitar el trazado de los cables de la red de tierras o los correspondientes a los circuitos de control de las instalaciones.

Se deberán prever el anclaje para las estructuras a utilizar, tales como soportes de aparamenta o bien los pórticos de amarre de líneas.

1.15.7. Bancadas.

La bancada de sendos transformadores de potencia tendrá un foso debajo de cada uno de ellos. El volumen del foso es igual al volumen de aceite que contiene el transformador de potencia.

El foso estará en contacto directo con la tierra, para que el agua de lluvia sea absorbida por la tierra impidiendo que se llene el foso. Este se llena de piedras cuya función es enfriar el aceite y ahogar la combustión apagándose el incendio.

El foso no tendrá drenaje para evitar la contaminación de las aguas pluviales; en caso de llenarse la fosa de aceite, una vez que se apague el incendio el resto se extrae con una bomba.

La bancada también estará equipada con railes que permitan desplazar el transformador de potencia.

1.15.8. Canalizaciones.

Los conductores de energía eléctrica en el interior del recinto de la instalación se considerarán divididos en conducciones o canalizaciones de baja tensión y de alta tensión. Las primeras deberán ser dispuestas y realizadas de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Las canalizaciones de alta tensión tienen una anchura de 1,8 metros y una altura de 1,5 metros. Las canalizaciones para cables de baja tensión y control tienen una anchura de 0,75

metros y una altura de 0,35 metros. La zona por la que transcurren dichas zanjas así como sus dimensiones vienen reflejadas con todo detalle en los planos 9 y 10 respectivamente.

En cuanto a las segundas, se tendrá en cuenta, en la disposición de las canalizaciones, el peligro de incendio, su propagación y consecuencias, para lo cual se procurará reducir al mínimo sus riesgos adoptando las medidas que a continuación se indican:

- Las conducciones o canalizaciones no deberán disponerse sobre materiales combustibles no auto extingüibles, si se encontrarán cubierta por ellos.
- Los revestimientos exteriores de los cables deberán ser difícilmente inflamables.
- Los cables auxiliares de medida, mando, etc., se mantendrán, siempre que sea posible, separados de los cables con tensiones de servicio superiores a 1 kV o deberán estar protegidos mediante tabiques de separación o en el interior de canalizaciones o tubos metálicos puestos a tierra.

En el diseño de estas canalizaciones deberá tenerse presente lo siguiente:

- Tensión nominal entre conductores y éstos y tierra.
- Nivel de aislamiento previsto.
- Intensidades admisibles.
- Disipación de calor.
- Protecciones contra acciones de tipo mecánico (golpes, roedores y otras).
- Radios de curvatura admisible por los conductores.
- Intensidades de cortocircuito.
- Corrientes de corrosión cuando exista envuelta metálica.
- Vibraciones.
- Propagación del fuego.
- Radiación (solar, ionizante y otras).

Para el trazado de los cables de control o los correspondientes a los circuitos secundarios, se emplearán los canales prefabricados de hormigón con sus correspondientes tapas y demás accesorios que facilitan el tendido de los cables en su interior.

Para el trazado de cables de potencia se realizará una zanja, que albergue los cables desde la apartamenta de potencia hasta las celdas en el edificio de control.

El diseño de los canales en cuestión será de acuerdo a lo estandarizado por el Grupo IBERDROLA.

1.15.10. Railes.

Las bancadas de sendos transformadores de potencia han sido equipadas con railes de acero con las dimensiones adecuadas para que sus respectivas ruedas puedan rodar sobre ellos. Esto permite desplazarlos y cambiarlos de posición con mayor facilidad.

1.15.11. Edificio de control.

Tanto el nivel de 20 kv, el transformador de servicios auxiliares con toda su aparamenta, las baterías de condensadores y las baterías de corriente continua, como la aparamenta de mando y protección, se encontrarán albergadas en un edificio de obra civil construido a tal fin. Para ello se proyectará construir un edificio de 5,5 metros de ancho por 18 metros de largo y una altura útil de 3 metros.

El interior del edificio ha sido dividido en tres salas:

- Pasillo y hall. Albergará las celdas de potencia de 20 Kv. Tiene una longitud de 18 metros anchura de 2,65 metros de ancho, la cual es suficiente para poder extraer alguna celda de potencia en caso de que sea necesario.
- Sala de control. En su interior albergará el panel de control, las baterías de condensadores, armario de relés de protección, sistema de comunicación y cuadro general de baja tensión. Sus dimensiones son de 2,7 metros de ancho por 6,5 metros de largo.
- Sala de equipos. En su interior albergará sendos transformadores de servicios auxiliares y el equipo rectificador-cargador de baterías de Iberdrola. Posee unas dimensiones idénticas a las de la sala de control.

Las dimensiones externas e internas del edificio de control vienen reflejadas en los planos 14 y 15 respectivamente.

Además poseerá una iluminación de aproximadamente 150 Lux que permitirán un cómodo trabajo en las operaciones de mantenimiento o control de la S.T.

Para mayor seguridad del edificio, y cumpliendo con las recomendaciones del grupo IBERDROLA, las luminarias se dividirán en dos circuitos claramente diferenciados, lo que nos permitirá seguir teniendo una adecuada iluminación en el caso de fallar alguno. Además se colocarán luminarias de emergencia.

1.15.11.1. Forjado.

El forjado del edificio está formado por vigas y viguetas de hormigón armado y por una capa de compresión de hormigón ligeramente armado, mediante un mallazo.

1.15.11.2. Cubierta.

Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación.

1.15.11.3. Cerramiento del edificio.

La envolvente de estos centros es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kOhm respecto de la tierra de la envolvente.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

1.15.11.4. Cimentación y elementos resistentes.

Para todas las cimentaciones que necesitarán las torres que sujetarán las vigas de embarrados, se acudirá a catálogos de fabricantes homologados los cuales junto con las torres indicarán el tamaño de la cimentación, tanto como los cálculos justificativos.

De la misma manera sucederá para las cimentaciones que necesitarán las estructuras de la apartamenta de alta tensión, la cual se escogerá de fabricante homologado.

De esta manera estaremos siempre en cumplimiento del Reglamento de Alta Tensión, Reglamento de Centrales y Subestaciones y de las recomendaciones del grupo IBERDROLA.

1.15.11.5. Pavimento y solera.

Sobre la placa base y a una altura de 1 metro se sitúan las placas piso que forman el pavimento. Éste se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de MT y BT a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

1.15.11.6. Guarnecidos y enfoscados.

A todas las paredes interiores se les aplicará un guarnecido o enlucido de pasta de yeso para consolidar la obra, otorgando protección contra los ataques de elementos agresivos, dándole mayor resistencia y valor estético.

1.15.11.7. Puertas y rejillas.

Dicho edificio tendrá una altura de 3 metros útiles, dos puertas de acceso normal con bisagras, de 2,10 metros de altura por 1,96 de ancho, ambas con apertura de 180°.

La ventilación del interior del edificio de control se lleva a cabo mediante el sistema de aire acondicionado instalado en su interior mencionado antes. Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el edificio de control y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

1.15.11.8. Urbanización.

Una vez concluida la obra civil del parque y el conexionado de la aparamenta y sus soportes a la malla de cobre en su subsuelo para formar la red de tierras, se procederá a la operación del engravado de las zonas afectadas por las excavaciones. Las dimensiones de la urbanización pueden verse en los planos.

1.16. TELECONTROL Y TELEMANDO.

Las necesidades de servicios de telecomunicaciones consisten en servicios de telefonía, canales de comunicación para las protecciones de línea, circuitos de telecontrol y telegestión.

Para la protección de las comunicaciones se utilizarán enlaces por fibra óptica para la protección primaria, y de onda portadora con las correspondientes teleprotecciones de baja frecuencia asociada, para las protecciones secundarias y teledisparo.

Se dotará al edificio de control de fibra óptica multimodo y red de telefonía con protocolo IP.

1.17. PROTECCIONES.

Los elementos más importantes a proteger en nuestra subestación eléctrica son:

- Líneas de llegada.
- Bancos de transformadores.
- Barras colectoras.
- Bancos de condensadores.
- Reactancias de puesta a tierra.

Protección de las líneas de llegada

- Sobreintensidad:

La protección contra sobreintensidad se lleva a cabo mediante relés. El número de relés depende del tratamiento del neutro.

En redes con neutro puesto a tierra se emplea un relé por fase y otro en el neutro.

Las características tiempo-corriente de los relés están condicionadas por el tipo de red.

En redes muy malladas o de gran longitud, como es nuestro caso, se emplean relés de sobreintensidad de tiempo dependiente.

Protección del banco de transformadores

Los transformadores de potencia poseen las protecciones mencionadas en el apartado anterior "1.10.1. 8.6. Protecciones del transformador" de esta memoria.

Protección de barras colectoras

Los sistemas eléctricos se diseñan de acuerdo con la regla del (N-1), es decir: "la desconexión de uno de los n elementos que componen el sistema no debe afectar al funcionamiento del resto". En el caso de las barras, es difícil el cumplimiento de esta regla puesto que en ellas concurren varias líneas.

Toda falta en barras obliga a la desconexión de todos los elementos conectados a la misma.

Las principales protecciones de barras colectoras empleadas en MT son:

- Protección de sobreintensidad.
- Protección de cuba.
- Protección diferencial.

Las principales protecciones de barras colectoras empleadas en AT son:

- Protección de intensidad y subtensión.
- Protección en el interruptor de acoplamiento.
- Protección diferencial.
- Protección de fallo del interruptor.

Esta protección de fallo del interruptor actuaría por las siguientes causas:

- 1) Avería mecánica del sistema de actuación.
- 2) Avería en la bobina de disparo.
- 3) Avería en los circuitos de disparo.

Protección de las baterías de condensadores

Con objeto de reducir las caídas de tensión debidas a inductancias de las líneas y reactancias de las cargas, las baterías de condensadores se conectarán:

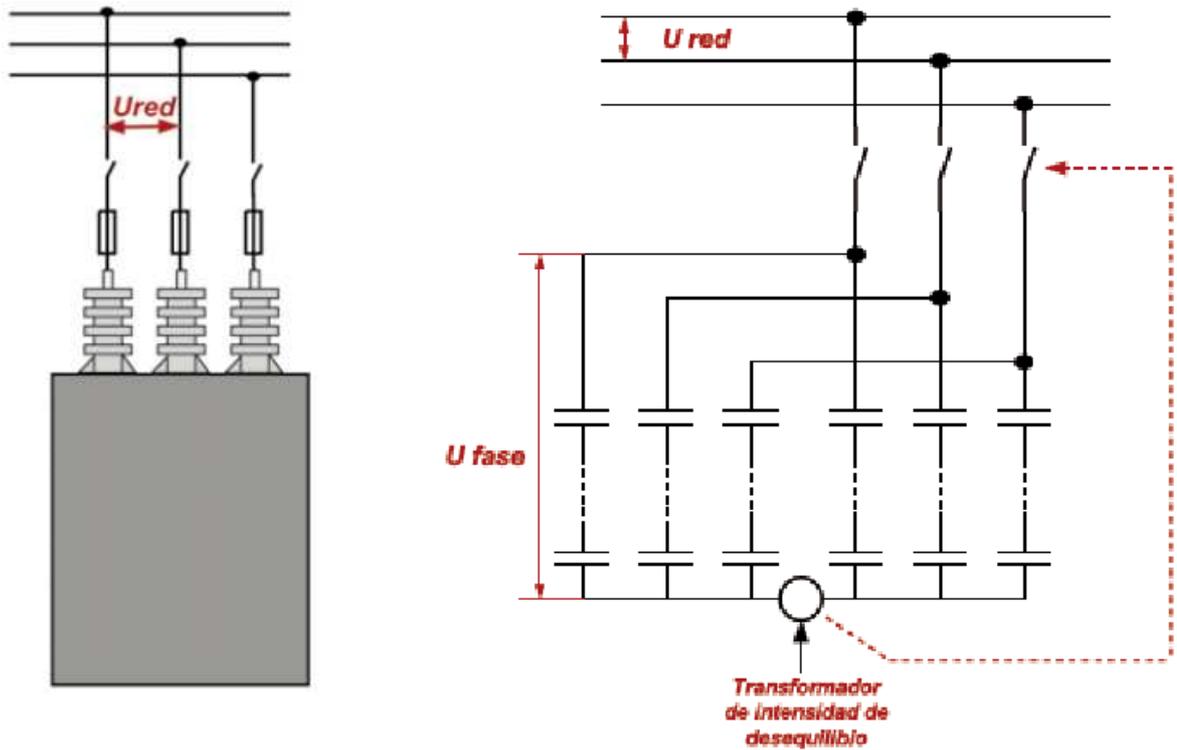
- En serie con las líneas de transporte de longitudes superiores a 2000 Km.
- En derivación en redes de MT y BT para reducir las caídas de tensión en los puntos próximos al consumo.

Las baterías se pueden conectar en triángulo o en estrella.

En la conexión en estrella, el neutro de los condensadores no se conectará a tierra puesto que nuestra red es con neutro puesto a tierra, y se evitará así la circulación de las corrientes armónicas homopolares.

Las protecciones son:

- Protección de sobreintensidad.
- Protección de sobretensión y subtensión.
- Protección de desequilibrio.



1.18. PLAZO DE EJECUCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO.

Teniendo en cuenta las posibilidades de acopio de materiales y las necesidades de servicio, se puede estimar en 15 meses el tiempo necesario para la ejecución de las obras, tal como se detallan en este proyecto.

El proyecto general para la ejecución de las obras, es el siguiente:

	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9
Ingeniería									
Acopio									
Obra Civil									
Montaje									
Conexionado									
Pruebas									

	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	MES 14	MES 15	MES 16	MES 17	MES 18
Ingeniería									
Acopio									
Obra Civil									
Montaje									
Conexionado									
Pruebas									

DOCUMENTO 2.
CÁLCULOS
JUSTIFICATIVOS

2.1. OBJETO.

El objeto de este documento es justificar, desde el punto de vista técnico, las soluciones utilizadas en la subestación, así como todos y cada uno de los elementos y configuraciones adoptados en los parques de 132 Kv y 20 Kv que integran la subestación.

Este documento incluye la justificación de los siguientes conceptos:

- Cálculo de las corrientes de cortocircuito.
- Selección de conductores.
- Cálculo mecánico de embarrados.
- Distancias de seguridad.
- Determinación de efecto corona.
- Resistencia de los efectos de cortocircuito.
- Selección de pararrayos autovalvulares.
- Compensación del factor de potencia.
- Cálculo de la cadena de aisladores.
- Diseño de la red de tierras.

Cada apartado contiene los cálculos justificativos, hipótesis de diseño, normativa aplicada en cada caso y las conclusiones necesarias.

2.2. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES DE 132 Kv.

Entre los distintos criterios a considerar a la hora de elegir una u otra sección, se deben tener en cuenta tanto criterios mecánicos como eléctricos. Se considerarán los criterios más importantes como son los *esfuerzos electrodinámicos y térmicos*, así como los criterios *de calentamiento o densidad de corriente admisible*, de *caída de tensión* y de capacidad para soportar el *cortocircuito*.

Por lo que la elección de los conductores se llevará a cabo siempre de acuerdo con las prescripciones expuestas en el R.A.T. de líneas aéreas.

2.2.1. JUSTIFICACIÓN ELÉCTRICA.

En éste apartado nos centraremos en los cálculos eléctricos, diferenciando dos criterios de cálculo fundamentales como son el *criterio de densidad de corriente máxima admisible* y el *criterio de caída de tensión*.

2.2.1.1. Criterio de densidad de corriente máxima admisible.

En primer lugar debemos calcular la corriente nominal que va a circular por cada una de las líneas. Debido a que nuestro sistema de barras adoptado es el de simple barra partida, tendremos que considerar la posibilidad de que una de las dos líneas eléctricas pueda ser desconectada de la subestación, ya sea por avería o por mantenimiento, y que por tanto, la línea que permanece funcionando debe ser capaz de abastecer toda la energía

demandada por la subestación. La energía demandada por la subestación será la suma de la energía consumida por ambos transformadores de potencia simultáneamente. La corriente nominal que debe soportar cada una de las líneas será:

$$S_n = \sqrt{3} * U_n * I_n$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{(40000 + 40000)}{\sqrt{3} * 132} = \frac{80000}{\sqrt{3} * 132} = 349,49 \approx 350 \text{ A}$$

Siendo:

S_n = Potencia aparente nominal total en Megavoltiamperios (MVA).

U_n = Tensión nominal de alimentación en kilovoltios (Kv).

I_n = Intensidad nominal en amperios (A).

Procedemos ahora a seleccionar el conductor más apropiado para transportar dicha corriente. Nuestro conductor será uno de los que se muestran en la tabla expuesta a continuación. Esta tabla contiene las características de los principales conductores aluminio-acero utilizados en el transporte de energía eléctrica:

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO - ACERO

Cables Al-Ac	Diámetro aparente \varnothing (mm)	Sección total S (mm ²)	Res.eléct.a 20° C R (Ω/km)	Peso P (kg/km)	Módulo Elástico E (kg/mm ²)	Coef. de dilatac. α x 10 ⁻⁶ °C	Carga de Rotura Cr (kg)	Intensid. máxima I (A)	Densid. corriente δ (A/mm ²)
LA-56	9'45	54'5	0'614	189'1	8.100	19'1	1.667	197	3'61
LA-78	11'34		0'426	272	8.100	19'1	2.360		
LA-110	14	116'2	0'307	433	8.200	17'8	4.400	314	2'7
LA-175	17'28	176'7	0'190	613	7.650	18'9	5.661	429	2'426
LA-180	17'5	181'6	0'197	676	8.200	17'8	6.517	425	2'34
LA-280	21'8	281'1	0'1194	977	7.650	18'9	8.619	574	2'043

A continuación comprobamos que la densidad de corriente de nuestro cable, para la corriente nominal calculada, es inferior a la densidad de corriente máxima admisible por el cable:

$$\delta = \frac{I_n}{S} = \frac{350}{281,1} = 1,245 \frac{A}{mm^2}$$

$$1,245 \frac{A}{mm^2} < 2,043 \frac{A}{mm^2}$$

Como la densidad de corriente de nuestro cable (1,245) es inferior a la máxima admisible (2,043), el conductor LA-280 es válido bajo este criterio.

2.2.1.2. Criterio de caída de tensión.

Las ecuaciones que determinan tanto la caída de tensión así como la caída de tensión porcentual de una línea eléctrica son las siguientes:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R * \text{Cos}\varphi + X * \text{Sen}\varphi)$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100$$

Siendo:

ΔU = Caída de tensión en la línea en voltios (V).

I = Corriente nominal de la línea en amperios (A).

L = Longitud de la línea en kilómetros (Km).

R = Resistencia del conductor en Ohmios por kilómetro (Ω/Km).

X = Reactancia del conductor en Ohmios por kilómetro (Ω/Km).

φ = Ángulo de fase.

$\Delta U\%$ = Caída de tensión porcentual.

U_0 = Tensión al inicio de la línea.

U_f = Tensión al final de la línea.

La resistencia del conductor viene proporcionada por el fabricante en la tabla de características de los conductores aluminio-acero. La longitud del tramo de línea correspondiente a la instalación de 132 Kv es de 50 metros, y el factor de potencia de la línea es de 0,9. El único dato que nos falta por conocer es la reactancia del conductor, que viene dada por la siguiente expresión:

$$X = \omega * L$$

Siendo:

X = Reactancia del conductor en Ohmios por kilómetro (Ω/Km).

ω = Pulsación o frecuencia angular en radianes por segundo (rad/s).

L = Coeficiente de autoinducción de la línea en Henrios por kilómetro (H/Km).

Por otro lado, necesitamos conocer el coeficiente de autoinducción de la línea, el cual depende de las distancias entre conductores, y que se calcula con la siguiente fórmula:

$$L = \left(\frac{\mu}{2n} + 4,6 * \lg \frac{D}{r} \right) * 10^{-4} \text{ H/Km}$$

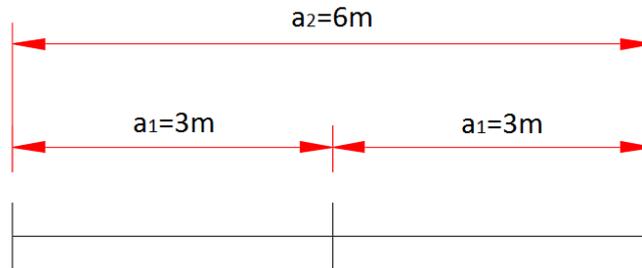
Siendo:

μ = Permeabilidad magnética del conductor. Para cables de aluminio-acero $\mu=1$.

n = Número de conductores por fase.

D = Distancia media geométrica equivalente entre conductores en milímetros (mm).
 r = Radio del conductor para fases simples. Radio medio geométrico equivalente para fases compuestas.

El número de conductores por fase de ambas líneas es 1, por tanto el radio medio geométrico equivalente será igual al radio del conductor. Teniendo en cuenta que la distribución de los conductores en la subestación es horizontal y con una separación entre un conductor y el contiguo de 3 metros, la distancia media geométrica equivalente se calcula de la siguiente forma:



$$D = \sqrt[3]{a_1 * a_2 * a_3} = \sqrt[3]{3 * 3 * 6} = 3,779 \approx 3,78 \text{ m}$$

Siendo:

a_1 = distancia entre dos conductores adyacentes.

a_2 = a_1 distancia entre dos conductores adyacentes.

a_3 = distancia entre los dos conductores de los extremos.

Y como $req = \frac{\emptyset}{2} = \frac{21,8}{2} = 10,9 \text{ mm}$, la reactancia del conductor será:

$$L = \left(\frac{\mu}{2n} + 4,6 * \lg \frac{D}{r} \right) * 10^{-4} = \left(\frac{1}{2*1} + 4,6 * \lg \frac{3,78*10^3}{10,9} \right) * 10^{-4} = 1,22 * 10^{-3} \text{ H/Km}$$

$$X = \omega * L = 2 * \pi * f * L = 2 * \pi * 50 * 1,22 * 10^{-3} = 0,383 \Omega/\text{Km}$$

Una vez conocido el valor de la reactancia X , podemos calcular la caída de tensión:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R * \text{Cos}\varphi + X * \text{Sen}\varphi)$$

$$\text{cos } \varphi = 0,9 \rightarrow \varphi = 25,84^\circ ; \text{sen } (25,84) = 0,435$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 350 * 50 * 10^{-3} * (0,1194 * 0,9 + 0,383 * 0,435) = 8,3 \text{ v}$$

Y la caída de tensión porcentual será:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100 = \frac{8,3}{132000} * 100 = 6,28 * 10^{-3} < 5\%$$

Al ser la caída de tensión inferior al 5%, la línea es válida por caída de tensión.

2.2.1.3. Elección del modelo de conductor.

De los cálculos realizados en el apartado anterior, se desprende que el conductor LA-280 es válido bajo los criterios de *densidad de corriente máxima admisible* y de *caída de tensión*. Será, por tanto, el conductor seleccionado.

2.2.2. CÁLCULOS DE EFECTO CORONA.

El efecto corona consiste en la ionización de las zonas cercanas a los conductores de una línea eléctrica aérea cuando en el campo externo existen gradientes de potencial suficientemente elevados que son capaces de superar el valor de la rigidez dieléctrica del aire. Cuando esto sucede se producen corrientes de fuga, análogas a las debidas a la conductancia de los aisladores. Tales corrientes producen pérdidas de potencia. En definitiva, todo sucede cómo si el aire se hiciese conductor, y de aquí la analogía citada.

Con objeto de determinar las pérdidas causadas por el efecto corona, comprobaremos si existe efecto corona, y en tal caso calcularemos la potencia de pérdidas.

La tensión para la que el gradiente de potencial es igual a la rigidez dieléctrica del aire se llama tensión crítica disruptiva, y es a partir de la cual se inicia el fenómeno. La condición para que se produzca efecto corona es que la tensión crítica disruptiva sea inferior a la tensión simple de la línea.

El valor de la tensión crítica disruptiva se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$U_c = 21,1 * m_c * m_t * \delta * r * \ln \frac{D}{r}$$

Siendo:

U_c = Tensión crítica disruptiva en Kv.

m_c = Coeficiente de rugosidad del conductor. De 0,83 a 0,87 para cables.

m_t = 1 para tiempo seco y 0,8 para tiempo húmedo.

δ = Factor de corrección de la densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar.

D = Distancia media geométrica equivalente en centímetros.

r = Radio del conductor en centímetros.

Tomaremos un valor de $m_c = 0,85$ ya que es el valor medio estimado para cables, y $m_t = 1$ para tiempo seco puesto que es lo normal en el municipio de Fuente Álamo.

El factor de corrección de la densidad del aire es función de la presión barométrica y de la temperatura, cuyos valores vienen recogidos en la siguiente tabla:

Altitud	126 m
Temperatura media	17,6 ° C

Dicho factor se calcula mediante la expresión:

$$\delta = \frac{3926 * h}{273 + \theta}$$

Siendo:

h = Presión barométrica en centímetros de columna de mercurio.

θ = Temperatura en grados centígrados correspondiente a la altitud del punto considerado.

A su vez, el valor de h es función de la altitud sobre el nivel del mar y se calcula mediante la fórmula de Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336}$$

Siendo y la altitud de la línea expresada en metros.

Procedemos por tanto al cálculo de todas estas magnitudes:

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336} = \log 76 - \frac{126}{18336} = 1,873$$

$$\log h = 1,873 \rightarrow h = 10^{1,873} = 74,64$$

$$\delta = \frac{3926 * h}{273 + \theta} = \frac{3926 * 74,64}{273 + 17,6} = 1008,4$$

$$Uc = 21,1 * mc * mt * \delta * r * \ln \frac{D}{r} = 21,1 * 0,85 * 1 * 1008,4 * \ln \frac{3,78}{10,9 * 10^{-3}} = 105777,8 \text{ v}$$

$$Uc = 105,77 \text{ Kv}$$

La tensión simple de línea es:

$$\frac{132}{\sqrt{3}} = 76,21 \text{ Kv}$$

Como la tensión crítica disruptiva es superior a la tensión simple de línea ($Uc > Us$), **no se produce efecto corona** en la línea.

105,77 Kv > 76,21 Kv → No existe efecto corona

2.2.3. JUSTIFICACIÓN MECÁNICA.

2.2.3.1. tracción máxima admisible.

Según el RAT, la tracción máxima admisible de los conductores y cables de tierra no será superior a su carga de rotura dividida por un coeficiente de seguridad de 2,5 al tratarse de cables.

De la tabla de características de los conductores aluminio-acero obtenemos que la carga de rotura del conductor LA-280 es de 8.619 Kg. Por tanto:

$$Tm = \frac{Cr}{2,5} = \frac{8619}{2,5} = 3447,6 \text{ Kg}$$

2.2.3.2. Flecha máxima.

Para determinar la flecha máxima admisible, utilizaremos la ecuación de cambio de condiciones. Esta ecuación básicamente relaciona dos estados o situaciones de una línea eléctrica. Si se conocen todos los parámetros de un estado o condición inicial (1), se pueden hallar por medio de la ecuación los parámetros de un estado o condición final (2).

De acuerdo con la tabla 4 (ITC-LAT 07), las condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible en zona A son (Condiciones iniciales):

Hipótesis	Condiciones de sobrecarga
Tracción máxima de viento	P _p , viento 120 Km/h, -5°C

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas en el apartado 3.1.3 (ITC-LAT 07), se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes para la zona A (Condiciones finales):

Hipótesis	Condiciones de sobrecarga
viento	P _p , viento 120 Km/h, 15°C
Temperatura	P _p , 50°C

La ecuación de cambio de condiciones viene dada por la siguiente expresión:

$$t_2^2 \left[t_2 + A * \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + B(\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = A a^2 m_2^2$$

Y los factores A y B se expresan como:

$$A = \frac{\gamma^2 E * 10^{-6}}{24}$$

$$B = \alpha * E$$

Siendo:

t_2 = Tensión específica del conductor en el estado inicial Kg/mm².

m_2 = Coeficiente de sobrecarga en el estado inicial.

θ_2 = Temperatura en el estado inicial, °C.

t_1 = Tensión específica del conductor en el estado final Kg/mm².

m_1 = Coeficiente de sobrecarga en el estado final.

θ_1 = Temperatura en el estado final, °C.

A y B = Constantes que dependen del tipo de conductor.

γ = Densidad o peso específico del conductor, gr/cm³.

E = Módulo de elasticidad del conductor, Kg/mm².

α = Coeficiente de dilatación lineal del conductor, °C.

a = Vano entre apoyo y apoyo en metros.

Estado inicial (t_2, m_2, θ_2):

Los parámetros iniciales según la hipótesis de tracción máxima de viento son:

$$\theta_2 = -5^\circ C$$

$$t_2 = \frac{T_m}{S} = \frac{3447,6 \text{ Kg}}{281,1 \text{ mm}^2} = 12,26 \text{ Kg/mm}^2$$

$$m_2 = \frac{P_a}{P_p} = \frac{\sqrt{sbv^2 + P_p^2}}{P_p}$$

Siendo:

P_a = Peso aparente del conductor en Kg/m.

P_p = Peso propio del conductor en Kg/m.

Sbv = Sobrecarga de viento en Kg/m.

$$Sbv = q * \phi = 50 * 21,8 * 10^{-3} = 1,09 \frac{daN}{m^2}$$

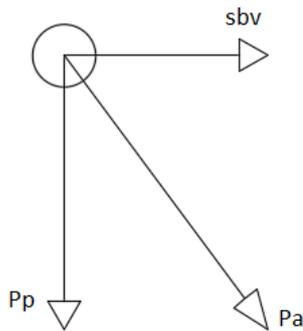
$$q = 50 * \left(\frac{v_v}{120}\right)^2 = 50 * \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 50 \frac{daN}{m^2}$$

$$P_p = 977 \frac{Kg}{Km} * \frac{1Km}{1000m} = 0,977 \frac{Kg}{m}$$

Nótese que la sobrecarga de viento (Sbv) y la presión de viento (q) vienen expresados en daN/m² mientras que el peso propio viene dado en Kg/m. Para calcular m₂ es necesario expresar todos los términos de la fórmula en las mismas unidades. Para ello lo más sencillo es pasar la sobrecarga de viento (Sbv) de daN/m a Kg/m. Esto es tan fácil como multiplicar por diez para pasar de decanewton a newton y dividir entre la gravedad, o lo que es lo mismo, multiplicar por 1,02:

$$sbv = 1,09 * 1,02 = 1,11 \frac{Kg}{m^2}$$

El peso aparente será la fuerza resultante del peso propio y la presión del viento:



$$P_a = \sqrt{sbv^2 + P_p^2} = \sqrt{1,11^2 + 0,977^2} = 1,478 \frac{Kg}{m}$$

$$m_2 = \frac{P_a}{P_p} = \frac{1,478}{0,977} = 1,51$$

Los valores del peso específico y de las constantes A y B son:

$$P_p = 0,977 \frac{Kg}{m} * \frac{1m}{100cm} * \frac{1000gr}{1Kg} = 9,77 \frac{gr}{cm}$$

$$S = 281,1 mm^2 = 2,811 cm^2$$

$$\gamma = \frac{P_p}{S} = \frac{9,77 \frac{gr}{cm}}{2,811 cm^2} = 3,475 \frac{gr}{cm^3}$$

$$A = \frac{\gamma^2 E * 10^{-6}}{24} = \frac{3,475^2 * 7650 * 10^{-6}}{24} = 3,84 * 10^{-3}$$

$$B = \alpha * E = 18,9 * 10^{-6} * 7650 = \mathbf{0,144}$$

En resumen, los **parámetros del estado inicial** son:

$$\theta_2 = -5^{\circ}\text{C}$$

$$t_2 = \mathbf{12,26 Kg/mm^2}$$

$$m_2 = \mathbf{1,51}$$

Estado final (t_1, m_1, θ_1):

a) Hipótesis de viento.

Al ser la hipótesis de viento la misma que en el estado inicial, el peso aparente será el mismo que en el estado inicial, y también el coeficiente de sobrecarga m_1 . La temperatura ahora pasa a ser de 15°C. La única incógnita que nos falta calcular es la tensión específica final t_1 :

$$\theta_1 = +15^{\circ}\text{C}$$

$$m_1 = m_2 = \mathbf{1,53}$$

Resolvemos ahora la ecuación de cambio de condiciones considerando que el tramo más largo de cable dentro de la subestación es de **20 metros**:

$$t_2^2 \left[t_2 + A * \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + B(\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = A a^2 m_2^2$$

$$12,26^2 * \left[12,26 + 3,84 * 10^{-3} * \frac{20^2 1,51^2}{t_1^2} + 0,144 * (-5 - 15) - t_1 \right] =$$

$$= 3,84 * 10^{-3} * 20^2 * 1,51^2$$

Simplificando y agrupando términos se llega de forma sencilla a una ecuación de tercer grado que tiene como única incógnita t_1 :

$$150,3 * t_1^3 - 1406,3 * t_1^2 - 526 = 0$$

$$t_1 = \mathbf{9,39 \frac{Kg}{mm^2}}$$

Conocida la tensión específica, calculamos ahora la tensión y la flecha máxima:

$$T_1 = t_1 * S = 9,39 * 281,1 = 2639,52 \text{ Kg}$$

$$f = \frac{a^2 * P_a}{8 * T_1} = \frac{20^2 * 1,478}{8 * 2639,52} = \mathbf{0,028 \text{ m}}$$

b) Hipótesis de temperatura.

En la hipótesis de temperatura encontramos que el conductor se ve sometido a los efectos de una temperatura de 50°C, sin viento, y a los esfuerzos de su propio peso. Se puede deducir que, al ser el peso aparente igual al peso propio del conductor, el coeficiente de sobrecarga será igual a la unidad.

$$\theta_1 = +50^\circ\text{C}$$

$$m_1 = \frac{P_a}{P_p} = \frac{P_p}{P_p} = \mathbf{1}$$

$$t_2^2 \left[t_2 + A * \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + B(\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = A a^2 m_2^2$$

$$12,26^2 * \left[12,26 + 3,84 * 10^{-3} * \frac{20^2 * 1^2}{t_1^2} + 0,144 * (-5 - 50) - t_1 \right] =$$

$$= 3,84 * 10^{-3} * 20^2 * 1,51^2$$

Simplificando y agrupando términos se obtiene la siguiente ecuación de tercer grado:

$$150,3 * t_1^3 - 648,84 * t_1^2 - 230,87 = 0$$

Resolviendo se obtiene:

$$t_1 = \mathbf{4,39 \frac{Kg}{mm^2}}$$

$$T_1 = t_1 * S = 4,39 * 281,1 = 1234 \text{ Kg}$$

$$f = \frac{a^2 * P_a}{8 * T_1} = \frac{20^2 * 0,977}{8 * 1234} = \mathbf{0,039 \text{ m}}$$

La hipótesis de temperatura nos ofrece una flecha mayor que la de viento. Así pues, consideraremos la flecha de la *hipótesis de temperatura* como *flecha máxima* y la tendremos en cuenta para las instalaciones de la subestación.

$$\mathbf{f_{max} = 0,039 \text{ m}}$$

2.3. ESTUDIO MECÁNICO DEL CABLE AÉREO DE TIERRA.

El cable aéreo de tierra de nuestra subestación llega al pórtico de entrada desde el último apoyo de fin de línea, y a través de éste se conecta a la red de tierra de la subestación. Aunque la longitud del tramo de cable en el interior de la ST son 11 metros, consideramos una distancia de 20 metros para sobredimensionarlo.

La tracción y flecha máxima se determinan de la misma forma que lo hemos hecho con los conductores aluminio-acero de 132 Kv.

2.3.1. SELECCIÓN DEL CABLE.

El cable seleccionado para la instalación aérea de tierra será el siguiente:

Denominación	Diámetro Ø (mm)	Sección S(mm ²)	NºHilos Secc. del hilo (mm ²)	Resistencia Eléctrica R (W/Km)	Peso P(Kg/Km)	Módulo Elástico E (Kg/mm ²)	Coefficiente de dilatación X 10 ⁻⁶ (°C)	Carga mínima de rotura (Kg)
T-50	9	49,5	7	-	420	20.000	12,00	6.250

2.3.2. JUSTIFICACIÓN MECÁNICA.

Teniendo en cuenta que el procedimiento de cálculo para el cable de tierra es idéntico al realizado para los cables de 132 Kv, omitiremos las explicaciones y pasaremos directamente a los cálculos:

Estado inicial (t_2, m_2, θ_2):

$$\theta_2 = -5^{\circ}\text{C}$$

$$T_m = \frac{Cr}{2,5} = \frac{6250}{2,5} = 2500 \text{ Kg}$$

$$t_2 = \frac{T_m}{S} = \frac{2500 \text{ Kg}}{49,5 \text{ mm}^2} = 50,5 \text{ Kg/mm}^2$$

$$m_2 = \frac{P_a}{P_p}$$

$$P_a = \sqrt{sbv^2 + P_p^2} = \sqrt{0,55^2 + 0,42^2} = 0,69 \frac{\text{Kg}}{\text{m}}$$

$$P_p = 420 \frac{\text{Kg}}{\text{Km}} * \frac{1\text{Km}}{1000\text{m}} = 0,42 \frac{\text{Kg}}{\text{m}}$$

$$S_{bv} = q * \varnothing = 60 * 9 * 10^{-3} = 0,54 \frac{daN}{m^2}$$

$$sbv = 0,54 * 1,02 = 0,55 \frac{Kg}{m^2}$$

$$q = 60 * \left(\frac{v_v}{120}\right)^2 = 60 * \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 60 \frac{daN}{m^2}$$

$$m_2 = \frac{P_a}{P_p} = \frac{0,69}{0,42} = 1,64$$

Los valores del peso específico y de las constantes A y B son:

$$P_p = 0,42 \frac{Kg}{m} * \frac{1m}{100cm} * \frac{1000gr}{1Kg} = 4,2 \frac{gr}{cm}$$

$$S = 49,5 mm^2 = 0,495 cm^2$$

$$\gamma = \frac{P_p}{S} = \frac{4,2 \frac{gr}{cm}}{0,495 cm^2} = 8,48 \frac{gr}{cm^3}$$

$$A = \frac{\gamma^2 E * 10^{-6}}{24} = \frac{8,48^2 * 20000 * 10^{-6}}{24} = 0,06$$

$$B = \alpha * E = 12 * 10^{-6} * 20000 = 0,24$$

En resumen, los **parámetros del estado inicial** son:

$$\theta_2 = -5^{\circ}C$$

$$t_2 = 50,5 Kg/mm^2$$

$$m_2 = 1,64$$

Estado final (t_1, m_1, θ_1):

a) Hipótesis de viento.

Al ser la hipótesis de viento la misma que en el estado inicial, el peso aparente será el mismo que en el estado inicial, y también el coeficiente de sobrecarga m_1 . La temperatura ahora pasa a ser de 15°C. La única incógnita que nos falta calcular es la tensión específica final t_1 :

$$\theta_1 = +15^{\circ}C$$

$$m_1 = m_2 = 1,64$$

Resolvemos ahora la ecuación de cambio de condiciones considerando que el tramo más largo de cable dentro de la subestación es de 20 metros:

$$t_2^2 \left[t_2 + A * \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + B(\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = A a^2 m_2^2$$

$$50,5^2 * \left[50,5 + 0,06 * \frac{20^2 * 1,64^2}{t_1^2} + 0,24 * (-5 - 50) - t_1 \right] =$$

$$= 0,06 * 20^2 * 1,64^2$$

Simplificando y agrupando términos se obtiene la siguiente ecuación de tercer grado:

$$2550,2 * t_1^3 - 116481,85 * t_1^2 - 164618 = 0$$

Resolviendo se obtiene:

$$t_1 = 45 \frac{Kg}{mm^2}$$

$$T_1 = t_1 * S = 45 * 49,5 = 2227,5 Kg$$

$$f = \frac{a^2 * P_a}{8 * T_1} = \frac{20^2 * 0,69}{8 * 2227,5} = 0,015 m$$

b) Hipótesis de temperatura.

$$\theta_1 = +50^{\circ}C$$

$$m_1 = \frac{P_a}{P_p} = \frac{P_p}{P_p} = 1$$

$$t_2^2 \left[t_2 + A * \frac{a^2 m_1^2}{t_1^2} + B(\theta_2 - \theta_1) - t_1 \right] = A a^2 m_2^2$$

$$50,5^2 * \left[50,5 + 0,06 * \frac{20^2 * 1^2}{t_1^2} + 0,24 * (-5 - 50) - t_1 \right] =$$

$$= 0,06 * 20^2 * 1,64^2$$

Simplificando y agrupando términos se obtiene la siguiente ecuación de tercer grado:

$$2550,25 * t_1^3 - 95087,94 * t_1^2 - 61206 = 0$$

Resolviendo se obtiene:

$$t_1 = 37,3 \frac{Kg}{mm^2}$$

$$T_1 = t_1 * S = 37,3 * 49,5 = 1846,3 Kg$$

$$f = \frac{a^2 * P_a}{8 * T_1} = \frac{20^2 * 0,42}{8 * 1846,3} = 0,011 m$$

La hipótesis de viento nos ofrece una flecha mayor que la de temperatura. Así pues, consideraremos la flecha de la hipótesis de viento como flecha máxima y la tendremos en cuenta para las instalaciones de la subestación.

$$f_{max} = 0,015 m$$

2.4. DIMENSIONADO DE CONDUCTORES DE 20 KV.

Con objeto de optimizar el espacio disponible y hacer una instalación más cómoda y práctica, se ha instalado el parque de 20 Kv en un formato de celdas de hexafluoruro de azufre (SF₆) que están ubicadas en el interior del edificio de control de la subestación. Por tanto, surge la necesidad de transportar la potencia que proporcionan los transformadores de potencia hasta dichas celdas. Existirá un tramo de instalación de conductores a la intemperie, y otro tramo de instalación subterránea.

A su vez existirán otros dos elementos instalados en los módulos de barras respectivamente. Por un lado, la instalación de un transformador auxiliar de tipo intemperie que abastecerá de energía a la subestación y por otro lado, unas baterías de condensadores instaladas a la intemperie encargadas de mejorar el factor de potencia.

2.4.1. TRAMO EN INTEMPERIE.

En este punto analizaremos el conductor rígido y desnudo al cual serán conectados los conductores aislados de transporte hacia el edificio de control. Se han instalado a la salida de los bornes de 20 Kv del transformador de potencia **tubos de cobre del fabricante "La Farga"**. En primer lugar calculamos la corriente nominal que tenemos a la salida del transformador:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 20} = 1154,7 A$$

Para este tramo seleccionamos un conductor tubular rígido y hueco de cobre con las siguientes características:

Øe/ Øi (mm)	Espesor, e (mm)	Peso, P (Kg/m)	Mto Inercia, I(cm ⁴)	Mto Resistente, W (cm ³)	Módulo elástico, E (N/m ²)	Coef. De dilatación, α (°C)	Carga de rotura, Cr (N/mm ²)
60/50	5	7,7	32,88	10,96	12,01*10 ⁸	16,5*10 ⁻⁶	18,9

Puesto que en la práctica se presenta el efecto corona para tensiones superiores a 80 Kv, no es necesario demostrar su existencia en este tramo.

El estudio de este embarrado se desarrollará de forma completa en el apartado correspondiente al cálculo de embarrados.

2.4.2. TRAMO SUBTERRÁNEO.

Aunque esta instalación posee un pequeño tramo inicial a la intemperie, la diseñaremos en su totalidad aplicando los criterios de instalaciones subterráneas, pues son más restrictivos que los de instalaciones de intemperie, y así quedarán cubiertos ambos tramos, el tramo intemperie y el tramo subterráneo.

Como tratamos con intensidades de corriente muy elevadas, ramificaremos cada fase en 4 conductores con el fin de disminuir la intensidad que circula por cada una de ellas, y obtener así una menor caída de tensión. La intensidad nominal que circulará por cada uno de estos conductores será:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n * 4} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 20 * 4} = 288,67 A$$

2.4.2.1. Criterio de intensidad máxima admisible.

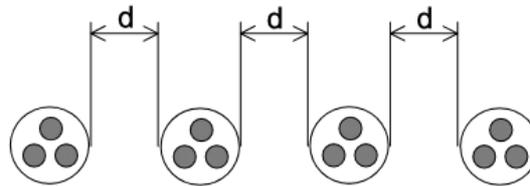
Los 12 conductores en los que se ramifican las 3 fases de salida de 20 Kv del transformador serán distribuidos en 6 tubos con 2 cables unipolares por cada tubo, 2 tubos por fase respectivamente e instalados en 3 ternas de cables a diferentes alturas, como puede apreciarse en el plano.

Las condiciones del terreno son: Conductores enterrados a 1 metro de profundidad, resistividad térmica del terreno 1,5 Km/W temperatura del terreno 25°C.

Aplicamos un factor de corrección entrando en la tabla del RAT teniendo en cuenta que tendremos 3 ternos por zanja, separados 0,2 metros y cables instalados bajo tubo:

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



$$K_1 = 0,75$$

Tabla 11. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

$$K_2 = 1$$

Tabla 8. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

$$K_3 = 1$$

Tabla 7. Factor de corrección, F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C

Temperatura °C Servicio Permanente θs	Temperatura del terreno, θ _t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

$$K_4 = 1$$

La intensidad máxima corregida es:

$$I_{max} = \frac{In}{Kt} = \frac{288,67}{0,75} = 384,84 \text{ A}$$

Seleccionamos el conductor **AI-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 400 mm² de sección de la casa Prysmian** que es capaz de soportar 450 A, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Intensidad máxima admisible (A), en servicio permanente, para cables aislados con HEPR (Eprotenax Compact) sin armadura.

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	105 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Cu					
10	-	-	-	-	-	-
16	120	110	105	98	102	94
25	160	145	135	125	130	120
35	195	180	160	150	155	145
50	230	215	190	180	185	170
70	295	265	235	220	225	210
95	355	320	280	260	265	250
120	410	365	320	295	305	285
150	465	415	360	330	340	315
185	535	475	405	375	385	355
240	630	555	470	440	445	420
300	725	635	530	500	-	-
400	840	-	600	565	-	-
500	975	-	680	650	-	-
630	1125	-	765	730	-	-
	Conductores de Al					
16	96	85	82	76	78	72
25	125	110	105	95	100	95
35	150	135	125	115	120	110
50	180	160	145	135	145	130
70	225	200	180	170	170	160
95	275	240	215	200	205	190
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275
240	495	425	365	345	345	325
300	565	485	410	390	390	365
400	660	-	470	450	-	-
500	775	-	540	515	-	-
630	905	-	615	590	-	-

Como 450 > 384,4 A, el cable es válido para nuestra instalación. La densidad de corriente del conductor es:

$$\delta = \frac{I_{max}}{S} = \frac{288,67}{400} = 0,72 \text{ A/mm}^2$$

2.4.2.2. Criterio de caída de tensión.

Para el cálculo de la caída de tensión es necesario tener en cuenta que la longitud del tramo subterráneo de la línea de media tensión es de **20 metros**. Por otro lado, los valores de resistencia y reactancia del conductor seleccionado son los siguientes:

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares 		Cables Tripolares 	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.887
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω/km por fase Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Tres cables unipolares en contacto mutuo							
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	0.118	0.121	0.129
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	0.102	0.106	0.109
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
400	0.085	0.086	0.091	0.095	0.096	0.100	0.102
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

La resistencia y reactancia del conductor son $R = 0,105 \Omega/\text{Km}$ y $X = 0,096 \Omega/\text{Km}$ respectivamente.

Las ecuaciones que determinan tanto la caída de tensión como la caída de tensión porcentual de una línea eléctrica son las siguientes:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R * \cos\varphi + X * \text{Sen}\varphi)$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 288,67 * 0,02(0,105 * 0,9 + 0,096 * 0,435) = 1,36 \text{ v}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100 = \frac{1,36}{20000} * 100 = 6,8 * 10^{-3}\% < 5\%$$

Al estar la caída de tensión dentro del rango admisible, consideramos que el conductor es válido por caída de tensión. Solo falta comprobar su validez por el criterio de cortocircuito, lo cual veremos más adelante.

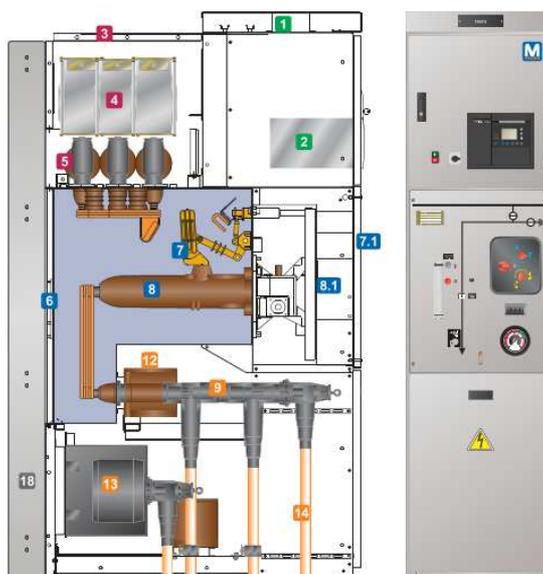
2.4.3. INSTALACIÓN BLINDADA.

Las barras de la instalación blindada deben ser capaces de soportar la intensidad proporcionada por uno de los transformadores de 40 MVA. En el caso de que uno de los transformadores quedara fuera de servicio y el otro transformador tuviera que abastecer de energía a ambos módulos de barras, la intensidad proporcionada será la misma puesto que el otro transformador también suministrará 40 MVA. Por tanto la intensidad que circulará por las barras será:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 20} = 1154,7 A$$

Seleccionaremos las **celdas blindadas de la firma MESA** cuyas barras soportan hasta 2000 A para una tensión máxima de 24 Kv.

Tensión nominal (kV)		24 ⁽⁴⁾	36 ⁽⁴⁾
Nivel de aislamiento (kV)	A frecuencia industrial, 50 Hz (KV eficaces)	50	70
	A onda de choque tipo rayo (kV cresta)	125	170
Intensidad nominal (A)	<u>Embarrado</u>	...2000	
	<u>Derivaciones</u>	630	
		1250	
		1600	
		2000	
Intensidad nominal de corte (kA)		25/31,5	
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA cresta)		63/80	
Intensidad nominal de corta duración (kA/s)		Max 25/3-31,5/3	
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL-AFLR (kA/1s)		25/31,5	
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C (bar)		0,30	
Grado de protección	Compartimentos de AT	IP65	
	Compartimento de BT	IP3X-IP41	



Por otro lado, necesitamos determinar la intensidad que circulará por cada una de las líneas en que se ramificará el embarrado. El número total de líneas será 16 (8 líneas de cada módulo respectivamente).

Según el MT_2_03_20 de Iberdrola, la potencia en cada línea de suministro vendrá dada en función de la potencia total y de un coeficiente de simultaneidad, que para el caso de las subestaciones transformadoras es de 0,95:

$$\text{Potencia en Barras (KVA)} = 0,95 * \sum PLMT \text{ (KVA)}$$

Por tanto la potencia que suministrará cada línea será de:

$$\text{Potencia total en líneas} = \sum PLMT = \frac{\text{Potencia en barras}}{0,95} = \frac{80000}{0,95} = 84210,5 \text{ KVA}$$

$$\text{Potencia en cada línea} = \frac{\text{Potencia total en líneas}}{N^{\circ} \text{ de líneas}} = \frac{84210,5}{16} = 5263,15 \text{ KVA}$$

Una vez conocida la potencia en cada línea proporcionada por el coeficiente de simultaneidad, calculamos la corriente que circula por cada línea:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{5263,15}{\sqrt{3} * 20} = 151,93 \text{ A}$$

Para soportar esta intensidad seleccionamos las celdas para derivaciones de líneas de intensidad nominal de **630 A** que son válidas para la corriente obtenida.

2.4.4. TRAMO PARA TRANSFORMADOR AUXILIAR.

El transformador auxiliar será alimentado desde las barras blindadas a través de una línea subterránea hasta la habitación contigua a la habitación de las celdas, que es donde se encuentra dicho transformador.

La intensidad nominal que demandan las baterías de condensadores es:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{100}{\sqrt{3} * 20} = 2,88 \text{ A}$$

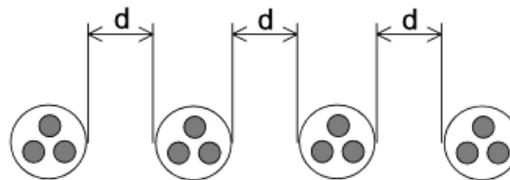
Puesto que los transformadores de servicios auxiliares se encuentran en el mismo cuarto, será necesario tener en cuenta el factor de corrección por ternas en la misma franja, puesto que solo viajarán dos ternas por la misma zanja.

2.4.4.1. Criterio de intensidad máxima admisible.

El único factor de corrección distinto de la unidad será el aplicado por transcurrir las dos ternas que alimentan a los transformadores auxiliares por la misma zanja.

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



$K_1 = 0,83$

Las condiciones del terreno son: Conductores enterrados a 1 metro de profundidad, resistividad térmica del terreno 1,5 Km/W temperatura del terreno 25°C. Por tanto:

$K_2 = K_3 = K_4 = 1$

La intensidad máxima corregida es:

$$I_{max} = \frac{In}{Kt} = \frac{2,88}{0,83} = 3,46 A$$

Seleccionamos el conductor **Al-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 16 mm² de sección de la casa Prysmian** que es capaz de soportar 76 A, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Intensidad máxima admisible (A), en servicio permanente, para cables aislados con HEPR (Eprotenax Compact) sin armadura.

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	105 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Cu					
10	-	-	-	-	-	-
16	120	110	105	98	102	94
25	160	145	135	125	130	120
35	195	180	160	150	155	145
50	230	215	190	180	185	170
70	295	265	235	220	225	210
95	355	320	280	260	265	250
120	410	365	320	295	305	285
150	465	415	360	330	340	315
185	535	475	405	375	385	355
240	630	555	470	440	445	420
300	725	635	530	500	-	-
400	840	-	600	565	-	-
500	975	-	680	650	-	-
630	1125	-	765	730	-	-
	Conductores de Al					
16	96	85	82	76	78	72
25	125	110	105	95	100	95
35	150	135	125	115	120	110
50	180	160	145	135	145	130
70	225	200	180	170	170	160
95	275	240	215	200	205	190
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275
240	495	425	365	345	345	325
300	565	485	410	390	390	365
400	660	-	470	450	-	-
500	775	-	540	515	-	-
630	905	-	615	590	-	-

Como 76 > 2,88 A, el cable es válido para nuestra instalación. La densidad de corriente del conductor es:

$$\delta = \frac{I_{max}}{S} = \frac{3,46}{16} = 0,216 \text{ A/mm}^2$$

2.4.4.2. Criterio de caída de tensión.

Para el cálculo de la caída de tensión es necesario tener en cuenta que la longitud del tramo subterráneo de la línea que alimenta a los transformadores de servicios auxiliares es de **10 metros**. Por otro lado, los valores de resistencia y reactancia del conductor seleccionado son los siguientes:

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares 		Cables Trípolares 	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.087
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω/km por fase Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
	Tres cables unipolares en contacto mutuo						
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	0.126	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	0.118	0.121	0.129
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	0.102	0.106	0.109
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
400	0.085	0.086	0.091	0.095	0.096	0.100	0.102
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

La resistencia y reactancia del conductor son R = 0,105 Ω/Km y X = 0 Ω/Km respectivamente.

Las ecuaciones que determinan tanto la caída de tensión como la caída de tensión porcentual de una línea eléctrica son las siguientes:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R * \text{Cos}\varphi + X * \text{Sen}\varphi)$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 3,46 * 0,01(0,105 * 0,9 + 0 * 0,435) = 0,0056 \text{ v}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100 = \frac{0,0056}{20000} * 100 = 2,83 * 10^{-5} \% < 5\%$$

Al estar la caída de tensión dentro del rango admisible, consideramos que el conductor es válido por caída de tensión.

2.4.5. TRAMO PARA BATERÍA DE CONDENSADORES.

Las baterías de condensadores serán alimentadas desde las barras de 20 Kv, las cuales se encuentran en el interior de las celdas blindadas, a través de una línea subterránea hasta el cuarto donde se encuentran instalados.

La intensidad nominal que demandan cada uno de los grupos de baterías de condensadores es:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{7200}{\sqrt{3} * 20} = 207,84 A$$

Puesto que los transformadores de servicios auxiliares se encuentran separados, cada uno en una habitación distinta, no será necesario tener en cuenta el factor de corrección por ternas en la misma franja, puesto que solo viajará una terna por zanja.

2.4.5.1. Criterio de intensidad máxima admisible.

Las condiciones del terreno son: Conductores enterrados a 1 metro de profundidad, resistividad térmica del terreno 1,5 Km/W temperatura del terreno 25°C. Por tanto:

$$K_1 = K_2 = K_3 = 1$$

La intensidad máxima corregida es:

$$I_{max} = \frac{I_n}{K_t} = \frac{207,84}{1} = 207,84 A$$

Seleccionamos el conductor **AI-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 120 mm² de sección de la casa Prysmian** que es capaz de soportar 230 A, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Intensidad máxima admisible (A), en servicio permanente, para cables aislados con HEPR (Eprotenax Compact) sin armadura.

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	105 °C					
	1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Cu					
10	-	-	-	-	-	-
16	120	110	105	98	102	94
25	160	145	135	125	130	120
35	195	180	160	150	155	145
50	230	215	190	180	185	170
70	295	265	235	220	225	210
95	355	320	280	260	265	250
120	410	365	320	295	305	285
150	465	415	360	330	340	315
185	535	475	405	375	385	355
240	630	555	470	440	445	420
300	725	635	530	500	-	-
400	840	-	600	565	-	-
500	975	-	680	650	-	-
630	1125	-	765	730	-	-
	Conductores de Al					
16	96	85	82	76	78	72
25	125	110	105	95	100	95
35	150	135	125	115	120	110
50	180	160	145	135	145	130
70	225	200	180	170	170	160
95	275	240	215	200	205	190
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275
240	495	425	365	345	345	325
300	565	485	410	390	390	365
400	660	-	470	450	-	-
500	775	-	540	515	-	-
630	905	-	615	590	-	-

Como 230 > 207,84 A, el cable es válido para nuestra instalación. La densidad de corriente del conductor es:

$$\delta = \frac{I_{max}}{S} = \frac{207,84}{120} = 1,732 \text{ A/mm}^2$$

2.4.5.2. Criterio de caída de tensión.

Para el cálculo de la caída de tensión es necesario tener en cuenta que la longitud del tramo subterráneo de la línea de que alimenta las baterías de condensadores es de **10 metros**. Por otro lado, los valores de resistencia y reactancia del conductor seleccionado son los siguientes:

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares 		Cables Tripolares 	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.887
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω/km por fase Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
Tres cables unipolares en contacto mutuo							
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
95	0.099	0.102	0.110	0.115	0.118	0.121	0.129
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	0.102	0.106	0.109
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
400	0.085	0.086	0.091	0.095	0.096	0.100	0.102
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

La resistencia y reactancia del conductor son $R = 0,34 \text{ } \Omega/\text{Km}$ y $X = 0,112 \text{ } \Omega/\text{Km}$ respectivamente.

Las ecuaciones que determinan tanto la caída de tensión como la caída de tensión porcentual de una línea eléctrica son las siguientes:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L * (R * \text{Cos}\varphi + X * \text{Sen}\varphi)$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100$$

$$\Delta U = \sqrt{3} * 207,84 * 0,01(0,34 * 0,9 + 0,112 * 0,435) = 1,27 \text{ v}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_0} * 100 = \frac{1,27}{20000} * 100 = 6,35 * 10^{-3} \% < 5\%$$

Al estar la caída de tensión dentro del rango admisible, consideramos que el conductor es válido por el criterio de caída de tensión.

2.4.6. TRAMOS PARA CABLES DE BT.

2.4.6.1. Tramo para transformadores de medida.

En nuestra subestación se han instalado doce **transformadores de medida combinados (TI+TT) de la firma Arteche**. Estos transformadores combinados se componen de un transformador de intensidad y otro de tensión, formando un solo bloque compacto. Seis transformadores combinados han sido instalados a la entrada de las dos líneas de la ST, uno por fase, y los otros Seis transformadores combinados justo antes de los bornes del transformador de potencia (uno por fase). Las intensidades normalizadas a la salida de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad son de 1 Amperio para distancias mayores a 10 metros, y de 5 A para distancias menores a 10 metros. Puesto que los seis transformadores de medida a la entrada de las líneas están situados a una distancia de 60 metros del edificio de control, y los seis transformadores anteriores al transformador de potencia están situados a una distancia de 35 metros, adoptaremos una intensidad en los secundarios de los trafos de medida de 1 Amperio.

Las tensiones normalizadas a la salida de los secundarios de los transformadores de medida es de $\frac{110}{\sqrt{3}}$ voltios.

$$Un = \frac{110}{\sqrt{3}} v$$

$$In = 1A$$

Los conductores que transportan la energía desde dichos transformadores de medida hasta el edificio de control transcurrirán entubados y a través de una zanja (empotrados en obra).

Entramos en la tabla de intensidades máximas admisibles para conductores en BT y con el método de instalación B1- Columna 6:

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2						
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F								PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	360	396	423	481	525	565	630	674	713	
Aluminio	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	82
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
	120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
	185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	
300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558	

NOTAS: Con fondo gris, figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen

Escojo un conductor de PVC de 2,5 mm² de sección que admite una intensidad de 21 A.

Criterio del factor de carga

$$FC = \frac{I_n}{I_{admisible}} = \frac{1}{21} = 0,047 < 0,9 \rightarrow \text{Cable válido}$$

Condición de sobrecarga

$$I_b < I_{nr} < I_z$$

$$I_{nr} = 1,05 \text{ a } 1,15 * I_n$$

Elijo el valor de 1,15 puesto que puedo escoger el que quiera.

$$I_{nr} = 1,15 * I_n = 1,15 * 1 = 1,15 \text{ A}$$

Como $1 < 1,15 < 21 \rightarrow$ Cable válido

El cable seleccionado es: **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x2,5 mm²**

El consumo de potencia de dicho cable viene recogido en la siguiente tabla:

Is = 1A	10m	20m	30m	40m	50m	60m	70m	80m	90m	100m
1,5 mm ²	0,24	0,48	0,72	0,96	1,19	1,43	1,67	1,91	2,15	2,38
2,5 mm ²	0,14	0,29	0,43	0,57	0,72	0,86	1	1,14	1,29	1,43
4 mm ²	0,09	0,18	0,27	0,36	0,45	0,54	0,63	0,71	0,8	0,89
6 mm ²	0,06	0,12	0,18	0,24	0,3	0,36	0,42	0,48	0,54	0,6
10 mm ²	0,04	0,07	0,11	0,14	0,18	0,21	0,25	0,29	0,32	0,36

Perdidas en VA. Las distancias se expresan en metros dobles

El cable consume 0,86 VA.

2.4.6.2. Tramo posterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente.

Este tramo de cable abastece a los siguientes elementos en c.a:

- 11 luminarias ASTRID para el alumbrado interior (416 w).
- 8 luminarias SMART para el alumbrado exterior (2272 w).
- 9 luminarias ASTRID para el alumbrado de emergencia (324 w).
- Pantalla LCD en la que se muestran todos los circuitos y sinópticos de control (200 W).
- Sistema de telecomunicaciones (500 w).
- Tomas de corriente (2000 w).

$$P = \frac{V}{I} \quad \Rightarrow \quad I = \frac{P}{V} = \frac{416 + 2272 + 324 + 200 + 500 + 2000}{230} = \frac{5712}{230} = 24,83 \text{ A}$$

Con esta intensidad entramos en la tabla A-52-1 bis, método B1, para instalaciones en montaje superficial del reglamento electrotécnico de baja tensión. Elegimos un conductor de cobre de 6 mm² de sección que admite 36 A > 24,83 A

Factor de carga:

$$f_{dc} = \frac{I_n}{I_{admissible}} = \frac{24,83}{36} = 0,68 < 0,9 \rightarrow \text{Cable válido}$$

Condición de sobrecarga:

$$I_b < I_{nr} < I_z$$

$$I_{nr} = 1,05 \cdot I_n = 1,05 \cdot 24,83 = 26,07 \text{ A}$$

Como $24,83 < 26,07 < 36 \rightarrow$ Cable válido

El conductor elegido es **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x6 mm²**.

2.4.6.3. Tramo anterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente.

Este tramo de cable abastece al inversor en c.a que a su vez abastece a los siguientes elementos en c.c:

- 11 luminarias ASTRID para el alumbrado interior (416 w).
- 8 luminarias SMART para el alumbrado exterior (2272 w).
- 9 luminarias ASTRID para el alumbrado de emergencia (324 w).
- Pantalla LCD en la que se muestran todos los circuitos y sinópticos de control (200 W).
- Sistema de telecomunicaciones (500 w).
- Tomas de corriente (2000 w).

$$P = \frac{V}{I} \quad ==> \quad I = \frac{P}{V} = \frac{416 + 2272 + 324 + 200 + 500 + 2000}{125} = \frac{5712}{125} = 45,69 \text{ A}$$

Con esta intensidad entramos en la tabla A-52-1 bis, método B1, para instalaciones en montaje superficial del reglamento electrotécnico de baja tensión. Elegimos un conductor de cobre de 16 mm² de sección que admite 66 A > 45,69 A

Factor de carga:

$$f_{dc} = \frac{I_n}{I_{admissible}} = \frac{45,69}{66} = 0,69 < 0,9 \rightarrow \text{Cable válido}$$

Condición de sobrecarga:

$$I_b < I_{nr} < I_z$$

$$I_{nr} = 1,05 \cdot I_n = 1,05 \cdot 45,69 = 47,97 \text{ A}$$

Como $45,69 < 47,97 < 66 \rightarrow$ Cable válido

El conductor elegido es **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x10 mm²**.

2.4.6.4. Tramo para interruptores y seccionadores de 132 Kv.

Este es el tramo de cable desde el que las baterías de c.c. alimentan a los seccionadores e interruptores del parque de 132 Kv. Las baterías deben ser capaces de energizar al menos 3 interruptores automáticos simultáneamente:

- Potencia consumida por el motor de un interruptor automático (en arranque):

$$P_{\text{int}} = 125 * (4,5 * 3,75) = 2109,37 \text{ w}$$

Y la potencia de 3 interruptores será:

$$P_{3 \text{ int}} = 3 * 2109,37 = 6328,1 \text{ w}$$

Por tanto la potencia total a suministrar por la bateias es:

$$P_{\text{T}} = 6328,1 \text{ w}$$

$$P = \frac{V}{I} \quad ==> \quad I = \frac{P}{V} = \frac{6328,1}{125} = 50,62 \text{ A}$$

Con esta intensidad entramos en la tabla A-52-1 bis, método B1, para instalaciones en montaje superficial del reglamento electrotécnico de baja tensión. Elegimos un conductor de cobre de 16 mm² de sección que admite 66 A > 50,62 A

Factor de carga:

$$f_{dc} = \frac{I_n}{I_{\text{admissible}}} = \frac{50,62}{66} = 0,76 < 0,9 \rightarrow \text{Cable válido}$$

Condición de sobrecarga:

$$I_b < I_{nr} < I_z$$

$$I_{nr} = 1,05 * I_n = 1,05 * 50,62 = 53,15 \text{ A}$$

Como 5,62 < 53,15 < 66 → Cable válido

El conductor elegido es **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x16 mm²**.

2.4.6.5. Tramo para aire acondicionado.

El aire acondicionado está compuesto por tres unidades de 2500 w cada una. En total consume una potencia de 7500 w.

$$P = \frac{V}{I} \quad ==> \quad I = \frac{P}{V} = \frac{7500}{125} = 60 \text{ A}$$

Con esta intensidad entramos en la tabla A-52-1 bis, método B1, para instalaciones en montaje superficial del reglamento electrotécnico de baja tensión. Elegimos un conductor de cobre de 25 mm² de sección que admite 84 A > 60 A

Factor de carga:

$$f_{dc} = \frac{I_n}{I_{admisible}} = \frac{60}{84} = 0,71 < 0,9 \rightarrow \text{Cable válido}$$

Condición de sobrecarga:

$$I_b < I_{nr} < I_z$$

$$I_{nr} = 1,05 \cdot I_n = 1,05 \cdot 60 = 63 \text{ A}$$

Como 60 < 63 < 84 → Cable válido

El conductor elegido es **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x25 mm²**.

2.4.6.6. Tramo anterior al circuito de c.c., rectificador y baterías.

Este tramo abastece de potencia al equipo rectificador-baterías de c.c. que a su vez abastece de potencia a todas las cargas en baja tensión de los servicios auxiliares. Al estar antes del equipo de Iberdrola, está sometido a c.a.

- Alumbrado + Panel de control + Sistemas de comunicación + tomas de corriente = 5712 w
- Interruptores y seccionadores de la ST = 6328,1 w
- Aire acondicionado = 7500 w

$$P = \frac{V}{I} \implies I = \frac{P}{V} = \frac{5712 + 6328,1 + 7500}{230} = \frac{19540,1}{230} = 84,95 \text{ A}$$

Con esta intensidad entramos en la tabla A-52-1 bis, método B1, para instalaciones en montaje superficial del reglamento electrotécnico de baja tensión. Elegimos un conductor de cobre de 35 mm² de sección que admite 104 A > 84,95 A

Factor de carga:

$$f_{dc} = \frac{I_n}{I_{admisible}} = \frac{84,95}{104} = 0,81 < 0,9 \rightarrow \text{Cable válido}$$

Condición de sobrecarga:

$$I_b < I_{nr} < I_z$$

$$I_{nr} = 1,05 \cdot I_n = 1,05 \cdot 84,95 = 89,19 \text{ A}$$

Como $84,95 < 89,19 < 104 \rightarrow$ Cable válido

El conductor elegido es **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x35 mm²**.

2.4.6.7. Tramo posterior al circuito de c.c., rectificador y baterías.

Este tramo abastece de potencia al equipo rectificador-baterías de c.c. que a su vez abastece de potencia a todas las cargas en baja tensión de los servicios auxiliares:

- Alumbrado + Panel de control + Sistemas de comunicación+ tomas de corriente = 5712 w
- Interruptores y seccionadores de la ST = 6328,1 w
- Aire acondicionado = 7500 w

$$P = \frac{V}{I} \implies I = \frac{P}{V} = \frac{5712 + 6328,1 + 7500}{125} = \frac{19540,1}{125} = 156,32 \text{ A}$$

Con esta intensidad entramos en la tabla A-52-1 bis, método B1, para instalaciones en montaje superficial del reglamento electrotécnico de baja tensión. Elegimos un conductor de cobre de 95 mm² de sección que admite 194 A > 156,32 A

Factor de carga:

$$f_{dc} = \frac{I_n}{I_{admisible}} = \frac{156,32}{194} = 0,805 < 0,9 \rightarrow \text{Cable válido}$$

Condición de sobrecarga:

$$I_b < I_{nr} < I_z$$

$$I_{nr} = 1,05 \cdot I_n = 1,05 \cdot 156,32 = 164,136 \text{ A}$$

Como $156,32 < 164,136 < 194 \rightarrow$ Cable válido

El conductor elegido es **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x95 mm²**.

2.4.6.8. Tramo posterior al transformador de servicios auxiliares.

Este tramo tiene que alimentar a todas las cargas en BT al igual que el tramo anterior, por tanto la sección a utilizar será la misma.

El conductor elegido es **0,6/1 Kv RZ1 k(AS) 2x95 mm²**.

2.5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.

El objetivo de la coordinación de aislamiento es la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas y la determinación de las distancias en el aire de forma que los equipos puedan soportar las solicitaciones dieléctricas a las que serán sometidos.

En este apartado explicamos las diferentes normas que afectan a cada tipo de distancia de seguridad. Aunque estudiaremos las distancias de seguridad bajo el punto de vista de diferentes normativas como pueden ser las CEI o las UNE, no siempre tomaremos la más restrictiva, pues hay que tener en cuenta que las normas indicadas en el *reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (ITC-RAT)* tienen prioridad sobre las demás.

2.5.1. DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.

Según ITC-RAT 12

TABLA 1

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

TABLA 2

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
145	230	550	1100
	185	450	900
	230	550	1100
170	275	650	1300
	230	550	1100
	275	650	1300
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Nivel de 132 Kv: $D = 1,1 m$

Nivel de 20 Kv: $D = 1,6 m$

A esta distancia tenemos que añadir la flecha máxima del cable:

$$h = D + f_{max} = 1,6 + 0,039 = 1,639m$$

Aplicaremos una distancia mínima de los conductores al terreno de:

$$h = 1,639 m$$

2.5.2. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES.

Según ITC-LAT 07

La distancia entre los conductores de fase del mismo circuito o con circuitos distintos debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidos al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

La separación mínima entre conductores de fase se determinará por la fórmula siguiente:

$$D = K * \sqrt{F + L} + K' * D_{pp}$$

Siendo:

D = Separación entre conductores de fase del mismo circuito o distinto, en metros.

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento (Tabla 16).

K' = Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea. $K = 0,85$ para líneas de categoría especial. $K = 0,75$ para el resto de las líneas.

F = Flecha máxima en metros.

L = Longitud de la cadena. Si es de amarre $L = 0$.

D_{pp} = Distancia mínima aérea especificada según lo indicado en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07.

Primero determinaremos el valor de K , el cual viene descrito en una tabla en función del ángulo de oscilación del conductor α :

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{sbv}{Pp} = \operatorname{arctg} \frac{q * \varnothing}{Pp} = \operatorname{arctg} \frac{50 * 21,8 * 10^{-3}}{0,977} = \operatorname{arctg} (1,136)$$

$$\alpha = 48,64^\circ$$

Tabla 16. Coeficiente K en función del ángulo de oscilación

Angulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

$$K = 65$$

Teniendo en cuenta que nuestra línea no es de categoría especial:

$$K' = 0,75$$

Puesto que todas las cadenas de aisladores de la ST son en amarre, se tiene:

$$L = 0$$

El valor de D_{pp} lo obtenemos de la siguiente tabla:

Tabla 15. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{ei} (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

Por tanto el valor de la distancia mínima entre conductores será:

$$D = K * \sqrt{F + L} + K' * D_{pp} = 0,65 * \sqrt{0,039} + 0,75 * 1,4 = 1,178m$$

Según ITC-RAT 12

TABLA 1

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U_m) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

TABLA 2

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
145	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Nivel de 132 Kv: $D = 1,1 m$

Nivel de 20 Kv: $D = 1,6 m$

Aplicamos una distancia entre conductores de 1,1 y 1,6 metros respectivamente ya que es lo estipulado en el reglamento (RAT).

Teniendo en cuenta esta distancia mínima, aplicaremos una distancia de **3 metros** entre conductores, para una mayor seguridad y facilidad de maniobra a la hora de realizar el mantenimiento o reparar una avería.

$$D = 3 m$$

2.5.3. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA.

Según ITC-RAT 12

TABLA 1

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

TABLA 2

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
145	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Nivel de 132 Kv: $D = 1,1 m$

Nivel de 20 Kv: $D = 1,6 m$

Aplicamos una distancia entre conductores de 1,1 y 1,6 metros respectivamente ya que es lo estipulado en el reglamento (RAT).

2.5.4. DISTANCIA DE LAS PARTES DE ESQUIPOS EN TENSIÓN AL SUELO.

Esta distancia se considera el **primer nivel de barras**.

Según normas C.E.I

$$h \geq 3 \text{ m}$$

Nivel de 132 Kv: $h = 2,3 + 0,015 * V_{max} = 2,3 + 0,015 * 145 = 4,475 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $h = 2,3 + 0,015 * V_{max} = 2,3 + 0,015 * 24 = 2,66 \text{ m}$

Según ITC-RAT 15

$$h = 2,5 + d$$

La distancia d se obtiene de la siguiente tabla:

Tabla 1

Tensión nominal de la instalación kV (U_i)	≤ 20	30	45	66	110	132	220	400
«d» en centímetros	22	32	48	63	110	130	210	340

Nivel de 132 Kv: $h = 2,5 + d = 2,5 + 1,3 = 3,8 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $h = 2,5 + d = 2,5 + 0,22 = 2,72 \text{ m}$

Aunque la norma C.E.I es la más restrictiva con una distancia de 4,475 metros, Aplicamos la distancia mínima que marca la ITC-RAT 15, es decir, la **altura desde el suelo al primer nivel de barras es de 3,8 metros.**

$$h = 3,8 \text{ m}$$

2.5.5. DISTANCIA DE LAS BARRAS COLECTORAS AL SUELO.

Esta altura se considera el **segundo nivel de barras**.

Según normas C.E.I

Nivel de 132 Kv: $h = 5 + 0,0125 * V_{max} = 5 + 0,0125 * 145 = 6,8125 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $h = 5 + 0,0125 * V_{max} = 5 + 0,0125 * 24 = 5,3 \text{ m}$

Según ITC-RAT 15

$$h = 2,5 + d$$

La distancia d se obtiene de la siguiente tabla:

Tabla 1

Tensión nominal de la instalación kV (U_i)	≤ 20	30	45	66	110	132	220	400
«d» en centímetros	22	32	48	63	110	130	210	340

Nivel de 132 Kv: $h = 2,5 + d = 2,5 + 1,3 = 3,8 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $h = 2,5 + d = 2,5 + 0,22 = 2,72 \text{ m}$

La norma más restrictiva es la C.E.I con una distancia de $h = 6,8125 \text{ m}$. Puesto que en nuestra subestación no existe el segundo nivel de barras, aplicaremos una **distancia desde el suelo al segundo nivel de barras de 3,8 metros** similar al primer nivel de barras. En caso de que sí existiese un segundo nivel de barras, sería conveniente situarlo a una altura superior respecto del primer nivel de barras, por ejemplo a 6,9 metros de altura respecto al suelo.

$$h = 3,8 \text{ m}$$

2.5.6. ALTURA DE LOS APOYOS DE LAS LÍNEAS QUE LLEGAN A LA ST AL SUELO.

Según normas C.E.I

$$h \geq 6 \text{ m}$$

Nivel de 132 Kv: $h = 5 + 0,006 * V_{max} = 5 + 0,006 * 145 = 5,87 \text{ m} \rightarrow h = 6 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $h = 5 + 0,006 * V_{max} = 5 + 0,006 * 24 = 5,144 \text{ m} \rightarrow h = 6 \text{ m}$

Según ITC-RAT 15

$$h = 2,5 + d$$

La distancia d se obtiene de la siguiente tabla:

Tabla 1

Tensión nominal de la instalación kV (U_i)	≤ 20	30	45	66	110	132	220	400
«d» en centímetros	22	32	48	63	110	130	210	340

Nivel de 132 Kv: $h = 2,5 + d = 2,5 + 1,3 = 3,8 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $h = 2,5 + d = 2,5 + 0,22 = 2,72 \text{ m}$

La norma más restrictiva es la C.E.I con una distancia de $h = 6 \text{ m}$. Aplicaremos **una altura mínima del pórtico de la ST de 6 m.**

$h = 6 \text{ m}$

2.5.6. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE CIRCULACIÓN DE PERSONAL.

Según normas C.E.I

Nivel de 132 Kv: $D_h = D_{el} + 0,9 = 1,2 + 0,9 = 2,1 \text{ m}$
 $D_v = D_{el} + 2,25 = 1,2 + 2,25 = 3,45 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $D_h = D_{el} + 0,9 = 0,22 + 0,9 = 1,12 \text{ m}$
 $D_v = D_{el} + 2,25 = 0,22 + 2,25 = 2,47 \text{ m}$

Siendo:

D_h = Distancia horizontal.

D_v = distancia vertical.

Según ITC-RAT 15

$$H = 2,5 + d$$

La distancia d se obtiene de la siguiente tabla:

Tabla 1

Tensión nominal de la instalación kV (U_i)	≤ 20	30	45	66	110	132	220	400
«d» en centímetros	22	32	48	63	110	130	210	340

Además se debe tener en cuenta la flecha máxima del cable tal y como indica el apartado 4.1.2 de la ITC-RAT 15:

Nivel de 132 Kv: $H = 2,5 + d + f_{max} = 2,5 + 1,3 + 0,039 = 3,839 \text{ m}$

Nivel de 20 Kv: $H = 2,5 + d + f_{max} = 2,5 + 0,22 + 0,039 = 2,759 \text{ m}$

La norma más restrictiva es la ITC-RAT 15 con una distancia de $h = 3,839$ m. Para redondear aplicaremos una **altura en la zona de circulación de personal de 3,9 m.**

$$Dh = 2,1 \text{ m}$$

$$Dv = 3,9 \text{ m}$$

2.5.7. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE CIRCULACIÓN DE VEHÍCULOS.

Según normas C.E.I

$$Dh = h (\text{fase} - \text{tierra}) + 0,7 = 1,639 + 0,7 = 2,339 \text{ m}$$

$$Dv = h (\text{barras}) + 0,5 = 6,8125 + 0,5 = 7,3125 \text{ m}$$

Según ITC-RAT 15

La distancia mínima entre el punto más alto del vehículo o aparato y los elementos en tensión no será inferior a:

$$T \geq 0,5 \text{ m}$$

$$\text{Nivel de 132 Kv: } T = d + 10 = 1,3 + 0,1 = 1,4 \text{ m}$$

$$\text{Nivel de 20 Kv: } T = d + 10 = 0,22 + 0,1 = 0,32 \text{ m}$$

Aunque en este caso la ITC-RAT 15 es menos restrictiva, la aplicaremos. Adoptamos por tanto una distancia horizontal de 1,4 metros y una distancia vertical de 1,4 metros desde la parte más alta del vehículo hasta los elementos en tensión:

$$Dh = 1,4 \text{ m}$$

$$Dv = H (\text{vehículo}) + 1,4 \text{ m}$$

2.5.8. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE TRABAJO.

Según normas C.E.I

$$Dh \geq 3\text{m y } Dv \geq 3\text{m.}$$

$$\begin{aligned} \text{Nivel de 132 Kv: } Dv &= 1,25 + Del = 1,25 + 1,2 = 2,45 \text{ m} \rightarrow Dv = 3\text{m} \\ Dh &= 1,75 + 1,2 = 2,95 \text{ m} \rightarrow Dh = 3\text{m} \end{aligned}$$

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Nivel de 20 Kv: $Dv = 1,25 + Del = 1,25 + 0,22 = 1,47\text{ m} \rightarrow Dv = 3\text{m}$
 $Dh = 1,75 + 0,22 = 1,97\text{ m} \rightarrow Dh = 3\text{m}$

Según normas UNE

Nivel de 132 Kv:

$D_{PEL-1} = 0,72\text{ m}$
 $D_{PEL-2} = 0,6\text{ m}$
 $D_{PROX-3} = 1,22\text{ m}$
 $D_{PROX-1} = 3\text{ m}$

Nivel de 20 Kv:

$D_{PEL-1} = 1,80\text{ m}$
 $D_{PEL-2} = 1,1\text{ m}$
 $D_{PROX-3} = 3,3\text{ m}$
 $D_{PROX-1} = 5\text{ m}$

Tal y como se indica en la siguiente tabla:

Tensión nominal de la red trifásica** kV	D_{PEL-1} (cm)	D_{PEL-2} (cm)	D_{PROX-1} (cm)	D_{PROX-2} (cm)
≤ 1	50	50	70	300
3	62	52	112	300
6	62	53	112	300
10	65	55	115	300
15	66	57	116	300
20	72	60	122	300
30	82	66	132	300
45	98	73	148	300
66	120	85	170	300
110	160	100	210	500
132	180	110	330	500
220	260	160	410	500
380	390	250	540	700

* Las distancias para valores de tensión intermedios se calcularán por interpolación lineal.
 ** Si la red fuera monofásica, la tensión nominal a seleccionar en la tabla corresponderá a la tensión resultante de la tensión nominal de la línea multiplicada por $\sqrt{3}$.

D_{PEL-1} es la distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista riesgo de sobretensión por rayo.
 D_{PEL-2} es la distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando no exista riesgo de sobretensión por rayo.
 D_{PROX-1} es la distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que esta no se sobrepasa durante la realización del mismo.
 D_{PROX-2} es la distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando no resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que esta no se sobrepasa durante la realización del mismo.



2.5.9. DISTANCIAS DE SEGURIDAD CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL EXTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN.

Según ITC-RAT 15

1) La distancia de seguridad de los elementos en tensión al cierre cuando este es una pared maziza de altura $K < 250 + d$ (cm) es:

$$\text{Nivel de 132 Kv: } F = d + 1 = 1,3 + 1 = 2,3 \text{ m}$$

$$\text{Nivel de 20 Kv: } F = d + 1 = 0,22 + 1 = 1,22 \text{ m}$$

2) La distancia de seguridad de los elementos en tensión al cierre cuando este es una pared maziza de altura $K \geq 250 + d$ (cm) es:

$$\text{Nivel de 132 Kv: } B = d + 0,03 = 1,3 + 0,03 = 1,33 \text{ m}$$

$$\text{Nivel de 20 Kv: } B = d + 0,03 = 0,22 + 0,03 = 0,25 \text{ m}$$

3) La distancia de seguridad de los elementos en tensión al cierre cuando este es un enrejado de cualquier altura $K \geq 220$ (cm) es:

$$\text{Nivel de 132 Kv: } G = d + 1,5 = 1,3 + 1,5 = 2,8 \text{ m}$$

$$\text{Nivel de 20 Kv: } G = d + 1,5 = 0,22 + 1,5 = 1,72 \text{ m}$$

2.5.10. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN PASILLOS Y ZONAS DE PROTECCIÓN.

Según ITC-RAT 15

La altura mínima “H” desde el suelo del pasillo hasta los elementos en tensión no será inferior de:

Nivel de 132 Kv: $H = 2,5 + d = 2,5 + 1,3 = 3,8 \text{ m}$

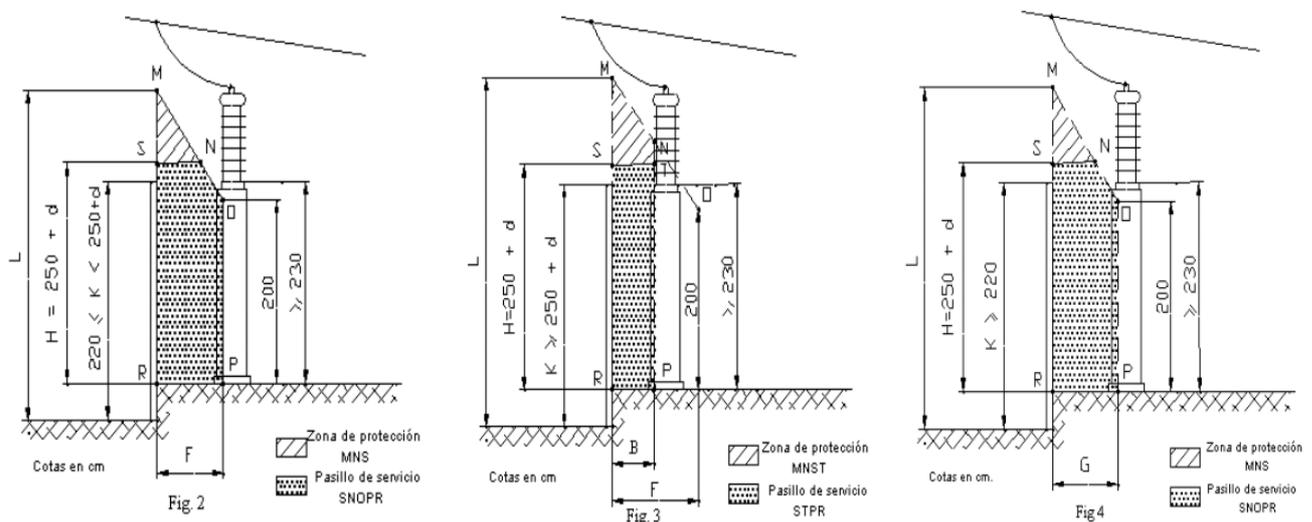
Nivel de 20 Kv: $H = 2,5 + d = 2,5 + 0,22 = 2,72 \text{ m}$

La anchura de los pasillos no será inferior a:

- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado 1,0 m.
- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados 1,2 m.
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un solo lado 0,8 m.
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados 1,0 m.

En cualquier caso, los pasillos de servicio estarán libres de todo obstáculo hasta una altura de 250 cm sobre el suelo.

En las zonas accesibles, la parte más baja de cualquier elemento, por ejemplo **el borde superior de la parte metálica de los aisladores** estará situado a la altura mínima sobre el suelo de 230 cm (ver figuras 2, 3 y 4):



En la siguiente tabla se resumen las distancias mínimas obligatorias y distancias adoptadas:

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Tipo de distancia	Distancia mínima obligatoria en metros		Distancia mínima adoptada en metros	
	132 Kv	20 Kv	132 Kv	20 Kv
Distancia de los conductores al terreno.	1,1	1,6	1,639	1,639
Distancia entre conductores.	1,1	1,6	3	3
Distancia entre conductores y partes puestas a tierra.	1,1	1,6	1,6	1,6
Distancia de las partes en tensión de equipos al suelo.	3,8	2,72	3,8	2,72
Distancia de las barras colectoras al suelo.	3,8	2,72	3,8	2,72
Altura de los apoyos de las líneas que llegan a la ST al suelo.	3,8	2,72	6	6
Distancias de seguridad en zonas de circulación de personal.	Dh = 2,1	2,1	Dh = 2,1	1,12
	Dv = 3,839	3,839	Dv = 3,9	2,759
Distancias de seguridad en zonas de circulación de vehículos.	Dh = 1,4	0,32	Dh = 1,4	0,32
	Dv = 1,4	0,32	Dv = 1,4	0,32
Distancias de seguridad en zonas de trabajo.	D _{PEL-1} = 0,72	D _{PEL-1} = 1,80	D _{PEL-1} = 0,72	D _{PEL-1} = 1,80
	D _{PEL-2} = 0,6	D _{PEL-2} = 1,1	D _{PEL-2} = 0,6	D _{PEL-2} = 1,1
	D _{PROX-3} = 1,22	D _{PROX-3} = 3,3	D _{PROX-3} = 1,22	D _{PROX-3} = 3,3
	D _{PROX-1} = 3 m	D _{PROX-1} = 5	D _{PROX-1} = 3 m	D _{PROX-1} = 5
Distancias de seguridad contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación.	2,8	1,72	2,8	1,72
Distancias de seguridad en pasillos y zonas de protección.	3,8	2,72	3,8	2,72

2.6. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

El fenómeno transitorio denominado cortocircuito es una conexión accidental entre dos puntos de un sistema eléctrico que se encuentra a distinto potencial, siendo la impedancia entre ambos nula o de pequeño valor. Cuando dicho contacto tiene lugar en instalaciones de AT, ocasiona un arco eléctrico a través del cual se cierra el cortocircuito.

Los cortocircuitos pueden originarse por las siguientes causas:

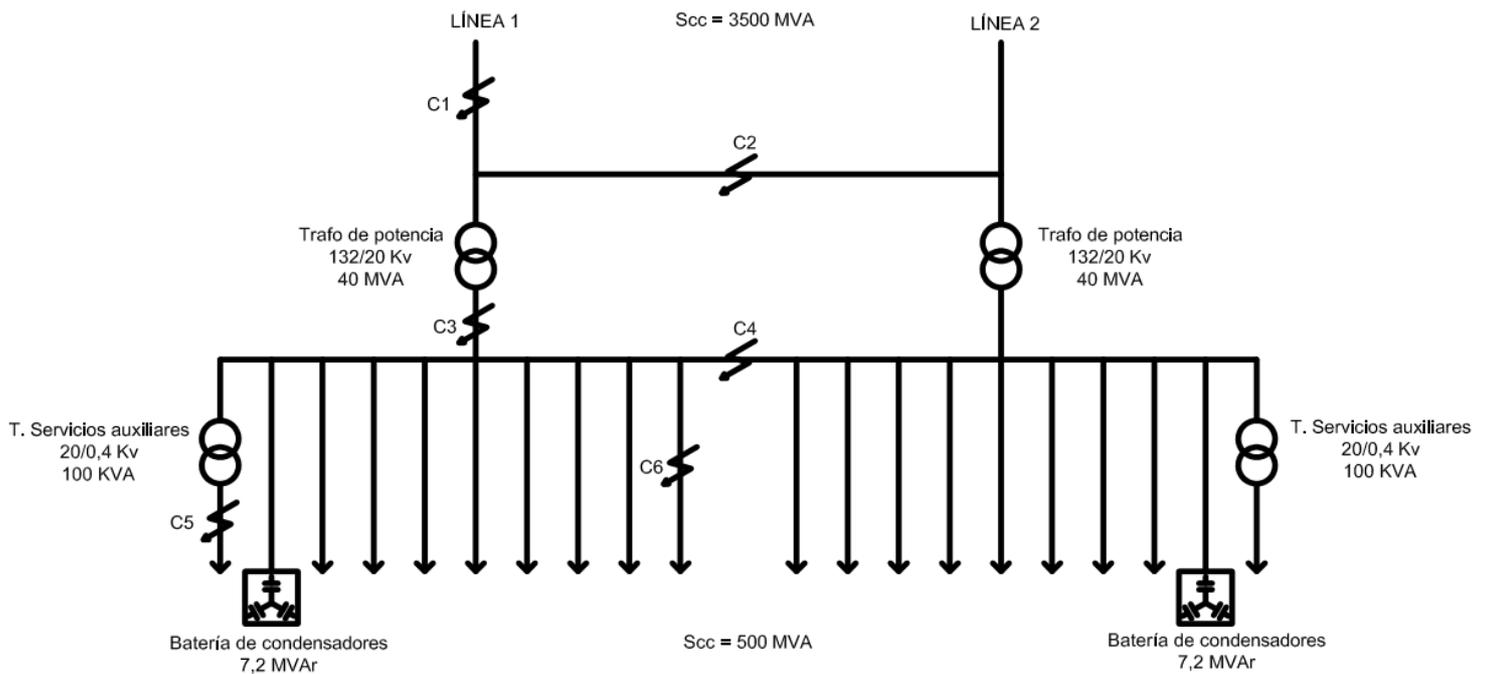
- De origen eléctrico: Debido a contactos directos entre dos conductores activos desnudos o aislados por defecto del aislamiento existente entre ellos.
- De origen mecánico: Se deben a la caída de un objeto extraño sobre una línea aérea, una rotura de conductores o aisladores o bien, un golpe de pico o excavadora en un cable subterráneo.
- Por falsas maniobras: La apertura de un seccionador en carga o el conexionado de una línea que se encuentra puesta a tierra.
- De origen atmosférico: Se deben a la caída de rayos sobre los conductores de una línea o bien de otras inclemencias atmosféricas como viento, niebla, hielo que originan la aproximación de los conductores o alteran la superficie exterior de los aisladores.

Con objeto eliminar o minimizar al máximo las averías que se pueden producir en nuestra instalación, debemos asegurarnos que ésta va a ser capaz de soportar los efectos producidos por posibles cortocircuitos. Para ello vamos a calcular las corrientes de cortocircuito que podrían llegar a producirse, y a diseñar las protecciones adecuadas que permitan a la instalación soportar los efectos de los cortocircuitos sin dar lugar a averías.

2.6.1. ESQUEMA UNIFILAR.

En este apartado vamos a estudiar las diferentes corrientes de cortocircuito que se pueden producir en función de su localización en la instalación y de la tensión de suministro. Para llevar a cabo este análisis es preciso calcular el valor de las posibles corrientes de cortocircuito en todos los puntos de la instalación donde se pueden producir. La configuración simétrica de la instalación hará que los cálculos se simplifiquen puesto que los valores de dichas corrientes de cortocircuito serán idénticos en puntos de la línea 1 y de la línea 2 que sean simétricos respecto al centro de las barras colectoras que conectan dichas líneas.

A continuación se muestra el esquema unifilar de la instalación en el que se han señalado los 6 puntos principales de la instalación donde vamos a estudiar los efectos del cortocircuito:



- A la entrada de la línea 1 (C1).
- En el embarrado que conecta ambas líneas (C2).
- A la salida del transformador de potencia (C3).
- En la conexión de barras entre ambos circuitos a 20 Kv (C4).
- A la salida del transformador auxiliar en baja tensión (C5).
- A la salida de una de las líneas de media tensión (C6).

2.6.2. POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO.

La primera cosa que necesitamos para calcular las potencias de cortocircuito en cada punto es conocer la potencia base de cortocircuito a la entrada de las líneas a la cual van a estar referidas dichas potencias de cortocircuito. Según Iberdrola, las potencias aparentes de cortocircuito para líneas de 132 Kv y 20 Kv son de 3.500 MVA y 500 MVA respectivamente.

La segunda, es calcular las reactancias por unidad en cada punto para poder determinar dichas potencias. Con objeto de determinar las reactancias por unidad utilizaremos como potencia base la potencia de cortocircuito de la línea de 132 Kv proporcionada por Iberdrola, es decir, 3.500 MVA.

2.6.2.1. Cálculo de reactancias por unidad.

La reactancia de una línea se determina mediante la siguiente expresión matemática:

$$X = \frac{\Omega * L * Pb}{U^2}$$

Siendo:

L = Longitud de la línea en Km.

Ω = Impedancia de la línea en Ω /Km.

Pb = Potencia base en KVA.

U = Tensión nominal en Kv.

X = Reactancia de la línea en tanto por unidad.

Para calcular las reactancias de los tramos de las líneas que vamos a considerar en el estudio del cortocircuito, necesitamos calcular primero las impedancias de dichas líneas. Estas se obtienen utilizando los datos de resistencia y reactancia proporcionados por los fabricantes de los cables que hemos seleccionado para cada tramo de línea.

Los cuatro tramos de línea que vamos a considerar son:

Tramo 1: Desde la entrada de las líneas hasta el embarrado de 132 Kv.

Longitud del tramo = 25 metros.

Cable LA-280: R = 0,1194 y X = 0,383.

Tramo 2: Desde el embarrado de 132 Kv hasta el transformador de potencia de 40 MVA.

Longitud del tramo = 25 metros.

Cable LA-280: R = 0,1194 y X = 0,383.

Tramo 3: desde el transformador de potencia de 40 MVA hasta las celdas blindadas.

Longitud del tramo = 20 metros.

Cable AI-HEPR-Z1 12/20 Kv: R = 0,105 y X = 0,096.

Tramo 4: Hasta la salida de una de las líneas de media tensión.

No se considerará la resistencia y reactancia de este tramo, pues es tan pequeña que se puede despreciar. Solo es menester considerar la reactancia de red que será la relación entre las potencias de cortocircuito de las líneas de entrada y las de las líneas de salida de la ST en MVA.

Las impedancias de las líneas de los tramos descritos son:

$$|\Omega_1| = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{0,1194^2 + 0,383^2} = 0,401 \approx \mathbf{0,4 \Omega}$$

$$|\Omega_2| = \sqrt{R_2^2 + X_2^2} = \sqrt{0,1194^2 + 0,383^2} = 0,401 \approx \mathbf{0,4 \Omega}$$

$$|\Omega_3| = \sqrt{R_3^2 + X_3^2} = \sqrt{0,105^2 + 0,096^2} = \mathbf{0,142 \Omega}$$

$$|\Omega_4| \approx \mathbf{0 \Omega}$$

Las impedancias de los dos tramos correspondientes a los embarrados son:

Barras de 132 Kv:

$$R_{AL} = \rho_{AL} * \frac{L}{S}$$

Siendo:

R_{AL} = Resistencia de la barra de aluminio en Ω .

ρ_{AL} = Resistividad del aluminio. $\rho_{AL} = 0,0282$ en $\frac{\Omega * mm^2}{m}$

L = Longitud de la barra en m.

S = Sección de la barra en m^2 .

La sección de la barra se calcula como:

$$S = \frac{\pi(D_e^2 - D_i^2)}{4}$$

Siendo:

D_e = Diámetro exterior de la barra.

D_i = Diámetro interior de la barra.

$$S = \frac{\pi(D_e^2 - D_i^2)}{4} = \frac{\pi(100^2 - 80^2)}{4} = 2827,43 \text{ mm}^2 = 2,82 * 10^{-3} m^2$$

$$|\Omega B| = R_{AL} = \rho_{AL} * \frac{L}{S} = 0,0282 * \frac{6}{2,82 * 10^{-3}} = 60 \Omega$$

Barras de 20 Kv:

$$S = \frac{\pi(D_e^2 - D_i^2)}{4} = \frac{\pi(60^2 - 50^2)}{4} = 863,93 \text{ mm}^2 = 8,63 * 10^{-4} m^2$$

$$|\Omega b| = R_{CU} = \rho_{CU} * \frac{L}{S} = 0,0178 * \frac{6,5}{8,63 * 10^{-4}} = 134 \Omega$$

Las reactancias por unidad de dichos tramos se calculan con la siguiente fórmula:

$$X = \frac{\Omega * L * Pb}{U^2}$$

Siendo:

L = Longitud de la línea en Km.

Ω = Resistencia de la línea en Ω/Km .

P_b = Potencia base en KVA.

U = Tensión nominal en Kv.

X = Reactancia de la línea en tanto por unidad.

$$X1(PU)b = \frac{\Omega_1 * L1 * Pb}{U^2} = \frac{0,4 * 0,025 * 3500 * 10^3}{132^2} = 2$$

$$X2(PU)b = \frac{\Omega_2 * L2 * Pb}{U^2} = \frac{0,4 * 0,025 * 3500 * 10^3}{132^2} = 2$$

$$X3(PU)b = \frac{\Omega_3 * L3 * Pb}{U^2} = \frac{0,142 * 0,02 * 3500 * 10^3}{20^2} = 24,85$$

Las reactancias por unidad de los embarrados son respectivamente:

$$XB(PU)b = \frac{\Omega B * Pb}{U^2} = \frac{60 * 3500 * 10^3}{132^2} = 12052 \Omega$$

$$Xb(PU)b = \frac{\Omega b * Pb}{U^2} = \frac{134 * 3500 * 10^3}{20^2} = 1172500 \Omega$$

Las reactancias de red se calculan como la relación entre la potencia de cortocircuito entrante a la ST aguas arriba y la potencia de cortocircuito entrante a la ST aguas abajo:

$$Xred (aguas arriba barras 20 Kv) = \frac{Scc entrada}{Scc salida} = \frac{3500}{3500} = 1 \Omega$$

$$Xred (aguas abajo barras 20 Kv) = \frac{Scc entrada}{Scc salida} = \frac{3500}{500} = 7 \Omega$$

Las impedancias de las líneas de 20 Kv de salida de la ST son iguales a las reactancias de red correspondientes a cada tramo ya que la impedancia propia del cable la hemos despreciado:

$$X4 (una línea de 20 Kv independiente) = Xred = 7 \Omega$$

$$X5 (15 líneas de 20 Kv en paralelo) = \frac{Xred}{N^{\circ} líneas} = \frac{7}{15} = 0,466 \Omega$$

A todas las impedancias de los todos los elementos aguas arriba de las barras de 20 Kv, debemos añadirles la reactancia de red correspondiente a su posición (+1 Ω). Lo mismo ocurre con todos los elementos de las líneas de salida aguas abajo, a los que añadiremos la reactancia de red aguas abajo de las barras de 20 Kv (+7 Ω). Estas reactancias de red no afectan a los transformadores de servicios auxiliares.

Todos los datos de los cuatro tramos y los embarrados aparecen resumidos en las siguientes tablas:

Tramo de línea	Longitud (Km)	Tensión nominal (Kv)	Impedancia de la línea (Ω /Km)	Reactancia por unidad (Ω)
1	0,025	132	0,4	3
2	0,025	132	0,4	3
3	0,02	20	0,142	25,85
4	-	20	-	7

Embarrado	Longitud (Km)	Tensión nominal (Kv)	Impedancia del embarrado (Ω)	Reactancia por unidad (Ω)
Barras 132 Kv	0,006	132	60	12052
Barras 20 Kv	0,0065	20	134	$1,17 * 10^6$

Procedemos ahora a calcular las reactancias por unidad de los transformadores de nuestra instalación. La reactancia de un transformador se determina mediante la siguiente expresión matemática:

$$X = \%X_{cc} * \frac{P_b}{P_n}$$

Siendo:

X_{cc} = Valor por unidad de la reactancia del transformador en Ω .

P_n = Potencia nominal del transformador en KVA.

P_b = Potencia base en KVA.

Sabiendo que las impedancias de cortocircuito ($\%X_{cc}$) de nuestro transformador de potencia y transformador de servicios auxiliares son respectivamente 0,12 y 0,045, procedemos directamente al cálculo de las reactancias por unidad:

$$X(T1) = \%X_{cc} * \frac{P_b}{P_n} = 0,12 * \frac{3500 * 10^3}{40000} = 10,5$$

$$X(T2) = \%X_{cc} * \frac{P_b}{P_n} = 0,045 * \frac{3500 * 10^3}{100} = 1575$$

Puesto que los transformadores de potencia están aguas arriba de las barras de 20 Kv, debemos añadirles la reactancia de red que corresponde a esa posición (+1 Ω), por tanto sus impedancias totales no serán de 10,5 Ω sino de 11,5 Ω .

Todos los datos de ambos transformadores aparecen resumidos en la siguiente tabla:

Transformador	Impedancia de cortocircuito Xcc (%)	Potencia nominal (MVA)	Reactancia por unidad (Ω)
Transformador de potencia	0,12	40	11,5
Transformador de servicios auxiliares	0,045	0,1	1575

Nota importante: Los transformadores de servicios auxiliares no influyen para nada a la hora de hacer el estudio del cortocircuito puesto que no están insertados en la red de alta tensión en la que pueden existir motores y generadores conectados. Por esta razón sus reactancias sólo se tendrán en cuenta a la hora de estudiar el cortocircuito en el punto C5, aguas abajo de dicho transformador, nunca en los demás casos.

2.6.2.2. Cálculo de la impedancia equivalente.

Una vez determinadas las reactancias por unidad, calcularemos las impedancias equivalentes al esquema unifilar de nuestra instalación, distinguiendo entre elementos en serie o en paralelo.

A la hora de calcular dicha impedancia equivalente y la corriente simétrica de cortocircuito, es necesario estudiar los 2 casos que se pueden presentar para comprobar en cuál de ellos se produce la corriente simétrica de cortocircuito más desfavorable.

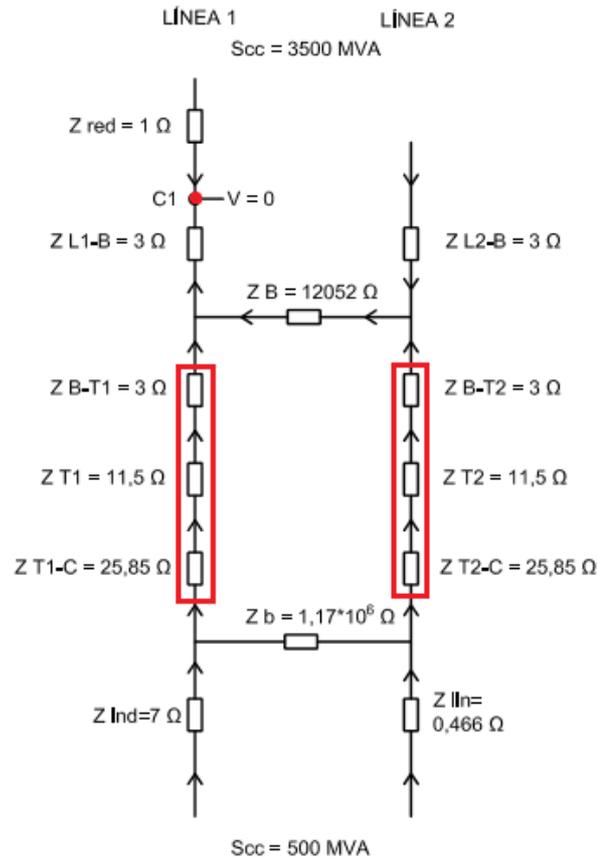
- 1) Instalación en régimen de funcionamiento normal con ambas líneas funcionando.
- 2) Instalación con una de las líneas fuera de servicio.

CASO 1: Instalación en régimen de funcionamiento normal con ambas líneas funcionando.

A continuación se muestra el esquema unifilar de impedancias de la instalación. Cada línea posee 5 impedancias. Tres impedancias correspondientes a las reactancias de los tres tramos de línea, una impedancia correspondiente a la reactancia transformador de potencia y una impedancia de la reactancia del transformador de servicios auxiliares. Tanto para el caso 1 como para el caso 2 será necesario estudiar los efectos del cortocircuito en los puntos más significativos, es decir, C1, C2, C3, C4, C5 y C6.

Comenzamos estudiando el cortocircuito en el punto C1 y agrupando impedancias en serie y en paralelo tal y como sigue:

PASO 1



$$Z_{red} = \frac{3500}{3500} = 1 \Omega$$

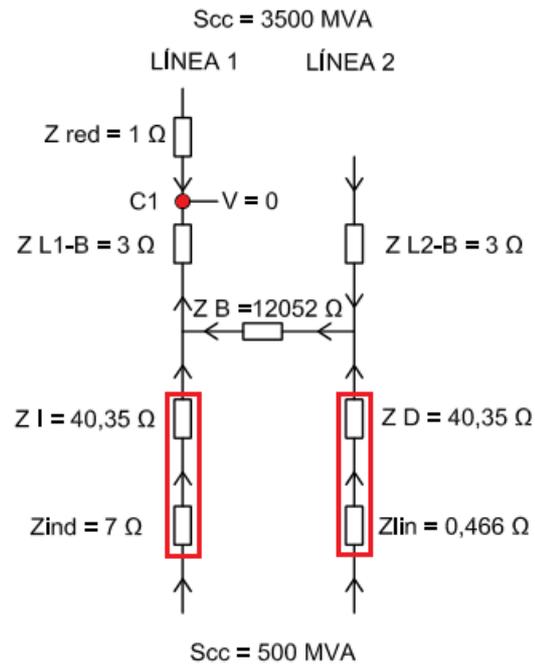
$$Z_{ind} = X_{red} = \frac{S_{cc \text{ entrada}}}{S_{cc \text{ salida}}} = \frac{3500}{500} = 7 \Omega$$

$$Z_{lin} = Z(15 \text{ lineas}) = \frac{7}{15} = 0,466 \Omega$$

$$Z_D = Z_I = Z_{B_T1} \sim Z_{T1} \sim Z_{T1_C} = Z_{B_T2} + Z_{T2} + Z_{T2_C} = 3 + 11,5 + 25,85 = 40,35 \Omega$$

PASO 2

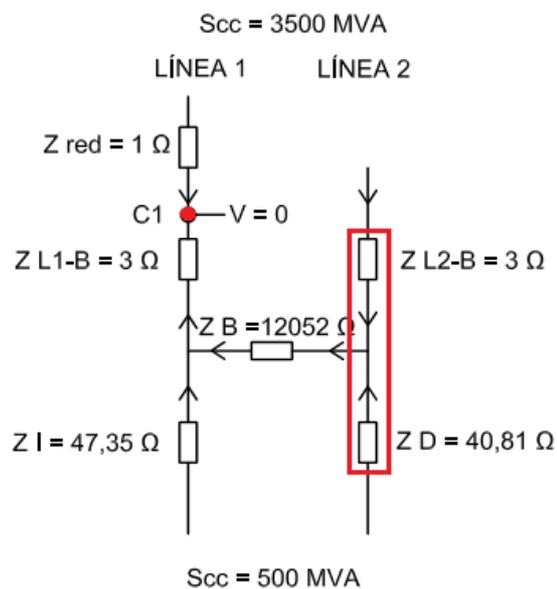
La impedancia de las barras de 20 Kv se puede obviar, es decir, se puede eliminar puesto que en ambos extremos de dicha impedancia hay el mismo potencial, y por tanto, no fluye la corriente a través de esta impedancia.



$$Z Y = Z I \sim Z ind = 40,35 + 7 = 47,35 \Omega$$

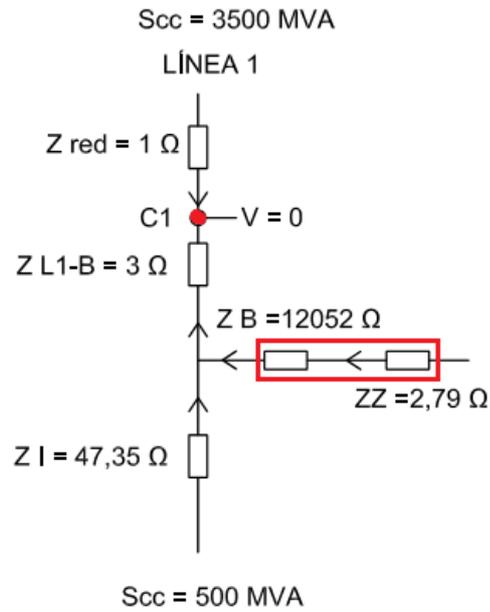
$$Z X = Z D \sim Z lin = 40,35 + 0,466 = 40,81 \Omega$$

PASO 3



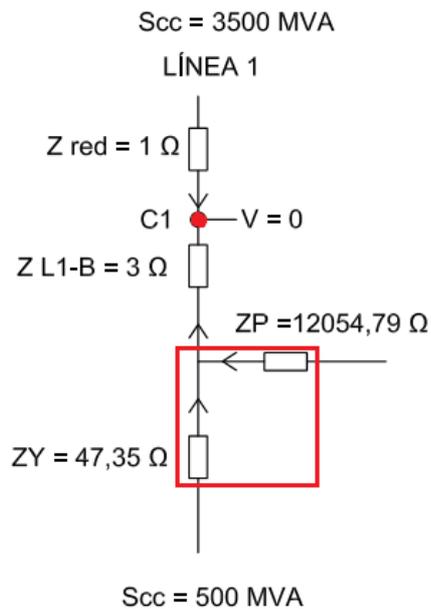
$$Z Z = Z L2 - B || Z D = \frac{3 * 40,81}{3 + 40,81} = 2,79 \Omega$$

PASO 4



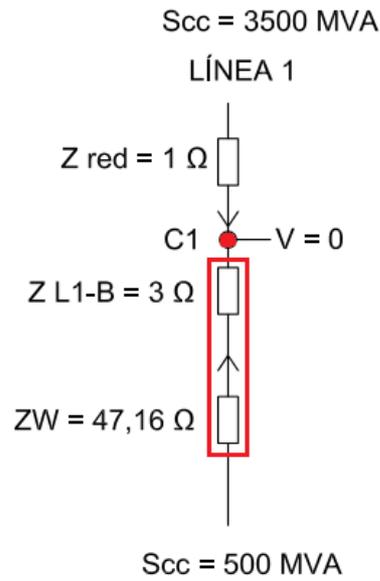
$$Z P = Z B \sim Z Z = 12052 + 2,79 = 12054,79 \Omega$$

PASO 5



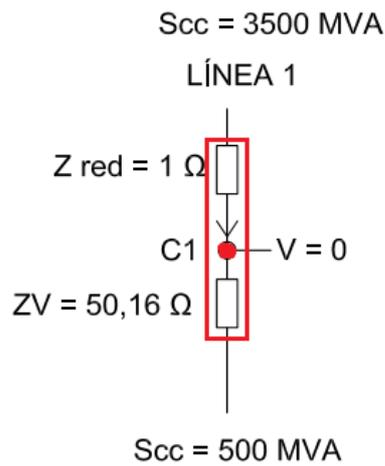
$$Z W = Z P || Z Y = \frac{47,35 * 12054,79}{47,35 + 12054,79} = 47,16 \Omega$$

PASO 6



$$Z_V = Z_{L1-B} + Z_W = 3 + 47,16 = 50,16 \Omega$$

PASO 6

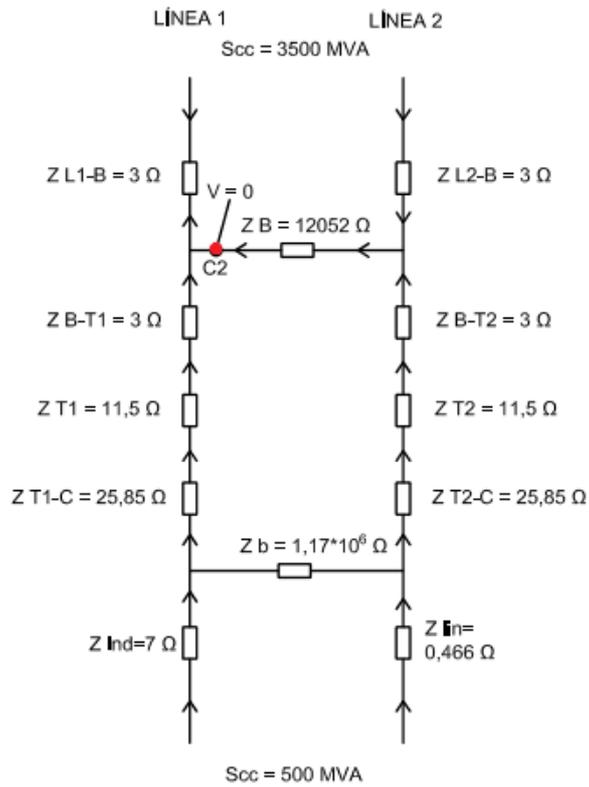


$$Z_{eq} = Z_{red} || Z_V = \frac{1 * 50,16}{1 + 50,16} = 0,98 \Omega$$

$Z_{eq} = 0,98 \Omega$

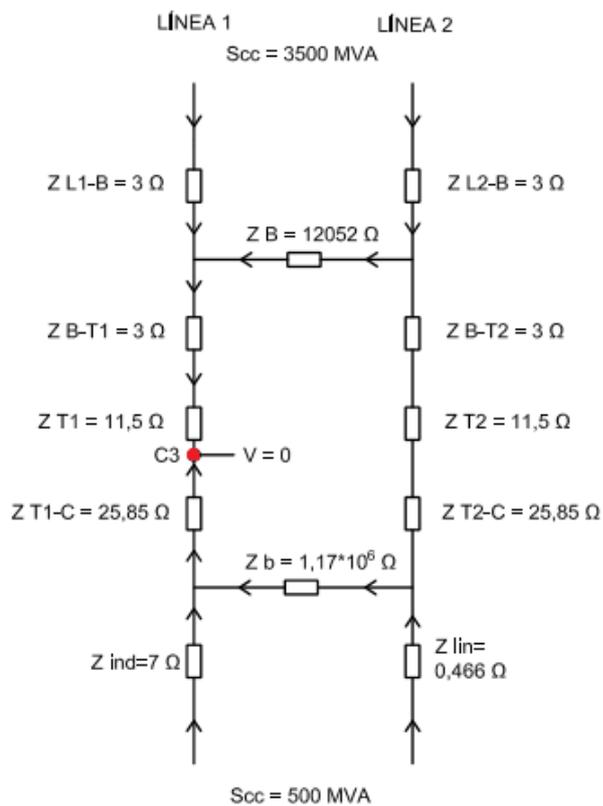
Puesto que el proceso de simplificación de impedancias en serie y paralelo es bastante simple, de aquí en adelante vamos a obviarlo y a dar directamente el resultado de la impedancia equivalente en cada caso:

Estudio del cortocircuito en el punto C2.



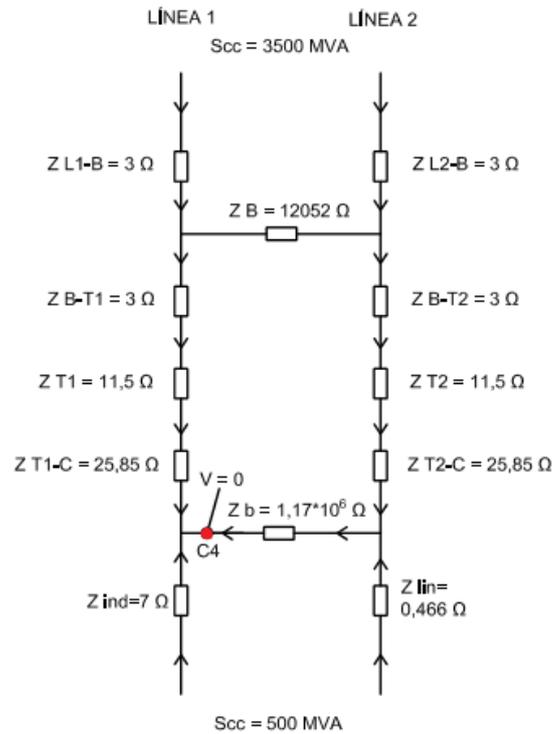
$Z_{eq} = 2,67 \Omega$

Estudio del cortocircito en el punto C3.



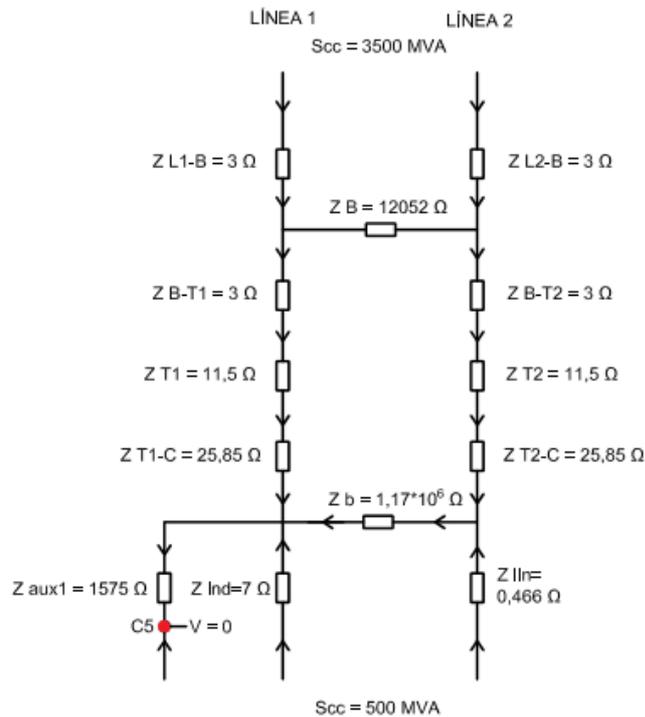
$$Z_{eq} = 10,31 \Omega$$

Estudio del cortocircuito en el punto C4.



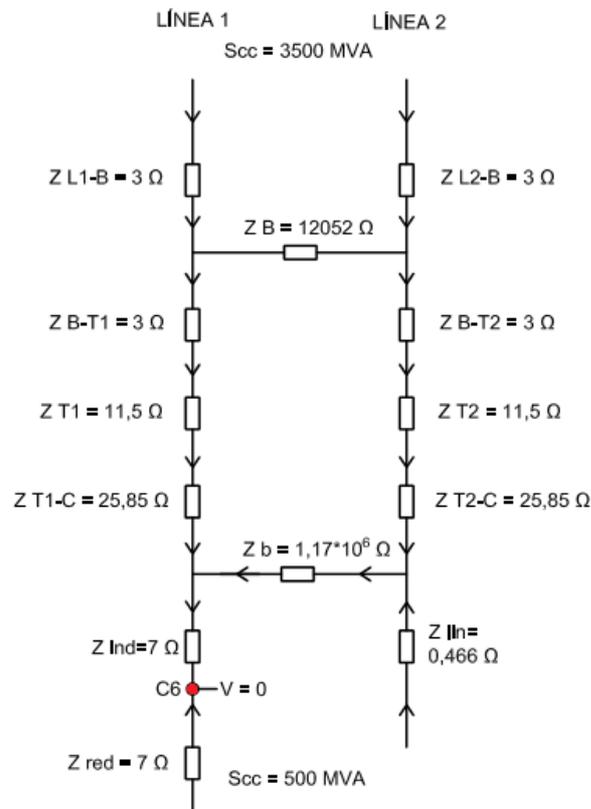
$$Z_{eq} = 6 \Omega$$

Estudio del cortocircuito en el punto C5.



$$Z_{eq} = 1581,17 \Omega$$

Estudio del cortocircuito en el **punto C6**.



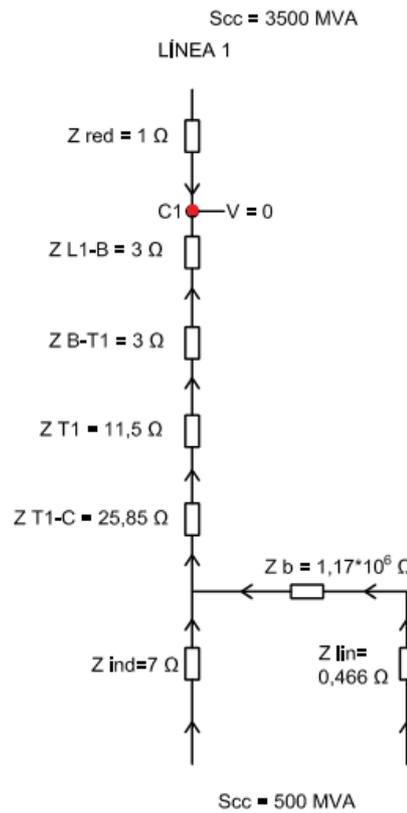
$$Z_{eq} = 6,14 \Omega$$

Los valores de las impedancias equivalentes en cada punto se resumen en la siguiente tabla:

Punto de cortocircuito	Impedancia equivalente p.u. (Ω)
C1	0,98
C2	2,67
C3	10,31
C4	6
C5	1581,17
C6	6,14

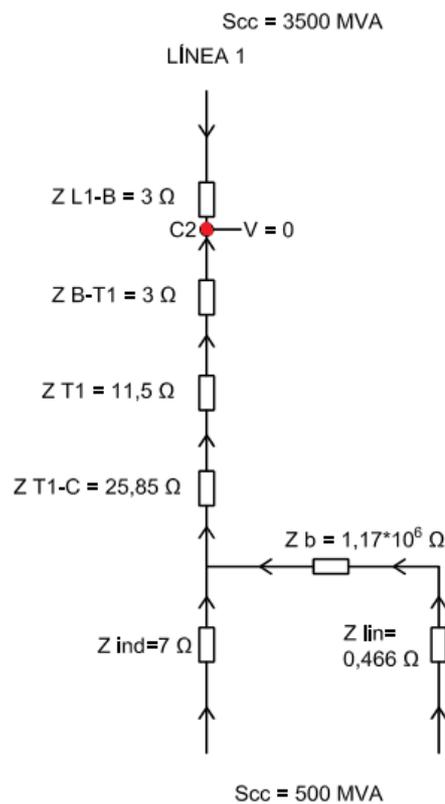
CASO 2: Instalación funcionando con una de las líneas fuera de servicio.

Estudio del cortocircuito en el **punto C1**



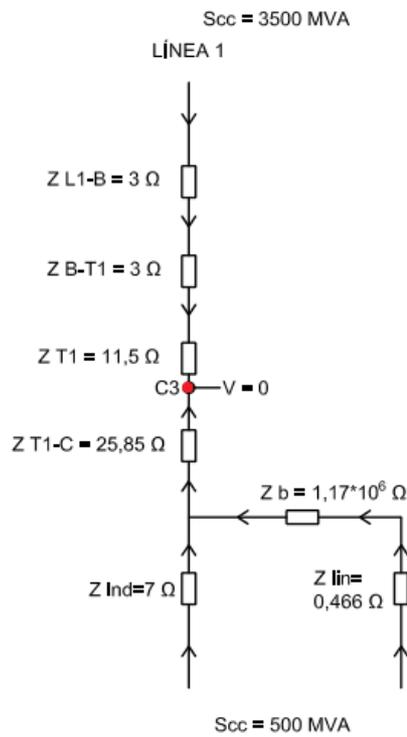
$Z_{eq} = 0,98 \Omega$

Estudio del cortocircuito en el punto C2



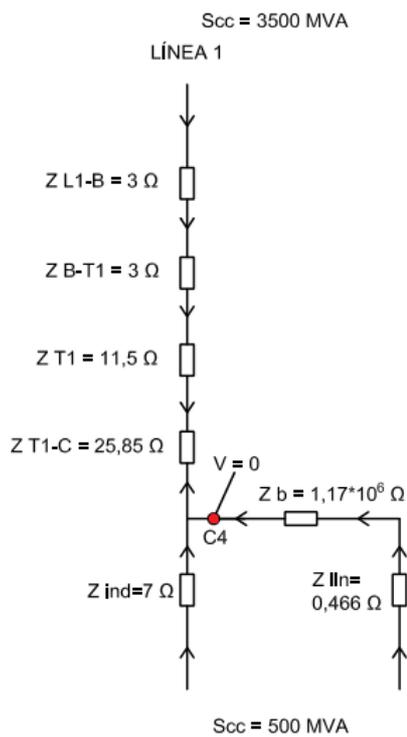
$$Z_{eq} = 2,82 \Omega$$

Estudio del cortocircuito en el punto C3



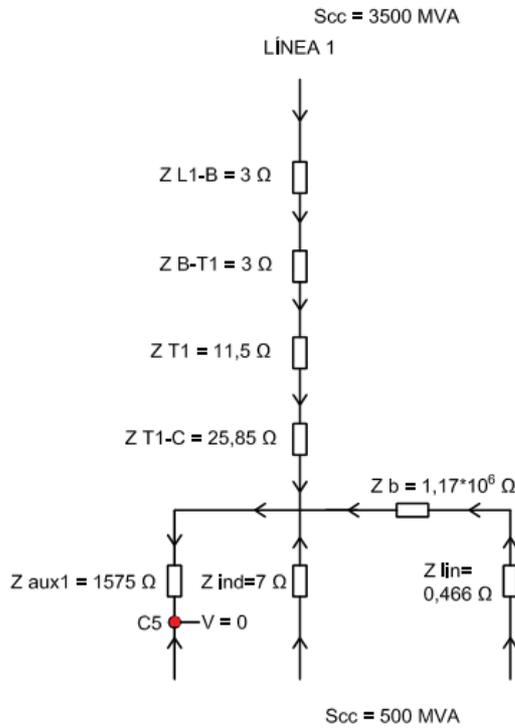
$$Z_{eq} = 12,46 \Omega$$

Estudio del cortocircuito en el punto C4



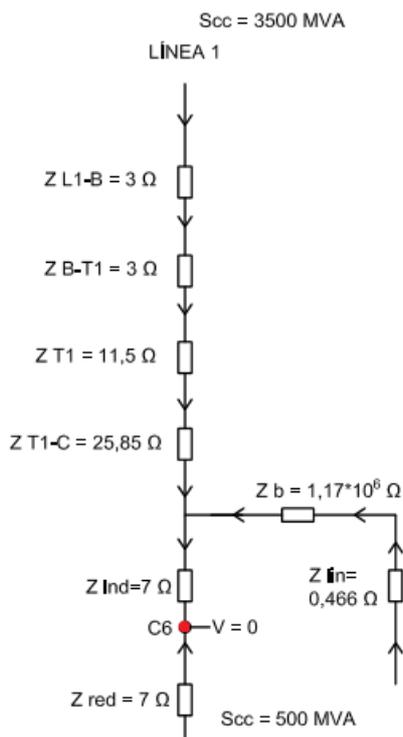
$Z_{eq} = 6 \Omega$

Estudio del cortocircuito en el punto C5



$Z_{eq} = 1581 \Omega$

Estudio del cortocircuito en el punto C6



$$Z_{eq} = 6 \Omega$$

Los valores de las impedancias equivalentes por unidad en cada punto se resumen en la siguiente tabla:

Punto de cortocircuito	Impedancia equivalente p.u. (Ω)
C1	0,98
C2	2,82
C3	12,46
C4	6
C5	1581
C6	6

2.6.2.3. Potencias de cortocircuito.

A continuación calculamos las potencias de cortocircuito correspondientes a todos y cada uno de los puntos del esquema unifilar de estudio en cuestión. La potencia de cortocircuito es función de la potencia base a la que nos hemos referido y a las impedancias equivalentes por unidad que acabamos de calcular.

$$S_{cc} = \frac{P_b}{X_{eq}}$$

Siendo:

S_{cc} = Potencia de cortocircuito en MVA.

P_b = Potencia base en MVA.

X_{eq} = Reactancia equivalente en Ω .

Puesto que tenemos que calcular las potencias de cortocircuito en todos los puntos de los casos 1 y 2, calculamos a continuación y a modo de ejemplo dicha potencia para el punto 1 en el caso 1. Los valores del resto de los puntos están tabulados más abajo.

$$S_{cc}(\text{caso1, punto C1}) = \frac{P_b}{X_{eq}} = \frac{3500}{0,98} = 3571,42 \text{ MVA}$$

Caso 1: Instalación con dos líneas en funcionamiento		
Punto de cortocircuito	Impedancia equivalente p.u. (Ω)	Potencia de cortocircuito Scc (MVA)
C1	0,98	3571,42
C2	2,67	1310,86
C3	10,31	339,47
C4	6	583,33
C5	1581,17	2,21
C6	6,14	570,03

Caso 2: Instalación funcionando sólo con una línea		
Punto de cortocircuito	Impedancia equivalente p.u. (Ω)	Potencia de cortocircuito Scc (MVA)
C1	0,98	3571,42
C2	2,82	1241,13
C3	12,46	280,89
C4	6	583,33
C5	1581	2,21
C6	6	583,33

2.6.3. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

2.6.3.1. Corrientes eficaces permanentes de cortocircuito.

La corriente permanente de cortocircuito es la corriente que perdura en un circuito una vez pasados los periodos subtransitorio y transitorio, es decir, es la corriente estabilizada que permanece en el circuito mientras dura la causa que ha provocado dicho cortocircuito. Esta corriente es la responsable de los efectos térmicos que se producen en los conductores al producirse el cortocircuito.

Esta corriente es función de la potencia de cortocircuito y de la tensión nominal de suministro en dicho punto, y viene dada por la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n}$$

Siendo:

Scc = Potencia de cortocircuito en MVA.

Un = Tensión nominal de la línea en Kv.

Icc = Corriente de cortocircuito permanente en KA.

A la hora de calcular las corrientes permanentes de cortocircuito en cada punto, tendremos en cuenta sólo el caso más desfavorable para la instalación. El caso más

desfavorable para nuestra instalación será aquel en el que se produzca un cortocircuito con las dos líneas funcionando al mismo tiempo, pues al ser mayores las potencias de cortocircuito, también lo serán las corrientes permanentes de cortocircuito. Los resultados de las corrientes permanentes de cortocircuito vienen recogidas en la siguiente tabla:

Caso 1: Instalación con dos líneas en funcionamiento			
Punto de cortocircuito	Tensión nominal (Kv)	Potencia de cortocircuito Scc (MVA)	Corriente de cortocircuito permanente Icc (KA)
C1	132	3571,42	15,62
C2	132	1310,86	5,73
C3	20	339,47	9,79
C4	20	583,33	16,83
C5	0.4	2,21	3,18
C6	20	570,03	16,45

Caso 2: Instalación funcionando sólo con una línea			
Punto de cortocircuito	Tensión nominal (Kv)	Potencia de cortocircuito Scc (MVA)	Corriente de cortocircuito permanente Icc (KA)
C1	132	3571,42	15,62
C2	132	1241,13	5,42
C3	20	280,89	8,1
C4	20	583,33	16,83
C5	0,4	2,21	3,18
C6	20	583,33	16,83

2.6.3.2. Corriente máxima de cortocircuito de choque.

La corriente máxima de cortocircuito de choque se define como el valor máximo de cresta de la corriente de cortocircuito inicial que tiene lugar en el momento producirse el cortocircuito. El valor de esta corriente de cortocircuito de choque va disminuyendo hasta que pasados varios periodos alcanza el valor de la corriente de cortocircuito permanente.

El valor de la corriente máxima de cortocircuito de choque es fruto de resultados experimentales que tienen en cuenta la amortiguación del circuito. Su valor viene dado por la siguiente expresión:

$$I_{ch} = 1,6 * I_{cc}$$

Siendo:

I_{ch} = Corriente máxima de cortocircuito de choque en KA.

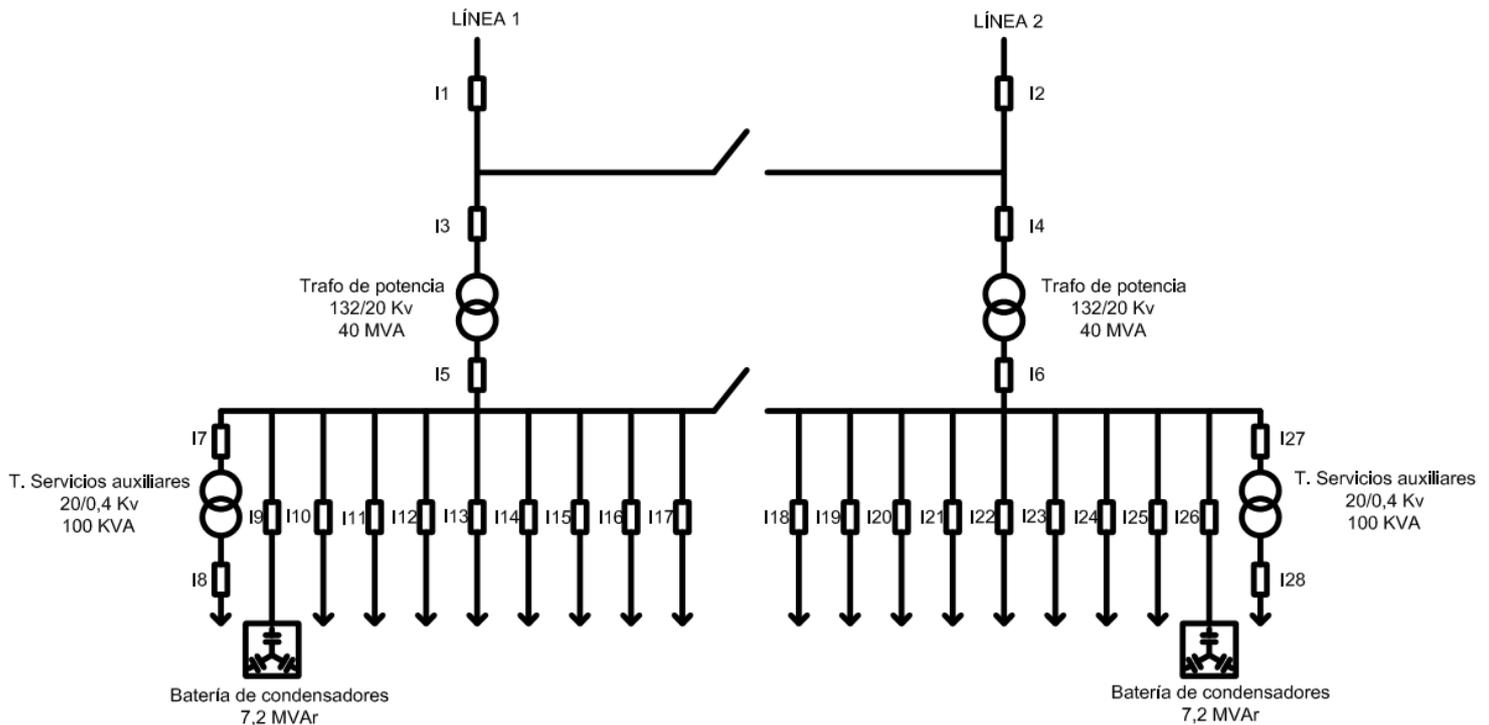
I_{cc} = Corriente de cortocircuito permanente en KA.

Los resultados obtenidos de las corrientes de cortocircuito de choque vienen expresadas en la siguiente tabla:

Caso 1: Instalación con dos líneas en funcionamiento			
Punto de cortocircuito	Potencia de cortocircuito Scc (MVA)	Corriente de cortocircuito permanente Icc (KA)	Corriente máxima de cortocircuito de choque (KA)
C1	3571,42	15,62	24,99
C2	1310,86	5,73	9,16
C3	339,47	9,79	15,66
C4	583,33	16,83	26,92
C5	2,21	3,18	5,08
C6	570,03	16,45	26,32

Caso 2: Instalación funcionando sólo con una línea			
Punto de cortocircuito	Potencia de cortocircuito Scc (MVA)	Corriente de cortocircuito permanente Icc (KA)	Corriente máxima de cortocircuito de choque (KA)
C1	3571,42	15,62	24,99
C2	1241,13	5,42	8,67
C3	280,89	8,1	12,96
C4	583,33	16,83	26,92
C5	2,21	3,18	5,08
C6	583,33	16,83	26,92

2.6.4. SITUACIÓN DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.



2.6.5. CAPACIDAD DE RUPTURA Y CONEXIÓN.

La capacidad de ruptura y conexión que posee un determinado interruptor vienen definidas por los parámetros *poder de corte* y *Corriente de cierre nominal* respectivamente.

- **Capacidad de ruptura:** Es el valor que puede adoptar la intensidad de la corriente en las distintas situaciones de apertura. Por cortocircuito, desequilibrio entre fases o entre líneas. La capacidad de ruptura se calcula con la siguiente fórmula:

$$Pr = \sqrt{3} * Un * Icc$$

Siendo:

Pr = Capacidad de ruptura en MVA.

Un = Tensión nominal de alimentación en Kv.

Icc = Corriente de cortocircuito permanente en KA.

Los valores de capacidad de ruptura en cada punto están tabulados a continuación:

Caso 1: Instalación con dos líneas en funcionamiento			
Punto de cortocircuito	Tensión nominal (Kv)	Corriente de cortocircuito permanente Icc (KA)	Capacidad de ruptura (MVA)
C1	132	15,62	3571,21
C2	132	5,73	1310,05
C3	20	9,79	339,13
C4	20	16,83	583
C5	0,4	3,18	2,2
C6	20	16,45	11,39

Caso 2: Instalación funcionando sólo con una línea			
Punto de cortocircuito	Tensión nominal (Kv)	Corriente de cortocircuito permanente Icc (KA)	Capacidad de ruptura (MVA)
C1	132	15,62	3571,21
C2	132	5,42	187,75
C3	20	8,1	280,59
C4	20	16,83	583
C5	0,4	3,18	2,2
C6	20	16,83	583

Como podemos apreciar, la capacidad de ruptura coincide con la potencia de cortocircuito. La capacidad de ruptura es la capacidad de desconexión de los interruptores.

- Capacidad de conexión: Viene dada por la corriente máxima de cortocircuito de choque. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Pc = \sqrt{3} * Un * Ich$$

Siendo:

Pc = Capacidad de conexión en MVA.

Un = Tensión nominal de alimentación en Kv.

Icc = Corriente máxima de cortocircuito de choque en KA.

Caso 1: Instalación con dos líneas en funcionamiento			
Punto de cortocircuito	Tensión nominal (Kv)	Corriente máxima de cortocircuito de choque (KA)	Capacidad de conexión (MVA)
C1	132	24,99	5713,48
C2	132	9,16	2094,25
C3	20	15,66	542,47
C4	20	26,92	932,53
C5	0,4	5,08	3,51
C6	20	26,32	911,75

Caso 2: Instalación funcionando sólo con una línea			
Punto de cortocircuito	Tensión nominal (Kv)	Corriente máxima de cortocircuito de choque (KA)	Capacidad de conexión (MVA)
C1	132	24,99	5713,48
C2	132	8,67	1982,22
C3	20	12,96	448,94
C4	20	26,92	932,53
C5	0,4	5,08	3,51
C6	20	26,92	932,53

2.6.6. RESUMEN DE CARÁCTERÍSTICAS PARA INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.

Caso 1: Instalación con dos líneas en funcionamiento					
Punto	Interruptores automáticos	Tensión nominal (Kv)	Intensidad nominal (KA)	Capacidad de ruptura (MVA)	Capacidad de conexión (MVA)
C1	I1,I2	132	0,35	3571,21	5713,48
C2	I3,I4	132	0,35	1310,05	2094,25
C3	I5,I6	20	1,15	339,13	542,47
C4	-	20	1,15	583	932,53
C5	-	0.4	0,084	2,2	3,51
C6	-	20	-	11,39	911,75

Caso 2: Instalación funcionando sólo con una línea					
Punto	Interruptores automáticos	Tensión nominal (Kv)	Intensidad nominal (KA)	Capacidad de ruptura (MVA)	Capacidad de conexión (MVA)
C1	I1,I2	132	0,35	3571,21	5713,48
C2	I3,I4	132	0,35	187,75	1982,22
C3	I5,I6	20	1,15	280,59	448,94
C4	-	20	1,15	583	932,53
C5	-	0.4	0,084	2,2	3,51
C6	-	20	-	583	932,53

2.7. SELECCIÓN DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.

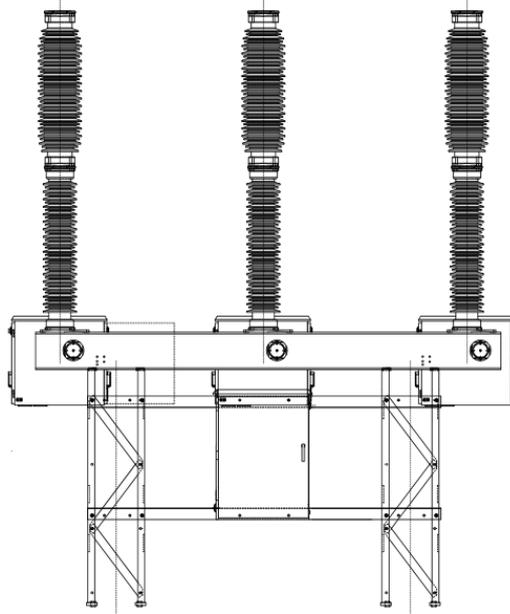
Un interruptor automático es un dispositivo capaz de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio o de interrumpir automáticamente o establecer, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas tales como las corrientes de cortocircuito.

También ofrece la posibilidad de abrir o cerrar el circuito bajo control en caso de que sea necesario realizar operaciones de mantenimiento o maniobras.

2.7.1. INTERRUPTOR PARA PARQUE DE 132 Kv.

El interruptor seleccionado para las líneas de entrada de la ST que suministran potencia a 132 Kv será para todos el mismo interruptor, inclusive el interruptor partidor de barras. Para los interruptores I1, I2, I3, I4 y para el interruptor partidor de barras el modelo escogido es el **LTB 145D1/B de la casa ABB**.

Este interruptor posee una corriente nominal de hasta 3150 A y una capacidad de interrupción de 40 KA. A continuación se muestra una figura del interruptor LTB 145D1/B:



2.7.2. INTERRUPTOR PARA PARQUE DE 20 Kv.

Toda la instalación de 20 Kv estará protegida por los interruptores automáticos incorporados bajo la instalación blindada y que vienen suministrados por el fabricante de la misma. Tanto las baterías de condensadores como los transformadores de servicios auxiliares están protegidos por los fusibles que dichas celdas llevan incorporadas en su interior.

Los interruptores automáticos seleccionados para las barras de 20 Kv que están instaladas bajo las celdas blindadas, son los correspondientes a la propia instalación, modelo **SF1-P**.

Tipo de interruptor		SF1-P	SF1-G
Tensión nominal	kV	24 / 27	36 / 38
Nivel de aislamiento	kV rms 50 Hz - 1 min	50	70
	kV impulso 1,2/50 μ s	125	170
Intensidad nominal (I _r)	A	1250	-
		2500	-
Capacidad de interrupción (I _{sc})	kA rms	25	31,5
Capacidad de cierre	kA pico	63	80
Corta duración admisible	kA rms 3 s	25	31,5
Secuencia de funcionamiento nominal	O-3 min-CO-3 min-CO	■	■
	O-0,3 s-CO-3 min-CO	■	■
	O-0,3 s-CO-15 s-CO	■	-
Tiempo de funcionamiento aproximado para suministro de interrupciones a U _n	Apertura	50	40-60
	Interrupción	65	50-70
	Cierre	70	50-70
Clasificación de resistencia eléctrica		E2	E2
Clasificación de resistencia mecánica		M2	M2



2.7.3. INTERRUPTORES PARA SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN.

Interruptor de la línea del Tramo posterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente (c.a.)

Condición 1:

$I_b < I_{nr} < I_z \rightarrow 45,69 < 63 < 66 \rightarrow$ se cumple

Condición 2:

$I_{cu} = 10 \text{ KA} > 5,08 \text{ KA} \rightarrow$ se cumple

Condición 3:

Térmico: $0,7 \div 1 I_n \rightarrow 1,1 * I_b = 1,1 * 45,69 = 50,25 ; \frac{50,25}{66} = 0,76 < 1 \rightarrow$ se cumple

Interruptor automático escogido:

Interruptor automático magnetotérmico DX (Legrand)

Posee una intensidad nominal de $I_n = 63 \text{ A}$ y poder de corte de $P_{cu} = 10 \text{ KA}$.



Interruptor de la línea del Tramo anterior al inversor para alumbrado, panel de control, sistemas de comunicación y tomas de corriente.

Condición 1:

$$I_b < I_{nr} < I_z \rightarrow 26,06 < 32 < 36 \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 2:

$$I_{cu} = 10 \text{ KA} > 5,08 \text{ KA} \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 3:

$$\text{Térmico: } 0,7 \div 1 I_n \rightarrow 1,1 * I_b = 1,1 * 26,06 = 28,67 ; \frac{28,67}{36} = 0,79 < 1 \rightarrow \text{se cumple}$$

Interruptor automático escogido:

Interruptor automático C60H-DC (Schneider)

Posee una intensidad nominal de $I_n = 32 \text{ A}$ y poder de corte de $P_{cu} = 10 \text{ KA}$.



Interruptor de la línea que alimenta a los interruptores y seccionadores de 132 Kv.

Condición 1:

$$I_b < I_{nr} < I_z \rightarrow 50,62 < 63 < 66 \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 2:

$$I_{cu} = 10 \text{ KA} > 5,08 \text{ KA} \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 3:

$$\text{Térmico: } 0,7 \div 1 I_n \rightarrow 1,1 * I_b = 1,1 * 50,62 = 55,68 ; \frac{55,68}{66} = 0,84 < 1 \rightarrow \text{se cumple}$$

Interruptor automático escogido:

Interruptor automático C60H-DC (Schneider)

Posee una intensidad nominal de $I_n = 63$ A y poder de corte de $P_{cu} = 10$ KA.



Interruptor de línea del aire acondicionado (c.c.)

Condición 1:

$$I_b < I_{nr} < I_z \rightarrow 60 < 63 < 84 \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 2:

$$I_{cu} = 10 \text{ KA} > 5,08 \text{ KA} \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 3:

$$\text{Térmico: } 0,7 \div 1 I_n \rightarrow 1,1 * I_b = 1,1 * 60 = 66 ; \frac{66}{84} = 0,78 < 1 \rightarrow \text{se cumple}$$

Interruptor automático escogido:

Interruptor automático C60H-DC (Schneider)

Posee una intensidad nominal de $I_n = 63$ A y poder de corte de $P_{cu} = 10$ KA.



Interruptor automático del tramo de línea posterior al rectificador-cargador de baterías de Iberdrola (c.c.):

Condición 1:

$$I_b < I_{nr} < I_z \rightarrow 156,32 < 160 < 194 \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 2:

$$I_{cu} = 150 \text{ KA} > 5,08 \text{ KA} \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 3:

$$\text{Térmico: } 0,7 \div 1 I_n \rightarrow 1,1 * I_b = 1,1 * 156,32 = 171,95 ; \frac{171,95}{194} = 0,88 < 1 \rightarrow \text{se cumple}$$

Interruptor automático escogido:

Interruptor automático T1-1P en caja moldeada de ABB

Con una intensidad nominal de $I_n = 160 \text{ A}$ y poder de corte de hasta $P_{cu} = 150 \text{ KA}$.



Interruptor para la línea anterior al rectificador-cargador de baterías de Iberdrola (c.a.):

Condición 1:

$$I_b < I_{nr} < I_z \rightarrow 84,95 < 100 < 104 \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 2:

$$I_{cu} = 25 \text{ KA} > 5,08 \text{ KA} \rightarrow \text{se cumple}$$

Condición 3:

$$\text{Térmico: } 0,7 \div 1 I_n \rightarrow 1,1 * I_b = 1,1 * 84,95 = 93,44 ; \frac{93,44}{104} = 0,89 < 1 \rightarrow \text{se cumple}$$

Interruptor automático escogido:

Interruptor automático DPX-160 (Legrand)

Con una intensidad nominal de $I_n = 160$ A y poder de corte de $P_{cu} = 16$ KA.



Interruptor automático de la rama posterior al transformador de servicios auxiliares (c.a.)

Condición 1:

$I_b < I_{nr} < I_z \rightarrow 84,95 < 100 < 104 \rightarrow$ se cumple

Condición 2:

$I_{cu} = 25 \text{ KA} > 5,08 \text{ KA} \rightarrow$ se cumple

Condición 3:

Térmico: $0,7 \div 1 I_n \rightarrow 1,1 * I_b = 1,1 * 84,95 = 93,44 ; \frac{93,44}{104} = 0,89 < 1 \rightarrow$ se cumple

Interruptor automático escogido:

Interruptor automático DPX-160 (Legrand)

Con una intensidad nominal de $I_n = 160$ A y poder de corte de $P_{cu} = 16$ KA.



2.8. CÁLCULO DEL EMBARRADO.

Se llama embarrado o barras colectoras al conjunto de conectores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de la subestación. Están formadas principalmente por los siguientes elementos:

- Conductores eléctricos: Generalmente se utilizan conductores tubulares de cobre o aluminio. Su empleo en subestaciones con tensiones muy elevadas reduce considerablemente la superficie ocupada.
- Aisladores: Sirven de elemento aislante eléctrico y de elemento soporte mecánico.
- Conectores y herrajes: Sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

Las principales ventajas del uso del tubo son:

- Tienen igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- Facilita la unión entre dos tramos de tubos.
- Reduce las pérdidas por efecto corona.
- Reduce las pérdidas por efecto pelicular.
- Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Para seleccionar un embarrado es necesario conocer previamente todos los esfuerzos que en él se van a producir, ya sean electrodinámicos, térmicos o mecánicos.

2.8.1. EMBARRADO DE 132 Kv.

2.8.1.1. ESFUERZOS MECÁNICOS.

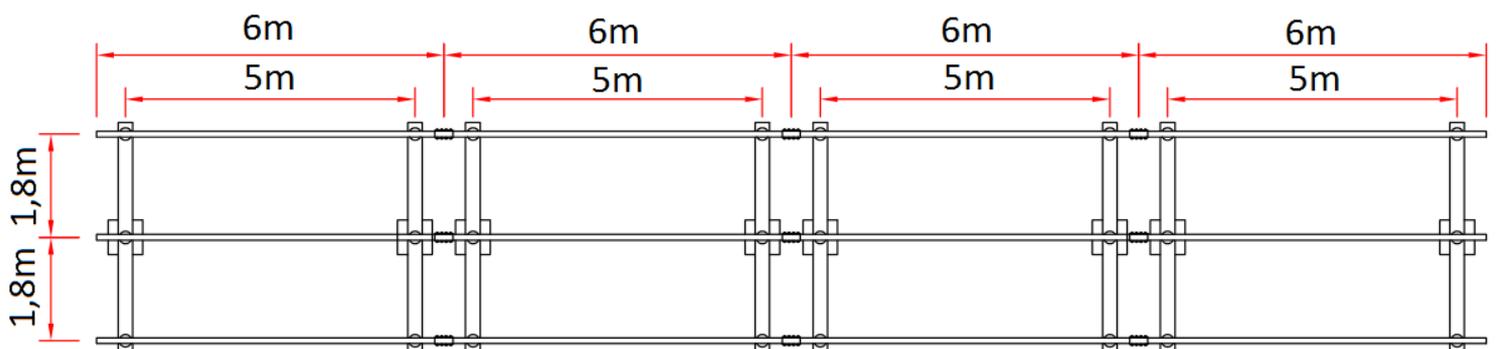
Los esfuerzos mecánicos son aquellos provocados por la acción del propio peso de la barra y la acción del viento. Estos esfuerzos provocan momentos flectores sobre la barra que son de vital importancia conocer para dimensionarla.

El embarrado de 132 Kv está constituido por **tubos de aluminio 6063 de la casa Alu-stock** y es proporcionado por el fabricante en tubos de 6 metros de longitud. Sus características son las siguientes:

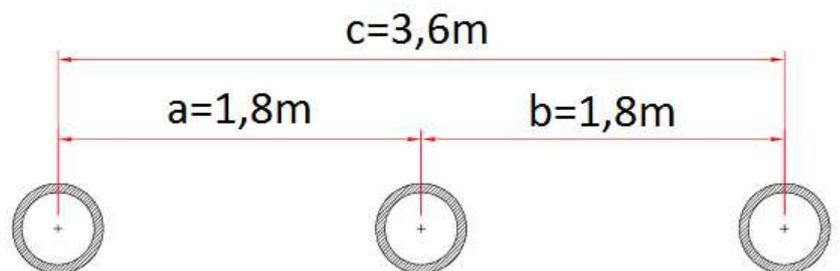
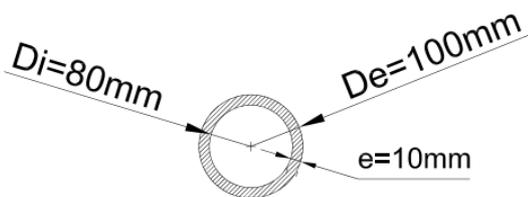
Característica del tubo de aluminio 6063	
$\varnothing_e / \varnothing_i$ (mm)	100/80
Espesor, e (mm)	10
Peso, P (Kg/m)	8,016
Mto Inercia, I(cm ⁴)	289,812
Mto Resistente, W (cm ³)	57,962
Módulo elástico, E (N/m ²)	$7 \cdot 10^{10}$
Coef. De dilatación, α (°C)	$23,4 \cdot 10^{-6}$
Carga de rotura, Cr (N/mm ²)	248

Puesto que las barras son proporcionadas por el fabricante en unidades de 6 metros de longitud, se han dispuesto 4 unidades de barra en línea, unidos entre sí por un conector de barras diseñado específicamente para esa función. Por tanto cada una de las barras totales mide 24 metros de longitud. Cada uno de estas barras de 6 metros está sostenida por un aislador columna a 0,5 metros del su extremo.

A continuación se muestra la vista en planta del embarrado de la ST:



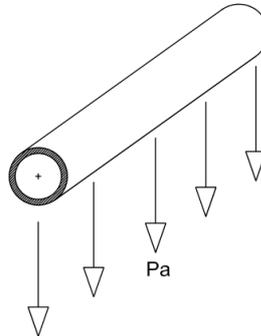
Las barras de aluminio están separadas 1,8 metros entre sí desde los ejes que pasan por sus centros. En las siguientes figuras se muestran todas las dimensiones necesarias para el cálculo:



En este apartado estudiaremos todos los esfuerzos que se producen sobre un tramo de tubo de 6 metros de longitud. Los esfuerzos mecánicos que actúan sobre la barra son los esfuerzos debidos al peso aparente del conductor y los esfuerzos producidos por la acción del viento. No se tendrá en cuenta la posibilidad de que aparezca un manguito de hielo alrededor de las barras puesto que estamos en zona A.

Esfuerzos debidos al peso aparente de la barra:

Este esfuerzo es un esfuerzo vertical.

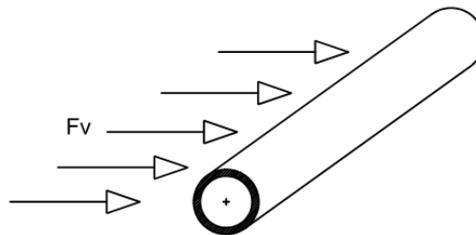


La fuerza que ejerce el peso de la barra en Newton por unidad de longitud es:

$$Pa = 8,016 \left(\frac{Kg}{m} \right) * 9,81 = 78,63 \frac{N}{m}$$

Esfuerzos debidos al viento:

Este esfuerzo es un esfuerzo horizontal.



Según el RLAT la fuerza ejercida por el viento sobre superficies cilíndricas es:

$$Fv = q * Ab$$

Siendo:

Ab = área transversal de la barra

q = presión de viento ejercida sobre la barra

$$Ab = 0,1 * 6 = 0,6 m$$

$$q = 70 * \left(\frac{Vv}{120} \right)^2 = 70 * \left(\frac{120}{120} \right)^2 = 70 \frac{daN}{m^2}$$

Por tanto, la fuerza total ejercida por el viento en la barra es:

$$Fv = 70 \left(\frac{daN}{m^2} \right) * 0,6 (m^2) = 42 daN$$

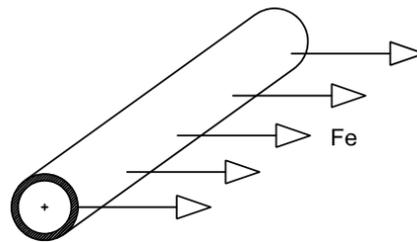
Nos interesa expresar la presión de viento en N/m, es decir, por unidad de longitud y en Newton. Para ello dividimos por la longitud de la barra (6,5 m), y multiplicamos por 10 para pasar de daN a Newton:

$$Fv = \frac{42(daN)}{6(m)} * 10 = 70 \frac{N}{m}$$

2.8.1.2. ESFUERZOS ELECTRODINÁMICOS.

Las corrientes que circulan por las barras provocan esfuerzos electrodinámicos horizontales de unas barras sobre otras, y que a su vez se transmiten a los apoyos y aisladores que las sostienen.

El esfuerzo electrodinámico es un esfuerzo horizontal:



El esfuerzo electrodinámico se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$Fe = 37,5 * \frac{Imax^2}{d} * 10^{-7}$$

Siendo:

I = Intensidad que circula por la barra en KA.

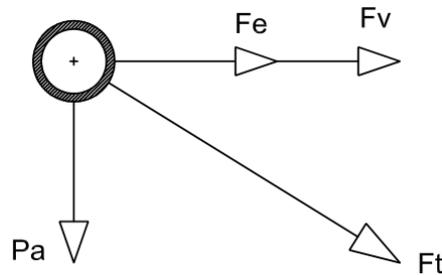
d = Distancia entre los centros de las barras en centímetros.

El esfuerzo electrodinámico más desfavorable es aquel que provoca la corriente máxima de cortocircuito de choque, Ich, en el embarrado. El caso más desfavorable es el caso 1, con ambas líneas funcionando, en el que se produce una corriente máxima de cortocircuito de choque de valor 9,16 KA, que circula por las barras:

$$Fe = 37,5 * \frac{Ich^2}{d} * 10^{-7} = 37,5 * \frac{9160^2}{180} * 10^{-7} = 1,748 \frac{Kg}{m}$$

$$Fe = 1,748 \frac{Kg}{m} * 9,81 = 17,14 \frac{N}{m}$$

Una vez conocidos los esfuerzos mecánicos y electrodinámicos, tenemos que comprobar que la barra es resistente a su acción combinada, pues la situación más desfavorable será aquella en la que actúen todos simultáneamente:



La fuerza total de la acción combinada de todas las fuerzas será la suma vectorial del peso aparente y de la suma de la fuerza producida por el viento y por los esfuerzos electrodinámicos:

$$F_t = \sqrt{Pa^2 + (F_e + F_v)^2} = \sqrt{78,63^2 + (17,14 + 70)^2} = 117,37 \frac{N}{m}$$

El momento flector máximo que provocará en la barra esta fuerza será:

$$M_t = \frac{F_t * L^2}{12} = \frac{117,37 * 6^2}{12} = 352,11 N * m = 35211 N * cm$$

La tensión máxima a la que es sometida la barra se calcula como el cociente entre el momento flector máximo y el momento resistente, el cual es proporcionado por el fabricante:

$$\sigma_{max} = \frac{M_t}{W} = \frac{35211}{57,962} = 607,48 \frac{N}{cm^2} = 6,07 \frac{N}{mm^2}$$

La carga de rotura del perfil de aluminio 6063 proporcionada por el fabricante es:

$$C_r = 248 \frac{N}{mm^2}$$

Por último comprobamos el coeficiente de trabajo con la carga de rotura proporcionada por el fabricante y aplicamos un coeficiente de seguridad de 1,5 según establece el RLAT:

$$6,07 \frac{N}{mm^2} < \frac{248}{1,5} = 165,33 \frac{N}{mm^2}$$

Puesto que se cumple la condición, podemos asegurar que el tubo seleccionado soporta los esfuerzos provocados por cortocircuito, cumple la normativa establecida y por tanto es válido para nuestro embarrado.

2.8.1.3. ESFUERZOS TÉRMICOS.

El paso de una corriente de cortocircuito por las barras de aluminio provoca un calentamiento considerable de dichas barras así como de todas las partes activas del circuito.

Es conveniente asegurarnos que las barras soportarán de forma holgada dichos aumentos de temperatura, y que por tanto, el único efecto que en ellas se producirá, será el mero calentamiento controlado.

La intensidad máxima de cortocircuito de choque que circula por las barras de de 132 Kv es la correspondiente al punto C2:

$$I_{ch} = 9,16 \text{ KA} = 9160 \text{ A}$$

Las intensidades máximas admisibles que pueden soportar los embarrados con distintas configuraciones, vienen recogidas en una tabla proporcionada por el fabricante **RS ISOLSEC**:

Dimensiones barra	Cobre 1 barra	Cobre 2 barras	Cobre 3 barras	Cobre 4 barras	Aluminio 1 barra	Aluminio 2 barras	Aluminio 3 barras	Aluminio 4 barras
20 x 5	320	570	730	940	190	340	430	570
30 x 5	460	820	1050	1380	360	640	820	1080
40 x 5	550	990	1260	1650	430	770	980	1290
50 x 5	650	1170	1490	1950	510	910	1170	1530
60 x 5	840	1510	1930	2520	660	1180	1510	1980
80 x 5	1000	1800	2300	3000	780	1400	1790	2340
100 x 5	1200	2160	2760	3600	940	1690	2160	2820
160 x 5	1800	3240	4140	5400	1410	2530	3240	4230

Intensidad en un embarrado

El embarrado soportará los efectos del cortocircuito y será válido desde el punto de vista térmico si cumple la siguiente condición:

El calor producido por el paso de la corriente máxima de cortocircuito de choque (I_{ch}) durante 0,5 segundos, que es el tiempo que tardan en actuar las protecciones, debe ser menor que el calor producido por el paso de la corriente máxima que soporta el embarrado (Intensidad de la tabla de ISOLSEC) durante una hora, el cual produciría la fundición de las barras. Dicho calor se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$Q_{cc} = 0,24 * R * I^2 * t$$

Siendo:

R = Resistencia de la barra en Ω .

I = intensidad que circula por la barra en amperios.

t = Tiempo de circulación de la corriente a través de la barra.

La resistencia de una barra de aluminio se calcula como:

$$R_{AL} = \rho_{AL} * \frac{L}{S}$$

Siendo:

R_{AL} = Resistencia de la barra de aluminio en Ω .

ρ_{AL} = Resistividad del aluminio. $\rho_{AL} = 0,0282$ en $\frac{\Omega * mm^2}{m}$

L = Longitud de la barra en m.

S = Sección de la barra en m^2 .

La sección de la barra se calcula como:

$$S = \frac{\pi(D_e^2 - D_i^2)}{4}$$

Siendo:

D_e = Diámetro exterior de la barra.

D_i = Diámetro interior de la barra.

$$S = \frac{\pi(D_e^2 - D_i^2)}{4} = \frac{\pi(100^2 - 80^2)}{4} = 2827,43 \text{ mm}^2 = 2,82 * 10^{-3} m^2$$

$$R_{AL} = \rho_{AL} * \frac{L}{S} = 0,0282 * \frac{6}{2,82 * 10^{-3}} = 60 \Omega$$

$$Q_{cc} = 0,24 * R * I_{ch}^2 * t = 0,24 * 60 * 9160^2 * 0,5 = 6,04 * 10^8 \text{ calorías}$$

$$Q_{max adm.} = 0,24 * R * I_n^2 * t = 0,24 * 60 * 2160^2 * 3600 = 2,41 * 10^{11} \text{ calorías}$$

$$6,04 * 10^8 < 2,41 * 10^{11} \implies \text{Embarrado válido}$$

Puesto que se cumple la condición anterior, podemos asegurar que el embarrado es válido desde el punto de vista térmico.

2.8.1.4. EFECTO CORONA EN EL EMBARRADO.

El efecto corona en un embarrado se debe al gradiente de potencial en la superficie de las barras, y es función del diámetro de los mismos. Los factores que afectan a las pérdidas por efecto corona son:

- El diámetro del conductor.
- La rugosidad de la superficie del conductor.
- La humedad del aire.
- La altura sobre el nivel del mar a la que están instalados los conductores.

La condición necesaria para que se produzca efecto corona en un embarrado es que la tensión crítica disruptiva que rodea al conductor (V_0) sea mayor a la tensión entre fase y neutro (tensión simple). Definimos un coeficiente de efecto corona C_s como la relación entre el tensión crítica disruptiva y la tensión simple:

$$C_s = \frac{V_0}{V_s}$$

Siempre que C_s sea mayor que la unidad no se producirá efecto corona en el embarrado.

$C_s > 1 \rightarrow$ No se produce efecto corona

La tensión crítica disruptiva para un circuito trifásico con un solo conductor por fase se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$V_0 = 69 * m * \delta^{\frac{2}{3}} * (1 - 0,07 * r) * \log\left(\frac{DMG}{RMG}\right) * 100$$

Siendo:

V_0 = Tensión crítica disruptiva en Kv eficaces entre fase y neutro.

m = Factor de superficie $m_f * m_s$.

m_f = Coeficiente de forma del conductor. 1 para sección circular.

m_s = Coeficiente de superficie del conductor. 0,9 para cables nuevos.

δ = Densidad del aire.

r = Radio del conductor en cm.

R = Radio del circulo en cm sobre el que están colocados los n conductores.

n = Número de conductores por fase.

DMG = Distancia media geométrica en metros.

RMG = Radio medio geométrico.

El factor de superficie es:

$$m = m_f * m_s = 1 * 0,9 = 0,9$$

La densidad del aire viene dada por la expresión:

$$\delta = \frac{3,926 * h}{273 + \theta}$$

Siendo:

h = Presión barométrica en centímetros de columna de mercurio.

θ = Temperatura, en grados centígrados correspondiente a la altitud del punto que se considere (25°C en nuestro caso).

El valor de h, que es función de la altitud sobre el nivel del mar (y), se obtiene mediante la fórmula de Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336} = \log 76 - \frac{126}{18336} = 1,873$$

$$h = 10^{1,873} = 74,64 \text{ cm. c. Hg}$$

$$\delta = \frac{3,926 * h}{273 + \theta} = \delta = \frac{3,926 * 74,64}{273 + 25} = 0,983$$

$$DMG = \sqrt[3]{a * b * c} = \sqrt[3]{1,8 * 1,8 * 3,6} = 2,267$$

Siendo a = 1,8 m , b = 1,8 m y c = 3,6 m las distancias entre los centros de las barras tal y como se ha mostrado en la figura de representación de las dimensiones necesarias para el cálculo.

$$RMG = \sqrt[n]{n * r * R^{n-1}} = \sqrt[1]{1 * 5 * 5^0} = \sqrt{5} = 2,23$$

Sustituyendo todos los valores en la fórmula de la tensión crítica disruptiva se tiene:

$$V_0 = 69 * 0,9 * 0,983^{\frac{2}{3}} * (1 - 0,07 * 5) * \log\left(\frac{2,267}{2,23}\right) * 100 = 43,87 \text{ Kv}$$

La tensión entre fase y neutro se calcula como sigue:

$$V = \frac{Un}{\sqrt{3}} = \frac{132}{\sqrt{3}} = 76,21 \text{ Kv}$$

El coeficiente de efecto corona C_s es:

$$C_s = \frac{V_0}{V_s} = \frac{43,87}{76,21} = 0,575 < 1$$

Como $C_s < 1$, **si se produce efecto corona** en el embarrado.

2.8.2. EMBARRADO DE 20 Kv.

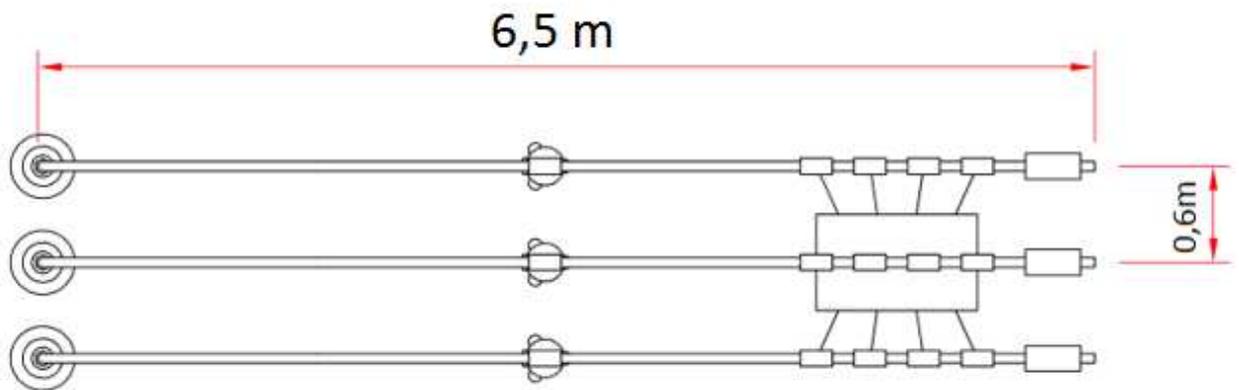
El embarrado de 20 Kv está constituido por **tubos de cobre del fabricante "La Farga"**. conectados a la salida de los bornes de 20 Kv del transformador de potencia. Procedemos de la misma forma que en el embarrado de 132 Kv.

2.8.2.1. ESFUERZOS MECÁNICOS.

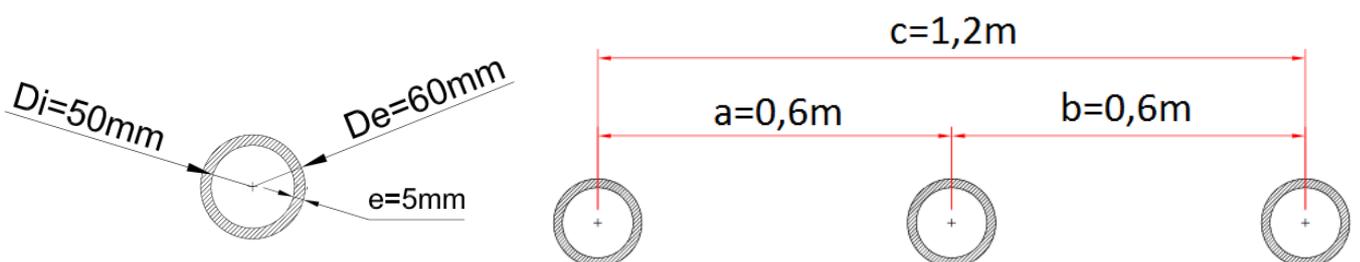
Esta vez utilizamos tubos de cobre con las siguientes características:

Característica del tubo de aluminio 6063	
$\varnothing_e / \varnothing_i$ (mm)	60/50
Espesor, e (mm)	5
Peso, P (Kg/m)	7,7
Mto Inercia, I(cm ⁴)	32,88
Mto Resistente, W (cm ³)	10,96
Módulo elástico, E (N/m ²)	12,01*10 ⁸
Coef. De dilatación, α (°C)	16,5*10 ⁻⁶
Carga de rotura, Cr (N/mm ²)	220

Las barras son proporcionadas por el fabricante en tramos de 6,5 metros. A continuación se muestra la vista en planta del embarrado de 20 Kv:



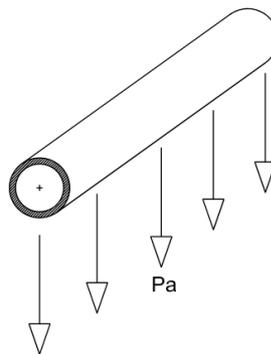
Las barras de cobre están separadas 0,6 metros entre sí desde los ejes que pasan por sus centros. En las siguientes figuras se muestran todas las dimensiones necesarias para el cálculo:



En este apartado estudiaremos todos los esfuerzos que se producen sobre un tramo de tubo de 6,5 metros de longitud. Los esfuerzos mecánicos que actúan sobre la barra son los esfuerzos debidos al peso aparente del conductor y los esfuerzos producidos por la acción del viento. No se tendrá en cuenta la posibilidad de que aparezca un manguito de hielo alrededor de las barras puesto que estamos en zona A.

Esfuerzos debidos al peso aparente de la barra:

Este esfuerzo es un esfuerzo vertical.

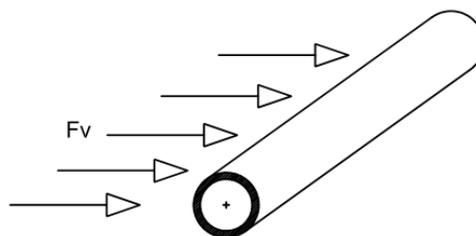


La fuerza que ejerce el peso de la barra en Newton por unidad de longitud es:

$$Pa = 7,7 \left(\frac{Kg}{m} \right) * 9,81 = 75,53 \frac{N}{m}$$

Esfuerzos debidos al viento:

Este esfuerzo es un esfuerzo horizontal.



Según el RLAT la fuerza ejercida por el viento sobre superficies cilíndricas es:

$$Fv = q * Ab$$

Siendo:

Ab = área transversal de la barra

q = presión de viento ejercida sobre la barra

$$Ab = 0,06 * 6,5 = 0,39 \text{ m}^2$$

$$q = 70 * \left(\frac{Vv}{120}\right)^2 = 70 * \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 70 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2}$$

Por tanto, la fuerza total ejercida por el viento en la barra es:

$$Fv = 70 \left(\frac{\text{daN}}{\text{m}^2}\right) * 0,39 \text{ (m}^2\text{)} = 27,3 \text{ daN}$$

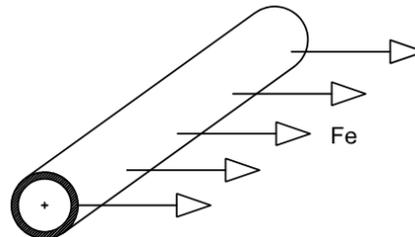
Nos interesa expresar la presión de viento en N/m, es decir, por unidad de longitud y en Newton. Para ello dividimos por la longitud de la barra (6,5 m), y multiplicamos por 10 para pasar de daN a Newton:

$$Fv = \frac{27,3(\text{daN})}{6,5(\text{m})} * 10 = 42 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

2.8.2.2. ESFUERZOS ELECTRODINÁMICOS.

Las corrientes que circulan por las barras provocan esfuerzos electrodinámicos horizontales de unas barras sobre otras, y que a su vez se transmiten a los apoyos y aisladores que las sostienen.

El esfuerzo electrodinámico es un esfuerzo horizontal:



El esfuerzo electrodinámico se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$Fe = 37,5 * \frac{Imax^2}{d} * 10^{-7}$$

Siendo:

I = Intensidad que circula por la barra en KA.

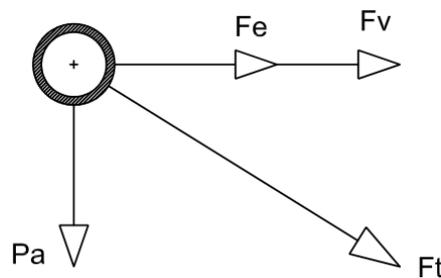
d = Distancia entre los centros de las barras en metros.

El esfuerzo electrodinámico más desfavorable es aquel que provoca la corriente máxima de cortocircuito de choque, I_{ch} , en el punto C4, que es el correspondiente a las barras de 20 Kv. La I_{ch} en este punto tiene un valor de 26,92KA.

$$F_e = 37,5 * \frac{I_{max}^2}{d} * 10^{-7} = 37,5 * \frac{26920^2}{180} * 10^{-7} = 15,09 \frac{Kg}{m}$$

$$F_e = 15,09 \frac{Kg}{m} * 9,81 = \mathbf{148,1 \frac{N}{m}}$$

Una vez conocidos los esfuerzos mecánicos y electrodinámicos, tenemos que comprobar que la barra es resistente a su acción combinada, pues la situación más desfavorable será aquella en la que actúen todos simultáneamente:



La fuerza total de la acción combinada de todas las fuerzas será la suma vectorial del peso aparente y de la suma de la fuerza producida por el viento y por los esfuerzos electrodinámicos:

$$F_t = \sqrt{Pa^2 + (F_e + F_v)^2} = \sqrt{75,53^2 + (148,1 + 42)^2} = \mathbf{204,55 \frac{N}{m}}$$

El momento flector máximo que provocará en la barra esta fuerza será:

$$M_t = \frac{F_t * L^2}{12} = \frac{204,55 * 6,5^2}{12} = 720,1 N * m = \mathbf{72018 N * cm}$$

La tensión máxima a la que es sometida la barra se calcula como el cociente entre el momento flector máximo y el momento resistente, el cual es proporcionado por el fabricante:

$$\sigma_{max} = \frac{M_t}{W} = \frac{72018}{10,96} = 6571 \frac{N}{cm^2} = \mathbf{65,71 \frac{N}{mm^2}}$$

La carga de rotura del perfil de aluminio 6063 proporcionada por el fabricante es:

$$C_r = \mathbf{220 \frac{N}{mm^2}}$$

Por ultimo comprobamos el coeficiente de trabajo con la carga de rotura proporcionada por el fabricante y aplicamos un coeficiente de seguridad de 1,5 según establece el RLAT:

$$65,71 \frac{N}{mm^2} < 146,66 \frac{N}{mm^2} = \frac{220}{1,5}$$

Puesto que se cumple la condición, podemos asegurar que el tubo seleccionado soporta los esfuerzos provocados por cortocircuito, cumple la normativa establecida y por tanto es válido para nuestro embarrado.

2.8.2.3. ESFUERZOS TÉRMICOS.

El paso de una corriente de cortocircuito por las barras de cobre provoca un calentamiento considerable de dichas barras así como de todas las partes activas del circuito.

Es conveniente asegurarnos que las barras soportarán de forma holgada dichos aumentos de temperatura, y que por tanto, el único efecto que en ellas se producirá, será el mero calentamiento controlado.

La intensidad máxima de cortocircuito de choque que circula por las barras de 20 Kv es la correspondiente al punto C4:

$$I_{ch} = 26,92 \text{ KA} = 26920 \text{ A}$$

Las intensidades máximas admisibles que pueden soportar los embarrados con distintas configuraciones, vienen recogidas en una tabla proporcionada por el fabricante **RS ISOLSEC**:

Dimensiones barra	Cobre 1 barra	Cobre 2 barras	Cobre 3 barras	Cobre 4 barras	Aluminio 1 barra	Aluminio 2 barras	Aluminio 3 barras	Aluminio 4 barras
20 x 5	320	570	730	940	190	340	430	570
30 x 5	460	820	1050	1380	360	640	820	1080
40 x 5	550	990	1260	1650	430	770	980	1290
50 x 5	650	1170	1490	1950	510	910	1170	1530
60 x 5	840	1510	1930	2520	660	1180	1510	1980
80 x 5	1000	1800	2300	3000	780	1400	1790	2340
100 x 5	1200	2160	2760	3600	940	1690	2160	2820
160 x 5	1800	3240	4140	5400	1410	2530	3240	4230

El embarrado soportará los efectos del cortocircuito y será válido desde el punto de vista térmico si cumple la siguiente condición:

El calor producido por el paso de la corriente máxima de cortocircuito de choque (I_{ch}) durante 0,5 segundos, que es el tiempo que tardan en actuar las protecciones, debe ser

menor que el calor producido por el paso de la corriente máxima que soporta el embarrado (corriente de la tabla de ISOLSEC) durante una hora, el cual produciría la fundición de las barras. Dicho calor se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$Q_{cc} = 0,24 * R * I^2 * t$$

Siendo:

R = Resistencia de la barra en Ω .

I = intensidad que circula por la barra en amperios.

t = Tiempo de circulación de la corriente a través de la barra en segundos.

La resistencia de una barra de cobre se calcula como:

$$R_{CU} = \rho_{CU} * \frac{L}{S}$$

Siendo:

R_{AL} = Resistencia de la barra de aluminio en Ω .

ρ_{AL} = Resistividad del aluminio. $\rho_{AL} = 0,0178$ en $\frac{\Omega * mm^2}{m}$

L = Longitud de la barra en m.

S = Sección de la barra en m^2 .

La sección de la barra se calcula como:

$$S = \frac{\pi(D_e^2 - D_i^2)}{4}$$

Siendo:

D_e = Diámetro exterior de la barra.

D_i = Diámetro interior de la barra.

$$S = \frac{\pi(D_e^2 - D_i^2)}{4} = \frac{\pi(60^2 - 50^2)}{4} = 863,93 \text{ mm}^2 = 8,63 * 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$R_{CU} = \rho_{CU} * \frac{L}{S} = 0,0178 * \frac{6,5}{8,63 * 10^{-4}} = 134 \Omega$$

$$Q_{cc} = 0,24 * R * I_{ch}^2 * t = 0,24 * 134 * 26920^2 * 0,5 = 1,16 * 10^{10} \text{ calorías}$$

$$Q_{\max adm.} = 0,24 * R * I_n^2 * t = 0,24 * 134 * 1930^2 * 3600 = 4,31 * 10^{11} \text{ calorías}$$

$$1,16 * 10^{10} < 4,31 * 10^{11} \implies \text{Embarrado válido}$$

Puesto que se cumple la condición anterior, podemos asegurar que el embarrado es válido desde el punto de vista térmico.

2.8.2.4. EFECTO CORONA EN EL EMBARRADO.

En la práctica no se produce efecto corona en tensiones inferiores a 80 Kv, por tanto para este embarrado no es necesario calcularlo.

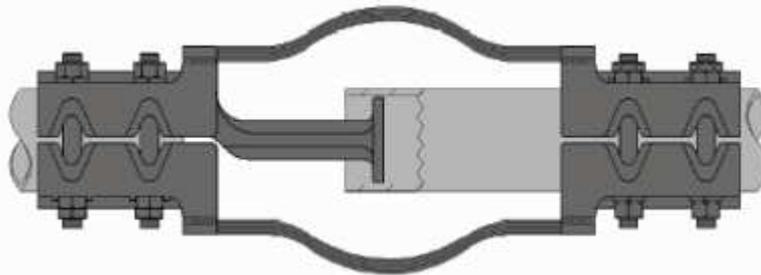
2.8.3. CONECTORES Y ACCESORIOS DE BARRAS.

En este apartado describimos todos y cada uno de los elementos y accesorios utilizados en la composición del embarrado, ya sea en la unión de barras entre sí, entre barras y aisladores, entre barras y cables...etc.

1) Juntas de expansión.

Las juntas de expansión son conectores contruidos con elementos flexibles (trencillas ó laminillas) que permiten cierto movimiento entre conductores rígidos o entre un conductor rígido y un equipo, sin demerito de la conexión eléctrica. Los elementos flexibles cuentan con la suficiente sección transversal para conducir la corriente nominal del bus sin sobrecalentarse.

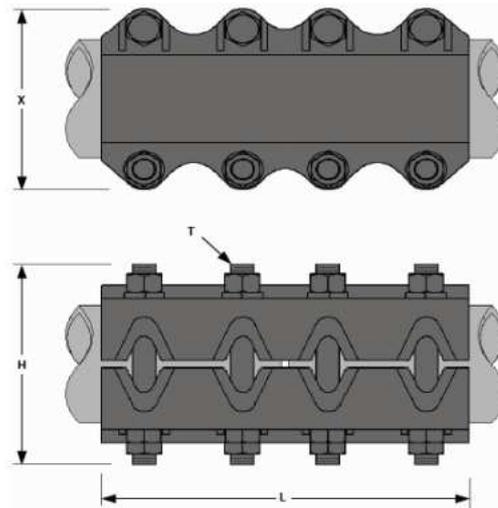
Las juntas de expansión han sido utilizadas en el embarrado de la subestación para conectar dos barras de aluminio entre sí permitiendo las dilataciones de las barras producidas por el aumento de temperatura al paso de la corriente, y amortiguando y absorbiendo los esfuerzos producidos por este fenómeno, evitando así que dichos esfuerzos se transmitan a los aisladores soporte.



2) Empalmes.

Son conectores de aleación de aluminio para conectar dos tubos iguales. Su construcción especial permite el uso de combinaciones aluminio-aluminio y aluminio-cobre. Es recomendable utilizar pasta antioxidante "Deltacrón" en las uniones.

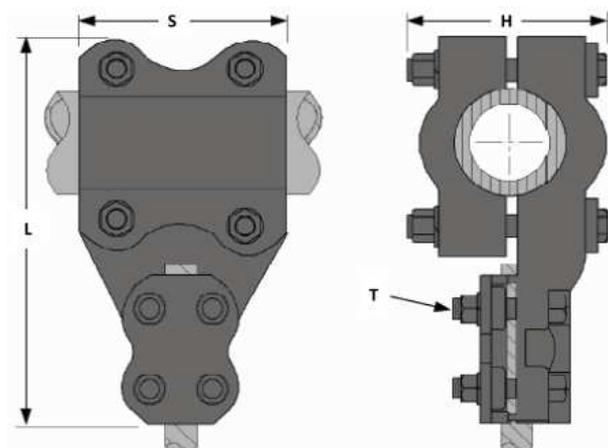
Estos empalmes se han utilizado en el embarrado para unir dos tubos iguales con el objetivo de formar un tubo más largo.



3) Derivación en T.

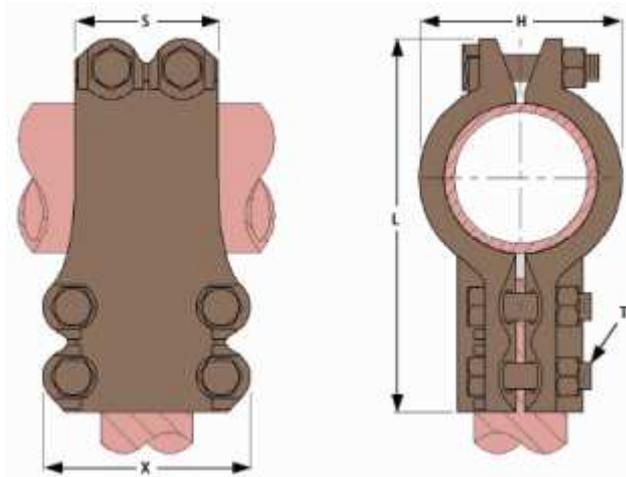
Conector en "T" de aleación de aluminio para conectar tubo en el principal y cable en la derivación. Está diseñado para la conexión aluminio-aluminio y aluminio-Cobre. Se recomienda utilizar la pasta antioxidante "deltacrón" en las conexiones. El elemento del cable acepta cierto rango para los cables que conecta.

Este conector se utiliza en el embarrado para conectar las líneas de 132 Kv al embarrado (tanto las que llegan al embarrado como las que salen de él).



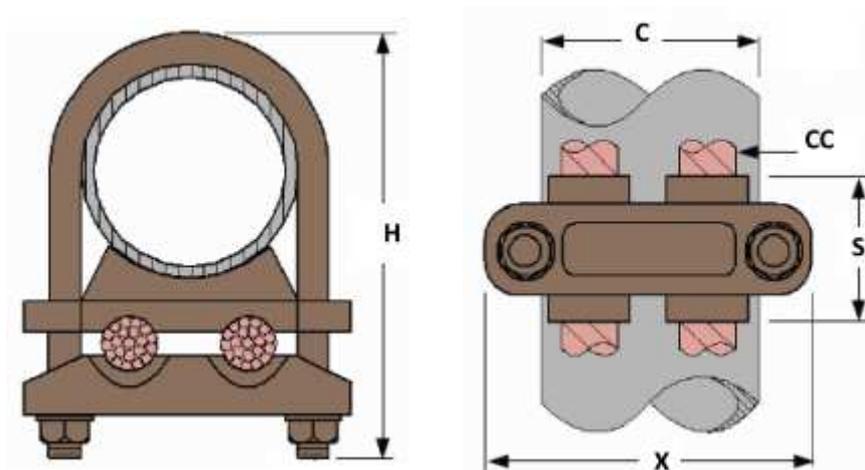
4) Derivación en T.

Conector tipo subestación en "T" de aleación de cobre para derivar de tubo de cobre a cables de cobre. Es fabricado para el tamaño específico del cable.



5) Conector tubo-cable.

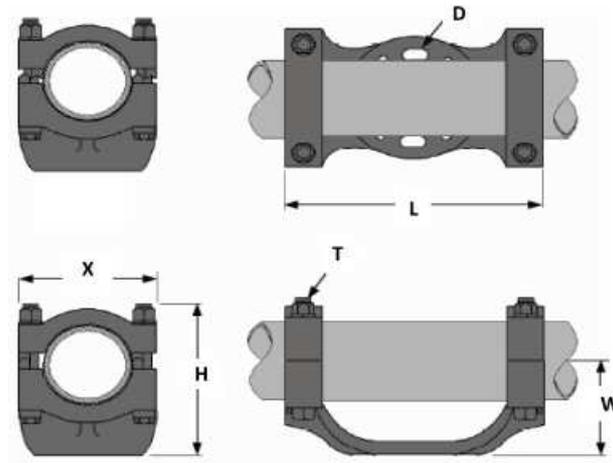
Conector de aleación de cobre. Se utiliza para conectar hasta dos cables de cobre, de igual calibre, a una varilla o tubo IPS en forma paralela.



6) Soporte para buses.

Soporte doble de aleación de aluminio para un bus tubular de cobre o aluminio que ha de montarse en un aislador tipo poste o pedestal. La separación entre los sujetadores ofrece soporte en una amplia longitud del bus. El diseño cuenta con elementos independientes que al girarlos 180° pueden ofrecer posición fija o deslizante para el bus.

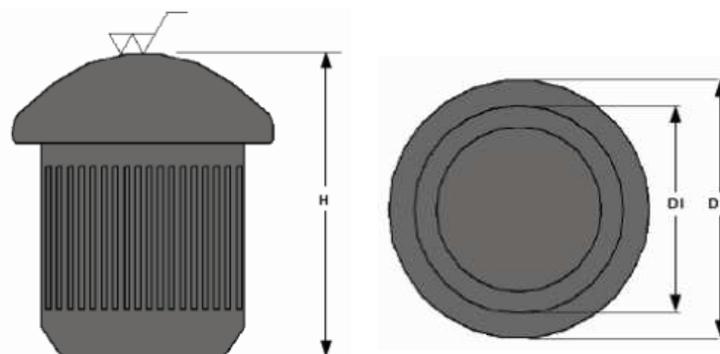
Estos soportes se han utilizado para sostener las barras de aluminio sobre los aisladores soporte.



7) Tapón de barras.

Es un tapón interno de aleación de aluminio que se instala introduciéndolo forzosamente en el extremo de un tubo de aluminio IPS. El tapón reduce apreciablemente las pérdidas electrostáticas y la radio interferencia además de que ofrece protección contra la lluvia y el exceso de humedad.

Estos tapones se han instalado en los extremos de cada una de las barras que componen el embarrado de la subestación.



2.9. DETERMINACIÓN DE LA CADENA DE AISLAMIENTO.

Teniendo en cuenta que la instalación de 20 Kv se encuentra subterránea e instalada en el interior de las celdas de SF₆, y que no existe un segundo nivel de barras en la ST, los únicos aisladores que posee la subestación son los que amarran las líneas de entrada de 132 Kv al pórtico de entrada, evitando así el paso de la corriente desde las líneas hasta el pórtico.

2.9.1. JUSTIFICACIÓN ELÉCTRICA.

Se llama nivel de aislamiento a la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador (o cadena de aisladores) y la tensión entre fases de la línea eléctrica.

El nivel de aislamiento está en función del nivel de contaminación de la zona. Los niveles de contaminación de la zona se elegirán de acuerdo con la tabla 14 del RLAT, donde se especifican cuatro niveles. Observamos que la localidad de Fuente Álamo se corresponde con un nivel II (medio) de contaminación, y el nivel el nivel de aislamiento mínimo que debemos superar es de 20 mm/Kv.

Tabla 14. Líneas de fuga recomendadas

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV ¹⁾
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción. - Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes. - Zonas agrícolas ² - Zonas montañosas - Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar ³ 	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Zona con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción. - Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia. - Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)³. 	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación. - Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar 3). 	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> - Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. - Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar. - Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular. 	31,0

¹ Línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).
² Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.
³ Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

En segundo lugar tenemos que calcular la tensión de contorneamiento. Dicha tensión viene dada, para líneas de 132 Kv, por la siguiente expresión:

$$U_c = \frac{4 * U}{\sqrt{5}} = \frac{4 * 132}{\sqrt{5}} = 236,12 Kv$$

Una vez conocida la tensión de contorneamiento, necesitamos conocer la mínima longitud de la línea de fuga que debe poseer el aislador para evitar que se produzca un arco de contorneo. Puesto que vamos a instalar un aislador de composite, el número de aisladores será la unidad y la longitud de la línea de fuga viene dada por la siguiente expresión:

$$\text{línea de fuga} = \frac{\text{Tensión más elevada} * n_a}{n^{\circ} \text{ aisladores}} = \frac{145(Kv) * 20\left(\frac{mm}{Kv}\right)}{1} = 2900 \text{ mm}$$

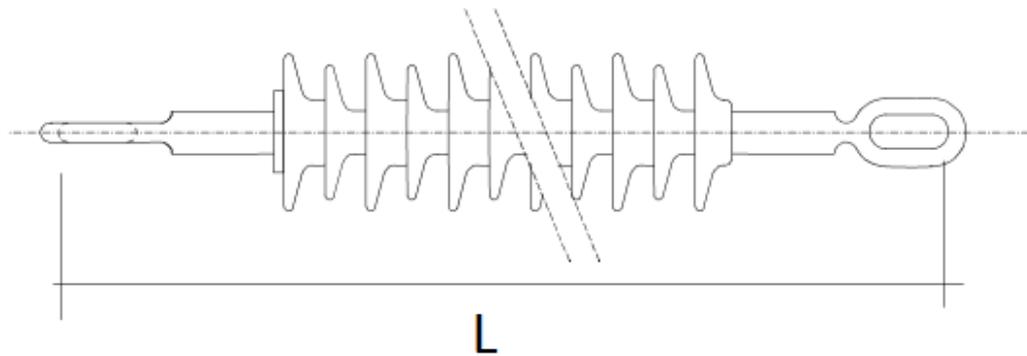
Con este valor de línea de fuga entramos en el catálogo de aisladores de composite y seleccionamos un aislador cuya línea de fuga sea la inmediatamente superior a 2900 mm. Seleccionamos el aislador **FSB 120 XF 43 SO** de la casa **Sediver** que posee una línea de fuga de 3201 mm y por tanto, su nivel de aislamiento definitivo será:

line voltage application	Number of Sheds	120 kN			Physical Characteristics			Electrical IEC Withstand Values (kV)			160 kN	
		120 kN Silicone Insulators IEC coupling 16A		Product reference	Arcing distance	Leakage distance	Dry Power Frequency	Wet Power Frequency	Lightning Impulse	160 kN Silicone Insulators IEC coupling 20		
Spacing (mm)			Product reference							Spacing (mm)		
60/72.5 kV	21	834		FSB 120 XF 21 SO	587	1547	190	125	350	FSB 160 XF 21 SO	869	
				FSB 120 XM 21 SO	601	1764	190	130	360	FSB 160 XM 21 SO		
				FSB 120 XL 21 SO	635	2349	205	140	375	FSB 160 XL 21 SO		
	25	944		FSB 120 XF 25 SO	697	1848	220	155	410	FSB 160 XF 25 SO	979	
				FSB 120 XM 25 SO	711	2106	225	160	420	FSB 160 XM 25 SO		
				FSB 120 XL 25 SO	745	2801	235	170	440	FSB 160 XL 25 SO		
90/123 kV	29	1054		FSB 120 XF 29 SO	807	2149	255	190	470	FSB 160 XF 29 SO	1089	
				FSB 120 XM 29 SO	821	2447	260	195	480	FSB 160 XM 29 SO		
				FSB 120 XL 29 SO	855	3253	270	205	500	FSB 160 XL 29 SO		
	33	1164		FSB 120 XF 33 SO	917	2449	290	225	535	FSB 160 XF 33 SO	1199	
				FSB 120 XM 33 SO	931	2788	295	230	540	FSB 160 XM 33 SO		
				FSB 120 XL 33 SO	965	3706	305	240	560	FSB 160 XL 33 SO		
	37	1274		FSB 120 XF 37 SO	1027	2750	325	260	590	FSB 160 XF 37 SO	1309	
				FSB 120 XM 37 SO	1041	3129	330	265	600	FSB 160 XM 37 SO		
				FSB 120 XL 37 SO	1075	4158	340	275	620	FSB 160 XL 37 SO		
132/145 kV	43	1439		FSB 120 XF 43 SO	1192	3201	375	310	680	FSB 160 XF 43 SO	1474	
				FSB 120 XM 43 SO	1206	3641	380	315	690	FSB 160 XM 43 SO		
				FSB 120 XL 43 SO	1240	4836	390	325	705	FSB 160 XL 43 SO		
	45	1494		FSB 120 XF 45 SO	1247	3351	390	325	710	FSB 160 XF 45 SO	1529	
				FSB 120 XM 45 SO	1261	3812	395	330	720	FSB 160 XM 45 SO		
				FSB 120 XL 45 SO	1295	5062	405	340	735	FSB 160 XL 45 SO		

$$n_a = \frac{\text{línea de fuga} * n^{\circ} \text{ aisladores}}{\text{Tensión más elevada}} = \frac{3201 * 1}{145} = 22,07 \approx 22 \frac{mm}{Kv}$$

Las tensiones de contorneo en seco y en mojado proporcionadas por el fabricante son respectivamente 375 y 310 Kv respectivamente. Cómo el caso más desfavorable es en mojado, la tensión de contorneo en mojado debe ser superior a la tensión de contorneo calculada para nuestro aislador:

236,12 Kv < 310 Kv → aislador válido desde el punto de vista eléctrico.



2.9.2. JUSTIFICACIÓN MECÁNICA.

Desde el punto de vista mecánico, el aislador será válido siempre y cuando cumpla la condición de que el coeficiente de seguridad mecánica sea mayor de 3, tal y como establece la ITC-LAT 07. El coeficiente de seguridad viene dado por la siguiente expresión:

$$CS = \frac{Cr}{Ft} > 3$$

Siendo

CS = Coeficiente de seguridad.

Cr = Carga de rotura del elemento más débil de la cadena.

Ft = Esfuerzo total al que se somete la cadena.

El esfuerzo total que actúa sobre la cadena está compuesto por 3 esfuerzos principalmente:

1) Peso de la fase.

$$P1 = n * Pp * a$$

Siendo

P = Peso de la fase en Kg.

n = Número de conductores por fase.

Pp = Peso propio del conductor en Kg/m.

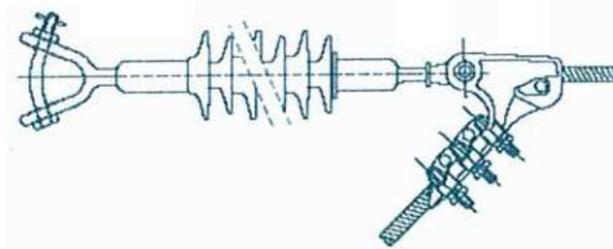
a = Longitud del vano en metros.

El vano más largo que tenemos que estudiar es el vano que transcurre desde el apoyo fin de línea hasta el pórtico de entrada de la subestación. Este vano mide una longitud de 40 metros, por tanto el peso de la fase se calcula como sigue:

$$P_{fase} = 1 * 0,977 * 40 = 39,08 \text{ Kg} = 383,37 \text{ N}$$

2) Peso de aisladores + herrajes.

Con objeto de determinar el peso de los aisladores y herrajes que componen la cadena de aislamiento, hemos tabulado todos los elementos que la componen así como sus respectivos pesos y cargas de rotura. Hay que tener en cuenta que estas cadenas de aislamiento ponen fin a una línea, y por tanto, serán cadenas de amarre con todos los elementos que a ellas corresponden:



Unidades	Elemento de la cadena de aisladores	Peso (Kg)	Carga de rotura (daN)	Longitud (m)
1	Rótula R16	0,55	12.500	0,05
1	Alojamiento de rótula R16	0,51	11.000	0,05
1	Grapa de amarre GA-3/22T	2,05	8.500	0,345
1	Aislador FSB 120 XF 43 SO	5	10.000	1,439
1	Horquilla de bola HB16	0,66	12.500	0,075

El peso total de la cadena de aislamiento viene dado por la suma de los pesos de todos sus componentes:

$$P_{\text{aislador}} + \text{herrajes} = 0,55 + 0,51 + 2,05 + 5 + 0,66 = 8,77 \text{ Kg} = 86 \text{ N}$$

$$P_{\text{vertical}} = P_{\text{fase}} + P_{\text{aislador}} + \text{herrajes} = 383,37 + 86 = 469,37 \text{ N}$$

3) Sobrecarga de la zona.

Teniendo en cuenta que la subestación se encuentra en zona A, el RLAT indica una presión de viento incidente sobre la cadena de aislamiento y sobre el conductor a una velocidad de 120 Km/h. Teniendo en cuenta el diámetro del conductor, la longitud del vano que estamos estudiando, y la presión ejercida por el viento, procedemos a calcular el esfuerzo horizontal ejercido por el viento sobre la cadena de aislamiento y sobre el cable de la fase:

$$F_{\text{cadena}} = q * A_{\text{cadena}} = q * L * \varnothing = 70 * 1,959 * 0,14 = 19,198 \text{ daN} = 191,98 \text{ N}$$

Siendo:

F_{cadena} = Fuerza ejercida por el viento sobre la cadena de aislamiento.

A_{cadena} = Área total de la cadena de aislamiento.

q = Presión de viento en daN/m².

L = Longitud total de la cadena de aislamiento.

\varnothing = Diámetro del aislador de composite = 0,14 m.

$$F_{conductor} = q * A_{conductor} = q * a * \phi = 50 * 40 * 21,8 * 10^{-3} = 43,6 \text{ daN} = 436 \text{ N}$$

Siendo:

$F_{conductor}$ = Fuerza ejercida por el viento sobre el conductor.

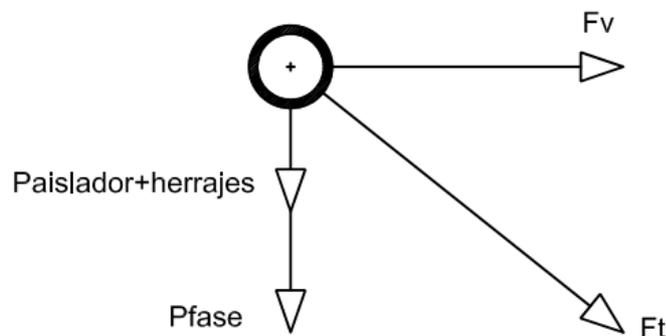
q = Presión de viento sobre el cable en daN/m².

a = Longitud del vano en metros.

ϕ = Diámetro del conductor en m.

$$F_{viento} = F_{cadena} + F_{conductor} = 191,98 + 436 = 627,98 \text{ N}$$

Por ultimo calculamos la fuerza total resultante provocada por el peso de la fase, el peso del aislador y herrajes, y la presión ejercida por el viento:



$$F_t = \sqrt{P_{vertical}^2 + F_{viento}^2} = \sqrt{469,37^2 + 627,98^2} = 784 \text{ N} = 78,4 \text{ daN}$$

El coeficiente de seguridad es:

$$CS = \frac{Cr}{F_t} = \frac{8500}{78,4} = 108,41 > 3$$

Al ser el coeficiente de seguridad mayor de 3, se cumple la condición impuesta por el RLAT y por tanto, la cadena de aislamiento seleccionada es válida desde el punto de vista mecánico.

2.10. COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

En todas las líneas de transporte de energía eléctrica, desde la generación de la propia energía en las centrales hasta su consumo, existen elementos de autoinducción, como las bobinas de los transformadores o la disposición de los propios conductores en determinadas posiciones y armados, que producen un aumento de la reactancia y en consecuencia, un aumento de la potencia reactiva.

Puesto que la energía aprovechable en el consumo eléctrico es la potencia activa, nos interesa reducir al máximo la potencia reactiva y aparente que suministra la línea porque esto

significa una reducción directa de las pérdidas de dicha línea. La potencia reactiva de una línea se puede reducir instalando baterías de condensadores en la instalación.

La disminución de potencias reactiva y aparente después de la conexión de una batería de condensadores conlleva las siguientes consecuencias inmediatas:

- Disminución de la carga a transportar en los cables.
- Aumento de la capacidad de suministro en los transformadores.
- Aumento de la tensión al final de la línea.

En el caso concreto de nuestra instalación, tenemos instaladas una batería de condensadores de 7,2 MVAR por cada línea. Consideramos que en el caso más desfavorable, nuestra instalación tendrá un factor de potencia de 0,9 como es habitual en las líneas de alta tensión.

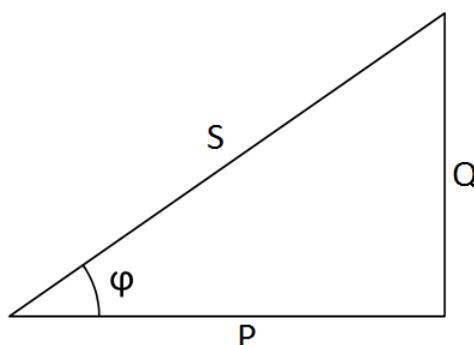
En primer lugar estudiaremos el triángulo de potencias correspondiente a uno de los transformadores de potencia cuando alimenta a su línea correspondiente:

$$S = \sqrt{3} * U * I = 40 \text{ MVA}$$

$$\cos \varphi = 0,9 \rightarrow \varphi = 25,84^\circ ; \text{sen}(25,84) = 0,435$$

$$P = S * \cos \varphi = 40000 * 0,9 = 36000 \text{ W} = 36 \text{ MW}$$

$$Q = S * \text{sen} \varphi = 40000 * 0,435 = 17400 \text{ VAR} = 17,4 \text{ MVAR}$$



Siendo:

S = Potencia aparente en MVA.

P = Potencia activa en MW.

Q = Potencia reactiva en MVAR.

φ = Ángulo de desfase.

En segundo lugar calculamos el nuevo triángulo de potencias incluyendo ahora las baterías de condensadores en el circuito. Al ser la potencia reactiva de la batería de 7,2 MVAR, la nueva potencia reactiva total será:

$$Q_F = Q - Q_C = 17,4 - 7,2 = 10,2 \text{ MVAR}$$

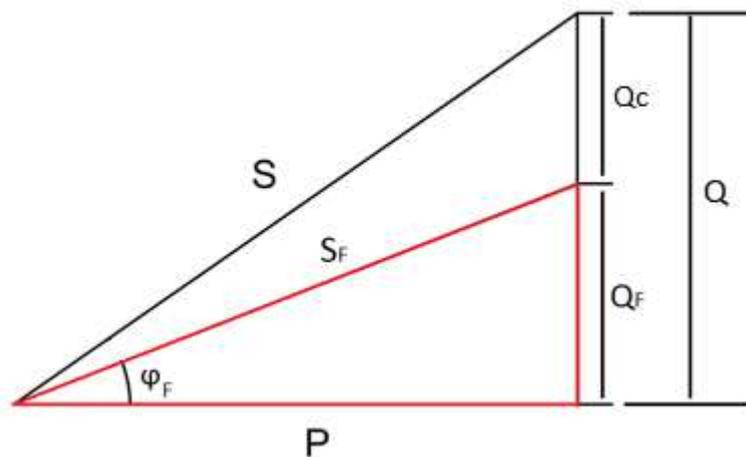
La potencia aparente consumida una vez insertadas las baterías de condensadores es:

$$S_F = \sqrt{P^2 + Q_F^2} = \sqrt{36^2 + 10,2^2} = 37,41 \text{ MVA}$$

El nuevo factor de potencia quedará como:

$$\cos \varphi_F = \frac{P}{S_F} = \frac{36}{37,41} = 0,962$$

Por último, el nuevo triángulo de potencias, una vez incluidas las baterías de condensadores en el circuito queda de la siguiente forma:



2.11. CÁLCULO DE PARARRAYOS AUTOVALVULARES.

Para de determinar qué tipo de pararrayos vamos a instalar en la subestación, hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1) A la hora de hacer cálculos y seleccionar el pararrayos, es preciso tener en cuenta que el nivel de aislamiento de nuestra subestación viene definido por el nivel de aislamiento del transformador de potencia. Los niveles de aislamiento del transformador de potencia vienen tabulados en su correspondiente ficha técnica, y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8
Niveles de aislamiento

Tensión más elevada para el material (Um) kV	Tensión soportada con impulso tipo rayo (valor cresta) kV	Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz) kV
24*	95	50
24	125	50
145	550	230

* Tensión asignada secundaria de 13,8 ; 15,75 kV y neutro del primario.

El nivel de aislamiento de nuestra subestación es de 550 Kv.

2) Instalaremos un pararrayos por fase y línea, lo más cerca posible del transformador de potencia para que éste quede totalmente protegido, pues es el elemento más valioso de nuestra subestación y el que más nos interesa proteger, pero a una cierta distancia de éste que permita proteger el máximo número de elementos posibles.

3) Un pararrayos será adecuado para nuestra subestación siempre que cumpla las siguientes condiciones:

- Coordinación de ondas con equivalente al frente de onda:

$$MP = \left(\frac{1,15 * \text{Tensión soportada a los impulsos tipo rayo}}{\text{Tensión máxima residual al frente de onda}} - 1 \right) * 100 > 30\%$$

- Coordinación entre los valores soportados a plena onda y a las tensiones residuales con onda 8/20 μs.

$$MP = \left(\frac{\text{Tensión soportada a los impulsos tipo rayo}}{\text{Tensión residual con onda 8/20μs para Id}} - 1 \right) * 100 > 30\%$$

- Coordinación contra sobretensiones debido a maniobras:

$$MP = \left(\frac{0,83 * Tensión\ soportada\ a\ los\ impulsos\ tipo\ rayo}{Tensión\ residual\ contra\ tensiones\ de\ maniobra} - 1 \right) * 100 > 30\%$$

- Comprobar que la distancia que es capaz de proteger el pararrayos es mayor que la distancia a la cual se sitúa el elemento a proteger. La distancia de protección de un pararrayos se determina mediante la siguiente fórmula:

$$L = \frac{v}{2S} * (Tensión\ soportada\ a\ los\ impulsos\ tipo\ rayo - Tensión\ residual\ con\ onda\ 8/20\mu s\ para\ Id)$$

2.11.1. SELECCIÓN DE PARARRAYOS PARA PARQUE DE 132 Kv.

En este apartado abordaremos los pasos necesarios para poder calcular y seleccionar el pararrayos más apropiado.

De la tabla de tensiones normalizadas obtengo la **tensión más elevada de red**, que para una **tensión entre fases** de 132 Kv, corresponde a 145 Kv:

Tabla 1. Tensiones nominales normalizadas

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U _n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U _s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución.

Con la tensión más elevada de red entro en la tabla del **nivel de aislamiento nominal para materiales del grupo B**:

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
145	230	550	1100
	185	450	900
	230	550	1100
170	275	650	1300
	230	550	1100
	275	650	1300
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

De ésta tabla obtengo una **tensión soportada a los impulsos tipo rayo** de 550 Kv, ya que dicha tensión no debe ser inferior al nivel mínimo de aislamiento de la subestación.

Con estas tensiones entramos en las tablas del fabricante, que en nuestro caso será INAEL, para obtener una **tensión asignada U_r** de 144 Kv y la **tensión de servicio continuo U_c** de 115 Kv, teniendo en cuenta que nuestro neutro es directamente puesto a tierra a través de impedancia:

Tensión entre fases kV		Circuito con eliminación automática de defectos a tierra **		Circuitos con neutro aislado o puesto a tierra sin eliminación automática de los defectos a tierra ***	
Asignada	Máxima	PARARRAYOS		PARARRAYOS	
		U_r	U_c	U_r	U_c
2,4	2,52	3	2,55	3	2,55
3*	3,6	3	5,1	6	5,1
4,16	4,37	6	2,55	6	5,1
4,8	5,04	6	5,1	6	5,1
6*	7,2	6	5,1	9	7,65
6,9	7,25	6	5,1	9	7,65
8,32	8,74	6	5,1	10	8,4
10*	12	9	7,65	12	10,2
12	12,7	10	8,4	18	15,3
13,2	13,9	12	10,2	18	15,3
13,8	14,5	12	10,2	-	-
15*	17,5	15	12,7	18	15,3
20*	24	21	17	24	19,5
23	24,2	21	17	30	24,4
24,9	26,1	21	17	36	29
30*	36	30	24,4		
34,5	36,2	30	24,4	45	36,5
45*	52	42	34,6	48	36,5
46	48,3	439	31,5	54	42
66*	72,5	66	54	72	57
69	72,5	60	48	72	57
110*	123	108	84	120	98
115	121	108	84	120	98
132*	145	120	98	144	115
138	145	120	98	144	115
161	169	144	115	-	-
220*	245	180	144		
230	242	180	144		
380	420	336	270		

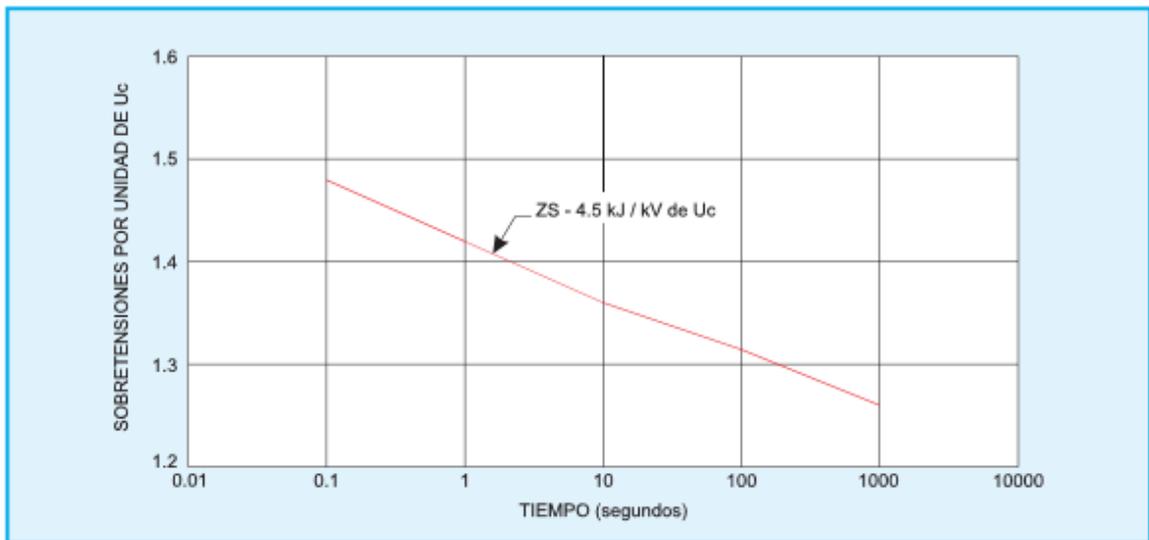
DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Con estas dos últimas tensiones entro en otra tabla del fabricante para obtener un valor de la **tensión máxima residual al frente de onda** de 321 Kv, una **tensión residual contra sobretensiones de maniobra** de 263 Kv y una **tensión residual con onda 8/20 μ s para $I_d=10KA$** de 318 Kv:

Tensión Asignada Ur (kV eficaces)	Tensión Continua Uc* (kV eficaces)	STT ⁽¹⁾		Equivalente al frente de onda ** (kV cresta)	Máxima sobretensión de maniobra *** (kV cresta)	Tensión residual máxima (kV cresta) Usando una onda de corriente 8/20 μ seg						
		1 s (kV eficaces)	10 s (kV eficaces)			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	3.7	3.5	7.4	5.7	6.5	6.8	6.9	7.3	7.7	8.0	8.6
6	5.10	7.4	7.1	14.7	11.3	13.1	13.5	13.9	14.6	15.5	16.1	17.2
9	7.65	11.1	10.6	22.1	17.0	19.6	20.3	20.8	21.8	23.2	24.1	25.8
10	8.40	12.2	11.6	24.5	18.9	21.8	22.5	23.2	24.3	25.8	26.8	28.7
12	10.2	14.8	14.1	29.4	22.6	26.2	27.0	27.8	29.1	31.0	32.1	34.4
15	12.7	18.4	17.6	36.8	28.3	32.7	33.8	34.7	36.4	38.7	40.1	43.0
18	15.3	22.2	21.2	44.1	34.0	39.3	40.5	41.7	43.7	46.5	48.2	51.6
21	17.0	24.7	23.5	51.5	39.6	45.8	47.3	48.6	51.0	54.2	56.2	60.2
24	19.5	28.3	27.0	56.4	43.4	50.2	51.8	53.3	55.8	59.2	61.5	65.9
27	22.0	32.0	30.4	63.7	49.1	56.7	58.5	60.2	63.1	67.2	69.6	74.5
30	24.4	35.4	33.8	71.1	54.7	63.3	65.3	67.1	70.4	74.9	77.6	83.1
36	29.0	42.1	40.1	84.1	64.8	74.9	77.3	79.5	83.3	88.7	91.8	98.4
39	31.5	45.8	43.6	91.5	70.4	81.4	84.1	86.4	90.6	96.4	100	107
45	36.5	53.0	50.5	107	82.4	95.3	98.3	101	106	113	117	125
48	39.0	56.7	54.0	113	86.8	100	104	107	112	119	123	132
54	42.0	61.0	58.1	118	90.7	105	108	111	117	124	129	138
60	48.0	69.7	66.4	134	103	120	123	127	133	142	147	157
66	54.0	78.4	74.7	151	116	134	139	143	149	159	165	177
72	57.0	82.8	78.9	160	124	143	147	152	159	169	175	188
90	70.0	102	96.9	199	153	177	183	188	197	210	217	233
96	76.0	110	105	218	168	194	200	206	216	230	238	255
108	84.0	122	116	235	181	210	216	222	233	248	257	275
120	98.0	142	136	273	224	243	251	258	271	288	298	320
132	106	154	147	302	248	269	277	285	299	318	329	353
144	115	167	159	321	263	286	295	303	318	338	350	375
168	131	190	181	370	303	329	340	349	366	390	404	432
172	140	203	194	391	321	348	359	370	387	412	427	457
180	144	209	199	403	330	359	370	381	399	425	440	471
192	152	221	210	424	348	378	390	401	420	447	463	496
228	180	261	249	521	428	464	479	493	516	550	569	610
240	190	276	263	537	452	478	494	508	532	566	586	628

Teniendo en cuenta que la corriente de descarga I_d depende del nivel isocerámico de la zona.

La tabla anterior es válida para tiempos de descarga correspondientes a la siguiente gráfica:



Resumiendo todos los valores de las tensiones obtenidas:

Tensión entre fases	132 Kv
Tensión máxima reglamentaria	145 Kv
Tensión soportada a los impulsos tipo rayo	550 Kv
Tensión asignada	144 Kv
Tensión de servicio continuo	115 Kv
Tensión máxima residual al frente de onda	321 Kv
Tensión residual contra sobretensiones de maniobra	263 Kv
Tensión residual con onda 8/20 μ s para $I_d=10$ KA	318 Kv

Una vez que tenemos todos los valores de tensión necesarios, procedemos al cálculo de los márgenes de protección y de la distancia de protección del pararrayos:

- Coordinación de ondas con equivalente al frente de onda:

$$MP = \left(\frac{1,15 * 550}{321} - 1 \right) * 100 = 97,04\% > 30\%$$

- Coordinación entre los valores soportados a plena onda y a las tensiones residuales con onda 8/20 μ s.

$$MP = \left(\frac{550}{318} - 1 \right) * 100 = 72,95\% > 30\%$$

- Coordinación contra sobretensiones debido a maniobras:

$$MP = \left(\frac{0,83 * 550}{318} - 1 \right) * 100 = 73,57\% > 30\%$$

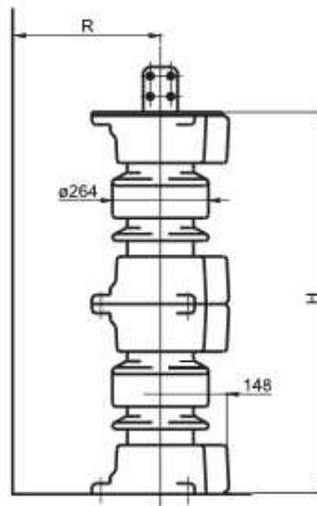
- Distancia de protección:

$$L = \frac{300}{2 * 100 * \frac{145}{12}} * (550 - 318) = 28,8 \text{ m}$$

Donde $V=300 \text{ m}/\mu\text{s}$ para tramos aéreos y $S=100 \text{ Kv}$ por cada 12 de tensión compuesta máxima de servicio.

Tanto la entrada de la línea de la subestación como el transformador de potencia están situados a menos de 28,8 metros de distancia del pararrayos. Podemos considerar por tanto que todos los elementos del parque de 132 Kv están protegidos.

El pararrayos seleccionado es de la firma INAEL con referencia **8110D0001J144**.



2.11.2. SELECCIÓN DE PARARRAYOS PARA PARQUE DE 20 Kv.

En este apartado seguimos el mismo método de cálculo que en el parque de 132 Kv.

De la tabla de tensiones normalizadas obtengo la **tensión más elevada de red**, que para una **tensión entre fases** de 20 Kv, corresponde a 24 Kv:

Tabla 1. Tensiones nominales normalizadas

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U _n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U _s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución.

Con la tensión más elevada de red entro en la tabla del **nivel de aislamiento nominal para materiales del grupo B:**

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U _m) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

De ésta tabla obtengo una **tensión soportada a los impulsos tipo rayo** de 95 Kv. Escojo el valor de 95 Kv y no el de 125 Kv porque el tramo de intemperie a la salida de 20

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Kv es muy corto y con un nivel de aislamiento de 95 Kv, va a proteger dicho tramo de forma holgada además de reducir los costes del pararrayos por ser menor su nivel de aislamiento.

Con estas tensiones entramos en las tablas del fabricante, que en nuestro caso será INAEL, para obtener la **tensión asignada U_r** y la **tensión de servicio continuo U_c** , teniendo en cuenta que nuestro neutro es directamente puesto a tierra a través de impedancia:

Tensión entre fases kV		Circuito con eliminación automática de defectos a tierra **		Circuitos con neutro aislado o puesto a tierra sin eliminación automática de los defectos a tierra ***	
Asignada	Máxima	PARARRAYOS		PARARRAYOS	
		U_r	U_c	U_r	U_c
2,4	2,52	3	2,55	3	2,55
3*	3,6	3	5,1	6	5,1
4,16	4,37	6	2,55	6	5,1
4,8	5,04	6	5,1	6	5,1
6*	7,2	6	5,1	9	7,65
6,9	7,25	6	5,1	9	7,65
8,32	8,74	6	5,1	10	8,4
10*	12	9	7,65	12	10,2
12	12,7	10	8,4	18	15,3
13,2	13,9	12	10,2	18	15,3
13,8	14,5	12	10,2	-	-
15*	17,5	15	12,7	18	15,3
20*	24	21	17	24	19,5
23	24,2	21	17	30	24,4
24,9	26,1	21	17	36	29
30*	36	30	24,4		
34,5	36,2	30	24,4	45	36,5
45*	52	42	34,6	48	36,5
46	48,3	439	31,5	54	42
66*	72,5	66	54	72	57
69	72,5	60	48	72	57
110*	123	108	84	120	98
115	121	108	84	120	98
132*	145	120	98	144	115
138	145	120	98	144	115
161	169	144	115	-	-
220*	245	180	144		
230	242	180	144		
380	420	336	270		

Con estas dos últimas tensiones entro en otra tabla del fabricante para obtener un valor de la **tensión máxima residual al frente de onda** de 56,4 Kv, una **tensión residual contra sobretensiones de maniobra** de 43,4 Kv y una **tensión residual con onda 8/20 μ s para $I_d=10KA$** de 55,8 Kv:

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

Tensión Asignada Ur (kV eficaces)	Tensión Continua Uc* (kV eficaces)	STT ⁽¹⁾		Equivalente al frente de onda ⁽²⁾	Máxima sobretensión de maniobra ⁽³⁾	Tensión residual máxima (kV cresta) Usando una onda de corriente 8/20 µseg						
		1 s (kV eficaces)	10 s (kV eficaces)			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	3.7	3.5	7.4	5.7	6.5	6.8	6.9	7.3	7.7	8.0	8.6
6	5.10	7.4	7.1	14.7	11.3	13.1	13.5	13.9	14.6	15.5	16.1	17.2
9	7.65	11.1	10.6	22.1	17.0	19.6	20.3	20.8	21.8	23.2	24.1	25.8
10	8.40	12.2	11.6	24.5	18.9	21.8	22.5	23.2	24.3	25.8	26.8	28.7
12	10.2	14.8	14.1	29.4	22.6	26.2	27.0	27.8	29.1	31.0	32.1	34.4
15	12.7	18.4	17.6	36.8	28.3	32.7	33.8	34.7	36.4	38.7	40.1	43.0
18	15.3	22.2	21.2	44.1	34.0	39.3	40.5	41.7	43.7	46.5	48.2	51.6
21	17.0	24.7	23.5	51.5	39.6	45.8	47.3	48.6	51.0	54.2	56.2	60.2
24	19.5	28.3	27.0	56.4	43.4	50.2	51.8	53.3	55.8	59.2	61.5	65.9
27	22.0	32.0	30.4	63.7	49.1	56.7	58.5	60.2	63.1	67.2	69.6	74.5
30	24.4	35.4	33.8	71.1	54.7	63.3	65.3	67.1	70.4	74.9	77.6	83.1
36	29.0	42.1	40.1	84.1	64.8	74.9	77.3	79.5	83.3	88.7	91.8	98.4
39	31.5	45.8	43.6	91.5	70.4	81.4	84.1	86.4	90.6	96.4	100	107
45	36.5	53.0	50.5	107	82.4	95.3	98.3	101	106	113	117	125
48	39.0	56.7	54.0	113	86.8	100	104	107	112	119	123	132
54	42.0	61.0	58.1	118	90.7	105	108	111	117	124	129	138
60	48.0	69.7	66.4	134	103	120	123	127	133	142	147	157
66	54.0	78.4	74.7	151	116	134	139	143	149	159	165	177
72	57.0	82.8	78.9	160	124	143	147	152	159	169	175	188
90	70.0	102	96.9	199	153	177	183	188	197	210	217	233
96	76.0	110	105	218	168	194	200	206	216	230	238	255
108	84.0	122	116	235	181	210	216	222	233	248	257	275
120	98.0	142	136	273	224	243	251	258	271	288	298	320
132	106	154	147	302	248	269	277	285	299	318	329	353
144	115	167	159	321	263	286	295	303	318	338	350	375
168	131	190	181	370	303	329	340	349	366	390	404	432
172	140	203	194	391	321	348	359	370	387	412	427	457
180	144	209	199	403	330	359	370	381	399	425	440	471
192	152	221	210	424	348	378	390	401	420	447	463	496
228	180	261	249	521	428	464	479	493	516	550	569	610
240	190	276	263	537	452	478	494	508	532	566	586	628

Teniendo en cuenta que la corriente de descarga I_d depende del nivel isocerámico de la zona.

Resumiendo todos los valores de las tensiones obtenidas:

Tensión entre fases	20 Kv
Tensión máxima reglamentaria	24 Kv
Tensión soportada a los impulsos tipo rayo	95 Kv
Tensión asignada	24 Kv
Tensión de servicio continuo	19,5 Kv
Tensión máxima residual al frente de onda	56,4 Kv
Tensión residual contra sobretensiones de maniobra	43,4 Kv
Tensión residual con onda 8/20 µs para $I_d=10$ KA	55,8 Kv

Una vez que tenemos todos los valores de tensión necesarios, procedemos al cálculo de los márgenes de protección y de la distancia de protección del pararrayos:

- Coordinación de ondas con equivalente al frente de onda:

$$MP = \left(\frac{1,15 * 95}{56,4} - 1 \right) * 100 = 93,7\% > 30\%$$

- Coordinación entre los valores soportados a plena onda y a las tensiones residuales con onda 8/20 μ s.

$$MP = \left(\frac{125}{55,8} - 1 \right) * 100 = 70,25\% > 30\%$$

- Coordinación contra sobretensiones debido a maniobras:

$$MP = \left(\frac{0,83 * 95}{43,4} - 1 \right) * 100 = 81,68\% > 30\%$$

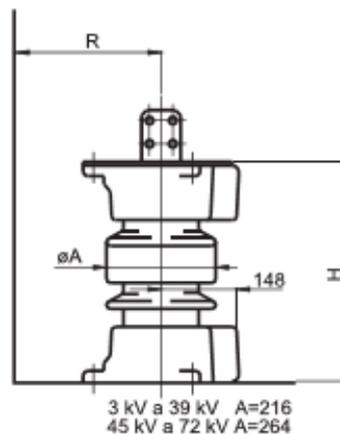
- Distancia de protección:

$$L = \frac{150}{2 * 100 * \frac{24}{12}} * (95 - 55,8) = 14,7 \text{ m}$$

Donde $V=150 \text{ m}/\mu\text{s}$ para tramos aéreos y $S=100 \text{ Kv}$ por cada 12 de tensión compuesta máxima de servicio.

Como las celdas blindadas del lado de 20 Kv están a menos de 25 metros de la posición del pararrayos, podemos asegurar que todos los elementos en el interior de dichas celdas quedan protegidos por este pararrayos.

El pararrayos seleccionado es de la firma INAEL con referencia **8111D0001J024**.



2.12. CÁLCULO E INSTALACIÓN DE LA RED DE TIERRAS.

Para poder llevar a cabo el cálculo de la red de tierras debemos tener en cuenta los siguientes datos de partida:

- de la subestación:

Tensión de la instalación	132 Kv
Tipo de conexión del transformador	Dyn
Resistividad del terreno (ρ)	60 Ω .m
Resistividad de la grava superficial (ρ_s)	5000 Ω .m
Espesor de la capa de grava superficial	0,15 m
Profundidad de la malla	0,85 m
Tiempo de duración del defecto	0,5 s
Superficie cubierta por la malla	3015 m ²
Dimensiones de la parcela L x A	67 x 45
Corriente de defecto I_{cc} en el punto considerado (C4)	26,92 KA
Corriente de retorno por el neutro del transformador	0,288
X/R	3,2

- De las líneas:

Vano medio (a_m)	0,4 Km
Resistencia de puesta a tierra del apoyo (R_a)	15 Ω
Impedancia homopolar del conductor de tierra (Z_0)	0,66 Ω .Km
Número de cables de tierra	2

2.12.1. CORRIENTE MÁXIMA A DISIPAR POR LA MALLA.

Con objeto de determinar la corriente máxima de puesta a tierra, empleamos la corriente de cortocircuito más desfavorable de toda la instalación, es decir, la del punto C4:

$$I_{cc} = 26,92 \text{ KA}$$

Consideramos que las posibles faltas que se produjeran serán solventadas en 0.5 s, tiempo de actuación de los elementos de protección instalados.

Corriente máxima a disipar por la malla:

La norma UNE 50522 en su punto 1.2 determina los valores típicos de los factores de reducción de las líneas y de los cables. Para conductores de tierra tipo acero 50...70 mm², $r = 0,98$.

$$I_E = r * (I''_{K1} - I_n) = 0,98 * (26,92 - 0,288) = 26,63 \text{ KA}$$

2.12.2. DIMENSIONADO DE LAS SECCIONES DEL CONDUCTOR DE TIERRA.

En este apartado vamos a determinar la sección del conductor que necesitamos para construir la malla de tierra de la subestación.

De acuerdo con el apartado de la ITC RAT 13 la sección de las líneas de puesta a tierra en caso de emplearse conductor de cobre y admitirse un aumento de temperatura de hasta 300°C será:

$$S = \frac{26,63 * 10^3}{1,2 * 160} = 138,69 \text{ mm}^2 \implies S = 150 \text{ mm}^2$$

Por tanto utilizaremos un conductor de cobre de 150 mm² de sección para nuestra malla de tierra. Nuestra malla de tierra estará formada por conductores separados 3 metros entre sí que se extenderán de forma longitudinal y transversal cubriendo toda la superficie de la subestación formando una cuadrícula, y enterrados a una profundidad de 0,85 metros. A lo largo del perímetro de la malla se instalarán picas de cobre de 1 metro de longitud en los cruces de las líneas longitudinales y transversales (cada 3 metros) tal y como se muestra en los planos.



2.12.3. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA.

La ITC-RAT 13 establece en el apartado 4.2 la siguiente fórmula para el cálculo de la resistencia de tierra del electrodo:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

R = Resistencia del electrodo en Ω .

ρ = Resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$.

r = Radio en metros de una circunferencia que tenga la misma superficie que el área cubierta por la malla.

L = Longitud total de los conductores que forman la malla en metros.

El área total de la parcela de la subestación es de 3015 m². Luego el radio de una circunferencia de igual área será:

$$\pi r^2 = 3015$$

$$r = \sqrt{\frac{3015}{\pi}} = 30,97 \text{ m}$$

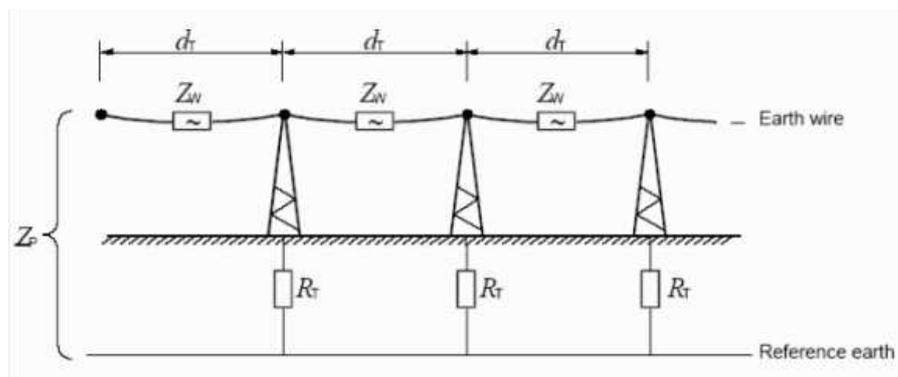
La longitud total del cable de la malla será la suma de las longitudes de todos los cables que van en dirección transversal y la de los cables que van en dirección longitudinal:

$$L = 23 * 46 + 15 * 67 = 2063 \text{ m}$$

La resistencia de tierra será:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} = \frac{60}{4 * 30,97} + \frac{60}{2063} = 0,513 \Omega$$

2.12.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA TOTAL CONSIDERANDO LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE Y LOS HILOS GUARDA.



La resistencia total del cableado teniendo en cuenta la resistencia de la malla y de los cables guarda se puede calcular como:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{n}{Z_S} + \frac{1}{R}$$

Siendo:

R_T = Resistencia total en Ω .

Z_S = Impedancia de los cables guarda.

R = Resistencia de la malla en Ω .

n = Número de líneas con cable guarda.

Primero necesitamos calcular la impedancia de los cables guarda Z_S que viene dada por la fórmula:

$$Z_s = \frac{1}{2}Zh + \sqrt{\frac{1}{4} * Zh^4 + Zh * Ra}$$

Siendo:

Zh = Es la impedancia homopolar longitudinal del hilo guarda unido a la malla de tierra correspondiente a un vano de línea.

Ra = Resistencia de tierra del apoyo.

$$Z_s = \frac{1}{2} * 0,4 * 0,66 + \sqrt{\frac{1}{4} * (0,4 * 0,66)^4 + 0,4 * 0,66 * 15} = 2,122 \Omega$$

Y la resistencia total de la instalación de tierra será:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{n}{Z_s} + \frac{1}{R} = \frac{2}{2,122} + \frac{1}{0,513} = 2,89$$

$$R_T = \frac{1}{2,89} = 0,345 \Omega$$

2.12.5. ELEVACIÓN DEL POTENCIAL EN EL ELECTRODO.

La elevación de potencial que puede alcanzar el electrodo se calcula como sigue:

$$U_E = R_T * I_E = 0,345 * 26630 = 9187,35 \text{ v}$$

2.12.6. CORRIENTE MÁXIMA A DISIPAR POR LA MALLA.

La corriente máxima a disipar por la malla viene dada por la siguiente expresión:

$$I_G = I_F * D_F * S_F * C_P$$

Siendo:

I_g = Corriente máxima a disipar por la malla.

I_F = Corriente simétrica de falta a tierra.

D_F = Factor de decremento por tener en cuenta la componente continua.

S_F = Factor de división de corriente.

C_P = factor de crecimiento futuro de la subestación, considera el crecimiento futuro de la corriente de falta.

Para calcular el factor de decremento S_F, necesitamos obtener previamente el valor de impedancia equivalente a los cables guarda de líneas de transporte y neutros de distribución. Lo podemos obtener de la siguiente tabla:

Número de líneas de transmisión	Número de neutros de distribución	Ze _q (ohms) R _{tg} =15, R _{dg} =25	Ze _q (ohms) R _{tg} =100, R _{dg} =200
1	1	0,91 + J0,485	3,27 + J0,652
1	2	0,54 + J0,33	2,18 + J0,412
1	4	0,295 + J 0,20	1,32 + J0,244
1	8	0,15 + J 0,11	0,732 + J0,133
1	12	0,10 + J 0,076	0,507 + J0,091
1	16	0,079 + J 0,057	0,387 + J0,069
2	1	0,685 + J 0,302	2,18 + J0,442
2	2	0,455 + J 0,241	1,63 + J0,324
2	4	0,27 + J 0,165	1,09 + J0,208

$$S_F = \left| \frac{Z_{eq}}{R + Z_{eq}} \right| = \frac{0,455 + j0,241}{0,513 + 0,455 + j0,241} = \frac{0,455 + j0,241}{0,968 + j0,241} = \frac{0,514|27,9^\circ}{0,99|13,98^\circ} = 0,519|13,92^\circ$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f} * (1 - e^{-\frac{2 * t_f}{T_a}})} = \sqrt{1 + \frac{0,0492}{0,5} * (1 - e^{-\frac{2 * 0,5}{0,0492}})} = 1,048$$

$$T_a = \frac{X}{w * R} = \frac{X}{R} * \frac{1}{2 * \pi * f} = \frac{15,47}{2 * \pi * 50} = 0,0492$$

$$C_p = 1$$

$$I_G = I_F * D_F * S_F * C_p = 26,63 * 1,048 * 0,519 * 1 = 14,48 \text{ KA}$$

2.12.7. ELEVACIÓN DEL POTENCIAL DE TIERRA.

La elevación de potencial que puede sufrir la red de tierra viene dada por la siguiente expresión:

$$E_p = GPR = R * I_g = 0,513 * 14480 = 7428,24 \text{ v}$$

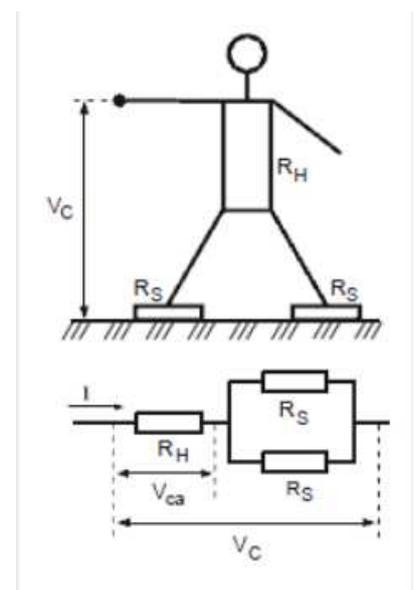
2.12.8. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO REGLAMENTARIAS.

Tensión de contacto con terreno con capa superficial de grava



La ITC-RAT 13 en su apartado 1.1 establece los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f , los cuales vienen recogidos en la siguiente tabla:

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50



$$U_{ca} = 204 \text{ v}$$

Para calcular la resistividad superficial aparente del terreno en los casos en que el terreno se recubra con una capa adicional de elevada resistividad (grava, hormigón, etc.) se multiplicará el valor de la resistividad de la capa de terreno adicional por un coeficiente reductor. El coeficiente reductor se obtendrá de la expresión siguiente:

$$C_s = 1 - 0,106 * \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 * h_s + 0,106} \right)$$

Siendo:

Cs = Coeficiente reductor.

hs = Espesor de la capa superficial.

ρ = Resistividad del terreno natural.

ρ* = Resistividad de la capa superficial.

$$C_s = 1 - 0,106 * \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 * h_s + 0,106} \right) = 1 - 0,106 * \left(\frac{1 - \frac{60}{5000}}{2 * 0,15 + 0,106} \right) = 0,742$$

La tensión de contacto según ITC-RAT 13 viene dada por la siguiente expresión:

$$U_c = U_{ca} * \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B} \right] = U_{ca} * \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 * (\rho + C_s * \rho_s)}{1000} \right]$$

Siendo:

Ra1 = Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2000 Ω.

Ra2 = Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie. Ra2 = 3*ρs.

ρs = Resistividad del suelo cerca de la superficie.

Cs = Coeficiente reductor.

$$U_c = 204 * \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 * (60 + 0,743 * 5000)}{1000} \right] = 1563,15 \text{ v}$$

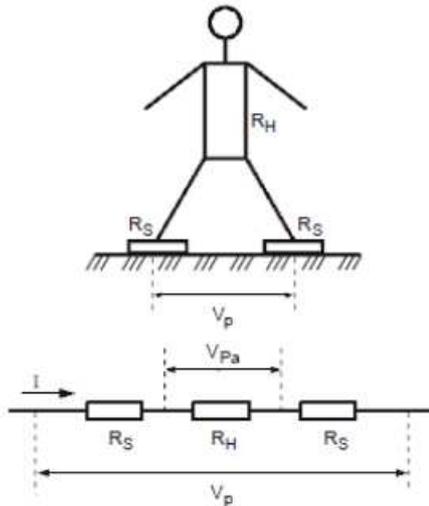
$$\mathbf{U_c \text{ reglamentaria} = 1563,15 \text{ v}}$$

Tensión de paso con terreno con capa superficial de grava

La tensión de paso según ITC-RAT 13 viene dada por la siguiente expresión:

$$U_p = U_{pa} * \left[1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 * U_{ca} * \left[1 + \frac{2R_{a1} + 6 * (\rho + C_s * \rho_s)}{1000} \right]$$

$$U_p = 10 * 204 * \left[1 + \frac{2 * 2000 + 6 * (60 + 0,743 * 5000)}{1000} \right] = 56406 \text{ v}$$



U_p reglamentaria = 56406 v

2.12.9. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO REALES.

Una vez establecida la geometría de la malla de puesta a tierra, deducida la corriente que se disipará en la misma y conocidas las exigencias reglamentarias, se determinarán los valores de las tensiones de paso y contacto que puedan presentarse en la malla de puesta a tierra proyectada.

Cálculo de la tensión de contacto real o tensión de malla ($E_m = V_c$) según la norma IEEE-80:2000:

La tensión de contacto real o tensión de malla viene dada por la siguiente fórmula:

$$V_c = K_m * K_i * \rho * \frac{I_g}{L_M}$$

Siendo:

K_m = Factor de espaciamento para el voltaje de malla o tensión de contacto.

K_i = Factor de irregularidad.

ρ = Resistividad del suelo en $\Omega.m$.

I_g = Corriente simétrica de red en amperios.

L_M = Longitud total del electrodo de tierra en metros.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right]$$

Siendo:

D = Separación entre conductores paralelos en metros.

h = Profundidad de enterramiento de los conductores de la malla en metros.

d = Diámetro de los conductores de a malla ($d = 0,0101$ m para $S = 95$ mm²).

n = Factor dependiente de la geometría de la malla.

K_{ii} = Factor de corrección del defecto de los conductores del centro de la malla respecto de las esquinas de la misma.

K_h = Factor de corrección de la profundidad de la malla.

$$K_{ii} = \frac{1}{\pi(2n)^{\frac{2}{n}}}$$

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d$$

$$n_b = n_c = n_d = 1$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

Siendo:

L_c = Longitud total de los conductores.

L_p = Longitud perimetral de los conductores.

n_a = Factor de forma. $n_a = 1$ para mallas cuadradas.

n_b = Factor de forma. $n_b = 1$ para mallas cuadradas.

n_c = Factor de forma. $n_c = 1$ para mallas cuadradas.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

Siendo:

h = Profundidad de enterramiento de los conductores de la malla en metros.

$h_0 = 1$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

Siendo:

K_i = Factor de irregularidad.

n = Factor dependiente de la geometría de la malla.

$$L_M = L_C + L_R$$

Siendo:

L_c = Longitud total de los conductores.

L_R = Longitud total de las picas.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,85}{1}} = 1,36$$

$$L_c = 2063 \text{ m}$$

$$L_p = 2 * 23 + 2 * 67 = 180 \text{ m}$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p} = \frac{2 * 2063}{180} = 22,92$$

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d = 22,92 * 1 = 22,92$$

$$K_{ii} = \frac{1}{\pi(2n)^{\frac{2}{n}}} = \frac{1}{\pi(2 * 22,92)^{\frac{2}{22,92}}} = 0,227$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left(\frac{3^2}{16 * 0,85 * 0,0101} + \frac{(3 + 2 * 0,85)^2}{8 * 3 * 0,85} - \frac{0,85}{4 * 0,0101} \right) + \frac{0,227}{1,36} * \ln \left(\frac{8}{\pi(2 * 22,92 - 1)} \right) \right] = 0,531$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n = 0,644 + 0,148 * 22,92 = 4,036$$

$$L_M = L_C + L_R = 2063 + 0 = 2063 \text{ m}$$

Por tanto la tensión de contacto o de malla es:

$$V_C = K_m * K_i * \rho * \frac{I_g}{L_M} = 0,531 * 4,036 * 60 * \frac{14480}{2063} = 902,55 \text{ v}$$

$$\mathbf{Uc \text{ real} = 902,53 \text{ v}}$$

Cálculo de la tensión de paso real (E_p = V_c) según la norma IEEE-80:2000:

$$V_P = K_s * K_i * \rho * \frac{I_g}{L_S}$$

Siendo:

K_s = Factor propio de construcción de la malla de tierra.

K_i = Factor de irregularidad.

I_g = Corriente simétrica de red en amperios.

L_s = Longitud total de la malla.

$$K_S = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{(n-2)}) \right]$$

$$K_S = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * 0,85} + \frac{1}{3 + 0,85} + \frac{1}{3} * (1 - 0,5^{(22,92-2)}) \right] = 0,376$$

$$L_S = 0,75 * L_C + 0,85 * L_R = 0,75 * 2063 + 0,85 * 0 = 1547,25 \text{ m}$$

Por tanto la tensión de paso real es:

$$V_P = K_S * K_i * \rho * \frac{I_g}{L_S} = 0,376 * 4,036 * 60 * \frac{14480}{1547,2} = 852,14 \text{ v}$$

$$V_{p \text{ real}} = 852,14 \text{ v}$$

2.12.10. CONCLUSIONES.

Una vez calculadas las tensiones reglamentarias y reales, tenemos que comprobar que los valores de las tensiones reales sean inferiores a las tensiones reglamentarias. En tal caso, nuestra instalación será válida y cumplirá con toda la normativa vigente.

$$V_c \text{ reglamentaria} > V_c \text{ real} \rightarrow 1563,15 > 902,53$$

$$V_p \text{ reglamentaria} > V_p \text{ real} \rightarrow 56406 > 852,14$$

Como se cumple la condición impuesta, nuestra instalación de puesta a tierra es válida.

Resumen de la instalación:

- Los conductores son cables de cobre de 150 mm².
- Los conductores están distribuidos en forma de malla cuadriculada siendo el lado del cuadrado de 3 metros de longitud.
- La instalación de tierra está enterrada a 0,85 metros de profundidad.
- No ha sido necesario instalar picas en la malla.
- Todos los elementos que componen el parque eléctrico están conectados a la red de tierra.
- El edificio de control está conectado a la red de tierra.



2.13. CÁLCULO DEL PÓRTICO DE LA SUBESTACIÓN.

El pórtico de entrada a la subestación se compone de una **viga metálica de celosía de la casa FUNTAM**, de sección rectangular, apoyada por cada uno de sus extremos en un apoyo de metálico. Las dimensiones de la viga son 0,5x0,5x12 metros, y su peso es de 1200 Kg.

$$P_{\text{pórtico}} = 1200 \text{ Kg} = 1176,47 \text{ daN}$$

Por otra parte debemos tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1) El vano que transcurre desde el apoyo fin de línea hasta el pórtico mide **40 metros**.
- 2) A nuestro pórtico llegan 3 conductores LA-280 que se amarran a éste mediante una cadena de aislamiento en amarre, y la cual fué calculada anteriormente. El peso de la cadena de aislamiento es:

$$P_{\text{cadena aislamiento}} = 0,55 + 0,51 + 2,05 + 5 + 0,66 = 8,77 \text{ Kg} = 86 \text{ N} = 8,6 \text{ daN}$$

2.13.1. CÁLCULO DE ESFUERZOS EN APOYOS.

Se han considerado los apoyos del pórtico como si se tratase de apoyos de fin de línea para el cálculo de esfuerzos.

1ª Hipótesis de viento

Esfuerzos transversales

Los esfuerzos transversales en un apoyo son los esfuerzos causados por la acción del viento, y se calculan con la siguiente fórmula:

$$F_t = n * P_v * a_e * d * 10^{-3}$$

Siendo:

F_t = Esfuerzo transversal sobre el apoyo en daN.

n = Número de conductores.

P_v = Presión de viento en daN/m².

a_e = Eolovano en metros.

d = Diámetro del conductor LA-280 en milímetros.

El eolovano es se calcula como la semisuma de los vanos contiguos al pórtico:

$$a_e = \frac{a_1 + a_2}{2} = \frac{40 + 0}{2} = 20 \text{ m}$$

La presión que el viento ejerce sobre un conductor de diámetro mayor a 16 mm² según el RLAT es:

$$P_v = 50 \text{ daN/m}^2$$

Por tanto el esfuerzo transversal será:

$$F_t = n * P_v * a_e * d * 10^{-3} = 3 * 50 * 20 * 21,8 * 10^{-3} = \mathbf{65,4 \text{ daN}}$$

Esfuerzos longitudinales

Los esfuerzos longitudinales vienen dados por la fórmula:

$$F_l = n * T_{max}$$

Siendo:

n = Número de conductores.

T_{max} = Tensión máxima del conductor en zona A en daN.

$$F_l = n * T_{max} = 3 * 1100 = \mathbf{3300 \text{ daN}}$$

Esfuerzos Verticales

El esfuerzo vertical total que recae sobre los apoyos será la suma de los pesos de todos los elementos que dichos apoyos tienen que sostener.

1) Conductores + desniveles

El esfuerzo vertical causado por el peso de los conductores y los desniveles del terreno viene dado por la siguiente expresión:

$$P_1 = F_v = n * P_p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_v * (tg\alpha_1 + tg\alpha_2) \right]$$

Siendo:

F_v = Esfuerzo vertical en daN.

n = Número de conductores.

C_v = Parámetro de la catenaria del conductor.

tg α = Parámetro que depende del desnivel del terreno.

Al no existir desnivel entre el último apoyo fin de línea y el pórtico de la subestación, los parámetros tg α₁ y tg α₂ son nulos. Por tanto el esfuerzo vertical debido al peso de los conductores y desniveles del terreno es:

$$P_1 = F_v = n * P_p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_v * (tg\alpha_1 + tg\alpha_2) \right] = 3 * \frac{0,977}{1,02} * \left[\frac{40 + 0}{2} \right] = \mathbf{57,47 \text{ daN}}$$

2) Aislamiento + herrajes

$$P_2 = P_{\text{aisl+herrajes}} = N^{\circ} \text{ cadenas} * P_{\text{cadena aislamiento}} = 3 * 8,6 = \mathbf{25,8 daN}$$

3) Peso del pórtico

$$P_{\text{pórtico}} = 1176,47 daN$$

Sobre cada uno de los apoyos recae la mitad del peso de la viga o pórtico:

$$P_3 = \frac{P_{\text{pórtico}}}{2} = \frac{1176,47}{2} = \mathbf{588,23 daN}$$

El esfuerzo vertical total será la suma de los pesos de todos los elementos mencionados:

$$F_v \text{ total} = P_1 + P_2 + P_3 = 57,47 + 25,8 + 588,23 = \mathbf{671,5 daN}$$

4ª Hipótesis: Rotura de conductores

El momento torsor máximo será nulo puesto que al no existir ningún armado sobre el apoyo, la distancia entre el conductor más alejado del eje central del apoyo y el conductor más alejado de dicho eje es nula.

$$M_T = T_{\text{max}} * l = T_{\text{max}} * 0 = \mathbf{0 daN x m}$$

Resumen de esfuerzos

Elijo el apoyo C-4500 de la serie C, recomendaciones UNESA 6.704 A. Comparo los esfuerzos máximos admisibles que puede soportar el apoyo C-4500 con los esfuerzos calculados:

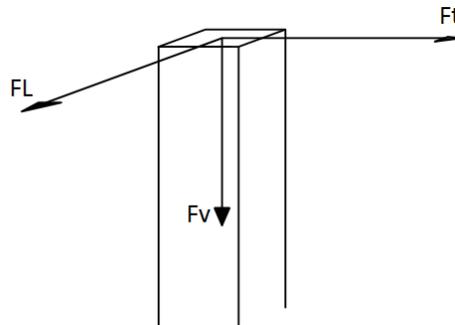
APOYOS SERIE C							
	C-500	C-1.000	C-2.000	C-3.000	C-4.500	C-7.000	C-9.000
F	500	1000	2000	3000	4500	7000	9000
S	500	1000	2000	3000	4500	7000	9000
T	500	700	1400	1400	1400	2500	2500
V	600	600	600	800	800	1200	1200

$$F_t = 65,4 daN < 4500 daN$$

$$F_l = 3300 < 4500 daN$$

$$F_v = 671,5 < 800 daN$$

2.13.2. COMPROBACIÓN DE LA ECUACIÓN RESISTENTE.



$$V_R + 5 * H_R \leq [V_{C-4500} + 5 * H_{C-4500}]$$

Siendo:

V_R = Esfuerzo vertical real producido sobre el apoyo en daN.

H_R = Resultante de los esfuerzos transversales y longitudinales reales producidos sobre el apoyo C-4500 en daN.

V_{C-4500} = Esfuerzo vertical máximo admisible por el apoyo C-4500 en daN.

H_{C-4500} = Resultante de los esfuerzos transversales y longitudinales máximos admisibles por el apoyo C-4500 en daN.

Las resultantes H_R y H_{C-4500} se calculan como sigue:

$$H_R = \sqrt{F_t^2 + F_l^2} = \sqrt{65,4^2 + 3300^2} = 3300,64 \text{ daN}$$

$$H_{C-4500} = \sqrt{F_t^2 + F_l^2} = \sqrt{4500^2 + 4500^2} = 6363,96 \text{ daN}$$

Sustituyendo valores en la ecuación resistente se tiene:

$$671,5 + 5 * 3300,64 \leq [800 + 5 * 6363,96]$$

$$17174,7 \leq 32.619,8$$

Puesto que se cumple la condición de la ecuación resistente, podemos asegurar que el apoyo C-4500 es válido para soportar el pórtico.

2.13.3. DISEÑO DE LA ALTURA DEL APOYO.

Teniendo en cuenta que la tensión máxima en zona A para el cable LA-280 es de 1.100 daN, que no existen desniveles entre el apoyo fin de línea y los apoyos que sostienen el pórtico de la ST, y que la longitud de dicho vano es de 40 metros, podemos calcular la flecha del vano como:

$$f = \frac{a^2 * P_a}{8 * T_{max}}$$

El peso aparente del conductor LA-280 es la resultante de la fuerza ejercida por el viento y el peso propio del conductor:

$$Sbv = q * \varnothing = 50 * 21,8 * 10^{-3} = 1,09 \frac{daN}{m^2}$$

$$q = 50 * \left(\frac{v_v}{120}\right)^2 = 50 * \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 50 \frac{daN}{m^2}$$

$$P_p = 977 \frac{Kg}{Km} * \frac{1Km}{1000m} = 0,977 \frac{Kg}{m}$$

Nótese que la sobrecarga de viento (Sbv) y la presión de viento (q) vienen expresados en daN/m² mientras que el peso propio viene dado en Kg/m. Para calcular m₂ es necesario expresar todos los términos de la fórmula en las mismas unidades. Para ello lo más sencillo es pasar la sobrecarga de viento (Sbv) de daN/m a Kg/m. Esto es tan fácil como multiplicar por diez para pasar de decanewton a newton y dividir entre la gravedad, o lo que es lo mismo, multiplicar por 1,02:

$$sbv = 1,09 * 1,02 = 1,11 \frac{Kg}{m^2}$$

El peso aparente será la fuerza resultante del peso propio y la presión del viento:

$$P_a = \sqrt{sbv^2 + P_p^2} = \sqrt{1,11^2 + 0,977^2} = 1,478 \frac{Kg}{m}$$

Por tanto la flecha del vano anterior al pórtico será:

$$f = \frac{a^2 * P_a}{8 * T_{max}} = \frac{40^2 * \frac{1,478}{1,02}}{8 * 1100} = 0,263 m$$

La altura del apoyo será:

$$H_U = d_1 + f - 2,8$$

$$d_1 = D_{add} + D_{el} = 5,3 + 1,2 = 6,5 m \implies 6 m \text{ mínimo según RLAT}$$

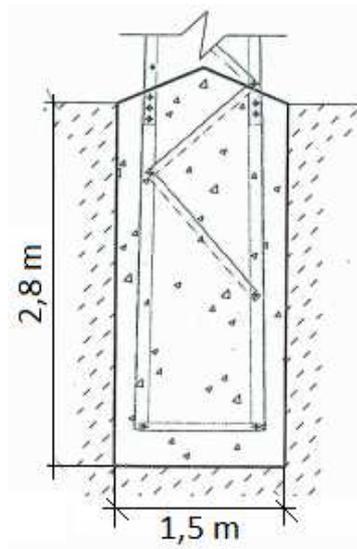
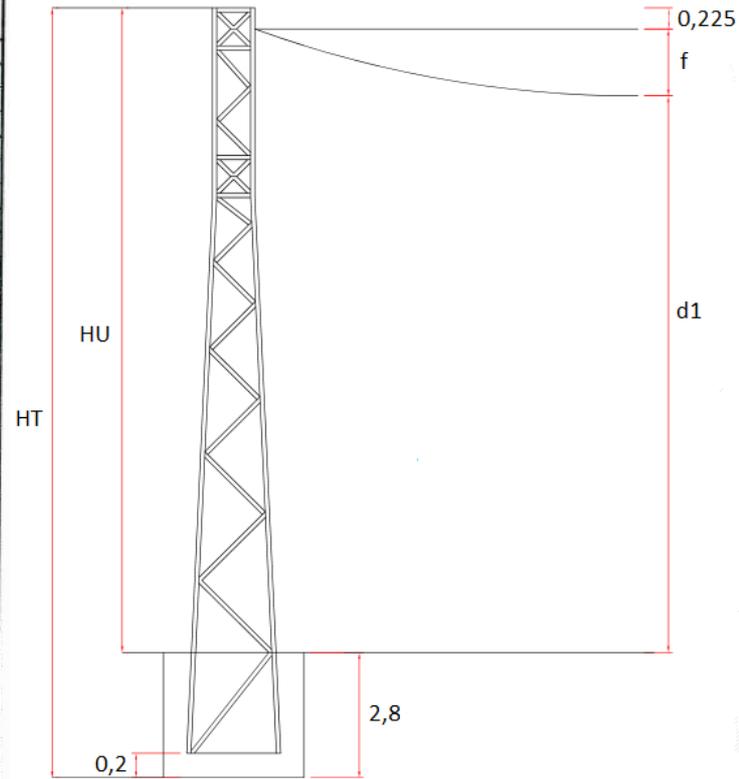
$$H_U = d_1 + f - 2,8 = 6,5 + 0,263 - 2,8 = 4,188 m$$

Escojo un apoyo C-4500 de **14 metros de altura**.

$$H_U = H_T - (h - 0,2) = 14 - (2,8 - 0,2) = 11,4 m > 4,188 m$$

DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO

ALTURAS		CIMENTACIONES SERIE C RU-6704A K=10 kg/cm ²						
		C- 500	C- 1000	C- 2000	C- 3000	C-4500	C-7000	C-9000
10 M	A (m)	0.7	0.95	0.95	0.95	0.95	-	-
	H (m)	1.5	1.70	2.00	2.30	2.70	-	-
	V (m ³)	0.74	1.53	1.81	2.08	2.44	-	-
12 M	A (m)	0.8	1.05	1.05	1.05	1.05	1.95	2.05
	H (m)	1.55	1.70	2.00	2.30	2.75	2.8	3
	V (m ³)	0.99	1.87	2.21	2.54	3.03	10.65	12.61
14 M	A (m)	0.8	1.15	1.15	1.15	1.15	2.1	2.20
	H (m)	1.6	1.75	2.05	2.35	2.80	2.85	3.05
	V (m ³)	1.02	2.31	2.71	3.11	3.70	12.57	14.76
16 M	A (m)	0.9	1.25	1.25	1.25	1.25	2.35	2.35
	H (m)	1.6	1.75	2.10	2.40	2.85	2.85	3.15
	V (m ³)	1.3	2.73	3.28	3.75	4.45	15.74	17.40
18 M	A (m)	1.0	1.35	1.35	1.35	1.35	2.45	2.55
	H (m)	1.6	1.75	2.10	2.45	2.90	2.9	3.15
	V (m ³)	1.6	3.19	3.83	4.47	5.29	17.41	20.48
20 M	A (m)	1.0	1.45	1.45	1.45	1.45	2.55	2.7
	H (m)	1.7	1.75	2.10	2.45	2.95	2.95	3.2
	V (m ³)	1.7	3.68	4.42	5.15	6.20	19.18	23.33
22 M	A (m)	1.1	1.55	1.55	1.55	1.55	2.65	2.85
	H (m)	1.7	1.75	2.10	2.45	3.00	3.05	3.2
	V (m ³)	2.06	4.20	5.05	5.89	7.21	21.42	25.99
24 M	A (m)	1.1	1.70	1.70	1.75	1.75	2.7	2.95
	H (m)	1.75	1.75	2.10	2.45	3.00	3.10	3.3
	V (m ³)	2.12	5.06	6.07	7.50	9.19	22.6	28.72
26 M	A (m)	1.1	1.80	1.80	1.85	1.85	2.8	2.9
	H (m)	1.75	1.75	2.10	2.45	3.00	3.15	3.45
	V (m ³)	2.12	5.67	6.80	8.39	10.27	24.70	29.01
28 M	A (m)	1.15	1.90	1.90	1.95	1.95	2.85	2.9
	H (m)	1.75	1.75	2.10	2.45	3.00	3.2	3.5
	V (m ³)	2.31	6.32	7.58	9.32	11.41	25.99	29.44
30 M	A (m)	1.15	2.00	2.00	2.05	2.05	2.95	2.9
	H (m)	1.8	1.75	2.10	2.45	3.00	3.25	3.5
	V (m ³)	2.38	7.00	8.40	10.30	12.61	28.28	29.44



DOCUMENTO 3.
PLIEGO DE
CONDICIONES

3.1. GENERALIDADES.

3.1.1. DESCRIPCIÓN.

Las condiciones y cláusulas a las que hace referencia el presente Pliego de Condiciones tratan de la contratación por parte de persona física o jurídica del Proyecto correspondiente a la Subestación Transformadora y todas sus memorias y cálculos derivados.

3.1.2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones, se extiende a todos los sistemas eléctricos, de alta y media tensión, instrumentación y control que forman parte del presente Proyecto, el cual comprende además del Pliego de Condiciones, los siguientes documentos:

- Memoria.
- Cálculos.
- Presupuesto.
- Anexos (Planos, etc).

Lo indicado en el presente apartado será de aplicación a todos los trabajos que se deben realizar para la Subestación, bien sean las obras que se ejecuten en campo y en sala de control como los concernientes en el parque de intemperie (132 kV).

Como capítulo último del presente apartado, se incluyen las especificaciones técnicas relativas a las características constructivas y condiciones de servicio de los materiales a utilizar en el proyecto.

Este proyecto tiene carácter de obligado cumplimiento, una vez cumplimentado con los correspondientes sellos y legalizado.

3.2. CONDICIONES ADMINISTRATIVAS.

3.2.1. CONTRATO.

El contrato se formalizará mediante documento privado que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes, corriendo los gastos derivados de esta acción por parte del Contratista. Este contrato comprenderá la adquisición de materiales necesarios para realizar el conjunto de los trabajos descritos, programación, mano de obra, medios auxiliares para la ejecución de la obra en el plazo estipulado, así como la reposición de unidades defectuosas, la realización de obras complementarias y las derivadas de las modificaciones que se produzcan durante la ejecución, estas últimas en los términos previstos.

La totalidad de los documentos que componen el proyecto técnico de la obra serán incorporados al contrato y tanto el Contratista como la Propiedad deberán firmarlos.

3.2.2. RESCISIÓN DEL CONTRATO.

3.2.2.1. Rescisión del contrato de alguna de las partes.

El contratista podrá rescindir el contrato, en los casos que se especifiquen en la Ley de Contrato de Trabajo, no siendo de abono, en caso alguno, cantidad superior al trabajo efectuado.

El incumplimiento sin causa justificada de alguna de las condiciones reflejadas en el contrato o en esta documentación, dará derecho a la propiedad a rescindir automáticamente el contrato.

Se consideran causas suficientes para la rescisión del contrato por parte de la propiedad las siguientes:

- La quiebra o suspensión de pagos del Contratista.
- El que no se dé comienzo al trabajo en el plazo señalado en el Contrato.
- El que se rehuya repetidamente el suministro de personal con el grado de especialización necesaria o de material de la calidad requerida.
- El incumplimiento de la legislación vigente.
- El incumplimiento reiterado de las obligaciones frente a terceros.
- El incumplimiento reiterado de las instrucciones del Técnico de la propiedad que supervisa los trabajos realizados.
- El abandono de la obra sin causa justificada.
- La negligencia en la ejecución de los trabajos.
- Incumplimiento del Contrato en todo o en parte con perjuicio para los intereses de la obra.

La Propiedad comunicará por escrito al Contratista, los anteriores fallos y si el Contratista no tomase las medidas oportunas para remediarlos en el plazo máximo de diez días, el Propietario tendrá derecho a exigir la paralización del trabajo en el estado en que se encuentre, sin perjuicio de reclamar las responsabilidades consiguientes.

Una vez advertido el Contratista de la paralización del trabajo, éste procederá inmediatamente a:

- Detener cualquier actividad relacionada con el trabajo.
- Permitir al Propietario todos los derechos relacionados con el trabajo de que el Contratista fuera titular frente a terceros.

En los casos previstos en esta cláusula, el Contratista será indemnizado por todos los trabajos efectuados hasta el momento de la paralización del trabajo, en la medida en que éstos hayan sido efectuados de acuerdo con el Contrato.

Si debido a la rescisión del Contrato por las causas antes citadas se produjeran retrasos en el conjunto o las partes de la obra será de aplicación la cláusula de penalización acordada.

Con arreglo a los efectos que se establecen en el artículo 1594 del Código Civil, la Propiedad, por su sola voluntad, podrá rescindir el presente Contrato de ejecución, aunque los trabajos hubieran comenzado.

En caso de conflicto, en cuanto a la interpretación de esta cláusula se estará a lo dispuesto en los artículos 1088 a 1253 del Código de Comercio, en cuanto a la suspensión de pagos y quiebra.

3.2.2.1. Resolución unilateral del contrato.

En el caso en que la propiedad decidiera rescindir el Contrato unilateralmente, el Contratista tendrá derecho a solicitar la liquidación de todas sus obligaciones. La Propiedad abonará del trabajo realizado, las retenciones efectuadas y devolverá la fianza (si la hubiera).

3.2.3. INDEMNIZACIONES RECLAMACIONES.

El contratista eximirá al Propietario de toda responsabilidad por cualquier pérdida o daño en los bienes de su propiedad o encomendados al cuidado, custodia o control del Contratista, sus agentes o empleados.

El Contratista indemnizará y exonerará al Propietario de toda responsabilidad por cualquier reclamación presentada a terceros referentes a imposición de costes, tasas judiciales o minutas de Abogados y Procuradores por pleitos relacionados directa o indirectamente con el trabajo.

En todo caso, el Contratista acepta y asume la responsabilidad exclusiva por el exacto cumplimiento de todas las obligaciones establecidas por disposiciones Nacionales, Provinciales o Municipales, Reglamentaciones, Ordenanzas o Estatutos,

relacionados con el Seguro de Desempleo, Seguro de Accidentes de Trabajo y, en general, por todas las normas que pueden implicar un cargo o responsabilidad del Propietario.

El Contratista se compromete a rembolsar al Propietario de las sumas que éste se vea obligado a pagar debido a negligencias por parte del Contratista en el cumplimiento de sus obligaciones.

El Contratista mantendrá al Propietario al margen de cualquier reclamación por parte de terceros, relacionados, directa o indirectamente con el trabajo. Si en cualquier momento se probara la existencia de algunas de estas reclamaciones, imputable al Contratista, y por la que el Propietario pudiera ser hecho responsable, el Propietario tendrá derecho a descontar de cualquier pago debido, según Contrato, la cantidad suficiente para afrontar los gastos de esta reclamación.

3.2.4. SEGUROS.

3.2.4.1. Seguros de construcción.

La necesidad de producir los Seguros de Construcción vendrá fijado en el Contrato. En el caso en que así se fije, deberán cumplirse las condiciones siguientes:

Previamente en el inicio de los trabajos contratados, el Contratista facilitará a la Propiedad una plataforma de las pólizas de seguro de construcción que pretenda suscribir, al solo efecto de que ésta quede informada sobre su alcance y efectos y sin que tal conocimiento implique conformidad con las mismas y exoneración de las responsabilidades que el Contratista acepta en orden a cubrir la totalidad de los riesgos que puedan derivarse como consecuencia de la ejecución de los trabajos a realizar.

Todas las pólizas de seguro serán ejecutadas de manera que el Asegurador se compromete a no cancelar la póliza durante su período de aplicación sin haber avisado a la Propiedad por escrito con treinta días de anticipación de la fecha de cancelación.

A petición de la Dirección de Ejecución, el Contratista entregará una copia de los recibos de pago de las citadas pólizas.

El Contratista avisará por escrito a la Propiedad si, a su juicio, se precisan seguros adicionales durante la ejecución de los trabajos. La aceptación de esta propuesta por parte de la Propiedad queda a elección de ella.

3.2.4.2. Otros seguros.

En todo momento, durante la ejecución de los trabajos, el Contratista mantendrá a su costo los siguientes seguros:

- **Personal.** Seguros laborables hasta los límites legales establecidos.
- **Vehículos.** Seguros cubriendo como mínimo los daños a terceros. Se incluye en este apartado el transporte del personal si se realiza en vehículos del Contratista.
- **Transporte.** Seguros de transporte de materiales y equipos de la Propiedad transportados por terceros.
- **Seguro de Responsabilidad Civil.** El Contratista queda obligado a adoptar todas las medidas de seguridad que las disposiciones vigentes preceptúen para evitar posibles accidentes, además de las que se indican en el Estudio de Seguridad y Pliego de Condiciones.

El contratista será responsable durante la obra, de todos los daños y perjuicios directos e indirectos, que se puedan ocasionar a cualquier persona, propiedad, empresa o servicio público o privado, como consecuencia de los actos, omisiones o negligencias del personal a su cargo y de la deficiente organización de la obra.

Las responsabilidades mencionadas alcanzarán directamente al Contratista que será considerado como único responsable, aún cuando el hecho que las produzca merezca la calificación de accidente o caso fortuito.

El Contratista deberá presentar una fotocopia de la póliza en vigor, extendida por una compañía de suficiente solvencia, así como el último recibo pagado, comprometiéndose asimismo a presentar los sucesivos recibos que vengán durante la ejecución de los trabajos. La propiedad se reserva el derecho de solicitar la inclusión o modificación de las cláusulas que considere oportunas para que el seguro tenga su pleno efecto.

La póliza deberá considerar como “terceros” a las otras empresas y personas de las mismas que intervengan en la obra simultáneamente, incluyendo la cobertura por daños que puedan causar a bienes preexistentes, tanto ya entregados a la Propiedad como en curso de ejecución. Asimismo deberá incluirse la Responsabilidad Civil Cruzada y la Patronal, la derivada de Equipos y Maquinaria, la Subsidiaria de los Subcontratistas que puedan intervenir, la derivada del Mantenimiento con un mínimo de doce meses, la Subsidiaria por utilización de Vehículos de Terceros, todo ello con cláusula de renuncia por parte de la entidad aseguradora (del Contratista) de los derechos de subrogación de recobro sobre la Propiedad o contra otra empresa concurrente en la obra.

Asimismo deberán presentar fotocopia de la póliza Acumulativa de Accidentes según el Convenio al que pertenece la empresa que ejecute los trabajos.

El Contratista será responsable único de los daños y perjuicios que se deriven del incumplimiento de la legislación vigente en esta materia, ya que se consideran incluidos en el precio de la Contrato todos los gastos precisos para cumplimentar dichas disposiciones, contenidas en el Estudio de Seguridad presentado y Plan de Seguridad elaborado en base al mismo.

Si por incumplimiento del Plan de Seguridad o negligencia en la exigencia de su cumplimiento se produjera algún accidente, que diera lugar a la paralización de los trabajos, el retraso que por esta circunstancia se produzca no podrá considerarse como causa de justificación del mismo.

El Contratista queda obligado al cumplimiento de lo dispuesto en la actual legislación de material laboral, seguros, vargas y demás disposiciones vigentes de carácter social, que en lo sucesivo pongan en vigor, no siendo responsable la Propiedad del incumplimiento de las mismas, ni de las que se dicten por las Autoridades competentes.

3.2.5. JURISDICCIÓN Y FUERO DEL CONTRATO.

Cualquier duda o discrepancia que pudiera surgir entre las partes Contratantes durante la vigencia del Contrato, en orden a su interpretación, desarrollo y definitiva ejecución, será resuelta por medio del procedimiento especial de Arbitraje de Equidad, previsto y regulado por la Ley Española de 22 de Diciembre de 1953.

A menos que el Contrato se especifique de otra manera, ambas partes, con renuncia expresa de cualquier fuero especial que pudiera corresponderles, se someten al de los Juzgados y Tribunales de Cartagena, lugar en el que asimismo, se llevará a cabo el procedimiento arbitral al que este apartado se refiere.

3.2.6. FUERZA MAYOR.

Las Partes acuerdan en definir como casos fortuitos o de fuerza mayor los hechos o acciones que afectando el progreso normal del trabajo a realizar, estén más allá del control razonable de las Partes y que no puedan ser previstos, siempre y cuando tales hechos o acciones no tengan lugar como consecuencia de la negligencia de la Parte que los invoque o de sus empleados. En consecuencia, se considerará como caso fortuito o de fuerza mayor a los que se enumeran a continuación, siempre y cuando estén comprendidos dentro de la definición antes señalada y en el entendimiento que tal enumeración no tiene carácter taxativo sino simplemente enunciativo: incendio, inundaciones, naufragios, terremotos, desastres, guerras, operaciones militares de cualquier índole, revoluciones, conmociones civiles, huelgas y epidemias.

- Ninguna de las partes será responsable por falta e incumplimiento de los términos del Contrato, si su ejecución y/o cumplimiento ha sido impedido, demorado u obstaculizado por caso fortuito o de fuerza mayor. En estos casos la fecha de terminación de los trabajos a realizar sería prorrogada por el plazo que establezcan las Partes de común acuerdo.
- Cuando ocurra un caso fortuito o de fuerza mayor que afecte el proceso normal de la Obra, la Parte afectada notificará el hecho por escrito a la otra Parte con la máxima brevedad posible. Las Partes realizarán los esfuerzos necesarios que les correspondan para superar la situación.
- Al cesar el evento o circunstancia de fuerza mayor y/o caso fortuito, las Partes consultarán sobre la situación y procederán de común acuerdo a efectuar todos los reajustes que resulten necesarios para la culminación de las actividades contratadas. A este efecto el Contratista presentará una revisión de la ruta crítica de la Obra y/o alternativa de acción que se formalizará de mutuo acuerdo según el procedimiento de Cambio de Orden.
- Si por circunstancia de fuerza mayor y/o caso fortuito una o ambas Partes resultasen impedidas durante un período mayor a cuatro meses, de cumplir las obligaciones estipuladas en el Contrato, las Partes se obligarán a consultarse mutuamente respecto a los planes y modalidades para la ejecución futura del Contrato. En caso de que tales consultas no diesen como resultado un acuerdo entre la Partes, cualquiera de ellas podrá, a su juicio, rescindir el Contrato.

3.2.7. CONCURSO Y ADJUDICACIÓN.

El Contratista acepta, bajo demanda de la Propiedad, las condiciones que se redactan a continuación:

El concursante deberá ajustar su oferta según las condiciones preescritas por el Propietario. En particular, la oferta se ceñirá a los alcances que se fijan en las especificaciones técnicas que adjunte el Propietario. No obstante, si se desea sugerir cualquier cambio o modificación, que el ofertante considere pueda hacer técnica y económicamente más atractiva otra alternativa, ésta podrá ser remitida, en documento separado con respecto a la oferta principal, como variante a considerar y en la que se deberá indicar clara y detalladamente en qué consisten los cambios o variaciones y las razones que aconsejan al introducirlos.

El concursante, antes de presentar la oferta, deberá mantener imprescindiblemente una entrevista con el director técnico de la Propiedad que ejecuta la obra.

El ofertante deberá aceptar expresamente las Bases del Concurso. Puede acordarse la descalificación del concursante por presentar excepciones a las presentes bases. No obstante, en caso de que el concursante no aceptara, en todo o en parte

alguna de las condiciones, o quisiera hacer alguna reserva sobre las mismas, lo deberá hacer constar explícitamente en su oferta bajo el epígrafe "Excepciones a las condiciones de concurso".

En todo momento anterior a la fecha límite para la presentación de la oferta, el Propietario puede modificar los documentos de la Petición de Oferta, ya sea por propia iniciativa o a consecuencia de una petición de aclaraciones.

Las ofertas no llevarán añadidos, enmiendas, raspaduras, etc. Las personas que firmen las ofertas serán, en cada caso, las siguientes:

- Si el ofertante es una única sociedad, lo harán la o las personas debidamente apoderadas por la empresa con documento notarial.
- Si el ofertante es una asociación, unión o grupo de empresas, lo harán los respectivos representantes de cada una de ellas, pudiendo ser éstos uno o varios en cada caso. Todos ellos se encontrarán así mismo debidamente apoderados notarialmente por sus empresas.

La oferta, firmada por las personas apoderadas, compromete legalmente a todos y cada uno de los miembros del grupo, con responsabilidad conjunta y solidaria.

El ofertante soportará todos los gastos, cualquiera que sea su motivo o causa, derivados de la preparación, elaboración o presentación de su oferta, no pudiendo en ningún caso, y sea cual fuere el resultado final del concurso, repercutírselos total o parcialmente al Propietario.

El Propietario dispondrá del plazo de vigencia de las ofertas para proceder a su enjuiciamiento y calificación. Durante este plazo se podrá requerir la presencia de técnicos cualificados y con representación suficiente de los concursantes que se estimen preciso, al objeto de recabar la información que se considere necesaria.

Para enjuiciar las ofertas se tendrán en cuenta, entre otros, los siguientes criterios:

- Plazos y garantía de su cumplimiento.
- Calidad técnica de las ofertas.
- Idoneidad de los Organigramas de obra y especialmente de las personas que ocuparán los puestos más relevantes.
- Adecuación y contenido del Plan de Calidad.
- Precios.
- Currículum de los trabajadores.

El Propietario se reserva el derecho de rechazar las ofertas que estime que no son convenientes a sus intereses. Igualmente se reserva el derecho a admitir cualquier oferta que le convenga, aunque contuviese defectos de forma.

El Propietario se reserva el derecho de no adjudicar alguna o algunas de las partidas ofertadas por el concursante sin que por dicha causa éste, caso de resultar Adjudicatario, pueda formular reclamación alguna.

La admisión o no admisión de las ofertas, la adjudicación a determinado Contratista o la decisión de considerar desierta la adjudicación, es libre por parte del Propietario, sin que el mismo tenga que fundamentar esos actos y sin que contra ello quepa recurso o acción alguna por parte de los ofertantes.

Al concursante seleccionado se le comunicará por escrito la adjudicación, pasando a formalizarse el correspondiente contrato en un plazo máximo de 30 días a partir de la fecha de adjudicación.

La validez de la oferta será de tres meses a partir de la fecha de admisión de este documento.

En resumen, los documentos que deberá presentar el ofertante serán los siguientes:

- Copia autorizada, o testimonio notarial, del Poder del Firmante de la Oferta o fotocopia del mismo.
- Declaración expresa del ofertante de la aceptación plena del presente Pliego de Condiciones y restantes documentos de la petición de oferta.
- Plazo de validez de la oferta.
- Programación de todos los trabajos a realizar.
- Plan de Calidad de ejecución.
- Organigrama de la Obra y Currículum del personal de obra.
- Relación de proveedores que tenga previsto el ofertante para la ejecución de los trabajos y suministro de materiales y equipos.
- Documentación que acredite encontrarse al corriente de las obligaciones tributarias según la legislación vigente.
- Certificado de la Seguridad Social donde se indique estar al corriente de pago y no tener ningún descubierto en dicho organismo.
- Lista de referencia de los trabajos análogos realizados en los últimos 3 años.
- Excepciones a las condiciones del concurso.

- Cualquier alternativa técnica y/o económica que se desee realizar. La valoración de estas alternativas deberán incluirse en la oferta económica en documento aparte.
- Nombre, teléfono y fax de contacto de la persona a quien dirigirse en caso de ser necesarias consultas o aclaraciones relacionadas con la oferta.
- Ejemplar firmado de las Especificaciones Técnicas.

3.2.7.1. Plazo de entrega y ejecución.

El Contratista dará inicio a la obra en el plazo que figure en el contrato establecido con la Propiedad o, en su defecto, a los 15 días de la adjudicación definitiva o firma del contrato.

El Contratista estará obligado a notificar por escrito al Director Técnico de la Propiedad responsable del trabajo la fecha de inicio de los trabajos.

Para la ejecución, entrega y puesta en marcha de la instalación se establecerá un período de tres meses a partir de firma del contrato, incluyendo domingos y festivos.

Los casos de fuerza mayor debidos a los cuales el tiempo previsto para la finalización de la instalación pudiera alterarse, se darán por escrito y con justificación oficial a la Propiedad.

3.3. CONDICIONES ECONÓMICAS.

3.3.1. LIQUIDACIONES.

Acabada la obra se procederá a la liquidación final, que se efectuará de acuerdo con los criterios establecidos en el contrato.

La liquidación de la instalación ya terminada, será presentada por el Contratista para la comprobación por parte de la Dirección de Obra en el plazo de 2 semanas, contando desde la fecha de recepción.

Junto con la liquidación se enviarán cuantos documentos sean necesarios para la comprobación de las mismas.

De las facturas y solicitudes de pago a cuenta de la obra ejecutada se entregará un ejemplar por parte del Contratista a la Dirección de Obra.

3.3.2. LIQUIDACIONES EN CASO DE RESCISIÓN DEL CONTRATO.

Siempre que se rescinde el contrato por causas anteriormente citadas, o bien mediante mutuo acuerdo, se abonarán al Contratista las partes de obra ejecutadas así como los materiales utilizados en obra.

Cuando se rescinda el contrato, llevará implícita la retención de la fianza, para obtener los posibles gastos de conservación, el período de garantía y los derivados del mantenimiento, hasta la fecha de la nueva adjudicación.

3.3.3. PRECIOS Y CONDICIONES DE PAGO.

Los suministros, trabajos y servicios del presente proyecto serán facturados a los precios estipulados en la sección de Presupuestos. Las tarifas allí establecidas incluyen estudios, desarrollo, instalación y puesta en marcha de todos los servicios ofertados.

La forma de pago será la siguiente:

- 20% al realizarse el Pedido
- 20% al suministro de los equipos
- 60% con certificaciones mensuales

El pago podría ser modificado por mutuo acuerdo entre ambas partes, apareciendo expresamente escrito en el Contrato de compra-venta.

Los pagos se efectuarán mediante Transferencia Bancaria con vencimiento a 60 días fecha de factura.

3.3.3.1. Certificaciones.

Las certificaciones se presentarán mensualmente a la Dirección de Obra en el número de copias que se requiera.

Se certificarán por separado los trabajos incluidos en el Contrato y los trabajos Suplementarios de acuerdo con las siguientes normas:

- Certificaciones de los trabajos del Contrato.

Las certificaciones se realizarán utilizando como guía la Medición Valorada y el Avance Físico reflejando cada mes las unidades de obra acumuladas.

Las deducciones o aumentos en las unidades de obra que resultante de la Revisión de los Documentos Técnico, sobre las indicadas, se abonarán a los precios contractuales.

Las certificaciones se realizarán siempre a origen deduciendo la certificación del mes anterior y las retenciones contractuales.

- Certificaciones de trabajos suplementarios.

Se certificarán por Orden de Trabajo de una manera acumulativa.

En el caso de trabajos realizados en régimen de Administración, deberán adjuntarse a la misma, por Orden de Trabajo:

- Mano de Obra: Copia de los partes de trabajo diario aprobados, indicando el nombre y la categoría del personal que haya ejecutado el trabajo.
- Materiales: Ídem Mano de Obra, adjuntando además las facturas correspondientes en caso de no figurar sus precios en el Presupuesto.

Las certificaciones se entregarán a la Dirección de Obra como máximo el día cinco de cada mes.

3.3.4. PLAZOS Y PENALIDADES.

3.3.4.1. Programación de los trabajos.

Antes de comenzar los trabajos, el Contratista estará obligado a presentar un programa detallado de su ejecución, en el cual se deberá incluir perceptivamente lo siguiente:

- Ordenación en partes o clases de trabajos que componen el proyecto, indicando las unidades a realizar.
- Descripción de los medios necesarios, tanto de personal y materiales, como instalaciones y equipos, con expresión de sus rendimientos medios.
- Estimación de los plazos de ejecución de los distintos trabajos, instalaciones y operaciones preparatorias, transporte y puesta en servicio de los equipos y de la ejecución de las diversas partes de los trabajos contratados.
- Valoración mensual y acumulada de la obra programada, por partes o clases de obra y en conjunto, a precios unitarios.
- Gráficos, diagramas y organigramas de las diversas actividades o trabajos.
- Diagrama de barras del conjunto de la obra contratada y sus partes esenciales.
- Este programa sólo podrá ser variado por el Contratista con objeto de acortar plazos de ejecución y previa aprobación de la Dirección de Obra.
- Si de ello se derivan gastos suplementarios para la Propiedad será preceptiva la aprobación previa de ésta y que la modificación del programa no tenga como objeto recuperar el tiempo perdido por el Contratista.

3.3.4.2. Plazo de ejecución.

El Contratista ejecutará las obras de acuerdo con el programa de trabajo. Sin perjuicio de lo estipulado en las Especificaciones sobre la terminación prioritaria parcial de los trabajos, éstos se concluirán, totalmente dentro de los plazos establecidos en el Contrato, teniendo en cuenta eventualmente las prórrogas en virtud del punto siguiente.

3.3.4.3. Prórroga de plazo de ejecución.

Si la cantidad de trabajo extra o adicional de cualquier clase, o las circunstancias especiales de cualquier naturaleza que se produzcan pueden ser tales que hiciesen justo conceder al Contratista una prórroga en el plazo para la terminación de los trabajos, la Dirección de Obra deberá determinar la extensión de dicha prórroga del plazo, con objeto de que su solicitud pueda ser estudiada.

3.3.5. PROGRESO DE LOS TRABAJOS.

La totalidad de los materiales, equipos y mano de obra que el Contratista tenga que aportar en virtud del Contrato, así como la forma, manera y rapidez de ejecución o mantenimiento de los trabajos, han de ser de calidad y han de llevarse a cabo de tal forma que satisfagan a la Dirección de Obra. Si al parecer de la Dirección de obra, el ritmo de los trabajos o de alguna de las partes, es demasiado lento para asegurar su terminación, se lo comunicará al Contratista, el cual inmediatamente, deberá adoptar las medidas que considere necesarias y que la Dirección de Obra apruebe para acelerar la ejecución de los trabajos, con el objeto de terminarlos dentro del plazo fijado.

Si el cumplimiento de los plazos parciales, cuando sea por causas imputables al Contratista, hiciera prever racionalmente un retraso en la recepción final de los trabajos, el Propietario puede adoptar indistintamente por la resolución del Contrato o por la imposición de las penalidades según Contrato. De igual manera se procederá si el plazo final ha quedado incumplido.

3.3.6. ATRASOS DEL CONTRATISTA.

El Contratista trabajará en horas extras y festivas, sin cargo alguno a la Propiedad, hasta recuperar los retrasos ocasionados en la Obra y obtendrá a su costa los permisos necesarios para trabajar en horas extraordinarias, nocturnas o festivas, en cuyo caso dispondrá de todas las instalaciones complementarias que sean necesarias en especial, iluminación adecuada y medidas de seguridad.

En caso de que se produzca cualquier retraso del Propietario se concederá una prórroga de la fecha de terminación programada que cubra la duración de dicho retraso, y el Contratista, pero se acuerda que no se hará ningún pago al Contratista a causa de tal retraso, y el Contratista acepta no presentar, y desde este momento renuncia a ello, reclamación por daños causados por tal retraso.

El Contratista informará por escrito al Director de Obra de las causas que puedan suponer retrasos en la finalización de los trabajos.

El mal tiempo no podrá ser alegado como justificación de los retrasos en la realización de los trabajos, salvo en los pocos casos en que la Propiedad acepte la declaración de Fuerza Mayor.

3.3.7. PENALIDADES POR RETRASO.

Si el Contratista no termina los trabajos dentro del plazo estipulado, con inclusión de prórrogas eventuales, el Contratista pagará al Propietario por ello el importe o importes establecidos en el Contrato como penalización, por cada día o fracción de día que transcurra por exceso, hasta la fecha en que quede terminada cada parte de los trabajos, según se describe en los documentos del Contrato. Estas penalidades no pueden exceder del 20% del presupuesto total de la obra, por lo que una vez alcanzado este límite máximo, el Propietario podrá resolver el Contrato, con aplicación de las indemnizaciones que procedan a su favor. La obligación del Contratista de indemnizar al Propietario por retraso subsistirá, aún en el caso de que, por causas ajenas al objeto del Contrato, se retrase la puesta en servicio de la instalación construida por el Contratista. El Propietario podrá, sin perjuicio de cualquier otro medio de reembolso, deducir la cantidad correspondiente de las que estando en su poder sean, o vayan a ser, debidas al Contratista. El pago o la deducción de tales indemnizaciones no revelarán al Contratista de su obligación de terminar las obras ni de cualquiera de sus demás obligaciones y responsabilidades que emanen del Contrato.

Si el Propietario pudiese poner o hubiera puesto en servicio la instalación para el fin previsto, aunque no se hubiesen terminado la totalidad de los trabajos contratados, la indemnización por retraso será decidida para el período de retraso transcurrido después de la puesta en servicio en la proporción correspondiente al valor de las instalaciones puestas en servicio.

3.3.8. FIANZA Y PLAZO DE GARANTÍA.

En el contrato se establecerá la fianza, que el Contratista tendrá que depositar en garantía del cumplimiento del mismo, o se convendrá una retención sobre los pagos realizados a cuenta de la obra. De no estipularse la fianza en el contrato, se adoptará como garantía una retención del 5% sobre los pagos a cuenta.

En el caso de que el Contratista se negara a hacer por su cuenta, los trabajos para ultimar la obra en las condiciones establecidas en la garantía, la propiedad podrá ordenar el ejecutarlas a un tercero, abonando su importe con recargo a la retención o fianza.

La fianza retenida, se abonará al Contratista en un plazo no superior a 30 días, una vez firmada el acta de recepción definitiva de la obra.

3.3.9. CLÁUSULAS FINANCIERAS.

El técnico se hará cargo de todos los gastos de embalaje y transporte de los materiales necesarios para llevar a buen término el proyecto hasta el lugar donde se encuentra localizada la instalación. Si los materiales transportados sufrieran desperfectos será el Contratista el responsable.

Durante el período de garantía, la totalidad de los gastos originados por reparaciones habrá de atenderlos el Contratista, inclusive los gastos originados por transporte.

Las tarifas acordadas comprenderán salarios, beneficios, cargas sociales, dietas, seguros y amortización del utillaje personal en jornadas de trabajo de 8 horas diarias de lunes a viernes. A partir de las 8 horas diarias de lunes a viernes, el aumento será del 40% sobre la tarifa base. Si las jornadas de trabajo se extienden a las noches (de 22 a 6 horas), sábados, domingos y festivos el aumento será del 75%.

3.4. CONDICIONES FACULTATIVAS.

Las condiciones facultativas señalan las medidas previas para asegurar una buena ejecución de toda la obra, por lo que se preverá además la forma de resolver posibles incidencias.

3.4.1. MANO DE OBRA.

La mano de obra a emplear por el Contratista será siempre de la más alta calificación requerida para cada oficio. En determinadas especialidades, el Propietario podrá exigir al Contratista titulaciones adecuadas o experiencia documental probada en estas calificaciones profesionales.

Estas Condiciones Facultativas deben ser conocidas por todos los responsables del Contratista. Con este fin el Propietario proporcionará al Jefe de Obra del Contratista hasta cuatro copias de los planos sin cargo. Si son necesarias más copias serán facturadas al coste.

El Contratista deberá mantener en planta personal con experiencia en trabajos en ambiente explosivo. El Propietario suministrará planos e instrucciones de

“Clasificación de Áreas Peligrosas” debiendo él mismo seleccionar el material a emplear en estas zonas de acuerdo con las normas sobre el particular y planos que se faciliten.

3.4.2. MATERIALES.

Todos los materiales utilizados serán de primera calidad, cumplirán las especificaciones y tendrán las características indicadas en el proyecto y en las normativas técnicas generales.

En el caso de existir contradicción u omisión en los documentos del proyecto, el Contratista tendrá la obligación de ponerlo de manifiesto al Director Técnico de la Obra, que será el que decidirá sobre el particular. En ningún caso podrá suplir la falta directamente sin autorización expresa.

3.4.2.1. Acopio de materiales.

De acuerdo con el plan de obra, el Contratista irá almacenando en lugar establecido de antemano, todos los materiales necesarios para ejecutar la obra, de forma escalonada según sus necesidades.

Los materiales de fábrica vendrán convenientemente embalados, al objeto de protegerlos contra los elementos climatológicos, golpes y malos tratos durante el transporte a obra, así como durante su permanencia en el lugar de almacenamiento.

Los embalajes de componentes pesados o voluminosos dispondrán de los convenientes refuerzos de protección y elementos de enganche que faciliten las operaciones de carga y descarga, con la debida seguridad y corrección.

Externamente en el embalaje y en lugar visible se colocarán etiquetas que indiquen inequívocamente el material contenido en su interior.

El Contratista será responsable de la vigilancia de sus materiales durante el almacenaje y el montaje y, también, una vez instalados en el lugar de emplazamiento definitivo, hasta la recepción provisional. La vigilancia incluye también las horas nocturnas y los días festivos, si en el Contrato no se estipula lo contrario.

La Dirección de Obra tendrá libre acceso a todos los puntos de trabajo y a los lugares de almacenamiento de los materiales para su reconocimiento previo, pudiendo ser aceptados o rechazados según su calidad y/o estado, siempre que la calidad no cumpla los requisitos marcados en este Pliego de Condiciones y/o el estado muestre claros signos de deterioro.

Cuando algún material ofrezca dudas respecto de su origen, calidad, estado y aptitud para la función, la Dirección de Obra tendrá derecho a recoger muestras y enviarlas a un laboratorio oficial, con el fin de realizar los ensayos pertinentes, con gastos a cargo del Contratista.

Si el certificado obtenido fuera negativo, todo el material se declarará no idóneo y será sustituido, a expensas del Contratista, por material de la calidad exigida. Igualmente, la Dirección de Obra podrá ordenar la apertura de calas cuando sospeche la existencia de vicios ocultos de la instalación, siendo por cuenta del Contratista todos los gastos que se ocasionen.

3.4.2.2. Inspección y medidas previas al montaje.

Antes de comenzar los trabajos de montaje, el Contratista deberá efectuar el replanteo de todos y cada uno de los elementos de la instalación, equipos, aparatos y conducciones.

En caso de discrepancias entre las mediciones realizadas en obra y las que aparecen en Planos u otros documentos, que impidan la correcta realización de los trabajos de acuerdo a la Normativa vigente y a las buenas reglas del arte, el Contratista deberá notificar las anomalías a la Dirección de Obra para realizar las oportunas rectificaciones.

3.4.2.3. Variaciones y cambio de materiales.

La Empresa Instaladora podrá proponer cualquier variante sobre el presente Proyecto que afecte al sistema y/o a los materiales especificados siempre que está debidamente justificada, y busque la mejora de la instalación proyectada.

La aprobación de tales variantes queda a criterio de la Dirección de Obra, que las aprobará solamente si redundan en un beneficio económico de inversión y/o explotación para la Propiedad, sin merma para la calidad de la instalación.

La dirección de Obra evaluará para la aprobación de las variantes, todos los gastos adicionales producidos por ellas, debidos a la reconsideración de la totalidad o parte de los y, eventualmente, a la necesidad de mayores cantidades de materiales requeridas por cualquiera de las otras instalaciones.

Variaciones sobre el proyecto pedidas, por cualquier causa, por la Dirección de Obra durante el curso del montaje, que impliquen cambios de cantidades o calidades e, incluso, el desmontaje de una parte de la obra realizada, deberán ser efectuadas por la Empresa Instaladora, después de haber pasado una oferta adicional, basada sobre los precios unitarios de la oferta principal y, en su caso, sobre nuevos precios a negociar.

3.4.2.4. Protección.

La Empresa Instaladora deberá proteger todos los materiales y equipos de desperfectos y daños durante el almacenamiento en la obra y una vez instalados.

Las aperturas de conexión de todos los aparatos y máquinas deberán estar convenientemente protegidas durante el transporte, el almacenamiento y el montaje, hasta tanto no se proceda a su unión, por medio de elementos de taponamiento de forma y resistencia adecuada para evitar la entrada de cuerpos extraños y suciedad dentro del aparato.

Especial cuidado se tendrá con materiales frágiles y delicados, que deberán quedar debidamente protegidos.

La Empresa Instaladora será responsable de sus materiales y equipos hasta la Recepción Provisional de la Obra.

3.4.2.5. Certificaciones de materiales.

Todos los materiales que lleguen a la obra deberán estar debidamente certificados por un Organismo Oficial del país de origen o por el mismo fabricante (autocertificación mediante Declaración de conformidad del Fabricante), de acuerdo a las directivas de la CEE.

La certificación deberá garantizar el cumplimiento de las normas, de la CE o del País de origen, sobre seguridad mecánica y eléctrica, seguridad en caso de incendio, higiene, salud y medio ambiente, protección contra el ruido, aptitud para la función y ahorro energético.

Los materiales procedentes de países terceros deberán cumplir con la normativa que, al respecto, emane de la CEE.

3.4.2.6. Comprobación de materiales.

Cuando el material llegue a obra con certificado de homologación que acredite el cumplimiento de la normativa vigente, nacional o extranjera, o, en su defecto, con certificado de origen industrial emitido por el propio fabricante, su recepción se efectuará comprobando únicamente, sus características aparentes, dimensionales y funcionales y verificando que está completo con todos los accesorios.

Cuando el material esté instalado, se comprobará que el montaje cumple con las exigencias marcadas en la respectiva especificación técnica.

3.4.3. HERRAMIENTAS.

La empresa Instaladora poseerá, para situar en obra según necesidades, todas las herramientas y utillajes necesarios para el montaje y pruebas requeridas, así como todo el material fungible para desarrollar el trabajo.

3.4.4. PLANOS.

En general, y sin que esto constituya norma, la Propiedad suministrará al Contratista todos los planos que éste necesite para la ejecución de la obra.

Las modificaciones de campo que se realicen deberán ser reflejadas en los planos y serán entregados a la Propiedad al final de la obra.

Los planos del proyecto en ningún caso deben considerarse con carácter ejecutivo, sino solamente indicativos de la disposición general de los sistemas eléctricos, de control, y del alcance del trabajo incluido en el Contrato.

Para la exacta situación de los aparatos, equipos y conducciones, la Empresa Instaladora deberá examinar atentamente los planos y detalles del proyecto.

En caso de no disponer de planos de implantación para un determinado servicio incluido dentro del alcance de suministro, la Empresa Instaladora realizará el desarrollo de los mismos de acuerdo a la información contenida en otros documentos del proyecto, sometiendo los mismos a la aprobación de la Dirección de Obra.

La empresa Instaladora deberá someter a la Dirección de Obra, para su comprobación, dibujos detallados, a escala adecuada, de equipos, aparatos, etc. que indiquen claramente dimensiones, espacios libres, situación de conexiones, peso y cuanta otra información sea necesaria para la correcta evaluación.

Los planos de detalle pueden ser sustituidos por folletos o catálogos del fabricante del aparato, siempre que la información sea suficientemente clara.

Ningún equipo o aparato podrá ser entregado en obra sin obtener la aprobación por escrito de la Dirección de Obra.

A petición de la Dirección de Obra, la Empresa Instaladora deberá entregar una muestra del material que pretende instalar antes de obtener la correspondiente aprobación.

La empresa Instaladora deberá someter los planos de detalles, catálogos y muestras a la aprobación de la Dirección de Obra con suficiente antelación para que no se interrumpa el avance de los trabajos de la propia instalación o el de los contratistas.

La aprobación por parte de la Dirección de Obra de planos, catálogos y muestras no exime a la Empresa Instaladora de su responsabilidad en cuanto al correcto funcionamiento de la instalación se refiere.

3.4.5. NORMATIVA.

El diseño de la instalación estará de acuerdo con las siguientes exigencias y recomendaciones expuestas en la última edición de los siguientes reglamentos:

- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias RD 327/82 de 12/11 BOE Nº288 de 1/12/82 OM de 67/84 BOE de 1/8/84.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, aprobado por R.D. de 12 de marzo de 1954 con las correspondientes modificaciones hasta la fecha.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, Decreto 2413/1973 de 20/9, BOE nº 242 de 9/10/73 y R.D. 2295/85 de 9/10 BOE nº 242
- Normas relativas a la Seguridad y Salud en el Trabajo, Construcción y Protección contra incendios en las instalaciones eléctricas de Alta y Baja Tensión.
- Normas UNE que sean de aplicación
- Normas CEI que sean de aplicación
- Normas Tecnológicas de la Edificación que sean de aplicación
- Normas UNE aplicables del Instituto Nacional de Racionalización en el Trabajo.
- Normas particulares del Grupo IBERDROLA DISTRIBUCIÓN.

Aparte de Normativa de carácter obligatorio antes mencionadas, se utilizarán otras Normas, como las Normas UNE de AENOR, ISO, DIN, etc.

En ocasiones, a falta de Normativa española, podrán utilizarse Normas de organismos internacionales o extranjeras, como IEC, etc.

Se entiende que se considerará la edición más reciente de las Normas o Reglamentos y especificaciones, antes mencionadas, con las últimas modificaciones oficialmente aprobadas, aunque en este documento no queden referenciadas.

3.4.6. SEGURIDAD E HIGIENE.

Todo el personal empleado por la Empresa Instaladora en la realización de la obra, propios o subcontratados, deberá, estar al corriente del pago de las cuotas de la Seguridad Social.

Además, la Empresa Instaladora estará obligada al cumplimiento de las leyes en materia de Seguridad e Higiene en el trabajo, Contrato de Trabajo o cualquier otra clase de normativa legal que, sobre la materia, se promulguen en lo sucesivo.

Para el visado en el Colegio Profesional y la obtención de la Licencia Municipal y demás autorizaciones y trámites por parte de las distintas Administraciones Públicas es necesario incluir como anexo al Proyecto de Ejecución de obra el Estudio de Seguridad e Higiene, de acuerdo al Real Decreto 555/1986 de 21 de Febrero (BOE número 60 de 21 de Marzo de 1986).

La redacción de este Estudio correrá a cargo de la Empresa Instaladora, y cuando esté incluido en el Proyecto la Empresa Instaladora deberá ajustarlo a las necesidades reales de la obra.

3.4.7. SUBCONTRATISTAS.

La empresa Instaladora podrá subcontratar, previa autorización de la Dirección de Obra, parte de los trabajos que forman parte de la obra.

La Empresa Instaladora será responsable de la actuación de los Subcontratistas, sean ellos personas físicas o jurídicas. Los subcontratistas podrán ser recusados por la Dirección de Obra, a su juicio, no parezcan idóneos para ejecutar la parte de la obra para la cual fueron contratados.

3.4.8. RIESGOS.

Las obras se ejecutarán, en cuanto a coste, plazo y regla del arte, a riesgo y ventura de la Empresa Instaladora, sin que ésta tenga, por tanto, derecho a indemnización alguna por causa de pérdidas, perjuicios o averías. A estos efectos, la Empresa Instaladora no podrá alegar desconocimiento de situación, comunicaciones, características de la obra, etc.

La empresa Instaladora será responsable de los daños causados a instalaciones y materiales en caso de incendio, robo, cualquier clase de catástrofe atmosférica, etc., debiendo cubrirse tales riesgos mediante seguro,

Asimismo, la Empresa Instaladora deberá disponer de seguro de responsabilidad civil frente a terceros, por los daños y perjuicios que, directa o indirectamente, por omisión o negligencia, se puedan ocasionar a personas, animales o bienes como consecuencia de los trabajos por ella efectuados o por la actuación del personal de su plantilla o subcontratado.

3.4.9. REALIZACIÓN Y CONTROL DEL DISEÑO.

En este apartado se describe la metodología a seguir por el Contratista para la realización, revisión y control del diseño con el fin de asegurar el cumplimiento de los requisitos especificados por el Cliente.

3.4.9.1. Realización.

Las principales actividades que se deberán seguir para el desarrollo y control del diseño se realizarán en las siguientes etapas:

- Definición de los requisitos de partida.
- Asignación de las Responsabilidades.
- Elaboración de las propuestas de especificación del diseño.
- Ingeniería básica.
- Ingeniería de detalle.
- Revisión del diseño.
- Dossier final.

3.4.9.2. Definición de los requisitos de partida.

Los requisitos de partida de la instalación los establecerá el Cliente en su solicitud de oferta. Ya establecidos en el documento Memoria anteriormente.

3.4.9.3. Asignación de las responsabilidades.

Una vez revisados los requisitos del Cliente, se definirá un equipo de proyecto formado por un número de técnicos cualificados en función de las características y magnitud del proyecto. Posteriormente se definirán sus funciones y responsabilidades.

3.4.9.4. Especificaciones del diseño.

Se procederá a hacer un análisis de los requisitos y se realizarán las propuestas de especificación, teniendo en cuenta:

- Reglas de diseño de la Empresa Instaladora.
- Requisitos del Cliente.
- Normativas.

Las especificaciones del Cliente, básicamente contendrán:

- Las características Intrínsecas de los materiales/componentes.
- Las características constructivas de la instalación.
- Las características funcionales de los productos-instalaciones.

Si es conveniente, se contactará previamente con algunos suministradores para solicitar información de las características de los materiales a adquirir.

3.4.9.5. Ingeniería básica.

Se procederá a la realización de la ingeniería básica definiendo los criterios base del diseño y la necesidad de elaborar todos los documentos.

3.4.9.6. Ingeniería del detalle.

Tras la elaboración de la ingeniería básica, se realizará la ingeniería de detalle. Para poder ejecutar el proyecto se elaborarán los documentos (planos, listas de componentes y materiales con referencia a los códigos indicados en los planos, esquemas, etc.) que se requieran para definir el mismo con el grado de detalles necesario.

3.4.9.7. Revisión del diseño.

Se deberá realizar una revisión del diseño en las fases de ingeniería básica y de detalle o en tantas ocasiones como se considere necesario. Dichas revisiones se llevarán a cabo antes del envío de la documentación al Cliente para su aprobación.

La revisión de la etapa de ingeniería básica consistirá principalmente en comprobar si se cumplen los requisitos de partida del Cliente, la normativa aplicable y si se han elaborado todos los documentos necesarios, si son completos y están revisados y aprobados.

La revisión en la etapa de ingeniería de detalle consiste principalmente en comprobar que cumplen los requisitos de la ingeniería básica, ya aprobada por el Cliente, y que se han elaborado y aprobado todos los documentos complementarios.

Después de la revisión de la ingeniería de detalle, los documentos se enviarán al Propietario para aprobación de éstos.

3.4.9.8. Dossier final.

Tras las fases anteriores de desarrollo y corrección del diseño o tras la puesta en marcha del sistema, se emitirá la documentación final.

Dicha documentación contendrá básicamente lo siguiente:

- Ingeniería básica
- Ingeniería de detalle (planos "as built").
- Catálogos, que en general contendrán:
 - Manuales de instrucciones de los equipos instalados.
 - Catálogos de elementos utilizados.
- Resultado de los programas de puntos de inspección
- Lista de materiales/componentes
- Certificados de los materiales.
- Etc.

El dossier final del proyecto se remitirá al Cliente.

3.4.10. INSPECCIONES DURANTE LA INSTALACIÓN.

Este apartado define el método que se deberá establecer para la realización de las inspecciones durante la instalación

Los ensayos o inspecciones realizadas durante la instalación son una herramienta para asegurar que los defectos en los componentes durante el montaje son detectados de la forma más rápida, evitando que se manifiesten en el producto terminado.

El responsable del proyecto designará la/las personas que deberán realizar y verificar las inspecciones mediante el programa de puntos de inspección.

El programa de puntos de inspección deberá ser aprobado por el Cliente antes de ejecutarlos.

3.4.10.1. Autocontrol.

Durante el transcurso de las operaciones de fabricación/instalación se realizarán las comprobaciones de carácter general como:

- Verificaciones visuales.
- Verificaciones de las conexiones realizadas.
- Verificaciones de continuidad.
- Verificaciones de secuencias de montajes.
- Etc.

En general, no quedarán registradas estas operaciones. Si cualquier persona durante estas verificaciones detectase alguna anomalía se lo comunicará a su inmediato superior para que éste aplique las medidas oportunas.

3.4.10.2. Inspecciones programadas.

Las inspecciones programadas y aprobadas por la Dirección de Obra quedarán reflejadas en los programas de puntos de inspección.

Estas inspecciones programadas serán realizadas por las personas designadas en su momento.

Tras las inspecciones realizadas se identificarán como “conformes” o “no conformes” según aplique. En el caso de que las inspecciones realizadas evidencien anomalías se identificará la no conformidad y se informará al cliente si la importancia de las mismas lo considera necesario. De cualquier modo, la anomalía detectada deberá ser corregida lo antes posible.

3.4.11. INSPECCIÓN FINAL.

Se realizará una inspección final del proyecto con el fin de comprobar que cumple los requisitos especificados.

La realización de ensayos sobre el producto terminado tiene por finalidad:

- Comprobar que satisfacen los requisitos especificados.
- Detectar los defectos para identificar las causas y eliminarlas mediante acciones correctoras.

El proyecto acabado será sometido a inspección final del proceso de instalación propiamente dicho, antes de se entrega al cliente.

Estas inspecciones suelen ser las pruebas funcionales que se realizan para determinar si cumplen con los requisitos solicitados por el Propietario.

Si se ha establecido contractualmente, se acordará con el Propietario la forma de llevar a cabo estas inspecciones.

Todas las pruebas funcionales deberán ser aprobadas con anterioridad por la Dirección de Obra.

Antes de realizar la inspección final se realizará una inspección previa. Posteriormente, se realizará la inspección final conforme a un programa en presencia de la Propiedad.

En el caso de que el resultado de las inspecciones sea incorrecto y el Propietario no acepte el trabajo, se identificará como “No conforme”, determinando las acciones correctoras a tomar para subsanar el problema.

3.4.12. RECEPCIÓN DE SUMINISTROS.

Este apartado tiene por objeto describir el método para llevar a cabo la inspección de recepción de los materiales y componentes comprados, con el fin de asegurar que cumplen con los requisitos de compra y evitar el uso de los defectuosos.

Cada producto comprado deberá pasar la inspección de recepción antes de su almacenamiento o instalación.

Las inspecciones se realizarán conforme a los programas de puntos de inspección aprobados por la Propiedad.

3.4.12.1. Realización.

A la recepción de todos los materiales, componentes o equipos se les realizará una inspección cuantitativa.

A la llegada de un material, la persona encargada de su recepción, cotejará el albarán de entrega del proveedor, la copia del pedido y el material recibido, para verificar que:

- La identidad del material es correcta (marca, modelo, etc.).
- La cantidad suministrada y el plazo de entrega son correctos.
- Los embalajes y el contenido no han sido dañados durante el transporte.
- Está acompañado de los documentos solicitados (certificados, instrucciones de uso, etc.)

Completado el proceso de verificación anterior, se procederá a realizar las inspecciones a los materiales, componentes o equipos que lo requieran.

En los casos en que los materiales, debido a su especial índole, no puedan ser ensayados y estén acompañados de un Certificado de Calidad, se verificará que los resultados y datos completados en dicho certificado cumplen los requisitos establecidos.

En el caso de encontrar alguna anomalía en todo lo anteriormente citado, se procederá a corregirla.

3.4.13. RECEPCIÓN DEL SISTEMA.

Una vez realizadas las pruebas finales en presencia de la Dirección de Obra con resultados satisfactorios, se procederá a la redacción del Acta de Recepción

3.4.13.1. Recepción provisional.

Provisional de la Instalación, con lo que se dará por finalizado el montaje de la misma.

Antes de que empiece a transcurrir el período de garantía, la Empresa Instaladora deberá entregar a la Dirección de Obra la siguiente documentación:

- Una copia reproducible de los planos definitivos, debidamente puestos al día por la Empresa Instaladora, comprendiendo, como mínimo, los esquemas de principio de todas las instalaciones, los planos de planta donde se deberá indicar el recorrido de las conducciones y situación de las unidades terminales.
- Una memoria descriptiva de la instalación, en la que se incluyen las bases de proyecto y los criterios adoptados por el desarrollo, así como la justificación del cumplimiento de la normativa en vigor.

- Una relación de todos los materiales y equipos empleados, indicando fabricante, marca, modelo y características de funcionamiento.
- El Manual de instrucciones de funcionamiento.
- El certificado de la Instalación presentado ante la Consejería de Industria de la Comunidad Autónoma.
- El libro de Mantenimiento, incluyendo listas de repuestos recomendados y planos de despiece completo de cada unidad.
- Documentación de equipos, documentos de origen, documentos de garantía, contratos de mantenimiento, etc.
- Relación exhaustiva de todos y cada uno de los materiales con códigos de identificación individuales que requieran mantenimiento preventivo o correctivo.
- Procedimiento parametrizado de mantenimiento de los materiales citados anteriormente.
- Programa general de mantenimiento informatizado.

Todos los conceptos y documentos indicados en los puntos anteriores serán facilitados igualmente en soporte informático, de acuerdo con los requerimientos específicos de la Dirección de Obra.

3.4.13.1. Recepción definitiva y garantía.

Transcurrido el plazo de garantía, que será de un año si en el Contrato no se estipula otro período, la Recepción Provisional se transformará en recepción Definitiva, salvo que por parte de la Propiedad haya sido cursado aviso en contra de finalizar el período de garantía.

Si durante el período de garantía se produjesen averías o defectos de funcionamiento, éstos deberán ser subsanados a la mayor brevedad posible por la

Empresa Instaladora, sin que ésta tenga derecho a reclamar ninguna compensación económica a la Propiedad, a menos que demuestre que las averías han sido producidas por falta de mantenimiento o por un uso incorrecto de los equipos.

3.5. CONDICIONES TÉCNICAS.

3.5.1. OBJETO.

El objeto de este capítulo es detallar las características que se exigen a los elementos utilizados para realizar la instalación de la Subestación transformadora.

3.5.2. ENSAYOS Y PRUEBAS.

El objeto de los ensayos de recepción es el de comprobar que la instalación está de acuerdo con los servicios contratados y que se ajusta, por separado cada uno de los elementos y globalmente, a lo especificado en este Pliego de condiciones.

Es condición previa para realizar los ensayos de recepción definitiva el que la instalación se encuentre totalmente terminada de acuerdo con el proyecto y con las modificaciones que por escrito hayan sido acordadas.

También es necesario que hayan sido previamente corregidas todas las anomalías denunciadas a lo largo de la ejecución de la obra y que la instalación haya sido equilibrada, puesta a punto, limpiada e, incluso, convenientemente rotulada por parte de la Empresa Instaladora.

La Empresa Instaladora deberá suministrar todo el equipo necesario para efectuar las pruebas, que se realizarán en presencia de un representante de la dirección de Obra.

Todas las modificaciones, reparaciones y sustituciones necesarias para que las pruebas resulten satisfactorias, a criterio de la Dirección de Obra, serán por cuenta de la Empresa Instaladora.

Las pruebas de la instalación serán, entre otras, las que seguidamente se detallan.

Electricidad

- Comprobación de que todos los equipos, accesorios, etc. Instalados llevan toda la tornillería necesaria y de que la orientación y localización de los mismos permiten una fácil inspección.
- Comprobación de la estanqueidad al agua de los elementos instalados a la intemperie.
- Verificación y comprobación de la correcta soportación y sujeción de tubos, conducciones, así como sus accesorios.
- Verificación de todas las líneas eléctricas en cuanto aislamiento, conexionado, polaridad, etc.

La Propiedad será informada, con anterioridad, de las pruebas que se vayan a realizar, para su conocimiento y correspondiente autorización.

Interruptores

- Ensayo de resistencia. Mil maniobras de enganche y desenganche a la cadencia convenida.
- Ensayo de rigidez dieléctrica en seco y bajo lluvia, entre piezas de baja tensión y tierra a 50 Hz.
- Ensayo de choque.
- Medida de la velocidad de apertura de los contactos.
- Ensayo de rigidez dieléctrica entre piezas de baja tensión y tierra a 50 Hz.
- Ensayo de choque.

Seccionadores

- Ensayo de calentamiento de contactos.
- Ensayo de rigidez dieléctrica entre piezas de baja tensión y tierra a 50Hz.
- Ensayo de choque.
- Ensayo de calentamiento de contactos.

Transformadores de potencia

- Ensayo de choque.
- Ensayo de calentamiento de contactos.
- Medida de la resistencia de los bobinados.
- Medida de la relación de transformación y control del grupo de conexión.
- Medida de la tensión de impedancia, impedancia de corto circuito y pérdidas a la carga.
- Medida de pérdidas y de la corriente en vacío.

Pruebas dieléctricas:

- Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial.

- Ensayo de tensión inducida a frecuencia elevada.
- Ensayo de calentamiento.
- Impulsos tipo rayo.

Pruebas dieléctricas:

- Impulsos tipo rayo.
- Prueba PD.
- Prueba de onda truncada.
- Medida de impedancia secuencia cero.
- Prueba de cortocircuito.
- Nivel de ruidos.
- Medición de armónicos.
- Pruebas de equipos auxiliares.
- Prueba de conmutación en carga.
- Comprobación de fugas.

Transformadores de tensión

- Ensayo de rigidez dieléctrica.
- Ensayo de precisión, con determinación de las curvas de relación de transformación y ángulo de desfases.
- Ensayo de resistencia a los cortocircuitos.
- Verificación de la polaridad y de la designación de bornes.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial sobre el devanado primario (Prueba aplicada, 75 Hz durante un minuto).
- Medición de descarga parcial.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial en devanados secundarios (Prueba aplicada: 4 kV, 50 Hz durante un minuto).

Transformadores de intensidad

- Verificación de la polaridad y de la designación de bornes.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial sobre el devanado primario.
- Medición de descarga parcial.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial sobre los devanados secundarios.
- Prueba de soporte de frecuencia industrial entre secciones de devanado.
- Prueba de sobretensión entre espiras en los devanados secundarios.
- Ensayo de rigidez dieléctrica.
- Ensayo de precisión, con determinación de las curvas de relación de transformación y ángulo de desfases.
- Ensayo de resistencia a los cortocircuitos.

Aparatos indicadores

- Ensayo de resistencia a los cortocircuitos.
- Ensayo de precisión.
- Ensayo de amortiguamiento.
- Ensayo de robustez.
- Ensayo de aislamiento.

Contadores de energía

- Valor del par motor a carga.

El propietario podrá realizar los ensayos en los talleres de la casa suministradora sobre un aparato escogido como muestra al azar entre los que formen el lote, de acuerdo con las normas establecidas:

- a) Si el resultado es satisfactorio, el material se expedirá a su lugar de destino.
- b) Si el resultado en uno de los aparatos no fuese satisfactorio, la casa suministradora efectuará por su cuenta el ensayo de todos los aparatos que formen el lote correspondiente.

Todos los transformadores, tanto los de potencia como los de medida y protección, llevarán colocada su placa de características en un lugar visible y seguro.

En las placas figurarán el nombre del fabricante, modelo y número de serie, así como grupos de conexión, tensiones nominales, tensiones de aislamiento, frecuencia nominal, potencias de precisión, número de arrollamientos secundarios y cuantos datos sean necesarios y de interés.

En los interruptores automáticos se indicarán claramente las posiciones de "abierto" y "cerrado" mediante rótulos en el mecanismo de maniobra.

Cuando los seccionadores estén equipados con cuchillas de puesta a tierra, deberán estar dotados de un enclavamiento seguro entre las cuchillas principales y las de tierra.

El nivel de aislamiento de los materiales corresponderá con los valores que figuran en el reglamento para las tensiones nominales de 132 y 20 kV.

Los ensayos de tensión soportada por las instalaciones o por los distintos aparatos que la componen, estarán destinados a la comprobación de sus niveles de aislamiento.

Para los grandes transformadores de potencia y con el fin de evitar el deterioro de éstos por proyección de aceite o cascotes al averiarse otro próximo, se instalarán pantallas protectoras de hormigón entre éstos, con las dimensiones y resistencia mecánica apropiadas.

Los transformadores de potencia deben tener las ruedas bloqueadas durante su funcionamiento.

Todos los cables de fuerza, control y señalización instalados exteriormente al transformador, deberán resistir a la degradación de los líquidos aislantes y agentes meteorológicos y no propagar la llama.

Idéntico comportamiento se observará para los conductores de la instalación subterránea.

Deberán ponerse a tierra todas las partes metálicas de los transformadores de medida que no se encuentren sometidas a tensión, a fin de evitar posibles contactos.

Los cables de unión de las estructuras a la red de tierra que queden en la superficie, se pintarán de amarillo para su fácil detección. Estos cables atravesarán las cimentaciones para su conexión a la malla.

Las uniones de los cables que forman las mallas de tierra y las conexiones de las distintas líneas de tierra a éstas, se realizarán con soldadura exotérmica.

Después de construida la instalación de tierras, se harán las comprobaciones y verificaciones previstas "in situ" y se efectuarán los cambios necesarios para cumplir las prescripciones generales de seguridad.

Las conducciones y depósitos de almacenamiento de agua, se instalarán suficientemente alejados de los elementos en tensión, de tal forma que su rotura no pueda provocar averías en las instalaciones eléctricas. A tales efectos las canalizaciones principales de agua se dispondrán en un plano inferior respecto de todas las conducciones eléctricas.

El terreno de la instalación deberá ser explanado teniendo en cuenta las disposiciones de drenaje en el caso de utilizar fosas de recogida de aceite, así como para los canales todos los conductores eléctricos.

DOCUMENTO 4:
ESTUDIO DE
SEGURIDAD Y SALUD

4.1. MEMORIA.

4.1.1. OBJETO DE LA MEMORIA.

El presente Estudio de Seguridad y Salud tiene por objeto definir y coordinar las medidas mínimas de seguridad y salud a tomar, durante la construcción de la Subestación Transformadora, con el fin de conseguir el mantenimiento de un clima de trabajo confortable que elimine o minimice los accidentes e incidentes laborales.

Siguiendo las instrucciones del Real Decreto 1627/1997, antes del inicio de la obra el contratista adjudicatario, elaborará el Plan de Seguridad y Salud, en base a lo indicado en este Estudio de Seguridad.

El Estudio y el posterior Plan de Seguridad son válidos para todas las Empresas que actúen en la obra ya sea como contratista, subcontratista o personal autónomo, debiendo el contratista cumplir y hacer cumplir, a todo el personal de obra, lo establecido en ellos así como en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, Decretos que la desarrollan y la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

El contratante deberá tener constancia de que cada trabajador ha sido informado de los riesgos específicos que afecten a su puesto de trabajo o función que desempeña y de las medidas de protección y prevención aplicables a dichos riesgos.

El Jefe de Obra, Técnico de Montaje y Coordinador de Seguridad admitirá y tendrá en cuenta cualquier propuesta por parte del trabajador que vaya dirigida a mejorar los niveles de protección en lo relacionado a la seguridad y salud en el trabajo.

Cuando el trabajador esté o pueda estar en una situación de riesgo grave o inminente, el superior deberá actuar de inmediato para eliminar tal situación, en caso de que el trabajador no pueda ponerse en contacto con su superior, él mismo, podrá subsanar la situación habida cuenta de sus conocimientos y medios a su disposición, y a la primera ocasión deberá informar a su superior del problema y la solución adoptada.

4.1.1.1. Interferencias con servicios.

En la zona que está prevista la construcción de la SE. no hay, en la actualidad, servicios que puedan producir interferencias.

4.1.2. ACTIVIDADES.

Visto el proyecto de la construcción de la SE., la obra se puede dividir en las siguientes actividades:

- Implantación de la obra
- Acopio de material
- Movimiento de tierras

- Obra civil
- Montaje parque 132 kV (estructuras metálicas y aparamenta de A.T.)
- Montaje de la totalidad de la instalación interior
- Tendido de cables y montaje equipos (control, protección, mando y comunicaciones)
- Puesta en servicio de la instalación.

Una vez desarrollado el proyecto definitivo el contratista ampliará, si es necesario, esta relación en su Plan de Seguridad.

4.1.3. EQUIPOS DE TRABAJO.

La previsión de maquinaria y medios auxiliares, que se expone a continuación, será confirmada y ampliada si es necesario por el contratista en su Plan de Seguridad y Salud, una vez desarrollado el proyecto y decididos los procedimientos de trabajo a seguir.

4.1.3.1. Maquinaria.

- Retroexcavadora con equipo de martillo rompedor.
- Pala cargadora.
- Camión basculante.
- Dumper, carretilla a motor con volquete.
- Compresor.
- Martillo (neumático, martillo rompedor, taladrador para bulones o barrenos).
- Sierra circular para madera.
- Soldadura por arco eléctrico.
- Soldadura oxiacetilénica, oxicorte y aluminotérmica.
- Hormigonera eléctrica (pastera).
- Camión hormigonera.
- Vibrador.
- Grúa móvil.

4.1.3.2. Elementos.

- Andamios de borriquetas.
- Cesta de soldador.
- Escaleras de mano.
- Bateas, para movimiento de material en obra.

4.1.3.3 Riesgos laborales y medidas preventivas.

A continuación para cada actividad básica y cada equipo de trabajo, previstos utilizar en la obra, se hace una identificación de los riesgos más significativos y se relacionan las medidas preventivas y las protecciones que tenderán a controlar y reducir dichos riesgos. El contratista en su Plan de Seguridad y Salud, una vez decididas las actividades que ejecutará en la obra y los equipos de trabajo que dispondrá, completará esta lista, tanto en actividades como en identificación de riesgos, medidas preventivas y protecciones.

4.1.3.4. Actividades.

Implantación de la obra

Antes del inicio de la obra el personal encargado estudiará, sobre la superficie de terreno disponible, la distribución de los servicios necesarios durante el desarrollo de la obra (acopio, talleres, oficinas, servicios del personal, etc.) así como los accesos para vehículos y personal en las diferentes actividades a realizar.

Previo al inicio de las actividades principales se efectuará el vallado de todo el perímetro de la obra con el fin de evitar los riesgos a terceros, dada la atracción que tienen las obras para muchas personas ajenas a ella.

Los riesgos más frecuentes durante esta actividad son:

- Riesgos derivados de la manipulación de materiales: incisiones cortantes, heridas punzantes, lumbalgias.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caídas de cargas o materiales.
- Riesgos provocados por la maquinaria.
- Riesgos provocados por falta de orden y limpieza.

La protección del personal que participe en esta actividad será casco, mono, botas, guantes y cinturón antilumbago.

A partir de este momento existirá en obra una persona encargada de seguridad que revise regularmente las protecciones colectivas para su mantenimiento y reposición.

Acopio de material, almacenamiento y expedición

La recepción del material necesario para el montaje se efectuará en una campa dispuesta en la obra para tal fin. En esta campa se irán clasificando los diferentes materiales y se almacenarán hasta la expedición a sus emplazamientos definitivos o la devolución por finalizar la obra.

Los accesorios de la grúa que se utilicen (bragas, estrobos, etc.), estarán en perfectas condiciones de uso.

El transporte del material desde la campa hasta su emplazamiento se efectuará con vehículo adecuado, nunca con grúa móvil o máquinas retro y el personal nunca viajará en el mismo habitáculo que la carga.

Los riesgos más frecuentes durante esta actividad son:

- Riesgos derivados de la manipulación de materiales: incisiones cortantes, heridas punzantes y lumbalgias.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Caídas de cargas o materiales.
- Caída de objetos.
- Riesgos provocados por la maquinaria.
- Riesgos provocados por falta de orden y limpieza.
- Ruidos.

La protección del personal que participe en esta actividad será casco, mono, botas, guantes, cinturón antilumbago y orejeras.

Movimiento de tierras

La mayoría de accidentes en estas actividades son colisiones o atropellos y se producen sobre todo por distracciones.

Las operaciones de movimientos de tierras no se improvisarán ni las organizará el propio maquinista si no que se planificarán dentro del desarrollo de actividades de la obra y serán dirigidas por el jefe de obra y el encargado. Los operarios tendrán instrucciones concretas de su cometido y la forma de ejecutarlo, evitando así que tomen iniciativas sobre tareas que no deben hacer.

Todos los operarios recibirán instrucciones para que si al excavar se encuentran con variaciones de los estratos o de sus características, cursos de agua subterráneas, etc., paren la obra en ese tajo y avisen a la jefatura de obra, al objeto de adoptar las medidas oportunas para evitar derrumbamientos.

Los circuitos de la maquinaria, así como su radio de acción deben señalizarse, para evitar que nadie permanezca dentro y evitar así que se produzcan atropellos y colisiones.

Excavación de zanjas

En función del tipo de terreno, el contratista decidirá que tipo de maquinaria es la más adecuada para realizar la excavación.

Los materiales extraídos de la excavación se acopiarán a una distancia del borde que sea como mínimo igual a la profundidad prevista. Igualmente se actuará en el acopio de otros materiales junto a las excavaciones. Con esta medida se elimina en parte el riesgo de derrumbamientos por cargas estáticas.

Para evitar los derrumbamientos producidos por cargas dinámicas, se prohibirá la circulación de vehículos por las proximidades de las cabezas de excavación.

El encargado revisará todos los frentes de excavación al principio y al final de la jornada, para comprobar la estabilidad del terreno y que todos los tajos se encuentran protegidos.

Se delimitará la zona de trabajo mediante cinta de balizamiento, prohibiendo la circulación de personas en el radio de acción de la máquina excavadora.

Se tenderá a que las excavaciones estén abiertas el mínimo tiempo posible y en caso de estar más de un día abiertas, se protegerá el riesgo de caídas a distinto nivel con vallas de cabeza de vaciado.

Para el acceso de personal al fondo de la excavación (alturas inferiores a 5 m), se utilizarán escaleras de 0,50 m de anchura y con pendiente no superior a 1:4. El número de escaleras será el suficiente para permitir salir al personal con suficiente rapidez en caso de emergencia.

Cuando las zanjas tengan más de un metro de profundidad, siempre que hayan operarios en su interior, se mantendrá uno en el exterior que dará la alarma en caso de producirse alguna emergencia.

Para atravesar las zanjas sin riesgo, se dispondrán pasarelas con barandillas de protección.

No se efectuará trabajos simultáneos en distintos niveles de la misma vertical, ni se trabajará sin casco de seguridad y se evitará situar cargas suspendidas por encima de los operarios.

Si es necesario que se acerquen vehículos al borde de la excavación, se instalarán topes de seguridad.

En todas las excavaciones se efectuará el talud adecuado al tipo de terreno. En el caso de excavaciones que no se pueda hacer toda la altura con talud, se taluzará la cabeza de la excavación y se tomarán medidas para que los trabajadores permanezcan el menor tiempo posible dentro de la zona de peligro, confeccionando las armaduras en taller, encofrando a una cara, etc.

En el caso de zanjas, de profundidad igual o superior a 1,20 m, si no se puede dar el talud adecuado, se recurrirá a la entibación.

Nunca se entibará sobre superficies inclinadas y en caso necesario se rellenará el trasdós de la entibación para asegurar un perfecto contacto con el terreno.

Las entibaciones se deberán revisar diariamente antes de comenzar el trabajo, tensando los codales que se hayan aflojado.

Las entibaciones se quitarán sólo cuando dejen de ser necesarias y siempre por franjas horizontales empezando por la parte inferior.

Identificación de riesgos y protecciones

Los riesgos más frecuentes en el movimiento de tierras son:

- Atropellos.
- Colisiones.
- Vuelcos.
- Aplastamientos por corrimientos de tierras.
- Caídas al mismo o distinto nivel.
- Caídas de materiales o rocas.
- Golpes o aplastamientos con partes móviles de máquinas.

Las protecciones colectivas a montar:

- Señalización interior de obra.
- Señalización exterior de obra.
- Vallas de contención de peatones.
- Bandas de plástico de señalización.
- Carteles anunciadores, desprendimientos, prohibido el paso, etc.
- Entibaciones.
- Pasarelas.
- Barandillas resistentes.

Las protecciones del personal que participe en esta actividad son:

- Botas de seguridad (tajo).
- Botas de seguridad con piso antideslizantes (operadores).
- Botas de goma con puntera reforzada (tajo días de lluvia).
- Casco.
- Guantes.
- Mono.
- Cinturón antivibratorio.
- Protector de oídos.
- Mascarilla antipolvo.
- Impermeable.

Obra civil

Los riesgos más frecuentes durante las fases de ferrallado y hormigonado son:

- Riesgos derivados de la manipulación de materiales y herramientas como incisiones cortantes, heridas punzantes y lumbalgias.
- Riesgos derivados de la manipulación de hormigón como dermatosis y salpicaduras en ojos.
- Caídas del personal al mismo o distinto nivel.
- Caídas de objetos.
- Riesgos provocados por la maquinaria y vehículos de transporte.
- Riesgo eléctrico.
- Ruido que puede provocar sorderas, fatiga, etc.
- Incendios.
- Riesgos derivados de trabajos de soldadura.

Las protecciones colectivas a montar son:

- Bandas de señalización.
- Interruptores diferenciales.

- Barandillas en plataformas de trabajo que tengan riesgo de caída superior a 2 m y en huecos y perímetros donde no exista otra protección.
- Extintores.

Las protecciones básicas del personal que participe en esta actividad son:

- Botas de seguridad.
- Casco.
- Guantes.
- Mono.
- Gafas.

Estas protecciones básicas se complementarán, cuando las distintas fases de la actividad lo requieran, con:

- Cinturón antilumbago
- Mascarillas antipolvo
- Orejeras
- Protecciones trabajos de soldadura (Pantalla, gafas, mandil, polainas, guantes, etc.)
- Cinturón de seguridad

Una vez acabado el hormigonado se señalará convenientemente la zona para evitar el riesgo de caídas o hundimiento hasta su fraguado.

Montaje parque (estructuras metálicas y aparamenta de A.T.)

El acopio del material se hará en sentido inverso al de su utilización y se planificará para que cada elemento que vaya a ser transportado no sea estorbado por ningún otro.

En la recepción en obra de los elementos, se anotará su peso, en el propio elemento, con el objeto de utilizar repartidores de carga cuando sea necesario y de no sobrepasar las cargas máximas admisibles de las grúas.

El movimiento de los elementos sólo se realizará con los útiles previstos por el fabricante y sólo se engancharán por los puntos previstos y en las formas previstas.

Antes de izar cualquier elemento, se comprobará que se encuentra libre y que no tiene algún trabazón que lo una a otro elemento.

Una vez enganchada la pieza, el personal encargado de ello, se alejará cuando las eslingas estén tesas.

Para dirigir piezas de gran tamaño se utilizarán cuerdas guía.

Los gruistas recibirán instrucciones sobre: cargas máximas admisibles, no pasar las cargas por encima de las personas, elevar siempre las cargas en vertical evitando los tirones, etc.

En elementos de gran superficie se extremarán las precauciones durante las maniobras, en caso de viento constante o ráfagas, para evitar el vuelco de las grúas o golpes a los operarios.

Los trabajos de montaje se suspenderán en días de lluvia intensa, tormentas, nieve, heladas fuertes o velocidad del viento elevada.

Nunca se programarán trabajos que obliguen a mantener abiertos dos tajos en la misma vertical.

Tanto los elementos de la estructura como la aparamenta de A.T. se soldarán o atornillarán con la mayor rapidez posible. No se dejarán elementos apuntalados provisionalmente.

Los operarios que realicen trabajos en altura, tendrán una bolsa de herramientas adecuada para evitar su caída.

Las eslingas utilizadas estarán siempre en perfecto estado y se sustituirán inmediatamente las que se observen que tienen algún deterioro por pequeño que sea. Si se emplean eslingas textiles, sólo se utilizarán las que cuenten con identificación del material y carga máxima. La unión de las eslingas formadas por cables se realizará siempre con grilletes de tamaño adecuado.

El personal encargado de las operaciones de ensamblaje sujetará siempre el cinturón de seguridad a alguna parte fija de la estructura, no permanecerá en los elementos durante el transporte, no trepará por los perfiles y no arrojará objetos desde altura.

Los riesgos más frecuentes durante esta actividad son:

- Riesgos derivados de la manipulación de materiales y herramientas como incisiones cortantes, heridas punzantes y lumbalgias.
- Caídas del personal al mismo o distinto nivel.
- Caídas de cargas o materiales.
- Caídas de objetos.
- Riesgos provocados por la maquinaria y vehículos de transporte.
- Riesgo eléctrico.
- Ruido que puede provocar sorderas, fatiga, etc.
- Riesgos derivados de trabajos de soldadura.

Las protecciones colectivas a montar son:

- Bandas de señalización.
- Interruptores diferenciales.
- Barandillas en plataformas de trabajo que tengan riesgo de caída superior a 2 m.

Las protecciones básicas del personal que participe en esta actividad son:

- Botas de seguridad.
- Casco.
- Guantes.
- Mono.
- Gafas.

Estas protecciones básicas se complementarán, cuando las distintas fases de la actividad lo requieran, con:

- Cinturón antilumbago.
- Orejeras.
- Protecciones trabajos de soldadura (Pantalla, gafas, mandil, polainas, guantes, etc.).
- Cinturón de seguridad con arnés TXT y cuerda salva vidas.
- Bolsa de herramientas.

Tendido de cables y montaje equipos (control, protección, mando y comunicaciones).

Los riesgos más frecuentes durante esta actividad son:

- Riesgos derivados de la manipulación de materiales y herramientas como incisiones cortantes, heridas punzantes y lumbalgias.
- Caídas del personal al mismo o distinto nivel.
- Caídas de cargas o materiales.
- Caídas de objetos.
- Golpes y atrapaduras.
- Riesgos provocados por la maquinaria y vehículos de transporte.
- Riesgo eléctrico.
- Riesgos derivados de trabajos de soldadura.

Las protecciones colectivas a montar son:

- Bandas de señalización
- Interruptores diferenciales
- Barandillas en plataformas de trabajo que tengan riesgo de caída superior a 2 m.

Las protecciones básicas del personal que participe en esta actividad son:

- Botas de seguridad.
- Casco.
- Guantes.
- Mono.
- Gafas contra proyecciones.

Estas protecciones básicas se complementarán, cuando las distintas fases de la actividad lo requieran, con:

- Cinturón antilumbago.
- Protecciones trabajos de soldadura (Pantalla, gafas, mandil, polainas, guantes, etc.).
- Cinturón de seguridad.

El personal que deba realizar terminaciones de cables, tiene que estar homologado para la realización de trabajos en cables de M.T.

Puesta en servicio de la instalación

La puesta en servicio de la instalación se efectuará una vez acabada la obra y siguiendo los protocolos correspondientes elaborados por el proyectista.

El personal que realice los ensayos necesarios para la puesta en servicio deberá ser experto en aparatos elevadores de tensión de ensayos.

Todas las zonas donde estén ubicados los circuitos a ensayar, se señalarán para evitar el paso de personal no incluido en el equipo de laboratorio.

La energización de los diferentes circuitos se hará por separado, señalizando las zonas de trabajo para evitar la entrada de personal ajeno al equipo de puesta en servicio.

Los riesgos más frecuentes durante esta actividad son:

- Riesgos derivados de la utilización de herramientas como incisiones cortantes, heridas punzantes y lumbalgia.
- Caídas del personal al mismo o distinto nivel.
- Riesgo eléctrico.
- Incendio.

Las protecciones colectivas a montar son:

- Bandas de señalización.
- Carteles indicadores.

- Extintores.

Las protecciones básicas del personal que participe en esta actividad son:

- Botas de seguridad.
- Casco.
- Guantes.

Estas protecciones básicas se complementarán con las necesarias si, por necesidades de la puesta en marcha, se necesita maniobrar o poner a tierra algún circuito de A.T.

Utilización de maquinaria. Actuación del maquinista.

Cumpliendo el Real Decreto 1215/97, la conducción en obra de equipos de trabajo automotores debe ser realizada por operarios que hayan recibido una formación específica para la conducción segura de dichos equipos.

Antes de poner la máquina en marcha, se deberá comprobar que no hay personas ni obstáculos a su alrededor.

El maquinista conocerá cual es la zona de trabajo previamente delimitada así como la altura de seguridad en el caso que se trabaje bajo líneas de A.T.

Cualquier maquinista operador o auxiliar, que haya de intervenir en la obra durante la puesta en servicio, habrá recibido un cursillo de formación para trabajos en proximidad y cercanía de tensión y deberá conocer claramente su cometido en el tajo.

No se cargará en ningún caso por encima de la cabina.

Queda totalmente prohibida la utilización de la pala de la retroexcavadora para transportar personal.

No se utilizarán las máquinas excavadoras como grúas ni para el transporte de material.

Condiciones que deben reunir las máquinas en obra

Las máquinas deberán llevar señalización acústica, retrovisores a cada lado, servofrenos y freno de mano. Todo ello en perfecto estado de funcionamiento.

Almacenamiento de combustible

Para el almacenamiento y manipulación de bidones de líquidos inflamables, gasolina, gas-oil, etc., se habilitará un lugar idóneo en la caseta de obra adecuada para tal fin y lejos del personal.

Bajo ningún concepto se encenderán fuegos o se soldará en las proximidades.

Se mantendrá el suelo limpio de carburantes y aceites.

Se dispondrá de los medios necesarios de extinción.

4.1.3.5. Identificación de riesgos, medidas preventivas y protecciones para maquinarias.

Retroexcavadora

Ver Notas Técnicas de Prevención NTP-122 y NTP-126.

Pala cargadora

Ver Notas Técnicas de Prevención NTP-79 y NTP-126.

Camión basculante

Riesgos más frecuentes:

- Choques contra elementos de la obra.
- Atropello de personas.
- Vuelcos.
- Caídas de objetos.
- Caídas a distinto nivel.
- Golpes.

Medidas de prevención:

- La caja se ha de bajar después de descargar y antes de iniciar el movimiento.
- Ajustar la velocidad a las características de la obra.
- Respetar las señalizaciones de la obra.
- Respetar las normas del Código de Circulación.
- Las zonas de maniobra han de estar despejadas de personal.
- No aproximarse a las zanjas a distancias inferiores de 1 m.
- Durante las operaciones de carga el chófer debe estar fuera de la cabina y del radio de acción de la máquina.

Protecciones colectivas:

- Bandas de señalización en zonas de maniobras.
- Extintor en cabina.

Protecciones individuales del chófer:

- Casco de seguridad cuando esté fuera de la cabina.
- Calzado de seguridad antideslizante.
- Guantes.

Dumper, carretilla a motor con volquete

Ver Nota Técnica de Prevención NTP-76

Compresor

Riesgos más frecuentes:

- Vuelcos, atrapamientos y caídas por terraplén.
- Caídas desde el vehículo de transporte.
- Desprendimiento y caída durante el transporte en suspensión.
- Sobre esfuerzos.
- Ruido.
- Rotura de manguera a presión.
- Emanaciones de gases tóxicos.

Medidas de prevención:

- No circular por pendientes superiores a las admisibles.
- Utilizar siempre por personal cualificado.
- Los estrobos para carga y descarga han de estar en perfectas condiciones de uso.
- Efectuar las revisiones de mantenimiento fijadas por el constructor.
- No tender las mangueras por lugares sujetas a abrasiones o paso de vehículos.

Protecciones colectivas:

- Delimitar las zonas de trabajo para evitar el acceso de personas ajenas.
- Protecciones individuales:
 - Casco de seguridad.
 - Botas de seguridad.
 - Guantes.
 - Orejeras.
 - Gafas contra proyecciones.

Martillo (neumático, rompedor, taladrador para bulones o barrenos)

Riesgos más frecuentes:

- Ruido

- Proyección de objetos
- Rotura de mangueras Medidas de prevención.
- Efectuar las revisiones de mantenimiento fijadas por el constructor.
- No tener las mangueras por lugares sujetas a abrasiones o paso de vehículos.

Protecciones colectivas:

- Delimitar las zonas de trabajo para evitar el acceso de personas ajenas.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Guantes.
- Orejeras.
- Gafas contra proyecciones.

Sierra circular

Ver Nota Técnica de Prevención NTP-96.

Soldadura por arco eléctrico

Riesgos más frecuentes:

- Exposición a radiaciones no ionizantes.
- Inhalación de vapores metálicos.
- Riesgo eléctrico.
- Quemaduras.
- Proyección de partículas.
- Incendio.
- Caídas de objetos.
- Golpes y cortes.

Medidas de prevención:

- Aislar los puntos de trabajo para evitar que los trabajadores próximos no se sometan a radiaciones.
- Acotar las zonas donde se pueden producir proyecciones de material incandescente.
- Suspender los trabajos en presencia de lluvia, hielo o viento.

Protecciones colectivas:

- Cubierta protectora de los bornes de conexión del grupo.

- Puesta a tierra de los circuitos.
- Aislamiento de las pinzas portaelectrodos.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Pantalla facial de seguridad contra radiaciones.
- Guantes de soldador.
- Mandil de cuero.
- Polainas de cuero.

Soldadura oxiacetilénica y oxicorte

Riesgos más frecuentes:

- Exposición a radiaciones no ionizantes.
- Inhalación de vapores metálicos.
- Quemaduras.
- Proyección de partículas.
- Explosión e incendio.
- Caídas de objetos.
- Golpes y cortes.

Medidas de prevención:

- Evitar almacenamiento excesivo de botellas.
- El transporte de las botellas debe hacerse con la válvula de cierre protegida por el capuchón roscado.
- Mantener las botellas en posición vertical, aseguradas contra choques y caídas.
- Proteger las botellas de humedad intensa y continua, de la radiación solar y de focos de calor.
- No engrasar las botellas de oxígeno ni sus accesorios y no ponerlos en contacto con ácidos, grasas o materiales inflamables.
- Antes de utilizar las botellas de acetileno, deben estar en posición vertical un mínimo de 12 horas.
- Revisar periódicamente el estado de conservación y fijación de las gomas.

Protecciones colectivas:

- Manómetros reductores de presión.
- Válvulas antirretorno.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Pantalla facial de seguridad contra radiaciones.
- Guantes de soldador.
- Mandil de cuero.
- Polainas de cuero.

Hormigonera eléctrica, pastera

Ver Nota Técnica de Prevención NTP-121.

Camión hormigonera

Ver Nota Técnica de Prevención NTP-93.

Vibrador

Riesgos más frecuentes:

- Salpicaduras de lechada a los ojos.
- Descargas eléctricas.
- Caídas a distinto nivel.

Medidas de prevención:

- Utilizar por personal cualificado.
- Vibrar el hormigón desde lugar estable.
- Proteger el cable de alimentación de agresiones mecánicas.

Protecciones colectivas:

- Las correspondientes a la actividad de obra civil.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas de PVC.
- Guantes.
- Gafas contra proyecciones.

Grúa móvil

Ver Nota Técnica de Prevención NTP-208.

4.1.3.6. Identificación de riesgos, medidas preventivas y protecciones para elementos auxiliares.

Andamios de borriquetas

Ver Nota Técnica de Prevención NTP-202.

Cesta de soldador

Riesgos más frecuentes:

- Caídas a distinto nivel.
- Desplome de la plataforma.
- Cortes por rebabas y similares.

Medidas de prevención:

- La cesta estará construida totalmente en acero y la plataforma además será antideslizante.
- Los elementos de colgar no permitirán balanceos.
- Los cuelgues se efectuarán por enganche doble, de tal forma que quede asegurada la estabilidad de la cesta en el caso de fallo de algún enganche.

Protecciones colectivas:

- La cesta llevará barandilla perimetral de 1 m de altura, con pasamano intermedio y rodapiés de 15 cm.
- El acceso directo a la cesta será por escalera de mano, con ganchos de anclaje y cuelgue en cabeza.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad con suela antideslizante.
- Guantes.

Escaleras de mano

Riesgos más frecuentes:

- Caídas a distinto nivel.

Contusiones durante transporte. Medidas de prevención:

- Los apoyos de la escalera tendrán elementos antideslizantes y siempre se apoyará sobre superficies planas.
- Los montantes serán de una sola pieza y los escalones estarán empotrados.

- Las escaleras se colocarán apartadas de elementos móviles que puedan derribarlas y, a ser posible, fuera de las zonas de paso.
- La subida y bajada hay que hacerlas de cara a la escalera.
- No se ha de subir con pesos superiores a 25 Kg.
- La inclinación será aproximadamente de 1:4.
- No se pueden salvar alturas superiores a 5 m, a menos que estén reforzadas en el centro.
- Para alturas superiores a 7 m se utilizarán escaleras especiales.
- La longitud de las escaleras utilizadas como acceso a puntos superiores, deben sobrepasar en 1 m dicho punto y estar amarradas a él, no utilizándola nunca más de una persona.

Protecciones colectivas:

- Las escaleras de tijera estarán previstas de cadenas o cables que impidan que se abran al utilizarlas.

Protecciones individuales:

- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad con suela antideslizante.
- Guantes.
- Cinturón de seguridad.

Bateas, para movimiento de material en obra

Ver Nota Técnica de Prevención NTP-77.

4.1.4. SERVICIOS SANITARIOS Y COMUNES.

4.1.4.1. Primeros auxilios.

Aunque el objeto de este Estudio de Seguridad y Salud es evitar los accidentes laborales, hay que reconocer que existen causas de difícil control que pueden hacerlos presentes. En consecuencia, es necesario prever la prestación de primeros auxilios para atender a los posibles accidentados, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997.

Dada las características de la obra e instalación a efectuar, será necesario dotarlo de un botiquín de primeros auxilios por tajo de trabajo, en el que se le den las primeras atenciones sanitarias a los posibles accidentados.

En el Plan de Seguridad y Salud que elabore el contratista adjudicatario de la obra, deberá constar la ubicación, así como, la dotación de dichos botiquines.

4.1.4.2. Medicina preventiva.

Con el fin de lograr evitar en lo posible las enfermedades profesionales en esta obra, así como las disfunciones derivadas de los trastornos físicos, psíquicos, alcoholismo y resto de toxicomanías peligrosas, se prevé que el contratista adjudicatario, en cumplimiento de la legislación vigente, realice los reconocimientos médicos previos a los trabajadores de esta obra, antes de su inicio, también exigirá este cumplimiento al resto de las empresas que sean contratadas por él.

4.1.4.3. Evacuación de accidentes.

La evacuación de accidentados, que por sus lesiones así lo requieran, estará prevista por el contratista adjudicatario de la obra mediante la contratación de un servicio de ambulancias y/o helicóptero, que definirá en su Plan de Seguridad.

4.1.4.4. Servicios comunes.

Dada las características de la obra e instalaciones a efectuar, será necesario dotarla de una caseta de obra, para almacén y sala de control, de unas medidas aproximadas de 6,5x2,5 m, aproximadamente por tajo de obra y por cada 14 trabajadores o fracción, el contratista adjudicatario de la obra definirá la situación y el número de casetas de obra en su Plan de Seguridad.

4.1.5. FORMACIÓN.

Toda persona que intervenga en la obra recibirá una formación general de seguridad.

Al personal que intervenga en el montaje de la estructura y de la aparamenta de 132 kV, además del curso de formación general, se le impartirá un curso de formación específica en riesgos de altura y eléctrico y se le comentarán los accidentes tipo, que la empresa propietaria de la instalación tiene a disposición del contratista.

A los maquinistas que, por cualquier circunstancia, puedan maniobrar debajo de las barras de 132 kV, durante el tiempo que se realice la puesta en servicio de la subestación, se les impartirá un curso de formación específica para trabajos en proximidad y cercanía de tensión.

Al personal que actúe como jefe de trabajos se le formará O.G.S.H.T. capítulo VI, en especial Art. 67, Art. 68 y Art. 69, así como en las Normas de Operación del Grupo Iberdrola Distribución.

4.2. PLIEGO DE CONDICIONES.

4.2.1. GENERALIDADES.

Ambito de aplicación

Las presentes condiciones regirán en todos los trabajos encargados al contratista adjudicatario de la obra en las instalaciones de la Subestación Transformadora de A.T., M.T. y B.T.,

Seguridad e higiene en el trabajo

El contratista se obliga a hacer cumplir en todo momento a su personal y al personal subcontratado las normas contenidas en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, según orden del 8 de noviembre de 1995, así como todos los reglamentos que la desarrollan y cuantas disposiciones y reglamentos que continúen en vigor, conducentes a evitar peligros y accidentes.

En cualquier caso el contratista tendrá que asumir las responsabilidades de Jefe de Trabajo de acuerdo con las Normas de Operación del Grupo Iderdrola Distribución.

Normas legales

El contratista deberá tener en todo momento afiliados y en alta de la Seguridad Social a todos aquellos trabajadores que de algún modo intervengan en la realización de los trabajos, así como aquellos que en su caso, precisen llevar a efecto tareas de coordinación, colaboración, dirección y control relacionados con la ejecución de dichos trabajos.

El contratista deberá disponer, previo al inicio de los trabajos, una póliza de seguro de accidentes de trabajo, donde se incluya la electrocución. Esta póliza deberá ser presentada al contratante para su examen y basteo.

Medio ambiente

El contratista se compromete a cumplir y hacer cumplir cuantas normas existen sobre medio ambiente y responderá frente a las autoridades administrativas y judiciales de los daños causados durante la realización de los trabajos encomendados.

El contratista se obliga a que, una vez finalizados los trabajos, limpiará la zona de los posibles residuos de materiales empleados y restituirá el ecosistema de la zona afectada.

4.2.2. NORMAS LEGALES Y REGLAMENTOS.

Decreto 3151/1968. Reglamento de líneas aéreas de alta tensión.

Prescripciones técnicas que deberán cumplir las líneas eléctricas aéreas de alta tensión, entendiéndose como tales las de corriente alterna trifásica a 50 Hz de frecuencia, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea igual o superior a 1 kV.

Decreto 2413/1973. Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones complementarias.

Condiciones y garantías que deben reunir las instalaciones eléctricas conectadas a una tensión igual o inferior a 1.000 V para corriente alterna y 1.500 V para corriente continua.

Real Decreto 3275/1982. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad de centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación e instrucciones técnicas complementarias (Orden ministerial 18-10-1984).

Condiciones y garantías técnicas a que han de someterse las instalaciones eléctricas de más de 1.000 voltios.

Ley 31/1995. Prevención de riesgos laborales

Promueve la seguridad y la salud de los trabajadores mediante la aplicación de medidas y el desarrollo de las actividades necesarias para la prevención de riesgos derivados del trabajo.

Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, de 9 de marzo de 1971. Capítulo 6 (Electricidad).

Protección contra contactos en las instalaciones y equipos eléctricos.

Real Decreto 1495/1986. Reglamento de seguridad de máquinas.

Establece los requisitos necesarios para obtener el nivel de seguridad suficiente, de acuerdo con la práctica tecnológica del momento, a fin de preservar a las personas y a los bienes de los riesgos derivados de la instalación, funcionamiento, mantenimiento y reparación de las máquinas.

Ley 8/1998 de 7 de abril, infracciones y sanciones en el orden social.

Infracciones por obstrucción a la labor inspectora, sobre la vigilancia del cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y convenios colectivos, que tienen encomendada los inspectores de Trabajo y Seguridad Social y los controladores laborales.

Real Decreto 1316/1989. Protección de los trabajadores frente al ruido.

Protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido durante el trabajo y particularmente para la audición.

Real Decreto 485/1997. Señalización de los lugares de trabajo.

Disposiciones mínimas para la señalización de seguridad y salud en el trabajo.

Real Decreto 487/1997. Disposiciones mínimas en la manipulación de cargas.

Disposiciones mínimas de seguridad y de salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.

Real Decreto 773/1997. Utilización de equipos de protección individual.

Disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la elección, utilización por los trabajadores en el trabajo y mantenimiento de los equipos de protección individual.

Real Decreto 1215/1997. Utilización de equipos de trabajo.

Disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización de los equipos de trabajo empleados por los trabajadores en el trabajo.

Real Decreto 1627/1997. Condiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.

Disposiciones mínimas de seguridad y de salud aplicables a las obras de construcción.

Código de circulación.

Norma UNE-EN 50110

Prescripciones generales para la operación de las instalaciones eléctricas así como para la realización de trabajos sobre, con o en la proximidad de instalaciones eléctricas, todo ello en adecuadas condiciones de seguridad.

Nota Técnica de Prevención NTP-75

Bulldozer.

Nota Técnica de Prevención NTP-76

Dumper, carretilla a motor con volquete.

Nota Técnica de Prevención NTP-77

Bateas – Paletas y plataformas para formación de cargas unitarias.

Nota Técnica de Prevención NTP-79

Pala cargadora.

Nota Técnica de Prevención NTP-93

Camión hormigonera.

Nota Técnica de Prevención NTP-96

Sierra circular para construcción, dispositivos de protección.

Nota Técnica de Prevención NTP-121

Hormigonera.

Nota Técnica de Prevención NTP-122

Retroexcavadora.

Nota Técnica de Prevención NTP-126

Máquinas para movimientos de tierras.

Nota Técnica de Prevención NTP-202

Andamios de borriquetas.

Nota Técnica de Prevención NTP-208

Grúa móvil.

Información contratista

La empresa propietaria tendrá a disposición del contratista toda la documentación de seguridad propia que se relaciona en este Estudio.

4.2.3. UBICACIÓN Y CONSERVACIÓN DE MAQUINARIA, ÚTILES Y HERRAMIENTAS.

HERRAMIENTAS. Sobre la maquinaria utilizada en la obra:

Solo será maniobrada por personal autorizado y preparado para dicho fin.

Sólo se utilizará siguiendo las instrucciones del constructor y para los trabajos que ha sido proyectada.

Cumplirá siempre con todas las normas de seguridad en vigor, efectuándole, cuando sea necesario, las modificaciones adecuadas para su adaptación a las nuevas normas.

Deberá estar siempre en perfecto estado de servicio, por lo que ha de pasar las revisiones periódicas de mantenimiento que fije el constructor.

Sobre los útiles y herramientas:

Siempre se utilizarán siguiendo las instrucciones del fabricante y sólo para realizar los trabajos para los que han sido proyectadas.

Estarán siempre en perfecto estado de servicio, por lo que se retirarán las que hayan sufrido golpes o desperfectos que no garanticen la seguridad del operario que las utilice aunque puedan desarrollar el trabajo en precario.

4.2.4. UBICACIÓN Y CONSERVACIÓN DE MAQUINARIA, SISTEMAS Y EQUIPOS DE SEGURIDAD.

SEGURIDAD. Sobre el material de seguridad necesario en la obra:

Se utilizará siempre siguiendo las instrucciones dadas por el fabricante y sólo para cumplir la función que haya sido proyectado.

Deberá estar siempre en perfecto estado de servicio por lo que deberá someterse a las revisiones y operaciones de mantenimiento periódicas que fije el constructor.

Será retirado inmediatamente de la obra, para su reparación o desguace, el material que sufra algún deterioro, por pequeño que sea, ya que siempre se ha de garantizar la seguridad del operario que lo utilice.

4.2.5. EQUIPOS DE PROTECCIÓN A UTILIZAR EN LA OBRA.

En este apartado se enumeran las previsiones de protecciones colectivas e individuales a utilizar en obra, según los riesgos identificados para las actividades y equipos de trabajo expuestos. El contratista en su Plan de Seguridad completará y adaptará estas previsiones una vez decididas las actividades definitivas a seguir así como las máquinas y equipos de trabajos que dispondrá en obra.

4.2.5.1. Protección colectiva.

- Verificador de ausencia de tensión para A.T. y B.T.
- Equipos de puesta a tierra.
- Transformadores de aislamiento.
- Interruptor diferencial de 30 mA.
- Interruptor diferencial de 300 mA.
- Extintores de incendios.
- Entibación blindaje metálico para excavaciones.
- Vallas de seguridad.
- Cinta señalización zona de trabajo.

4.2.5.2. Protección individual.

Dado que con las protecciones colectivas no se pueden resolver la totalidad de los riesgos identificados, se deberán utilizar los siguientes equipos de protección individual:

- Botas impermeables al agua y a la humedad.
- Botas de seguridad.
- Guantes aislantes de la electricidad para A.T.
- Guantes aislantes de la electricidad para B.T.
- Guantes para trabajos mecánicos.
- Guantes de soldador.
- Gafas de seguridad contra proyecciones e impactos.
- Gafas de seguridad contra radiaciones de soldadura y oxicorte.
- Cinturones antilumbago.
- Cinturones contra vibraciones.
- Muñequeras contra vibraciones.
- Mascarillas de papel filtrante contra el polvo.
- Orejeras.
- Cascos de seguridad.
- Cinturones de seguridad.
- Arnés TXT y cuerdas salva-vidas.
- Impermeable.
- Chaleco reflectante.
- Chaqueta ignífuga.
- Mandiles de seguridad fabricado en cuero.
- Polainas de cuero.
- Ropa de trabajo (monos o buzos de algodón).
- Pantallas de seguridad contra las radiaciones de soldadura eléctrica, oxiacetilénica y oxicorte.

4.2.5.3. Señalización de los riesgos del trabajo.

Como complemento de la protección colectiva y de los equipos de protección individual previstos, se empleará una señalización normalizada que recuerde los riesgos existentes a todo el personal de la obra. Las señales se seleccionarán dependiendo de las operaciones concretas a realizar y a título informativo se relacionan las siguientes:

- Advertencia del riesgo eléctrico.
- Advertencia explosión.
- Advertencia de peligro.
- Prohibido fumar y llamas desnudas.
- Prohibido paso a peatones.
- Protección obligatoria cabeza.
- Protección obligatoria manos.
- Protección obligatoria pies.
- Protección obligatoria vista.

DOCUMENTO 5:
PRESUPUESTO

5.1. INTRODUCCIÓN.

En el presente Documento se detallan los costes tanto de materiales, obra civil y montaje de equipos para la construcción de una Subestación transformadora de 132/20 kV en el término Municipal de Fuente Álamo, en las cercanías de dicha población.

Para la confección del presente documento se han considerado los precios estándar que marca Iberdrola como unidades compatibles de facturación actualizadas a 2014. Estos precios son los que marca Iberdrola a sus proveedores para la compra de materiales puestos en cualquier punto geográfico del ámbito de trabajo de esta empresa eléctrica.

5.2. MATERIALES.

5.2.1. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 132 Kv.

5.2.1.1. Conductores de suministro de 132 Kv.

150 metros de conductor LA-280 HAWK.....540 €

5.2.1.2. Embarrado de 132 Kv.

12 Barras de aluminio de 6 metros de longitud.....180 €

Conectores de unión.....1350 €

5.2.1.3. Pararrayos autovalvulares de 132 Kv.

6 pararrayos autovalvulares modelo 8110D0001J144.....11.850 €

- Tensión nominal..... >110kV

- Intensidad nominal de descarga.....10kA

5.2.1.4. Seccionadores de 132 Kv.

5 Seccionadores tripolares con seccionador de puesta a tierra.....45.695 €

- Tensión nominal.....145kV

- Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:

o Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto.....275 kV

o Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50µs.....650kV

- Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:

o Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto.....315 kV

o Tensión de ensayo a impulso tipo rayo, onda 1,2/50 µs.....750kV

- Intensidad nominal.....1600A
- Intensidad admisible de corta duración (1s)40 kA
- Intensidad admisible (valor de cresta).....100 kA

5.2.1.5. Interruptores de 132 Kv.

5 Interruptores automáticos.....**375.350 €**

- Tensión de servicio.....145kV
- Frecuencia.....50Hz
- Intensidad nominal de servicio.....3150^a
- Poder de corte nominal bajo cto.....40 kA
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz275 kV
- Tensión de ensayo nominal con onda 1,2/50 μ s.....650 kV
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito.....0.5s
- Ciclo nominal maniobra.....O-0.3s-CO-3min-CO
- Tipo de reenganches.....Trifásico

5.2.1.6. Transformadores de tensión.

6 Transformadores combinados (TI+TT).....**155.250 €**

- Tensión máxima de servicio.....145 Kv
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial.....275 Kv
- Tensión de ensayo al impulso.....650 Kv
- Tensión de ensayo de maniobra..... -
- Línea de fuga estándar.....3625 mm
- Número de secundarios.....TI 6, TT 4
- Corriente a la salida del secundario.....1 A
- Tensión a la salida del secundario..... $110/\sqrt{3}$
- Peso.....580 Kg

5.2.1.7. Transformadores de intensidad.

Idéntico al apartado anterior.

5.2.1.8. Transformador de potencia.

2 Transformadores de potencia.....**105.000 €**

- Tipo de servicio.....continuo
- Refrigeración.....ONAN/ONAF
- Potencia nominal.....40 MVA
- Tensiones en vacío
- Frecuencia.....50 Hz

- Conexión.....Estrella/triángulo
- Grupo de conexión.....YNd11
- Tensión de cto. Para relación 132/20 kV.....13,5%

5.2.1.9. Estructuras metálicas.

5.2.1.9.1. Pórticos del parque de 132 Kv.

4 Apoyos de celosía C-4500.....	25.500 €
2 vigas de hormigón.....	1200 €

5.2.1.9.2. Soportes de aparamenta.

Apoyos de celosía para aparamenta eléctrica.....	18.600€
Total aparamenta de 132 Kv.....	740.515 €

5.2.2. APARAMENTA ELÉCTRICA DE 20 Kv.

5.2.2.1. Aparamenta exterior.

5.2.2.1.1. Conductores de suministro de 20 Kv.

40 metros de Al-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 400 mm ²	1200 €
--	--------

5.2.2.1.2. Embarrado de 20 Kv.

3 barras de cobre de 6,5 metros de longitud.....	60 €
--	------

5.2.2.1.3. Entronque aéreo-subterráneo.

2 Entronques aéreo-subterráneo.....	900 €
-------------------------------------	-------

5.2.2.1.4. Reactancia de puesta a tierra.

Es el precio de los transformadores auxiliares.

5.2.2.1.5. Pararrayos autovalvulares de 20 Kv.

6 pararrayos autovalvulares modelo 8111D0001J024.....	8.790 €
---	---------

5.2.2.2. Aparamenta interior.

5.2.2.2.1. Conductor aislado de suministro al transformador auxiliar.

20 metros de Al-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 16 mm².....250 €

5.2.2.2.2. Conductor aislado de suministro a la batería de condensadores.

20 metros de Al-HEPR-Z1 12/20 Kv sin armadura de 120 mm².....600 €

5.2.2.2.3. Conductores aislados para el suministro en baja tensión.

30 metros de conductor de cobre asilado con PVC de 95 mm².....45 €

50 metros de conductor de cobre asilado con PVC de 10 mm².....45 €

70 metros de conductor de cobre asilado con PVC de 6 mm².....40 €

200 metros de conductor de cobre aislado con PVC de 2,5 mm².....137,5 €

5.2.2.2.4. Celdas SF₆ para 20Kv.

16 Celdas de línea.....348.300 €

Interruptores:

- Tensión nominal.....24kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz.....50 kV
- Tensión de ensayo onda de choque 1,2/50 µs.....125kV
- Intensidades nominales.....630 A
- Poder de corte simétrico.....16kA
- Aislamiento.....en SF₆ o vacío
- Ciclos de reenganche rápido.....O-0.3s-CO-1min
- CO Transformadores de intensidad:

Intensidades primarias nominales.....200-400 A

Intensidades secundarias (2 núcleos).....5-5 A

- Potencias y clases de precisión:

Los de la celdas aislamiento aire cumplirán con la NI 72.50.01 y los de las celdas aislamiento SF₆ con la NI 72.58.50.

2 Celdas de entrada de línea.....51.980 €

Interruptores:

- Tensión nominal.....24kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz.....50 kV
- Tensión de ensayo onda de choque 1,2/50 μ s.....125kV
- Intensidades nominales.....1600 A
- Poder de corte simétrico.....20kA
- Aislamiento.....en SF₆ o vacio
- Ciclos de reenganche rápido.....O-0.3s-CO-1min-CO
- Transformadores de intensidad:
 - o Intensidades primarias nominales.....600-1200 A
 - o Intensidades secundarias (2 núcleos).....5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
Los de la celdas aislamiento aire cumplirán con la NI 72.50.01 y los de las celdas aislamiento SF6 con la NI 72.58.50.

2 Celdas de transformador de servicios auxiliares.....25.110 €

Las celdas aislamiento aire cumplirán con la NI 72.50.01 y los de las celdas aislamiento SF6 con la NI 72.58.50.

2 Celdas de batería de condensadores.....45.550 €

Interruptores:

- Tensión nominal.....24kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz.....50 kV
- Tensión de ensayo onda de choque 1,2/50 μ s.....125kV
- Intensidades nominales.....630 A
- Poder de corte simétrico.....16kA
- Aislamiento.....en SF₆ o vacio
- Ciclos de reenganche rápido.....O-0.3s-CO-1min-CO
- Transformadores de intensidad:
 - o Intensidades primarias nominales.....200-400 A
 - o Intensidades secundarias (2 núcleos).....5-5 A
- Potencias y clases de precisión:

Los de la celdas aislamiento aire cumplirán con la NI 72.50.01 y los de las celdas aislamiento SF6 con la NI 72.58.50.

1 Celda de seccionamiento.....24.960 €

Interruptores:

- Tensión nominal.....24kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz.....50 kV
- Tensión de ensayo onda de choque 1,2/50 μ s.....125kV
- Intensidades nominales.....1600 A
- Poder de corte simétrico.....20kA
- Aislamiento.....en SF₆ o vacio
- Ciclos de reenganche rápido.....O-0.3s-CO-1min-CO

Transformadores de intensidad:

- o Intensidades primarias nominales.....600-1200 A
- o Intensidades secundarias (2 núcleos).....5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
Los de la celdas aislamiento aire cumplirán con la NI 72.50.01 y los de las celdas aislamiento SF6 con la NI 72.58.50.

2 Celdas de medida.....38.000 €

- Tensión máxima de servicio.....24 kV - Relación.....22 / 0.11 -0.11:3 kV - Potencias y clase de precisión (no simultáneas):

- Primer núcleo (medida).....50 VA, CI 0.5
- Segundo núcleo (protecciones).....50 VA

1 celda de acoplamiento.....18.300 €

1 Celda de remonte.....18.300 €

Los de la celdas aislamiento aire cumplirán con la NI 72.50.01 y los de las celdas aislamiento SF6 con la NI 72.58.50.

5.2.2.2.5. Transformador de servicios auxiliares.

2 Transformadores de servicios auxiliares.....24.660 €

- Trifásico sumergido en aceite
- Potencia nominal.....100 kVA
- Tensión primaria.....20 kV
- Tensiones secundarias.....0,42-0,242 kV
- Conexión.....Triángulo/Estrella
- Grupo de conexión.....Dyn11

5.2.2.2.6. Batería de condensadores.

2 Baterías de condensadores.....	92.320 €
- Potencia nominal.....	7.2MVAr
- Frecuencia.....	50 Hz
- Tensión nominal.....	20 kV
 Total aparata de 20 KV.....	351.595,8 €

5.3. SERVICIOS AUXILIARES.

5.3.1. Servicios auxiliares de corriente alterna.

5.3.1.1. Sistemas de telecomunicación.

Sistemas de telecomunicación.....**12.800 €**

5.3.1.2. Panel de control.

Panel de control de sinópticos visuales.....**10.900 €**

5.3.1.3. Control de interruptores de alta y baja tensión.

Automatismos de control.....**6.430 €**

5.3.1.4. Control de seccionadores.

Automatismos de control.....**5.260 €**

5.3.1.6. Sistema de aire acondicionado del edificio de control.

Ventilación y aire acondicionado.....**4.080 €**

5.3.1.7. Relés de protección.

Relés de protección.....**3.680 €**

5.3.1.8. Aparatos registradores.

Aparatos de medida y registradores.....**13.090 €**

5.3.1.9. Sistema antiintrusismo.

Seguridad industrial (antiintrusismo).....1.345 €

5.3.1.10. Alumbrado exterior.

8Luminarias tipo led modelo SMART FL.....2.340 €

5.3.1.11. Alumbrado interior.

11 Luminarias modelo ASTRID.....1.160 €

5.3.1.12. Alumbrado de emergencia.

5 Luminaria modelo MINI HALE.....55 €

5.3.2. Servicios auxiliares de corriente continua.

5.3.2.1. Baterías de c.c.

Equipo de alimentación en c.c. de Iberdrola.....26.700 €

5.3.2.2. Rectificador-cargador de baterías de c.c.

Rectificador-cargador de baterías de 125 v.....33.600 €

Rectificador de baterías de 48 v.....14.235 €

5.3.2.3. Inversor cc/ca.

Inversor cc/ca.....1.600 €

Total servicios auxiliares.....137.275 €

5.3.2.4. Instalaciones complementarias.

Total Instalaciones complementarias.....42.258 €

5.3.2.5. Obra civil.

Adecuación del terreno y accesos.....23.680 €

Movimiento de tierras.....16.980 €

Cerramiento perimetral de la instalación.....14.200 €

Viales internos.....	12.485 €
Drenajes.....	19.290 €
Edificio de control.....	140.080€
Cimentación y bancada.....	45.500 €
Canalizaciones eléctricas.....	25.560 €
Malla de tierra.....	29.600 €
Terminado del parque de intemperie.....	7.875 €
Total Obra Civil.....	335.250 €

5.3.2.6. Montaje.

Movimiento de tierras.....	5.970 €
Montaje de aparamenta.....	7.600 €
Montaje de embarrados.....	5.260 €
Montaje de tierras inferiores.....	4.550 €
Montaje de transformadores.....	1.370 €
Cableado interior.....	5.500 €
Equipos de MT.....	19.230 €
Cables de potencia.....	2.100 €
Cableado exterior.....	7.090 €
Cabledado de centralización.....	2.600 €
Montaje de embarrados.....	5.260 €
Tendido de fibra óptica.....	4.500 €
Iluminación exterior.....	2.410 €
Iluminación interior.....	1.020 €
Ventilación del edificio.....	500 €
Caseta de control.....	7.340 €
Sistema contra incendios.....	700 €
Sistema antiintrusismo.....	780 €
Aire acondicionado.....	1.030 €
Paso y contacto.....	1.140 €
Batería de condensadores.....	4.290 €
Verificación de planos.....	2.170 €
Pruebas finales.....	3.680 €
Montaje estructura metálica.....	35.350 €
Total montaje.....	131.440 €

5.3.2.7. Plan de seguridad y salud.

Total plan de seguridad y salud.....	21.000 €
--------------------------------------	----------

5.4. RESUMEN DE PRESUPUESTO.

Total aparamenta de 132 Kv.....	740.515 €
Total aparamenta de 20 KV.....	351.595,8 €
Total servicios auxiliares.....	137.275
Total Instalaciones complementarias.....	42.258 €
Total Obra Civil.....	335.250 €
Total montaje.....	131.440 €
Total plan de seguridad y salud.....	21.000 €
TOTAL PRESUPUESTO.....	1.759.333,8 €

El presupuesto de ejecución material asciende a **UN MILLÓN SETECIENTOS CINCUENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS TREINTA Y TRES EUROS Y OCHO CENTIMOS.**

La parte del presupuesto total correspondiente al presupuesto de ejecución por contrata asciende a TRESCIENTOS TREINTA Y CINCO MIL DOSCIENTOS CINCUENTA EUROS.

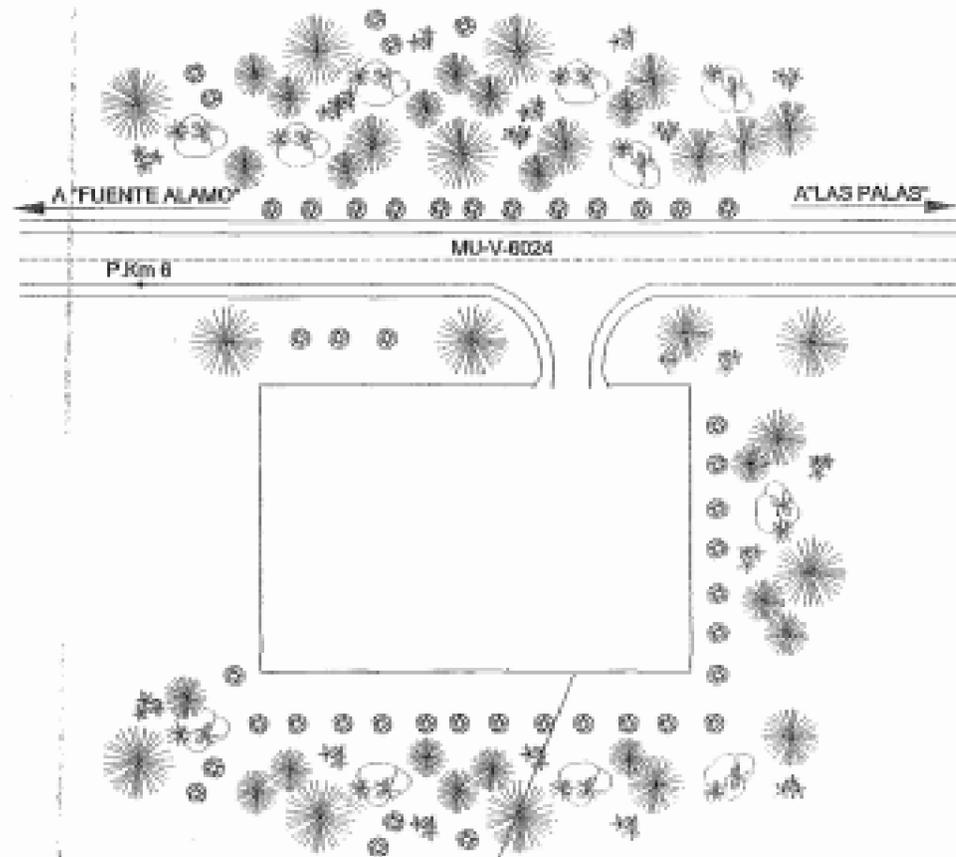
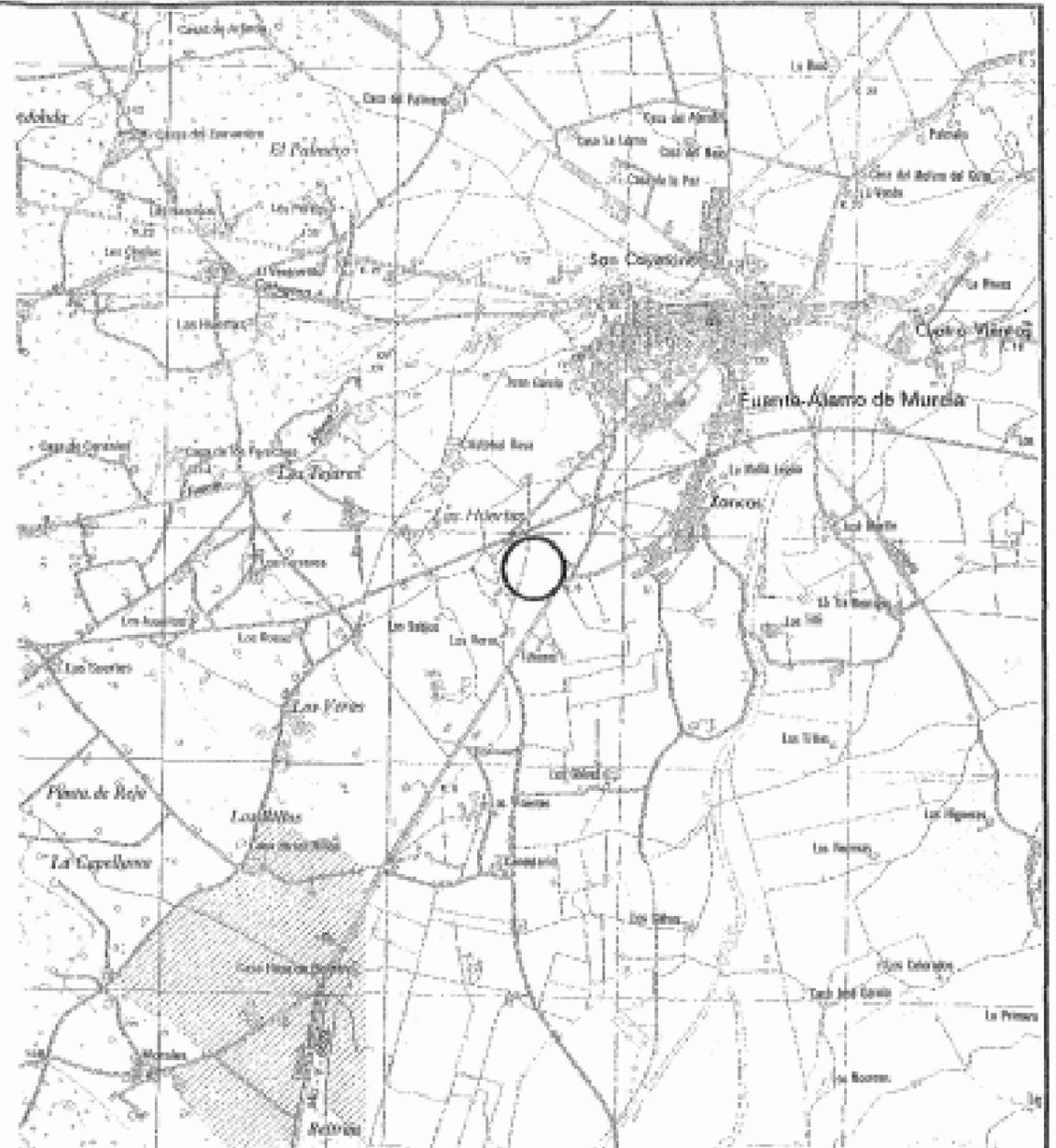
La parte del presupuesto total correspondiente al presupuesto de montaje electromecánico y seguridad y salud asciende a CIENTO CINCUENTA Y DOS MIL CUATROCIENTOS CUARENTA EUROS.

Cartagena, Marzo de 2017

ANEXO 1: PLANOS

SITUACION

ESCALA - 1/25.000



1) SUBESTACION TRANSFORMADORA 132/20 kV
(OBJETO DEL PROYECTO)

EMPLAZAMIENTO

ESCALA - 1/1000



**ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE
INGENIERIA INDUSTRIAL**

PROYECTO DE:

**SUBESTACION TRANSFORMADORA 132/20 kV
EN FUENTE ALAMO (MURCIA)**

FECHA:

REALIZADO POR:

DESIGNACION:

ESCALA:

VARIAS

REVISION N.º:

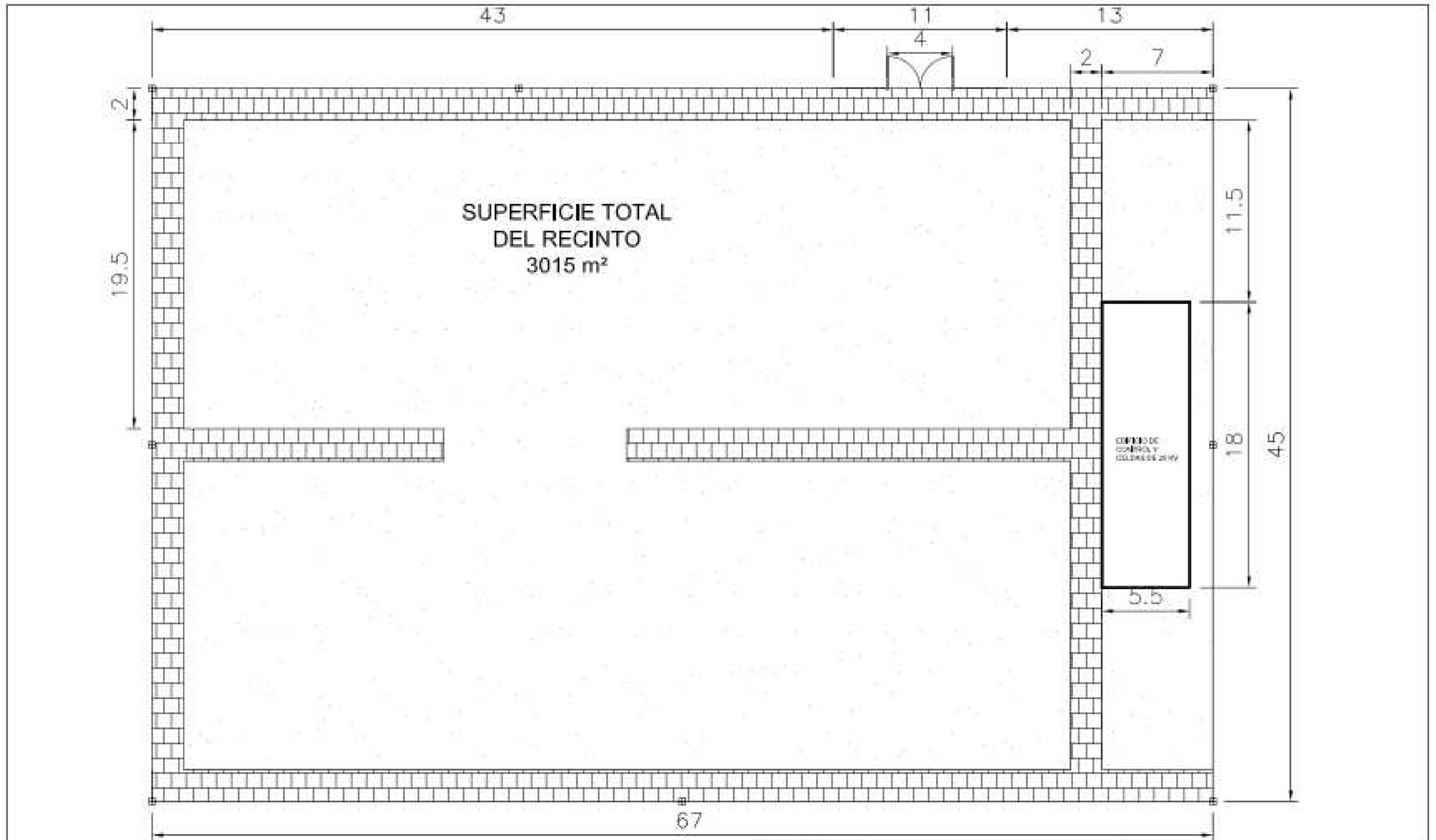
SITUACION y EMPLAZAMIENTO

PLANO N.º:

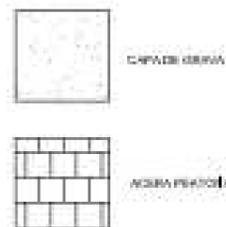
1



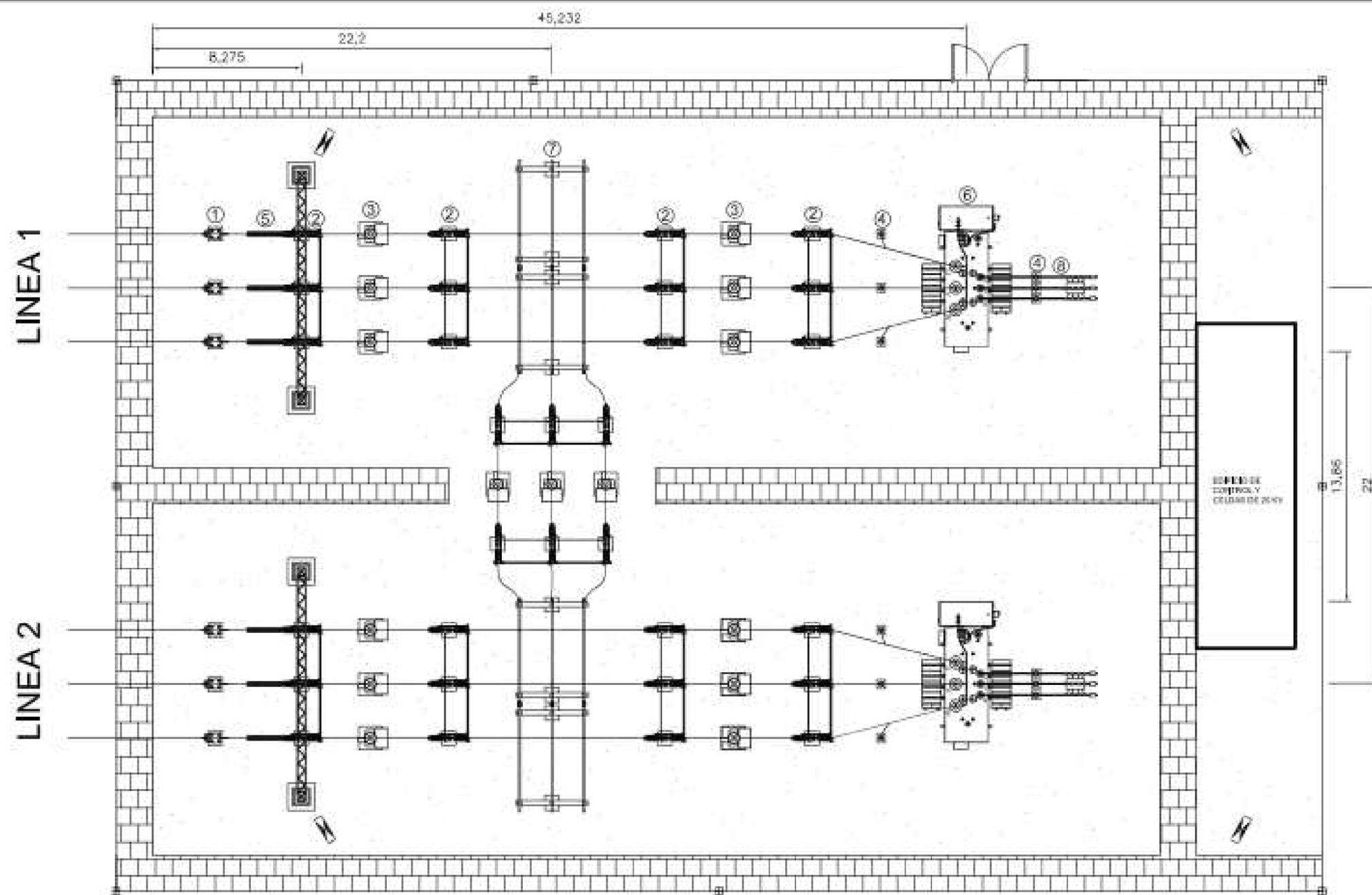
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ANGEL TORRES DE HERRERO NTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ALAMO
ESCALA	EMPLAZAMIENTO		PLANO Nº: 2
			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



(TODAS LAS COTAS EN METROS)



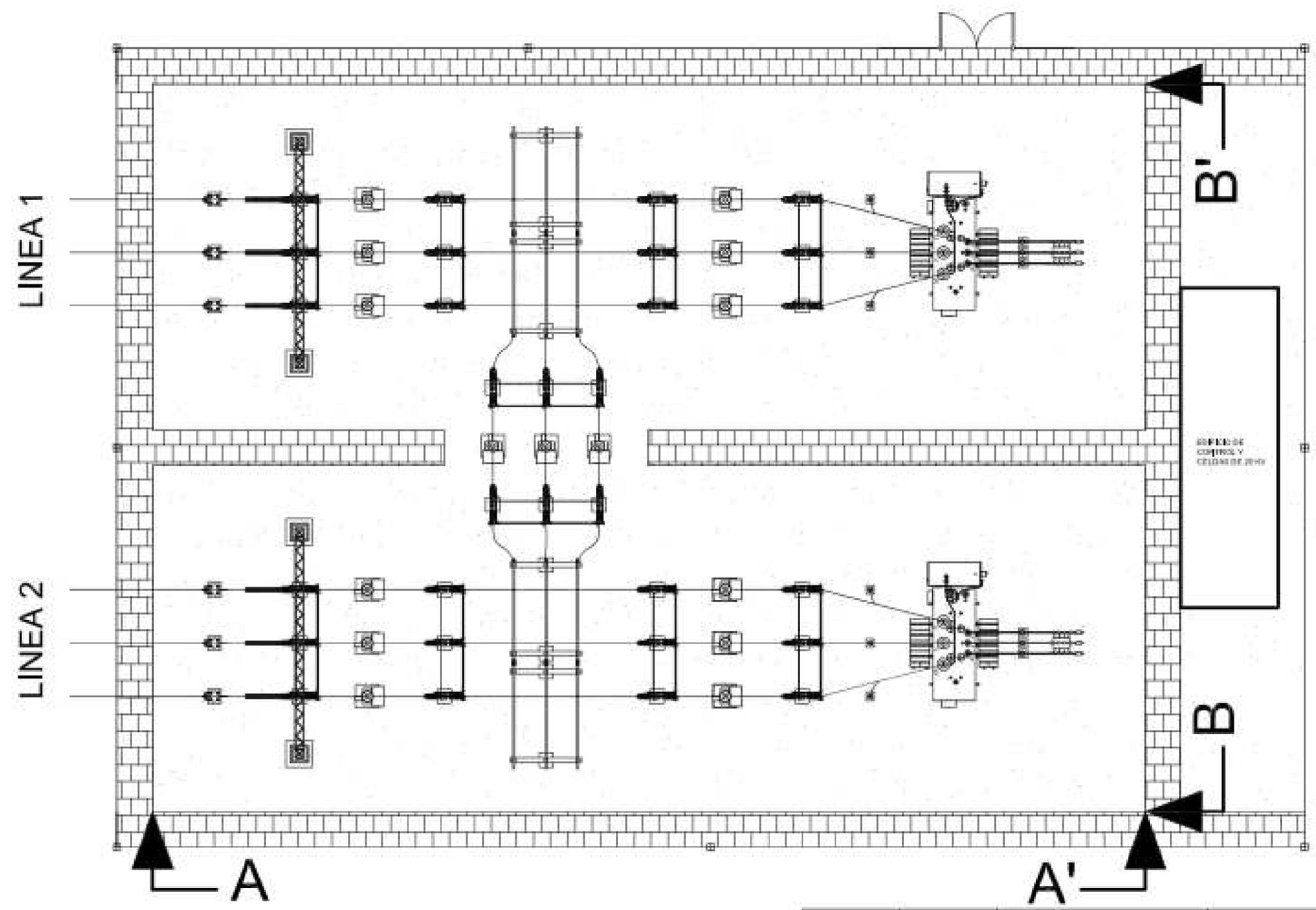
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	COTAS Y SUPERFICIE		PLANO N°: 3
1:233			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



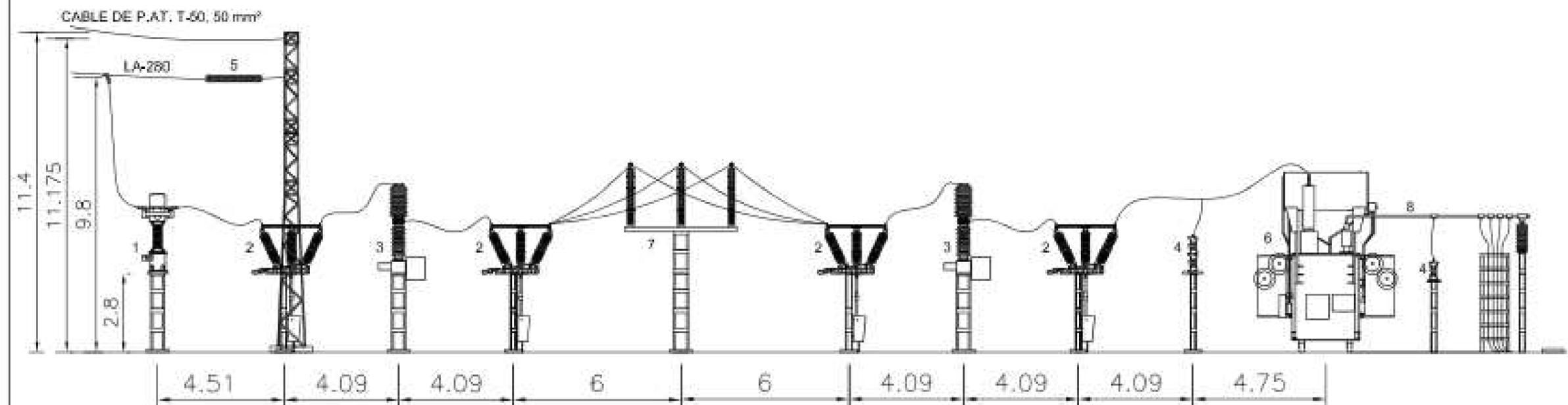
1	TRANSFORMADOR COMBINADO (TI+TT)
2	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA
3	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
4	PARARRAYOS AUTOVÁLVULAR
5	CADENA DE AISLAMIENTO
6	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
7	EMBARRADO DE ALUMINIO DE 132 KV
8	EMBARRADO DE COBRE DE 20 KV

(TODAS LAS COTAS EN METROS)

 ESCALA 1:233	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
PLANTA GENERAL DE LA SUBESTACIÓN			PLANO Nº: 4
			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



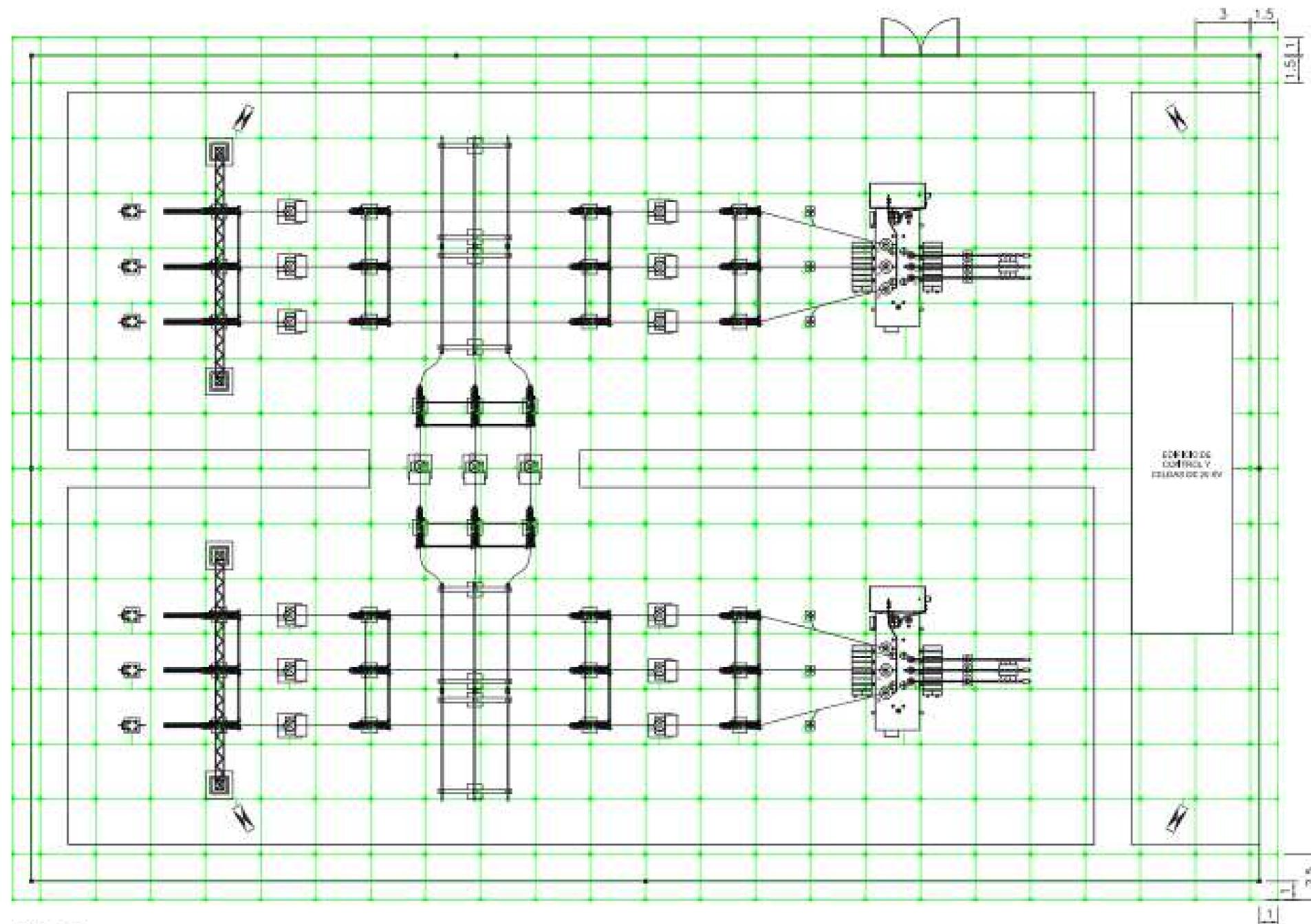
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	PLANTA DE SECCIONES		PLANO Nº: 5
1:233			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



(TODAS LAS COTAS EN METROS)

1	TRANSFORMADOR COMBINADO (TI+TT)
2	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA
3	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
4	PARARRAYOS AUTOVÁLVULAR
5	CADENA DE AISLAMIENTO
6	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
7	EMBARRADO DE ALUMINIO DE 132 KV
8	EMBARRADO DE COBRE DE 20 KV

	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA.	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	ALZADO TRANSVERSAL. SECCIÓN AA'		PLANO N°: 6
1:145			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



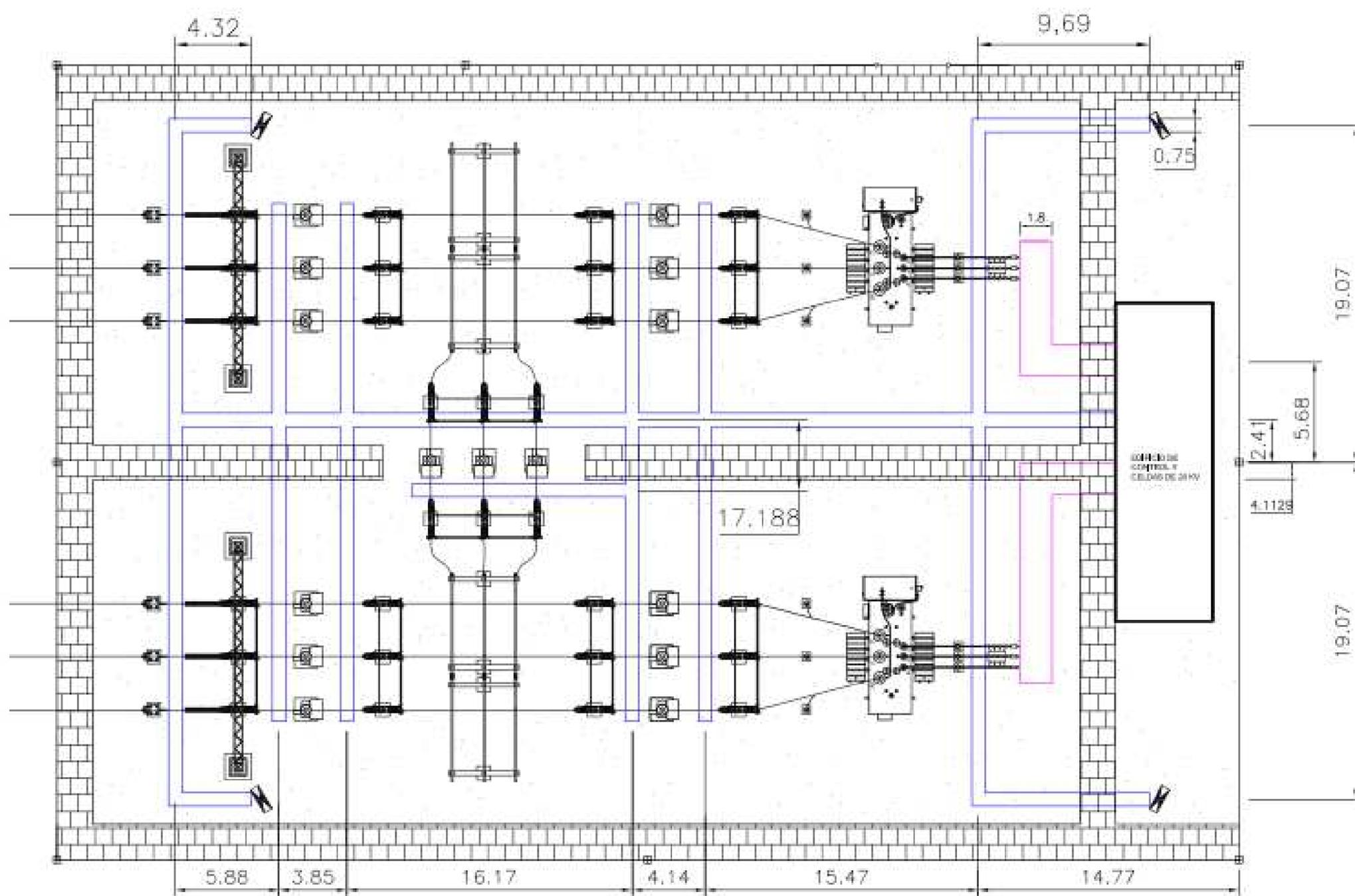
NOTAS:

- Conductor de cobre desnudo de 150 mm² de sección
- La aprameta y estructuras metálicas, y la valla perimetral, estarán conectadas a la red de tierras.
- La armadura del edificio de control estará conectada a la red de tierras.
- La malla de la red de tierras sobresaldrá 1 metro sobre el perímetro de la red de tierras.

- Unión entre conductores de la malla con soldadura aluminotérmica
- Unión entre el conductor procedente de la aprameta eléctrica y la malla de tierra, con soldadura aluminotérmica

(TODAS LAS COTAS EN METROS)

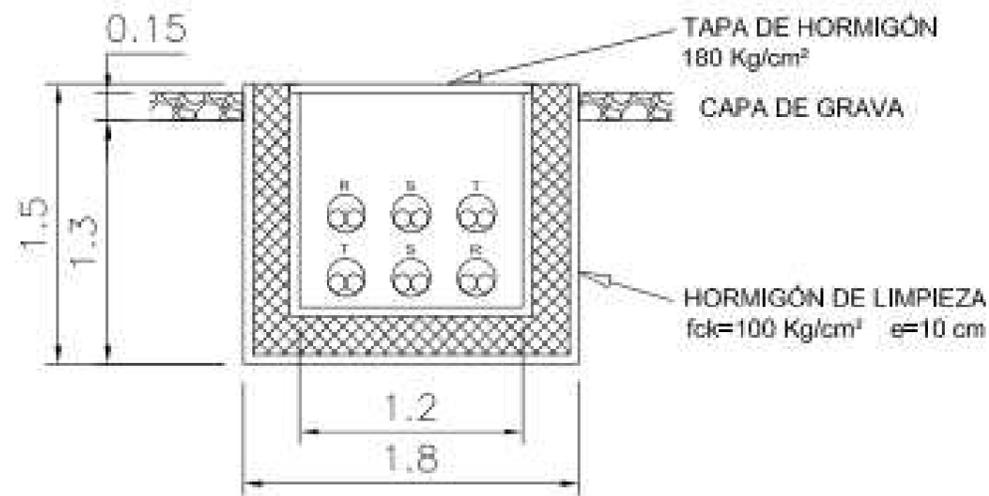
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	RED MALLADA DE TOMA A TIERRA		PLANO Nº: 8
1:233			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



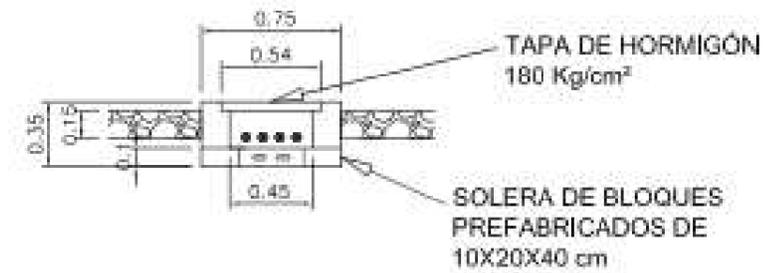
(TODAS LAS COTAS EN METROS)

	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	ZANJAS Y CANALIZACIONES		PLANO Nº: 8
1:233			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:

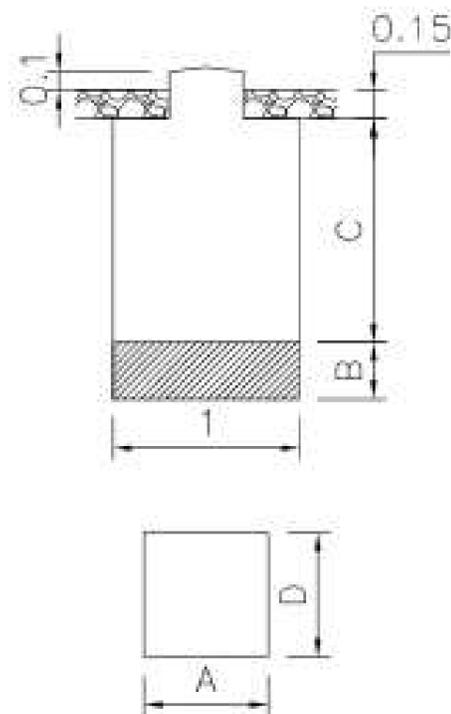
CANALIZACIÓN DE LOS CONDUCTORES DE POTENCIA



CANALIZACIÓN TIPO PARA CONTROL Y ALIMENTACIÓN



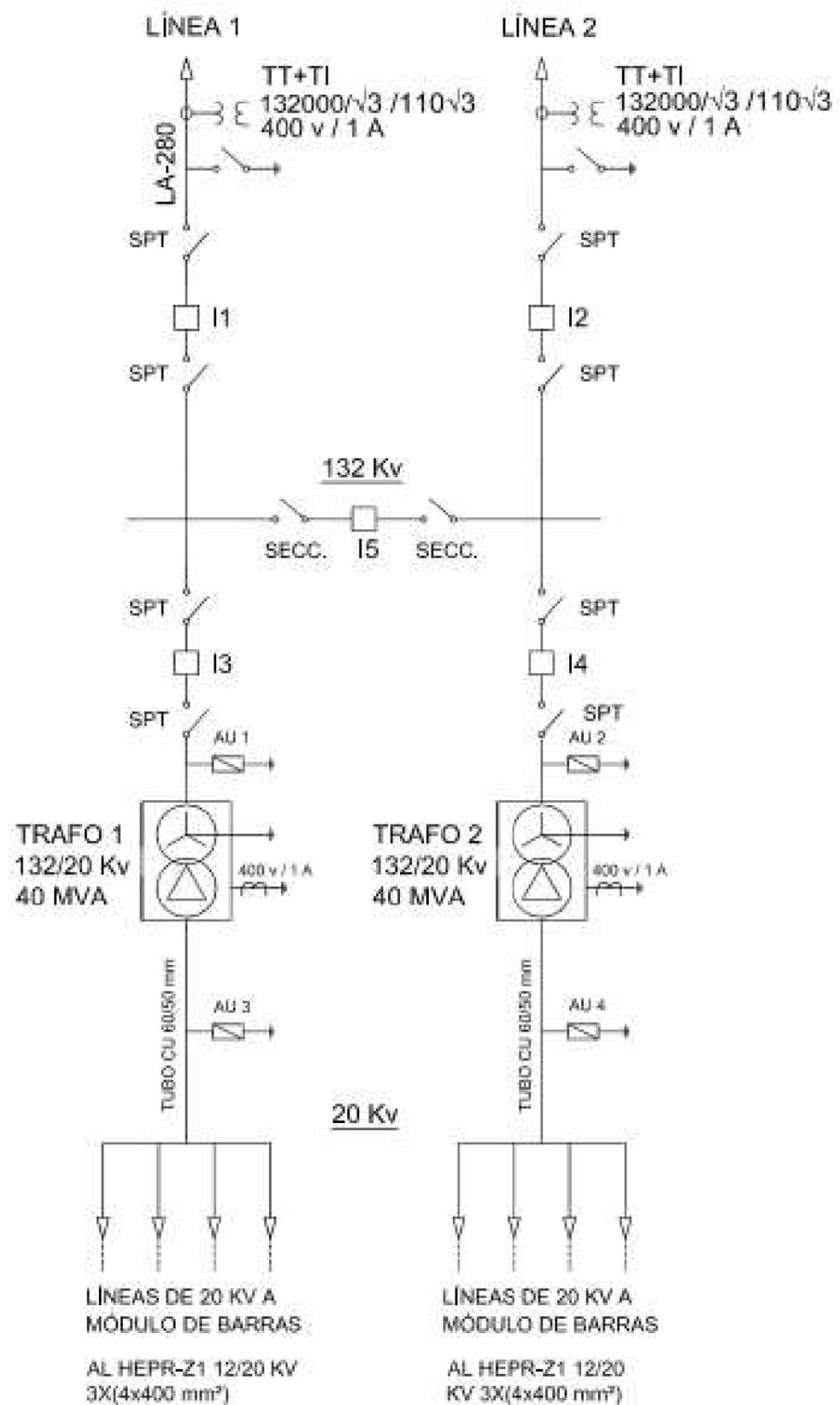
CIMENTACIÓN DE LA APARAMENTA



	DENOMINACIÓN APARAMENTA	A	B	C	D
1	TRANSFORMADOR COMBINADO (TI+TT)	0.8	0.35	0.5	0.3
2	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA	1.2	0.7	0.5	0.3
3	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO	0.8	0.7	0.5	0.3
4	PARARRAYOS AUTOVÁLVULAR	0.8	0.7	0.5	0.3
5	TORRES DE ILUMINACIÓN	0.8	0.7	0.5	0.3
6	TORRES DEL EMBARRADO	0.8	0.7	0.5	0.3

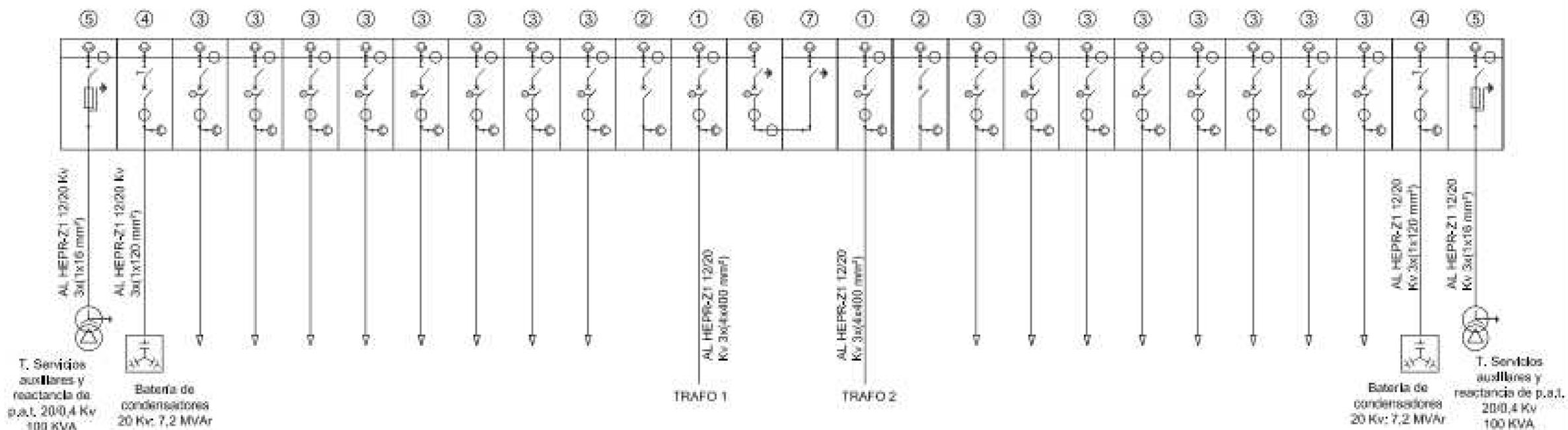
(TODAS LAS COTAS EN METROS)

FECHA	ALUMNO	PROYECTO
15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA		PLANO Nº: 10
1:33	SECCIÓN DE ZANJAS Y CIMENTACIONES	FICHERO: PLANOS
		SUSTITUYE A:



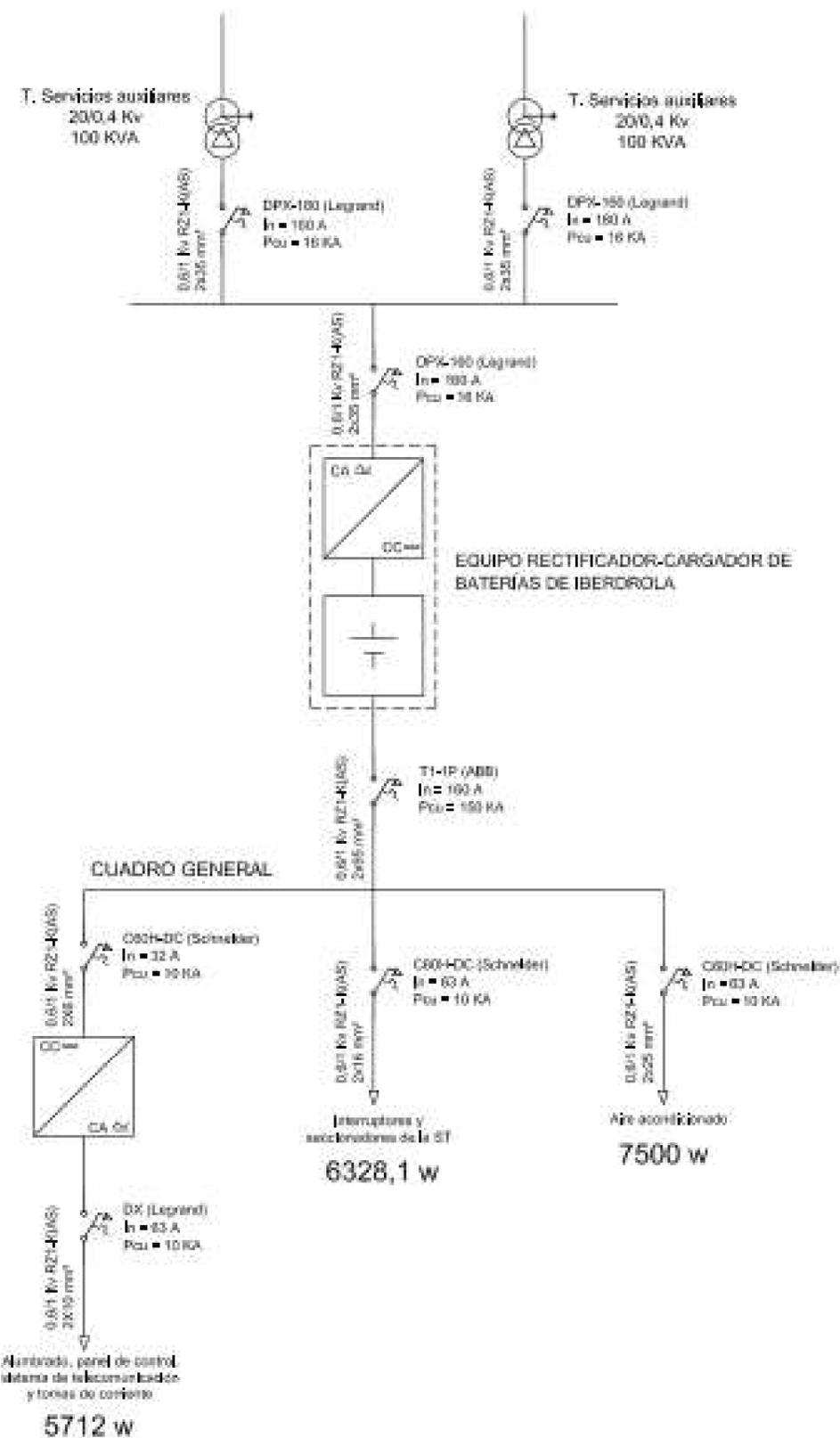
SIMBOLO	DISPOSITIVO ELÉCTRICO
TT+TI	TRANSFORMADOR COMBINADO DE TENSIÓN E INTENSIDAD
SPT	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA
I1-I5	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
AU 1-4	PARARRAYOS AUTOVÁLVULAR
TRAFO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA

	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	ESQUEMA UNIFILAR DE 132 KV		PLANO N°: 11
1:33			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:

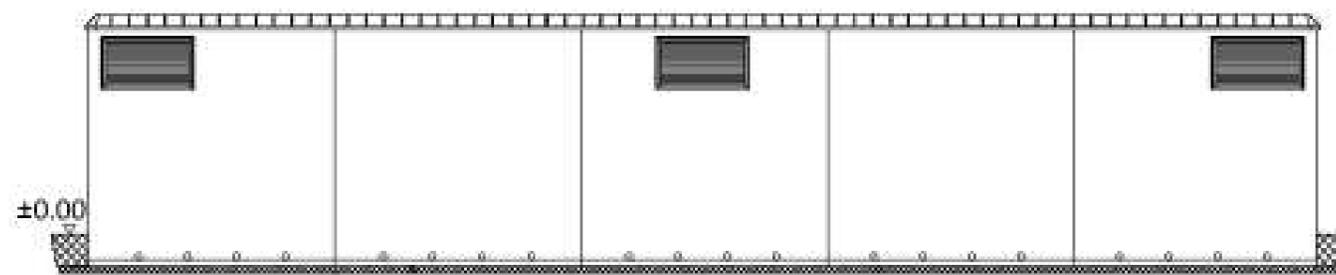


DENOMINACIÓN DE CELDAS	
1	CELDA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR
2	CELDA DE MEDIDA
3	CELDA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA
4	CELDA DE PROTECCIÓN DE BATERÍA DE CONDENSADORES
5	CELDA DE SERVICIOS AUXILIARES
6	CELDA DE ACOPLAMIENTO
7	CELDA DE REMONTE

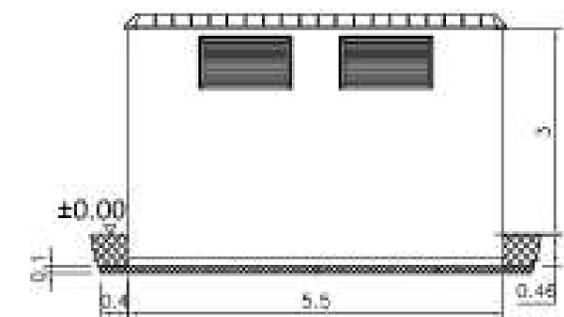
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ANGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	ESQUEMA UNIFILAR DE 20 KV		PLANO N°: 12
1:143			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



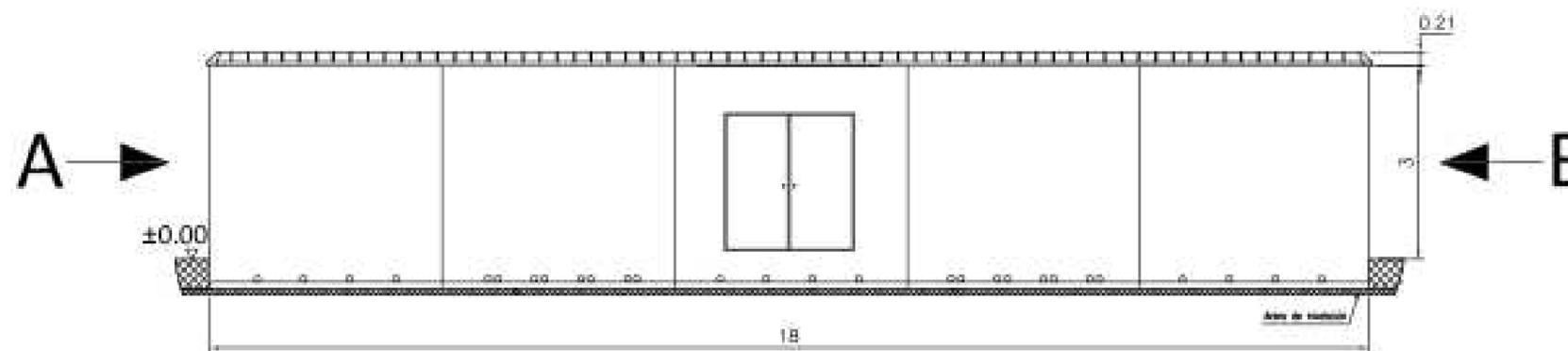
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HIT	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN		PLANO Nº: 13
-			FICHERO: PLANOS
-			SUSTITUYE A:



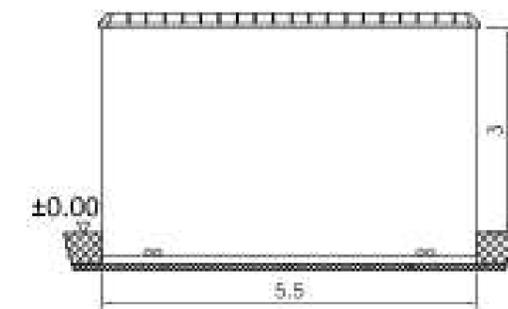
ALZADO POSTERIOR



PERFIL VISTO POR "B"



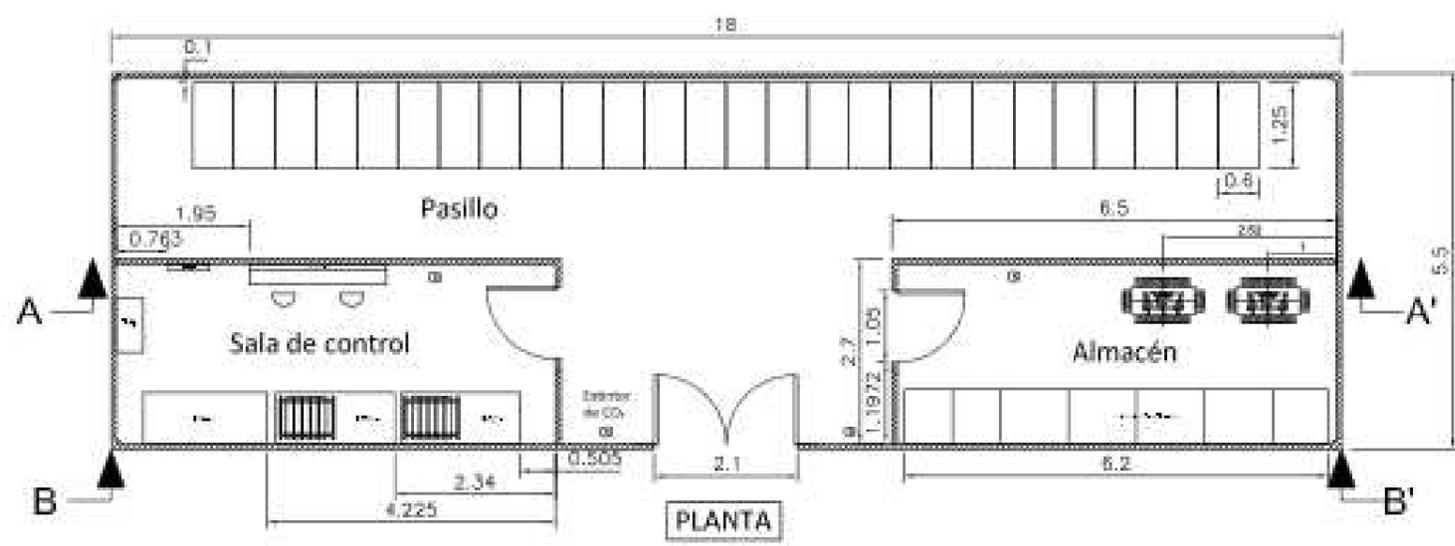
ALZADO FRONTAL



PERFIL VISTO POR "A"

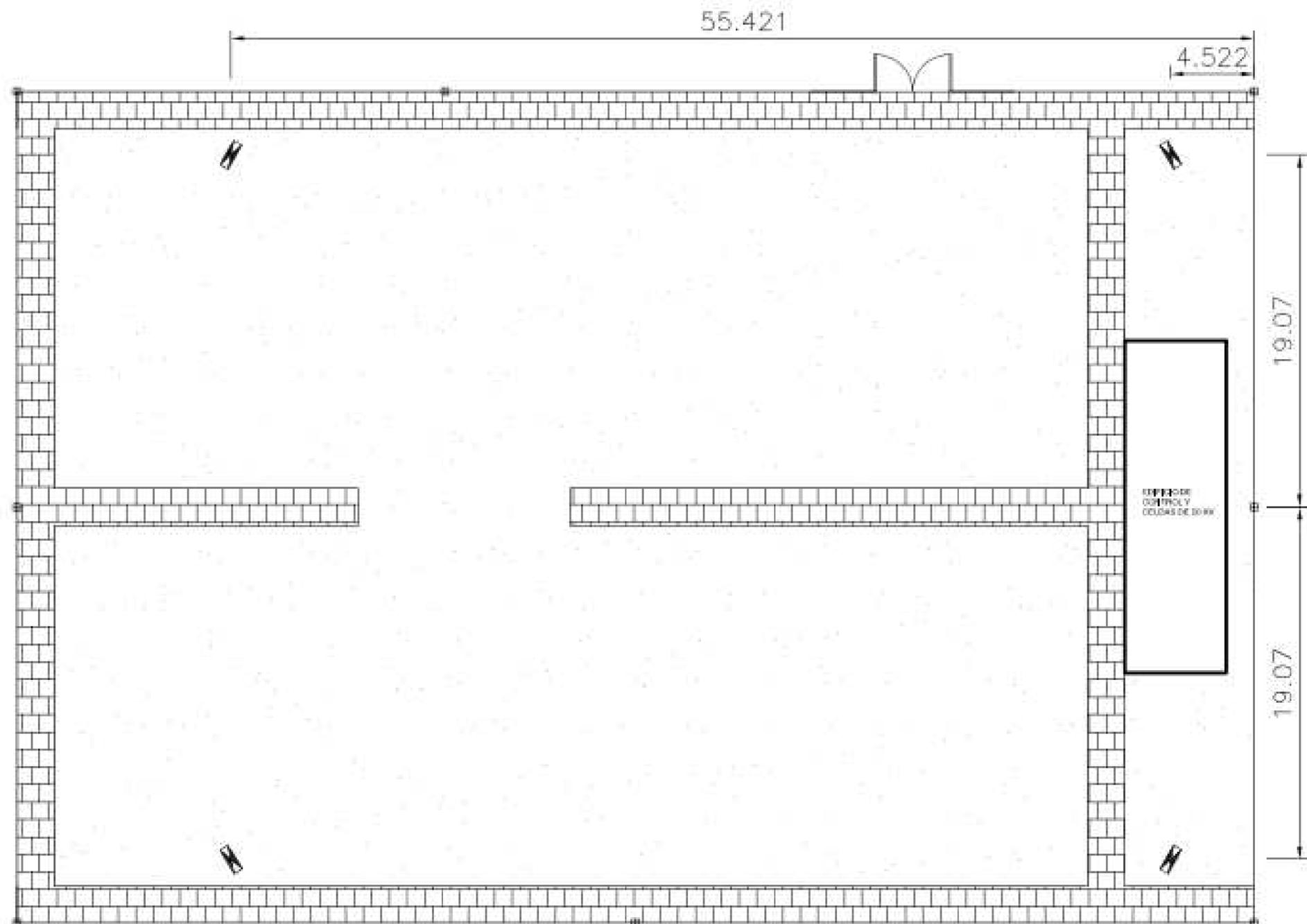
(TODAS LAS COTAS EN METROS)

	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	EDIFICIO DE CONTROL		PLANO N°: 14
1:143			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



(TODAS LAS COTAS EN METROS)

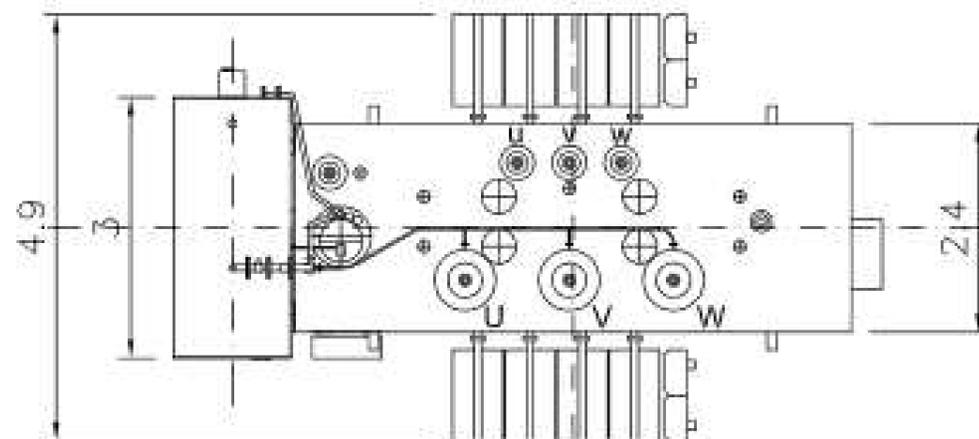
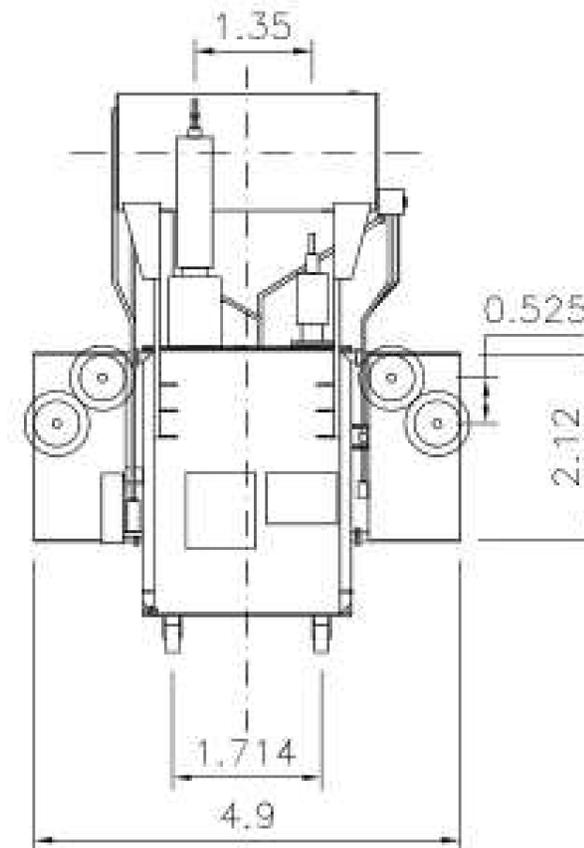
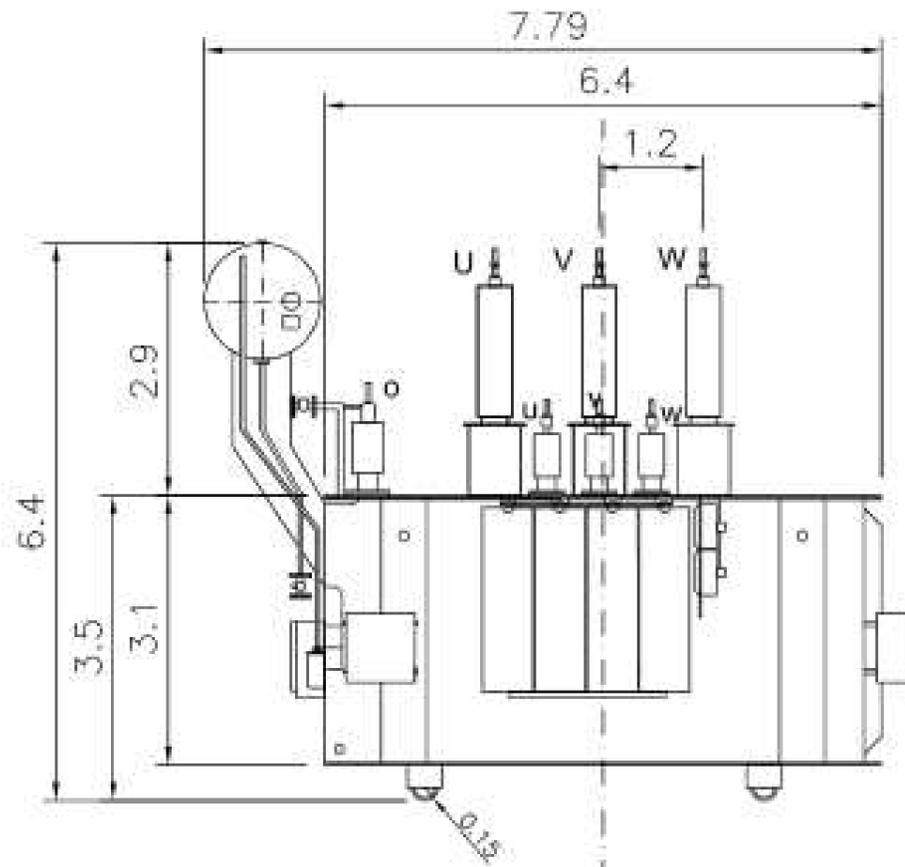
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBSTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	DISTRIBUCIÓN DE CELDAS DE POTENCIA DE 20 KV		PLANO Nº: 15
1:99			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



 2 LUMINARIAS LED MODELO "ASTRID" DE LA CASA GEWIS

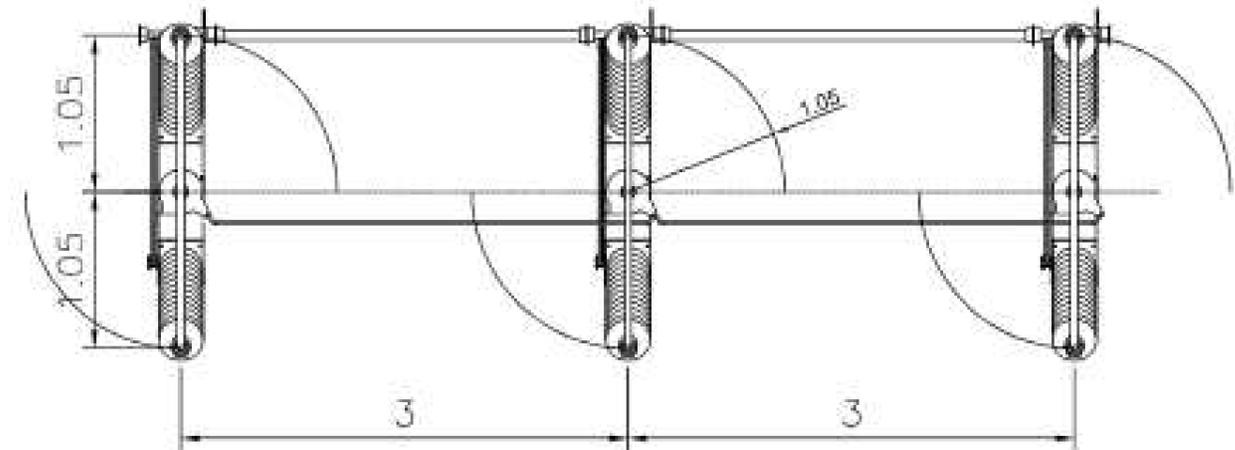
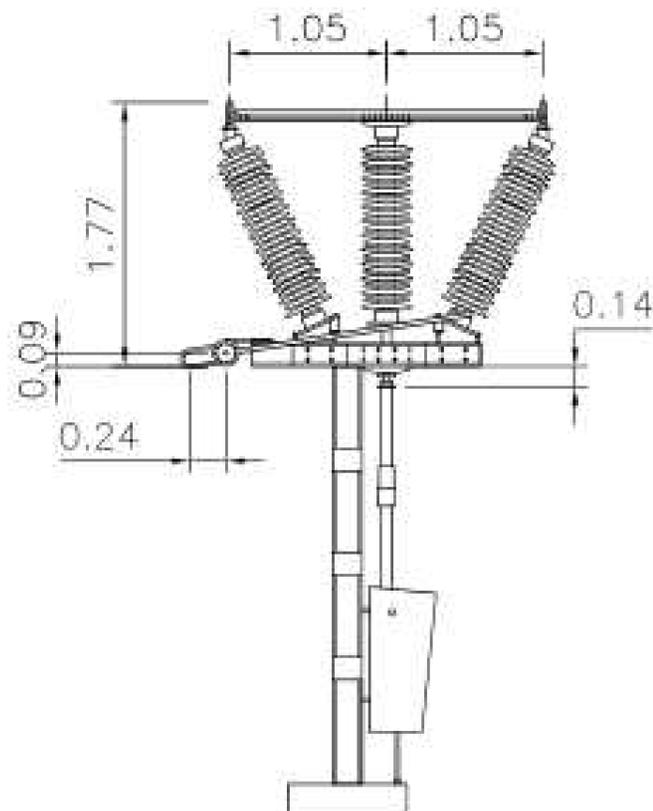
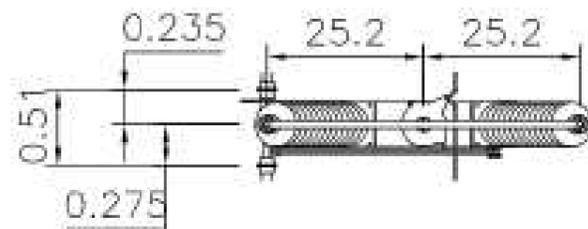
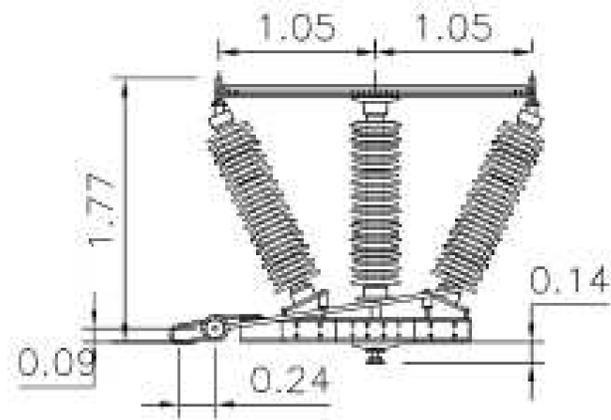
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	ILUMINACIÓN DEL PARQUE DE 132 KV		PLANO N°: 16
1:233			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:

TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE DE 40 MVA DE LA CASA IBERDROLA



(TODAS LAS COTAS EN METROS)

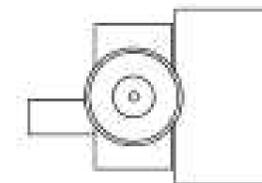
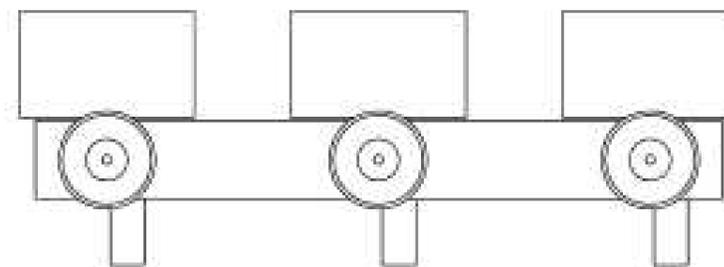
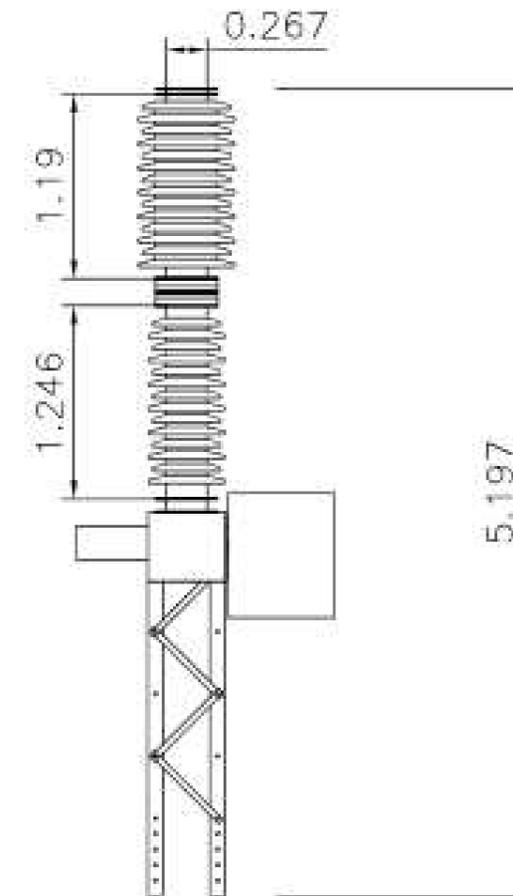
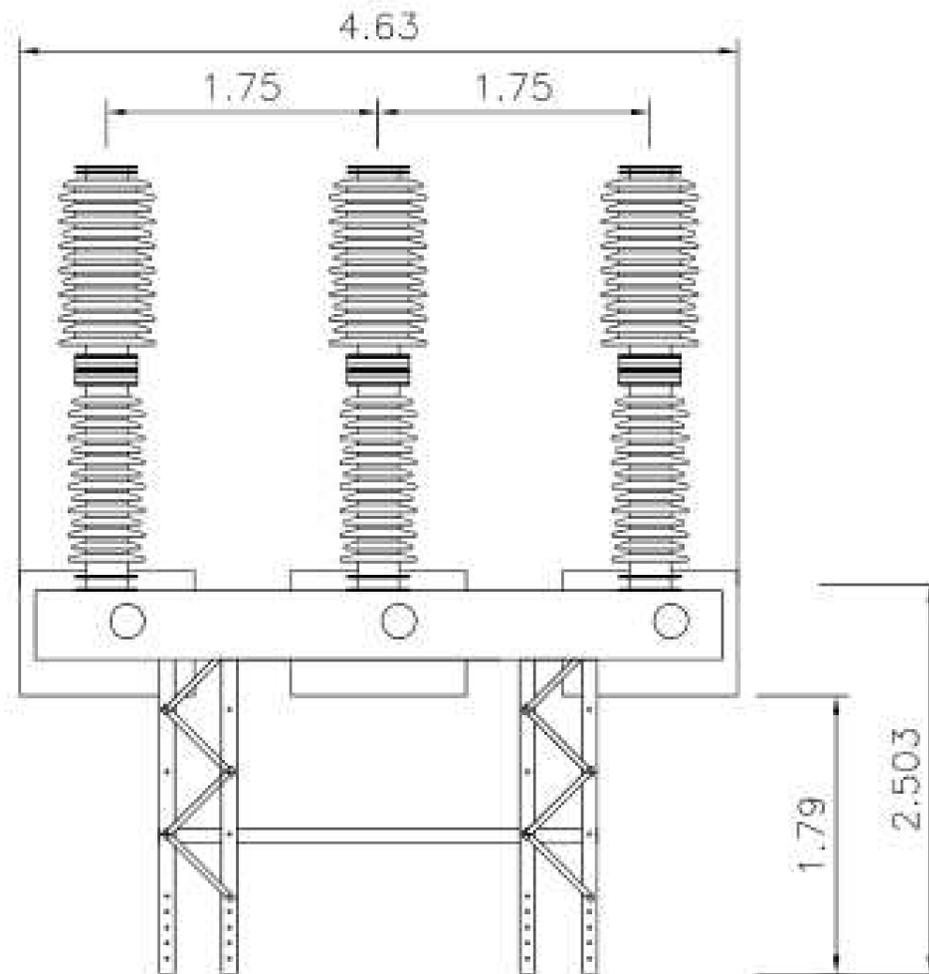
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA		PLANO Nº: 17
1:100			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



SECCIONADORES GIRATORIOS DE DOBLE APERTURA LATERAL EN "V"; MODELO SGVP-145/1250, FABRICANTE: MESA

(TODAS LAS COTAS EN METROS)

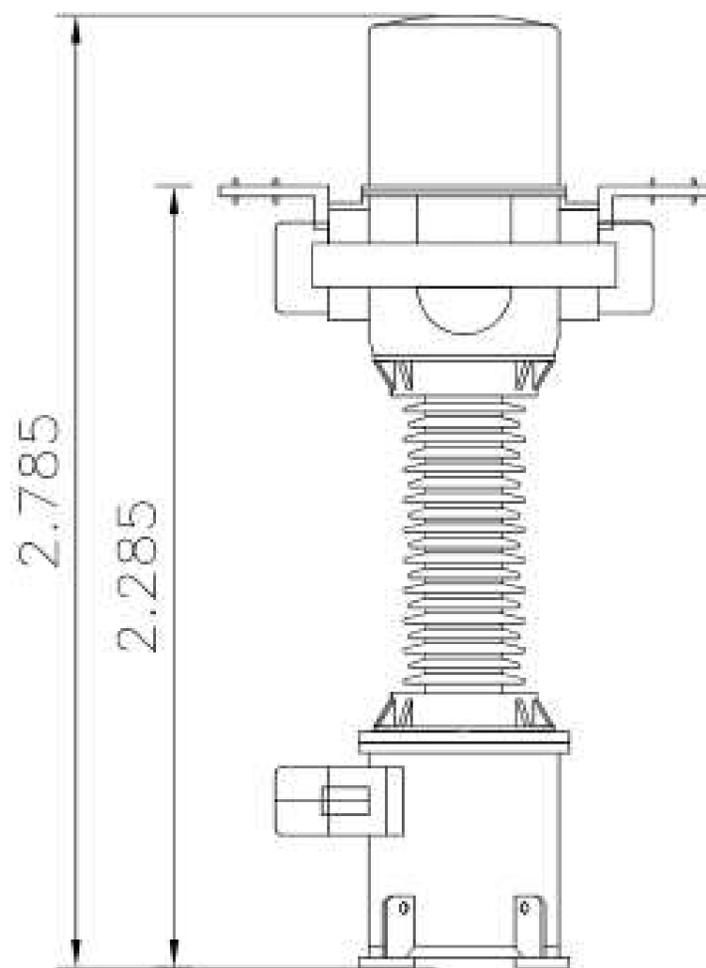
	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 132 KV		PLANO N°: 18
1:45			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



**INTERRUPTOR DE TANQUE VIVO LTB 145D1/B,
SOPORTE DE DOS COLUMNAS, OPERACION
TRIPOLAR. MARCA ABB.**

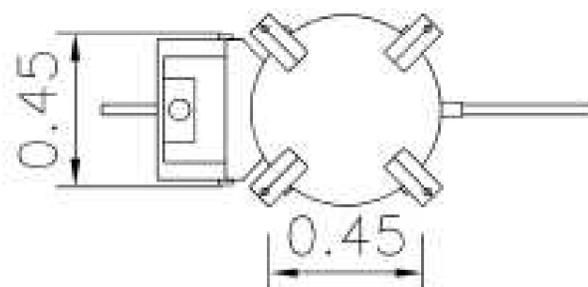
(TODAS LAS COTAS EN METROS)

	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE 132 KV		PLANO N°: 19
1:45			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:

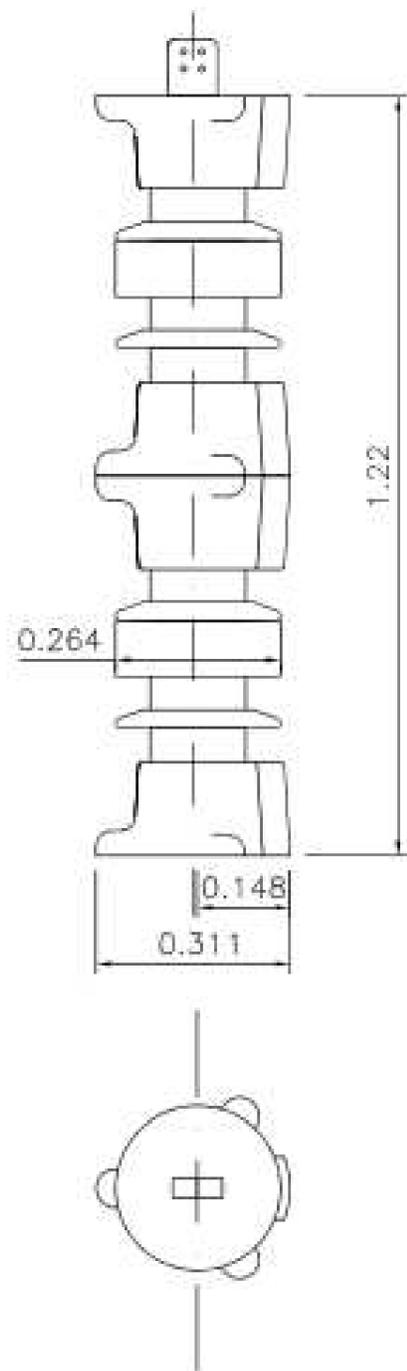


TRANSFORMADOR COMBINADO(TT+TI)
 CON AISLAMIENTO DE PAPEL-ACEITE.
 MODELO: KA-145. MARCA: ARTECHE

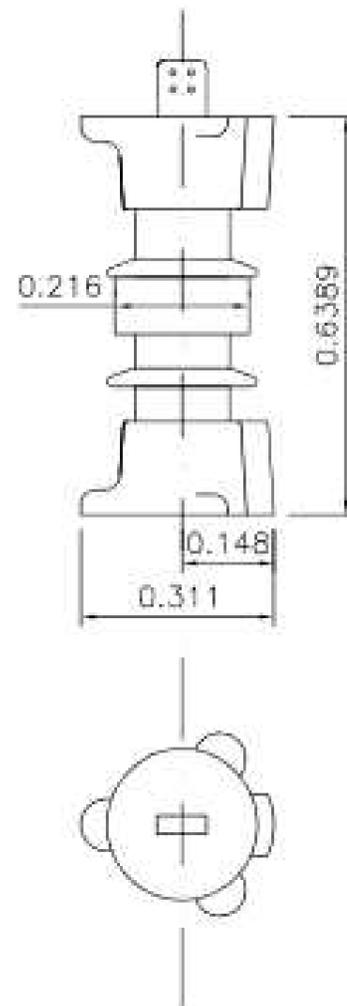
(TODAS LAS COTAS EN METROS)



	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ÁNGEL LÓPEZ DE HERRO HITA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	TRANSFORMADOR DE MEDIDA COMBINADO TI+TT		PLANO Nº: 20
1:18			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:



PARARRAYOS DE INAEL DE 132 KV
 MODELO 8110D0001J144



PARARRAYOS DE INAEL DE 20 KV
 MODELO 8110D0001J144
 (TODAS LAS COTAS EN METROS)

	FECHA	ALUMNO	PROYECTO
	15/02/2017	ANGEL LÓPEZ DE HIERRO HTA	DISEÑO Y CÁLCULO DE UN SUBESTACIÓN DE 132/20 KV DE 40+40 MVA EN LA LOCALIDAD DE FUENTE ÁLAMO
ESCALA	PARARRAYOS AUTOVALVULARES DE 132 Y 20 KV		PLANO N°: 21
1:10			FICHERO: PLANOS
			SUSTITUYE A:

ANEXO 2: **BIBLIOGRAFÍA**

WEBS

Código técnico de la edificación web:

<http://cte-web.iccl.es/materiales.php?a=1>

Instituto geológico y minero de España:

<http://www.igme.es>

Agencia estatal de meteorología – AEMET:

<http://www.aemet.es/es/portada>

Ministerio de industria, energía y turismo:

<http://www.minetad.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>

Noticias jurídicas:

<http://noticias.juridicas.com>

RS Isolsec:

<http://www.rsisolsec.com/es/elegir-un-transformador-de-intensidad.html>

Directindustry:

<http://www.directindustry.es>

Siemens:

<https://www.siemens.com/global/en/home.html>

ABB:

<http://new.abb.com>

MESA - Aparallaje de media y alta tensión:

<http://www.mesa.es/es/index.php>

Ormazabal:

<http://www.ormazabal.com/es>

Arteche:

<http://www.arteche.com/es>

Inael:

<http://inael.com>

Legrand:

<http://www.legrand.es>

Schneider electric:

<http://www.schneider-electric.es/es/>

Prysmian:

<http://es.prysmiangroup.com/es/index.html>

Delta conectores:

<http://www.deltaconectores.com>

Alu-Stock:

<http://www.alu-stock.es/es/>

Inalcoa:

<http://www.inalcoa.net>

Delmetal – metales no ferrosos:

<http://www.delmetal.com.ar>

Hubbell power system:

<http://www.hubbellpowersystems.com>

Tu verás:

<http://www.tuveras.com>

Thyssenkrupp Materials Iberica:

http://www.thyssen-iberica.es/htm/tabla_aluminox.htm#alear

Gilba, S.A:

<http://www.gilva.com/producto36-subestaciones%20electricas.html>

Funtam (fabricante de pórticos):

<http://www.funtam.es>

Infraestructura de datos espaciales (Ide) región de Murcia:

<http://iderm.imida.es/iderm/>

La Farga (fabricante de tubos de cobre):

<https://www.lafarga.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/410-las-tuberias-de-cobre-de-la-farga-ahora-en-toda-europa>

Gewiss (iluminación):

<http://www.gewiss.es/prv/es/index.html>

LIBROS

- 1) RAÚL MARTÍ, J. Diseño de Subestaciones Eléctricas. McGraw-Hill/Interamericana, 1992.
- 2) ENRIQUEZ HARPER, G. Elementos de Diseño de subestaciones. Limusa. 2002.
- 3) RAMIREZ VAZQUEZ, J. Estaciones de Transformación y Distribución. CEAC, Grupo Editorial, S.A.2004.
- 4) MONTANÉ SANGRÁ, P. Protección en las Instalaciones Eléctricas. Marcombo. 1999.
- 5) ENRÍQUEZ HARPER, G. Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Media y Alta Tensión. Limusa 2006.
- 6) Apuntes de las asignaturas “Centrales y subestaciones”, “Transporte de energía eléctrica”, “instalaciones eléctricas”.