



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

Trabajo Fin de Grado

PROYECTO DE LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN,
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN E
INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN PARA
ELECTROLINERA PRIVADA

Alumno: José María Garrido Cruz

Tutor: Prof. D. Manuel Gómez González
Depto.: Ingeniería eléctrica

Junio, 2020

INDICE

1	RESUMEN DEL PROYECTO	9
2	MEMORIA.....	11
2.1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	12
2.1.1	<i>Normativa aplicada</i>	<i>12</i>
2.1.2	<i>Recursos y herramientas aplicadas</i>	<i>13</i>
2.1.3	<i>Bibliografía utilizada.....</i>	<i>13</i>
2.2	CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA.....	14
2.2.1	<i>Características eléctricas de la línea aérea.....</i>	<i>14</i>
2.2.2	<i>Emplazamiento de la línea.....</i>	<i>15</i>
2.2.3	<i>Trazado de la línea.....</i>	<i>16</i>
2.2.3.1	Punto de entronque de la línea.....	16
2.2.3.2	Datos topográficos	16
2.2.3.3	Cruzamientos	17
2.2.4	<i>Apoyos de la línea.....</i>	<i>18</i>
2.2.4.1	Crucetas	19
2.2.5	<i>Cimentación.....</i>	<i>19</i>
2.2.6	<i>Distancias mínimas de seguridad</i>	<i>19</i>
2.2.7	<i>Cadena de aisladores.....</i>	<i>20</i>
2.2.8	<i>Amortiguadores.....</i>	<i>21</i>
2.2.9	<i>Puesta a tierra en los apoyos.....</i>	<i>23</i>
2.3	LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN.....	23
2.4	CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	24
2.4.1	<i>Aparamenta del centro de transformación:</i>	<i>24</i>
2.5	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN.....	25
2.5.1	<i>Estaciones de carga usadas en la nave electrolinera.....</i>	<i>26</i>
2.5.1.1	Estación de carga rápida (Modo 4).....	26
2.5.1.2	Estación de carga modo 3	26
3	ANEXOS A LA MEMORIA.....	28
3.1	ANEXO DE CALCULOS MECÁNICOS.....	29
3.1.1	<i>Constante de la catenaria.....</i>	<i>30</i>
3.1.2	<i>Ecuaciones de cambio de condiciones</i>	<i>31</i>
3.1.2.1	Ecuación de cambio de condiciones en vanos desnivelados.....	31
3.1.2.2	Ecuación de cambio de condiciones en un cantón con vanos desnivelados	33
3.1.3	<i>Definición de cantones.....</i>	<i>34</i>
3.1.4	<i>Cargas permanentes y pesos aparentes</i>	<i>35</i>

3.1.4.1	Carga permanente	35
3.1.4.2	Peso aparente por la acción del viento reglamentario	35
3.1.4.3	Peso aparente por la acción del hielo	36
3.1.4.4	Peso aparente por la acción de la mitad del viento	36
3.1.4.5	Resumen de sobrecargas y pesos aparentes.....	37
3.1.5	<i>Hipotesis de cálculo mecánico</i>	37
3.1.5.1	Tracción máxima admisible (Apartado 3.2.1 ITC-LAT-07).....	38
3.1.5.2	Hipotesis adicional por viento excepcional	38
3.1.5.3	Comprobación de fenómenos vibratorios (Apartado 3.2.2 ITC-LAT-07)	39
3.1.5.4	Flechas máximas (Apartado 3.2.3 ITC-LAT-07)	39
3.1.5.5	Flecha mínima (Apartado 5.6.1 ITC-LAT-07).....	40
3.1.5.6	Hipotesis para el cálculo de apoyos	40
3.1.5.7	Hipotesis para el cálculo de la desviación de la cadena de aisladores (Apartado 5.4.2 ITC-LAT-07)	40
3.1.5.8	Resumen de hipótesis para el cálculo mecánico	41
3.1.6	<i>Tabla de tendidos</i>	41
3.1.7	<i>Resultados de las hipótesis del cálculo mecánico</i>	42 -
3.1.8	<i>Resultados tablas de tendidos</i>	43 -
3.2	ANEXO DISTANCIAS DE SEGURIDAD	44 -
3.2.1	<i>Distancias de aislamiento eléctrico para evitar sobrecargas</i>	45 -
3.2.2	<i>Distancias en el apoyo</i>	45 -
3.2.2.1	Distancia entre conductores de fase.....	46 -
3.2.2.2	Distancias entre conductores y partes puestas a tierra	47 -
3.2.3	<i>Distancias externas.....</i>	49 -
3.2.3.1	Distancias al terreno, caminos y sendas.....	49 -
3.2.3.2	Distancias de cruzamiento con carreteras	50 -
3.3	ANEXO CÁLCULO DE APOYOS	51 -
3.3.1	<i>Tipos de esfuerzos en el cálculo de apoyos.....</i>	52 -
3.3.2	<i>Ecuaciones usadas para la obtención de los esfuerzos en el proyecto</i>	53 -
3.3.2.1	Cálculo de apoyos de fin de línea en zona A (Apoyos 1 y 12).....	54 -
3.3.2.2	Cálculo de apoyos de amarre - alineación en zona A (Apoyo 2).....	55 -
3.3.2.3	Cálculo de apoyos de suspensión - alineación en zona A (Apoyos 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10 y 11) .-	57 -
3.3.2.4	Cálculo de apoyos de amarre - ángulo zona A (Apoyo 8)	58 -
3.3.3	<i>Resumen de hipótesis para el cálculo de apoyos en zona A</i>	59 -
3.3.4	<i>Resultados</i>	60 -
3.3.4.1	1ª Hipótesis (Viento)	60 -
3.3.4.2	3ª Hipótesis (Desequilibrio de tracciones)	60 -
3.3.4.3	4ª Hipótesis (Rotura de conductores)	61 -
3.3.5	<i>Elección de apoyos.....</i>	61 -
3.4	ANEXO CÁLCULO DE CIMENTACIONES	63 -
3.4.1	<i>Características cimentación monobloque.....</i>	64 -

3.4.2	Método de Sulzberger.....	- 65 -
3.4.3	Momento de vuelco	- 65 -
3.4.4	Resultados	- 67 -
3.4.4.1	Comprobación coeficiente de seguridad.....	- 67 -
3.4.4.2	Dimensión de cimentaciones	- 67 -
3.5	ANEXO CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA EN APOYOS	- 68 -
3.5.1	Circulación de corrientes por el terreno (Resistividad)	- 69 -
3.5.2	Elección apoyos frecuentados o no frecuentados.....	- 71 -
3.5.3	Calculo puesta a tierra de apoyos no frecuentados. (Apoyos 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11) .-	- 72 -
3.5.4	Calculo puesta a tierra de apoyos frecuentados (Apoyos 1, 2 y 12)	- 72 -
3.5.5	Resumen de los distintos valores del cálculo	- 77 -
3.6	ANEXO CÁLCULO ELECTRICO LINEA ELÉCTRICA	- 78 -
3.6.1	Parámetros eléctricos de la línea.....	- 79 -
3.6.1.1	Resistencia	- 79 -
3.6.1.2	Reactancia	- 80 -
3.6.2	Cálculo de densidad de corriente.....	- 81 -
3.6.3	Intensidad máxima admisible para cada conductor.....	- 82 -
3.6.4	Intensidad nominal de la línea.....	- 82 -
3.6.5	Potencia máxima a transportar por densidad de corriente.....	- 82 -
3.6.6	Cálculo de caída de tensión	- 83 -
3.6.7	Perdida de potencia.....	- 83 -
3.6.8	Resumen de los cálculos eléctricos	- 84 -
3.7	ANEXO CÁLCULO DE LA LÍNEA SUBTERRANEA.....	- 85 -
3.7.1	Características de la línea subterránea:	- 86 -
3.7.2	Elección de la tensión nominal en régimen permanente.....	- 86 -
3.7.3	Cálculo de la sección del cable por intensidad máxima admisible.....	- 87 -
3.7.4	Intensidad máxima admisible en cortocircuito.....	- 88 -
3.7.5	Máxima caída de tensión admisible por el conductor	- 89 -
3.7.5.1	Cálculo de R mediante los datos del fabricante	- 90 -
3.7.5.2	Cálculo de R mediante la resistividad del aluminio a 20 °C.....	- 90 -
3.7.6	Perdidas de potencia	- 91 -
3.8	ANEXO CÁLCULO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	- 92 -
3.8.1	Intensidad de alta tensión	- 93 -
3.8.2	Intensidad de baja tensión.....	- 93 -
3.8.3	Cálculo de cortocircuitos.....	- 93 -
3.8.3.1	Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Alta Tensión	- 94 -
3.8.3.2	Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Baja Tensión:.....	- 94 -
3.8.4	Dimensionado del embarrado	- 94 -
3.8.4.1	Comprobación por densidad de corriente	- 95 -

3.8.4.2	Comprobación por solicitación electrodinámica	- 95 -
3.8.4.3	Comprobación por solicitación térmica	- 95 -
3.8.5	<i>Selección de las protecciones de alta y de baja</i>	- 96 -
3.8.5.1	Protecciones de alta tensión	- 96 -
3.8.5.2	Protección de baja tensión.....	- 97 -
3.8.6	<i>Dimensionado de la ventilación del centro de transformación</i>	- 97 -
3.8.7	<i>Diseño de la instalación de tierra</i>	- 98 -
3.8.7.1	Características de la instalación de puesta a tierra.	- 99 -
3.8.7.2	Cálculo de la puesta a tierra de protección.....	- 99 -
3.8.7.3	Cálculo de la puesta a tierra de servicio.....	- 100 -
3.8.7.4	Cálculo de tensiones en el exterior de la instalación	- 101 -
3.8.7.5	Cálculo de tensiones en el interior de la instalación	- 101 -
3.8.7.6	Cálculo de las tensiones aplicadas	- 101 -
3.8.7.7	Tabla con los resultados obtenidos.....	- 102 -
3.8.8	<i>Distancia mínima de la puesta a tierra del neutro y de la tierra de protección</i>	- 103 -
3.9	ANEXO DE CALCULOS INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN.....	- 104 -
3.9.1	<i>Cálculo de corrientes de cortocircuito</i>	- 105 -
3.9.2	<i>Cálculo de caída de tensión</i>	- 106 -
3.9.2.1	Cálculo de la conductividad eléctrica	- 107 -
3.9.3	<i>Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento</i>	- 108 -
3.9.4	<i>Calculo protección sobrecargas</i>	- 108 -
3.9.5	<i>Cálculo de la resistencia a tierra</i>	- 109 -
3.9.6	<i>Potencia instalada</i>	- 110 -
3.9.7	<i>Resumen calculo caída de tensión e intensidad máxima admisible</i>	- 111 -
3.9.8	<i>Resumen cálculo corriente de cortocircuito</i>	- 113 -
3.10	ANEXO DIALUX OBTENCION DE LUMINARIAS.....	- 115 -
4	PLANOS	- 123 -
4.1	PLANO DE SITUACIÓN	- 124 -
4.2	PLANO DE EMPLAZAMIENTO	- 125 -
4.3	PLANO DEL PERFIL DE LA LÍNEA AÉREA.....	- 126 -
4.4	PLANO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1	- 127 -
4.5	PLANO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2	- 128 -
4.6	PLANO DE LAS DIMENSIONES DE LA NAVE ELECTROLINERA.....	- 129 -
4.7	PLANO INSTALACIÓN ELÉCTRICA NAVE ELECTROLINERA	- 130 -
4.8	PLANO DEL ESQUEMA UNIFILAR.....	- 131 -
5	PRESUPUESTO	- 132 -
6	PLIEGO DE CONDICIONES	- 139 -
6.1	CONDICIONES GENERALES	- 140 -

6.1.1	Técnico director de obra	- 140 -
6.1.2	Constructor o instalador	- 140 -
6.1.3	Presencia del constructor o instalador de la obra	- 140 -
6.1.4	Modificaciones de los documentos del proyecto	- 141 -
6.1.5	Reclamaciones contra las ordenes de la dirección facultativa	- 141 -
6.1.6	Replanteo.....	- 141 -
6.1.7	Comienzo de la obra	- 141 -
6.1.8	Orden de los trabajos.....	- 142 -
6.1.9	Facilidades para otros contratistas	- 142 -
6.1.10	Ampliación del proyecto debido a causas de fuerza mayor o imprevistas.	- 142 -
6.1.11	Prórroga por causa de fuerza mayor	- 142 -
6.1.12	Responsabilidades de la dirección facultativa en el retraso de la obra	- 143 -
6.1.13	Condiciones generales de ejecución de los trabajos	- 143 -
6.1.14	Documentación final de la obra	- 143 -
6.1.15	Plazo de garantía	- 143 -
6.2	CONDICIONES ECONÓMICAS	- 143 -
6.2.1	Composición de los precios unitarios.....	- 143 -
6.2.2	Importe de contrata.....	- 144 -
6.2.3	Precios contradictorios	- 144 -
6.2.4	Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas.....	- 144 -
6.2.5	Revisión de los precios contratados.....	- 144 -
6.2.6	Acopio de materiales	- 145 -
6.2.7	Responsabilidad del constructor o instalador en el bajo rendimiento de los trabajadores....	- 145 -
6.2.8	Pagos	- 145 -
6.2.9	Importe de la indemnización por retraso no justificado	- 145 -
6.2.10	Unidades de obra defectuosas pero aceptables	- 145 -
6.2.11	Seguro de las obras.....	- 146 -
6.3	CONDICIONES TÉCNICAS DE LA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN	- 146 -
6.3.1	Objeto	- 146 -
6.3.2	Trabajos no previstos.....	- 146 -
6.3.3	Replanteo de apoyos	- 146 -
6.3.4	Acceso a los apoyos	- 147 -
6.3.5	Excavaciones y explanaciones	- 147 -
6.3.5.1	Excavación.....	- 147 -
6.3.5.2	Explanación.	- 147 -
6.3.6	Hormigón.....	- 147 -
6.3.7	Tomas de tierra.....	- 148 -

6.3.8	<i>Ejecución del hormigonado</i>	<i>- 148 -</i>
6.3.9	<i>Puestas a tierra en apoyos metálicos que soportan aparatos de maniobra o frecuentados.-</i>	<i>148 -</i>
6.3.10	<i>Flechas</i>	<i>- 149 -</i>
6.3.11	<i>Engrapado de los conductores</i>	<i>- 149 -</i>
6.3.12	<i>Reclamaciones de propietarios</i>	<i>- 149 -</i>
6.4	CONDICIONES TÉCNICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE INTERIOR PREFABRICADO-	150 -
6.4.1	<i>Objeto</i>	<i>- 150 -</i>
6.4.2	<i>Obra civil</i>	<i>- 150 -</i>
6.4.3	<i>Emplazamiento</i>	<i>- 150 -</i>
6.4.4	<i>Excavación</i>	<i>- 150 -</i>
6.4.5	<i>Acondicionamiento</i>	<i>- 150 -</i>
6.4.6	<i>Edificio prefabricado de hormigón</i>	<i>- 151 -</i>
6.4.7	<i>Evacuación y extinción del aceite aislante</i>	<i>- 151 -</i>
6.4.8	<i>Ventilación</i>	<i>- 151 -</i>
6.4.9	<i>Instalación eléctrica</i>	<i>- 152 -</i>
6.4.9.1	<i>A paramenta A.T.</i>	<i>- 152 -</i>
6.4.10	<i>Transformadores</i>	<i>- 152 -</i>
6.4.11	<i>Equipos de medida</i>	<i>- 152 -</i>
6.4.12	<i>Acometidas subterráneas</i>	<i>- 153 -</i>
6.4.13	<i>Alumbrado</i>	<i>- 153 -</i>
6.4.14	<i>Puestas a tierra</i>	<i>- 153 -</i>
6.4.15	<i>Normas de ejecución de las instalaciones</i>	<i>- 153 -</i>
6.4.16	<i>Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad</i>	<i>- 154 -</i>
6.4.16.1	<i>Prevenciones generales.</i>	<i>- 154 -</i>
6.4.16.2	<i>Puestas en servicio</i>	<i>- 154 -</i>
6.4.17	<i>Mantenimiento</i>	<i>- 154 -</i>
6.4.18	<i>Certificados y documentación</i>	<i>- 154 -</i>
6.4.19	<i>Libro de ordenes</i>	<i>- 155 -</i>
6.4.20	<i>Recepción de la obra</i>	<i>- 155 -</i>
6.5	CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN	- 155 -
6.5.1	<i>Objeto</i>	<i>- 155 -</i>
6.5.1.1	<i>Conductores aislados bajo tubos protectores</i>	<i>- 155 -</i>
6.5.1.2	<i>Conductores aislados enterrados</i>	<i>- 156 -</i>
6.5.1.3	<i>Conductores aislados directamente empotrados en estructuras</i>	<i>- 156 -</i>
6.5.1.4	<i>Conductores aislados en el interior de la construcción</i>	<i>- 156 -</i>
6.5.1.5	<i>Conductores aliados bajo molduras</i>	<i>- 156 -</i>
6.5.1.6	<i>Conductores aislados en bandeja</i>	<i>- 156 -</i>
6.5.2	<i>Normas de instalación en presencia de otras canalizaciones no eléctricas</i>	<i>- 156 -</i>

6.5.3	<i>Accesibilidad a las instalaciones</i>	- 157 -
6.5.4	<i>Dimensionado</i>	- 157 -
6.5.5	<i>Identificación de las instalaciones</i>	- 157 -
6.5.6	<i>Mecanismos y tomas de corriente</i>	- 157 -
6.5.7	<i>Puestas a tierra</i>	- 158 -
6.5.8	<i>Seguridad</i>	- 158 -
6.5.9	<i>Mantenimiento</i>	- 158 -
7	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	- 160 -
7.1	OBJETO	- 161 -
7.2	PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	- 161 -
7.3	OBLIGACIONES DEL DIRECTOR FACULTATIVO DE LA OBRA	- 162 -
7.4	LIBRO DE INCIDENCIAS	- 162 -
7.5	PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS	- 163 -
7.6	PRINCIPIOS GENERALES APLICABLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA.	- 163 -
7.7	PROPUESTA DE MEDIDAS PREVENTIVAS PARA REDUCIR LOS RIESGOS LABORALES EN LA OBRA.....	- 164 -
7.8	PROTECCIONES PERSONALES.....	- 164 -
7.8.1.1	Protecciones de la cabeza	- 164 -
7.8.1.2	Protecciones del cuerpo.....	- 164 -
7.8.1.3	Protecciones de las extremidades superiores	- 164 -
7.8.2	<i>Trabajos en alturas</i>	- 165 -
7.8.3	<i>Trabajos con cortadora de discos</i>	- 165 -
7.8.4	<i>Equipos de soldadura</i>	- 165 -
7.8.5	<i>Trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión en tensión</i>	- 166 -
7.8.6	<i>Trabajos con maniobras en aparatos de baja tensión</i>	- 166 -
7.8.7	<i>Trabajos en recintos confinados subterráneos o con escasez de ventilación</i>	- 167 -
7.8.8	<i>Trabajos de apertura de zanjas</i>	- 167 -
7.8.9	<i>Información Útil para Posibles Trabajos Posteriores</i>	- 167 -

1 RESUMEN DEL PROYECTO

Mediante la realización de este proyecto trato de demostrar los conocimientos adquiridos a lo largo de estos cuatro años de grado.

En este proyecto fin de grado se realiza el cálculo y diseño de una línea de media tensión para transportar la electricidad hasta una nave industrial. Esta nave industrial se usará para la recarga de vehículos eléctricos.

La línea de media tensión tendrá una parte aérea y otra subterránea para así enriquecer el cálculo del proyecto. La realización del cálculo de la línea de media tensión ha sido realizada totalmente a mano mediante el programa Excel.

La mayor parte de este proyecto está muy relacionada con la asignatura de instalaciones eléctricas de alta tensión, esta parte del proyecto es el diseño y cálculo de la línea de media tensión tanto aérea como subterránea, y el cálculo del centro de transformación. Por otro lado, se encuentra la instalación eléctrica de la nave electrolinera para la cual son necesarios los conocimientos en la asignatura de baja tensión.

2 MEMORIA

2.1 Introducción y objetivos

El objetivo de este proyecto es la instalación de unas estaciones de carga para vehículos eléctricos en una nave industrial. Para ello será necesario el cálculo y diseño de una línea eléctrica de media tensión de 25 KV para el transporte de la energía.

Por lo tanto, este proyecto consta de tres instalaciones fundamentales:

- Cálculo y diseño de una línea eléctrica de media tensión tanto aérea como subterránea. La longitud de la línea aérea es de 2,12 km y consta de un total de 12 apoyos, por otro lado, la longitud de la línea subterránea es de 200 m.
La principal característica de este TFG es que el cálculo de la línea de media tensión será realizado completamente a mano, solo se usará el programa de cálculo de líneas Andelec para la comprobación de los distintos resultados obtenidos.
- Cálculo de un centro de transformación de abonado para una tensión de 25 KV y con una potencia de 400 KVA.
- Instalación eléctrica de baja tensión en la nave para recarga de vehículos atendiendo a las distintas normativas del reglamento electrotécnico de baja tensión.

2.1.1 Normativa aplicada

Para la realización de este proyecto se han tenido en cuenta las siguientes normativas:

- Guía de la ITC-LAT 07: Líneas aéreas con conductores desnudos. Abril 2019
- Guía de la ITC-LAT-06 para el cálculo de líneas subterráneas.
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- Ley de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (2014)
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002

2.1.2 Recursos y herramientas aplicadas

Para la realización del proyecto se han usado los siguientes programas:

- Google Earth Pro: usado para obtener el perfil de la línea
- TCX converter: para obtener las coordenadas geográficas en formato csv y así poder trabajar en Excel
- Excel: programa que se ha utilizado para realizar todos los cálculos tanto mecánicos como eléctricos a mano
- Programa AutoCAD 2019: empleado para obtener el perfil de la línea y de todos los planos del proyecto.
- Programa Andelec: usado para comparar los cálculos obtenidos en Excel con los de este programa.
- Cype: Para calcular el presupuesto del proyecto
- Dmelect: Para los cálculos eléctricos tanto de la instalación de la nave electrolinera como del centro de transformación

2.1.3 Bibliografía utilizada

- Calculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión; Editor: GARCETA GRUPO EDITORIAL; Autor: PASCUAL SIMON COMIN; Año: 2011.
- Apuntes de la asignatura de instalaciones eléctricas de alta tensión
- Apuntes de la asignatura de instalaciones eléctricas de baja tensión
- ITC-LAT-07:http://www.f2i2.net/documentos/lsi/LAT/Guia_ITC-LAT_07_oct13.pdf
- ITC-LAT-06:
<http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>
- REBT: <http://www.iet.es/wp-content/uploads/2013/03/REGLAMENTO-RBT-SEPT-2003.pdf>

2.2 Características de la línea eléctrica aérea

La línea del presente proyecto se define por medio de su tensión nominal y la potencia aparente transportada. De acuerdo con estas características y según el artículo 3 del capítulo 1 del RALT:

- a) Categoría especial: Las de tensión nominal igual o superior a 220 kV y las de tensión inferior que formen parte de la red de transporte.
- b) Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.
- c) Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
- d) Tercera categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

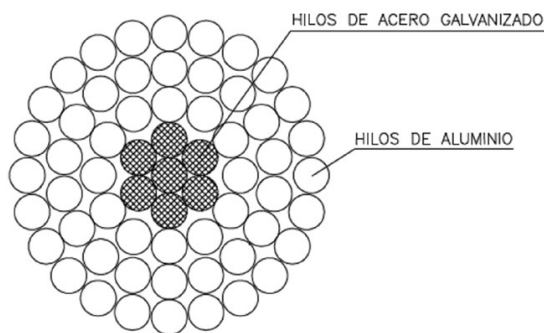
La línea de este proyecto tiene una tensión nominal de 25 KV por lo que es una línea de tercera categoría.

El conductor de fase escogido para la ejecución del proyecto será el LA-110, las características aparecen a continuación.

2.2.1 Características eléctricas de la línea aérea

La línea aérea del presente proyecto tiene una tensión nominal de 25 KV y consta de 12 apoyos. El conductor que se usará en la línea aérea es el LA-110, es un conductor que se utiliza normalmente en las líneas de media tensión.

Este conductor está formado por una o más capas de hilos de aluminio desnudo cableados en capas concéntricas alrededor de un núcleo de acero galvanizado. El núcleo de acero puede estar impregnado con grasa de protección



1 Sección conductor LA-110

En la siguiente tabla se muestran las características mecánicas del conductor elegido.

Conductor	LA-110
Sección total	116.2 mm ²
Sección de aluminio	94.2 mm ²
Sección de acero	22 mm ²
Carga nominal de rotura	4318 daN
Módulo de elasticidad	8047 daN/mm
Coefficiente de dilatación térmica	0.000018 °C ⁻¹
Peso propio	432.5 kg/km
Resistencia eléctrica máxima	0.3067 Ohm/km

2.2.2 Emplazamiento de la línea

La línea y el terreno de la nave se encuentran localizados en la zona industrial de la ciudad de Jaén, situada en la comunidad de Andalucía.



2 Emplazamiento de la línea y nave electrolinera

2.2.3 Trazado de la línea

El trazado de la línea tiene una longitud total de 2370 metros y se encuentra a una altura máxima y mínima de 483 y 458 metros sobre el nivel del mar. Por ello y según la ITC-LAT-07 del RLAT se clasifica como zona A al no superar los 500 metros de altitud. Esta clasificación es importante, ya que en función de ella se tendrán unas condiciones u otras. Al encontrarnos en zona A no tendremos que tener en cuenta las condiciones del hielo, a diferencia de las zonas B y C.

La línea eléctrica consta de 12 apoyos en la que hay uno de ángulo, en este caso el apoyo número 8. El resto de apoyos serán de alineación.

2.2.3.1 *Punto de entronque de la línea*

El punto de entronque de la línea eléctrica se encuentra en una latitud de 37,799373 y una longitud -3,806419. En este lugar se encuentra el apoyo de principio de línea que se conectará con una línea cercana a la subestación de los olivares.



3Punto de entronque de la línea

2.2.3.2 *Datos topográficos*

En la siguiente tabla aparecen el número de apoyos de la línea, la longitud al origen a la que se encuentran, altitud y coordenadas. En el caso del apoyo de ángulo se muestra su valor.

N.º Apoyo	Elevación	Distancia al origen	Latitud	Longitud	Angulo
1	468.675	0	37,799373	-3,806419	0
2	458.503	135	37,798164	-3,806017	0
3	466.817	261.25	37,797081	-3,805681	0
4	457.2107	503.43	37,794962	-3,805057	0
5	469.492	754.75	37,792743	-3,804375	0
6	479.797	887.11	37,791601	-3,804054	0
7	479.152	1129.92	37,789492	-3,803471	0
8	481.513	1339.94	37,787653	-3,802800	58°
9	476.854	1531.4	37,787086	-3,800780	0
10	467.987	1759.01	37,786436	-3,798313	0
11	462.387	1988.91	37,785794	-3,795802	0
12	464.092	2122.11	37,785416	-3,794406	0

2.2.3.3 *Cruzamientos*

Los cruzamientos que se presentan en la línea deben cumplir con lo establecido en el artículo del RLAT donde se tratan las normativas relacionada a las distancias mínimas de seguridad. Como dice el reglamento las distancias externas son utilizadas para determinar las distancias de seguridad entre los conductores en tensión y los objetos en las proximidades de la línea. El objetivo de las distancias externas es evitar el daño de las descargas eléctricas al público en general, a las personas que trabajan en las cercanías de la línea eléctrica y a las personas que trabajan en su mantenimiento.

La línea de este proyecto tiene dos cruzamientos con elementos que ya existían en la zona con anterioridad.

- Carretera JV-2331 entre los apoyos número 6 y 7
- Carretera JV-2331 entre los apoyos número 10 y 11

En el anexo de distancias mínimas de seguridad se explica de forma detallada la distancia mínima al terreno o a las carreteras que debe de tener el conductor.

2.2.4 Apoyos de la línea

Para este proyecto se ha elegido como fabricante de los apoyos a la empresa Andel, S.A que es una firma especializada en el diseño y fabricación de aparellaje eléctrico y de estructuras metálicas para distintos usos, fundamentalmente líneas eléctricas aéreas y torres de telecomunicación. La empresa se encuentra situada en la localidad de Mancha Real (Jaén)

La gama de esfuerzos nominales que contempla el catálogo son: 500, 1000, 2000, 3500, 4500, 7000 y 9000.

Estos apoyos constan de una cabeza prismática y un fuste tronco-piramidal de secciones cuadradas. La cabeza está formada por montantes angulares de alas iguales, unidos entre sí por una celosía soldada.

A lo largo de este proyecto se harán usos de diferentes tipos de apoyos:

- Apoyo de principio o fin de línea (FL)
- Apoyo de amarre de alineación (AL-AM)
- Apoyo de suspensión de alineación (AL-SU)
- Apoyo de amarre de ángulo (ANG-AM)

En la tabla que aparece a continuación se muestra un resumen de los apoyos elegidos en el proyecto, pero su cálculo aparece más detallado en el anexo de cálculo de apoyos.

Nº de apoyo	Función	Designación
1	FL	C-4500-16
2	AL-AM	C-1000-12
3	AL-SU	C-500-18
4	AL-SU	C-1000-14
5	AL-SU	C-500-14
6	AL-SU	C-1000-18
7	AL-SU	C-1000-20
8	ANG-AM	C-4500-16
9	AL-SU	C-500-16
10	AL-SU	C-1000-18
11	AL-SU	C-1000-14
12	FL	C-4500-16

2.2.4.1 *Crucetas*

Las crucetas que se usarán en esta línea serán de tipo tresbolillo de simple circuito, con una distancia entre sus brazos que permita cumplir las distancias mínimas entre conductores y fases puestas a tierras. El cálculo de estas distancias también está detallado en el anexo de cálculo de distancias de seguridad, las dimensiones de las crucetas aparecerán en el anexo de cálculo de apoyos.

2.2.5 **Cimentación**

La cimentación elegida será de tipo monobloque, ya que el tamaño y el peso de los apoyos no es demasiado elevado y se han supuesto unas condiciones de terreno normales, por lo que no será necesario utilizar cimentación de patas separadas.

En el anexo de cálculo de cimentación se dan los resultados del coeficiente de seguridad de cada uno de los apoyos que debe ser mayor al coeficiente de seguridad que establece la normativa, y también se muestran las dimensiones de cada una de las cimentaciones.

2.2.6 **Distancias mínimas de seguridad**

Las distancias de seguridad mínima que debe cumplir la línea eléctrica aparecen en el apartado 5 de la ITC-LAT-07.

	Distancia horizontal al apoyo (m)	Distancia vertical a los conductores (m)
Terreno, caminos y cursos de agua no navegables	6	
Carreteras	25	7
Autovías	50	7
Líneas aéreas de tensión más elevada	50	3.3

En el presente proyecto solo será necesario el uso de las distancias a terrenos, caminos y carreteras. Ya que no hay ningún cruzamiento con autovías, ni con líneas aéreas de tensión más elevada.

El cálculo de las distancias mínimas de seguridad aparece detallado en el anexo de distancias de seguridad.

2.2.7 Cadena de aisladores

El aislamiento de esta línea se llevará a cabo mediante cadena de aisladores poliméricas, ya que tienen mejores características que las tradicionales cadenas de vidrio.

Los aisladores poliméricos están cubiertos por un aislante de material polimérico que le da una cierta flexibilidad al aislador y un núcleo central de material sólido que suele ser fibra de vidrio. Alrededor del núcleo se moldearán una serie de aletas o platos que aseguren la línea de fuga específica.

El revestimiento del núcleo y las aletas estarán fabricados con caucho de silicona, con aditivos y elementos de relleno, totalmente libre de EPDM o de otros cauchos orgánicos. En el caso de los aisladores para avifauna, las aletas deben de estar en el centro del aislador o separados unos 20 cm de los herrajes para poder colocar el elemento antiposada en el aislador.

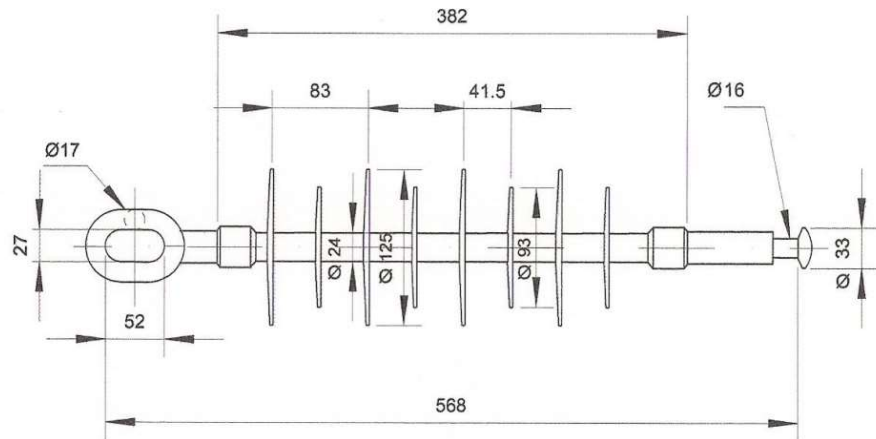
Las principales ventajas con las cadenas de vidrio son:

- Mejor resistencia mecánica debido a la flexibilidad que le proporciona la cubierta polimérica.
- Mejor comportamiento ante la contaminación
- Zonas sometidas a rotura de aisladores por actos vandálicos

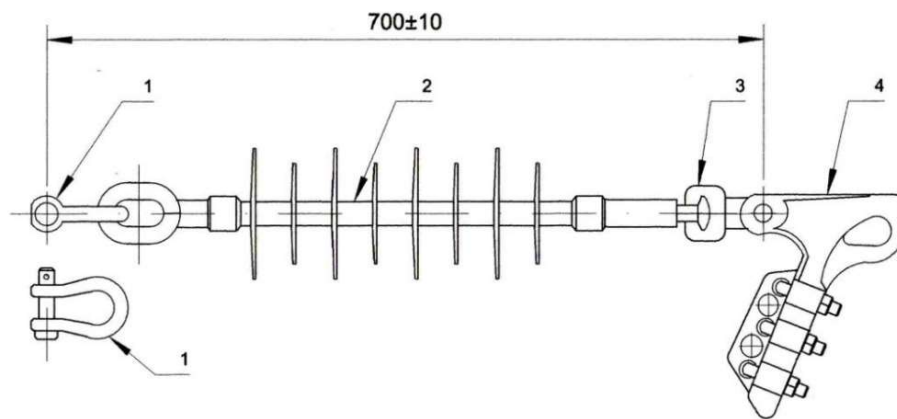
A continuación, aparecerá información del aislador escogido para el presente proyecto:

Tipo	Tensión de servicio (KV)	Línea de fuga mínima (mm)	Línea mínima protegida (mm)	Carga mecánica (kN)	Tensión de ensayo (KV)	
					1,2/50 BIL	50 Hz/Lluvia
C3670 EB A	36	980	415	70	170	70

	Suspensión	Amarre
Modelo	C3670 EB A	C3670 EB A
Longitud (m)	0.7	0.7
Peso cadena (daN)	0.981	1.96
Peso herrajes (daN)	1.67	1.67
Diámetro (m)	0.125	0.125



4 Dimensiones de la cadena de aisladores C3670 EB A



5 Dimensiones de la cadena polimérica montada

2.2.8 Amortiguadores

Debido a los fenómenos de tipo oscilatorio que pueden sufrir las líneas eléctricas por los efectos del viento o la vibración eólica es necesario el uso de amortiguadores. Aunque esta vibración no sea muy elevada, la frecuencia con la que se repite puede llegar a ocasionar la rotura en los cables, herrajes incluso en los apoyos. Por esta razón es necesario el uso de protecciones para evitar estos problemas, como son los amortiguadores que disipan la energía que poseen los conductores debido a los efectos vibratorios.

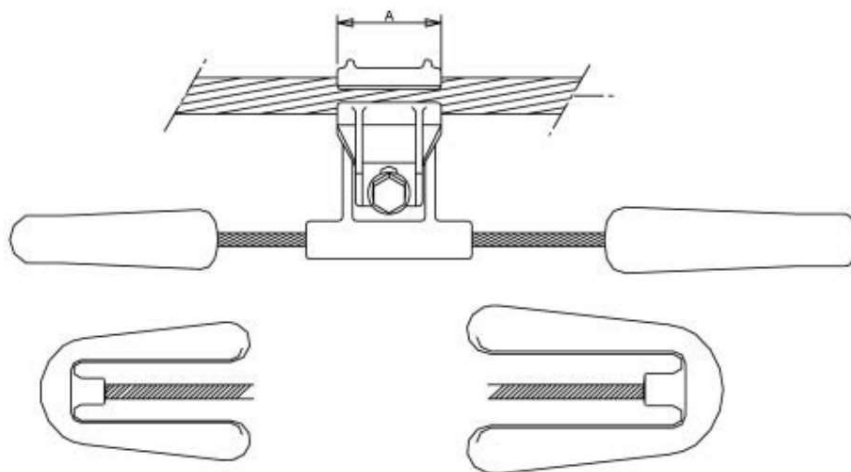
Los amortiguadores que se emplearan en el presente proyecto han sido seleccionados de la empresa SAPREM. Según C.E.I. el amortiguador Stockbridge es un aparato que comprende un cable portador con un peso en cada extremo y una grapa atornillada que puede fijarse a un conductor o un cable de tierra con la intención de amortiguar la vibración eólica.

Según la el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT-07 se recomienda que la tracción no puede superar el 22% de la carga de rotura a una temperatura de 15 °C si se emplean dispositivos de amortiguación o el 15% de la carga de rotura en el caso de que no se instalen.

En el presente proyecto será necesario instalar estos dispositivos en todos los vanos ya que se supera en cada uno de ellos el 15% de la carga de rotura.

A continuación, aparece una tabla con los resultados de la hipotesis de fenómeno vibratorios (EDS) en cada uno de los vanos:

N.º Vano	% Carga de rotura	Uso de amortiguadores (Si >15%)
1	21.8	Si
2	18.7	Si
3	18.7	Si
4	18.7	Si
5	18.7	Si
6	18.7	Si
7	18.7	Si
8	19.1	Si
9	19.1	Si
10	19.1	Si
11	19.1	Si



6 Amortiguador stockbridge empleado en el proyecto

2.2.9 Puesta a tierra en los apoyos

En el presente proyecto se han establecido todos los apoyos como no frecuentados excepto el 1, 2 y 12 que si serán frecuentes al ser los apoyos de principio y fin de línea, y el apoyo 2 al tener los seccionamientos de la línea. El resto de apoyos son no frecuentados al situarse en campo de labranza, lugar que es contemplado por la ITC-LAT-07 como no frecuentado.

La configuración elegida es la 20-20/4/42 del libro de puestas a tierra de UNESA, consta de 4 picas formando un cuadrado de 2x2 a una profundidad de 0.8m, la longitud de las picas será de 2m.

La sección del electrodo es de 50 mm² de cobre desnudo y un diámetro de 14mm.

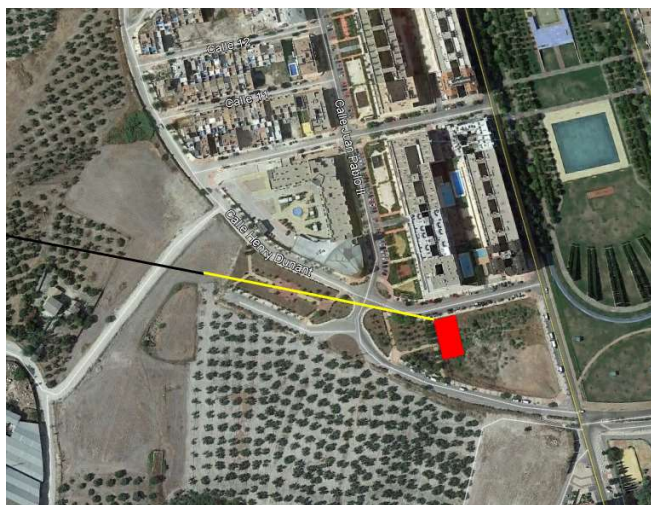
Debido a que no se cumple la condición de tensión de contacto en los apoyos frecuentados será necesario instalar en cada uno de los apoyos (1, 2 y 12) un mallazo electrosoldado embebido dentro de una losa de hormigón.

La losa de hormigón para el acerado perimetral tendrá un espesor total de 20 cm como mínimo, y sobresaldrá 1,2 metros desde el borde de la base del apoyo.

En el anexo de puesta a tierra en los apoyos se detalla el cálculo de la intensidad máxima de defecto y las distintas tensiones de contacto.

2.3 Línea subterránea de media tensión

La línea subterránea en el presente proyecto sirve como enlace entre el apoyo fin de línea de la línea aérea de media tensión y el centro de transformación interior. La línea subterránea tiene una longitud de 200 m y en la imagen que aparece a continuación se representa mediante la línea amarilla.



7 Emplazamiento de la línea subterránea de media tensión

El cable que se usará para el cálculo y diseño de la línea subterránea es el AL HEPRZ1 con una sección de 240 mm². Se trata de un cable de aluminio, con una cubierta de poliolefina Z1 y con aislamiento HEPR.

Los tendidos se situarán a una profundidad de 1 m, el terreno tiene una resistividad térmica de 1,5 K.m/W y una temperatura media de 25°C.

2.4 Características del centro de transformación

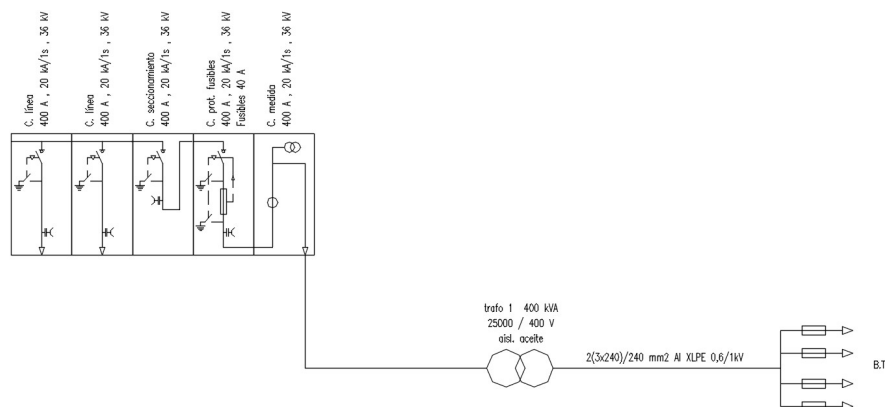
El centro de transformación del presente proyecto es de tipo abonado con una potencia de 400 KVA y una tensión nominal en el primario de 25 KV.

La finalidad de este centro de transformación, que transforma de media tensión a baja tensión, es el de suministrar la energía a una nave para la recarga de vehículos eléctricos.

El centro de transformación se encuentra en el interior de la nave electrolinera y su ubicación exacta aparece detallada en los planos de la nave industrial.

En el anexo de cálculo del centro de transformación aparecen de forma detallada los distintos cálculos eléctricos atendiendo especialmente a la normativa particular de ENDESA.

En relación con la aparamenta del centro de transformación se utilizan celdas bajo envolvente metálica. La acometida del centro de transformación será de tipo subterránea con un suministro de 25 KV



2.4.1 Aparamenta del centro de transformación:

- Celda de línea: Estará provista de un interruptor-seccionador de corte en carga y un seccionador de puesta a tierra, ambos con dispositivos de señalización de posición que garanticen la ejecución de la maniobra. La celda estará motorizada, de modo que posteriormente sea posible instalar el sistema de telemando con tensión de servicio y sin modificar la posición abierto/cerrado del interruptor.

- Transformador: La refrigeración será por circulación natural del aceite mineral, enfriado a su vez por las corrientes de aire que se producen de forma no forzada alrededor de la cuba. Corresponde a la norma UNE-EN 60076-1. Todos los transformadores deben cumplir la norma UNE-EN 60076-2
- Puente de baja tensión: La unión entre las bornas BT del transformador y el cuadro de BT se efectuará por medio de cables aislados unipolares de aluminio del tipo XZ1, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) de 0,6/1 kV y cubierta de poliolefina, que tomarán como referencia la norma informativa CNL001 Cables Unipolares para Redes Subterráneas de Distribución BT de tensión asignada 0,6/1 kV. La conexión del cuadro de BT con el transformador se hará mediante un puente único, excepto para los transformadores bitensión, en que se instalará un puente independiente para cada tensión.
- Cuadro de Baja tensión: El centro de transformación del presente proyecto estará dotado de dos cuadros modulares de distribución de baja tensión. El cuadro de baja tensión tiene la función de recibir el circuito principal de la instalación de baja tensión que procede del transformador y distribuirlo a todos los circuitos individuales de la instalación.

2.5 Características de la instalación de baja tensión.

La nave electrolinera consta de un total de 14 aparcamientos para vehículos, cada uno con sus respectivas estaciones de carga. De esos 14 cargadores, 3 son de carga super rápida (Modo 4) con una potencia de 50 KW y el resto de los 11 cargadores serán de carga normal (Modo 3) con una potencia de 7,4 KW. Por lo tanto, la mayor parte de la demanda de energía de la nave industrial será por parte de los cargadores eléctricos. Estos tienen un coeficiente de simultaneidad igual a 1, ya que se puede dar la situación en la que la nave electrolinera se encuentre con los aparcamientos completos y cada uno de los vehículos se esté cargando.

La instalación de las estaciones de cargas se realizará atendiendo a la guía de baja tensión para vehículo eléctricos (GUIA ITC-BT-52). En esta instalación habrá un contador principal para la nave electrolinera y cada una de las estaciones de carga tendrá un circuito individual.

2.5.1 Estaciones de carga usadas en la nave electrolinera

2.5.1.1 Estación de carga rápida (Modo 4)

La estación de carga rápida elegida para el presente proyecto es del fabricante Schneider Electric, el modelo es el EVlink Carga Rápida.

Esta estación es capaz de cargar una batería de un vehículo al 80% en menos de media hora.



8 Estación de carga rápida

Esta estación de carga funciona en corriente continua a una tensión que puede variar entre 500 V y 485 V, con una intensidad de carga de 125 A. Entregando una potencia máxima de 50 KW y es alimentado con tensión trifásica.

Utiliza los conectores CHAdeMO y Combo 2, la longitud del cable es de 4 m. El grado de protección es IP54, la protección mecánica IK10 y puede funcionar en un rango de temperaturas de -30°C y 50°C.

2.5.1.2 Estación de carga modo 3

Esta estación de carga al igual que la de carga rápida es del fabricante Schneider Electric. El modelo que se usará es EVlink-Wallbox alimentado mediante tensión monofásica. Esta estación de carga es capaz de cargar completamente una batería de 24 KWh en 5 horas, y en los primeros 30 minutos carga el 10% de la batería.



Ilustración 9 Estación de carga modo

La tensión monofásica de alimentación puede variar entre 220 y 240 V con una intensidad de carga de 32 A. El grado de protección es IP54, la protección mecánica IK10 y puede funcionar en un rango de temperaturas de -30°C y 50°C.

Además de las estaciones de carga, la nave electrolinera consta de una oficina y dos aseos. La potencia instalada de la nave electrolinera es de 262635 W, todo esto estará más detallado en el Anexo de la instalación de baja tensión.

3 ANEXOS A LA MEMORIA

3.1 ANEXO DE CALCULOS MECÁNICOS

El objetivo del cálculo mecánico es prever las flechas y tensiones del conductor en todas las posibles condiciones de temperatura, viento o hielo a las que puede ser sometido.

El cálculo de la tensión del conductor es un parámetro fundamental para el diseño de los apoyos. El cálculo de la flecha máxima de un determinado vano determina la distancia mínima a la que el conductor se puede encontrar del terreno u otros objetos.

Por tanto, la integridad mecánica de la línea dependerá de la exactitud en el cálculo de tensiones y flechas.

3.1.1 Constante de la catenaria

Para la realización del perfil de la línea mediante AutoCAD se ha utilizado una curva catenaria fija para todos los vanos.

La curva catenaria a emplear será aquella que produzca las máximas flechas verticales.

Al encontrarse la línea en zona A se calculará la hipotesis de flecha máxima para viento y temperatura obteniendo:

	Flecha (m)	Catenaria mínima
Flecha máxima (Viento)	2.193	1280.00
Flecha máxima (Temp.)	2.067	1373.02

Para comprobar que este valor de catenaria cumple en todos los vanos se ha calculado la catenaria en cada uno de ellos, obteniendo que el valor en todos es superior al de la catenaria mínima. En la tabla que aparece a continuación se muestran los valores de las catenarias para cada uno de los vanos de la línea.

Vano (Apoyos)	Catenaria
1 (1-2)	1297.91
2 (2-3)	1283.31
3 (3-4)	1381.98
4 (4-5)	1385.6
5 (5-6)	1287.05
6 (6-7)	1387.24
7 (7-8)	1365.27
8 (8-9)	1349.1
9 (9-10)	1373.18
10 (10-11)	1376.7
11 (11-12)	1295.38

3.1.2 Ecuaciones de cambio de condiciones

Para el cálculo de las tensiones y flechas en las distintas hipótesis se utilizará la ecuación de cambio de condiciones.

El modelo de deformación lineal basado en la ecuación de cambio de ecuaciones permite soluciones algebraicas para el cálculo mecánico.

La ecuación de cambio de condiciones permite calcular condiciones finales a partir de condiciones iniciales conocidas. Para esto necesitamos conocer la temperatura, la tracción y el peso del conductor con su sobrecarga en las condiciones iniciales y la temperatura y el peso del conductor con su sobrecarga en las condiciones finales. Con estos datos podremos calcular la tracción en las condiciones finales, que era el dato desconocido. A partir de la tracción se puede obtener la flecha del vano, pero esto será explicado más adelante.

3.1.2.1 Ecuación de cambio de condiciones en vanos desnivelados

En vanos desnivelados se deberían utilizar las ecuaciones de la catenaria, pero debido a que el método simplificado de truxá obtiene muy buenas aproximaciones y la complejidad matemática que conlleva el uso de la ecuación de la catenaria me he decantado por el uso del método de truxá.

Las ecuaciones de cambio de condiciones a emplear son:

$$t_{m2}^2 \cdot (t_{m2} + A) = B$$

donde

$$A = \alpha \cdot E \cdot (\theta_2 - \theta_1) + K; \quad K = \frac{a^2 \cdot E \cdot \omega^2 \cdot m_1^2}{24 \cdot t_{m1}^2} - t_{m1}; \quad B = \frac{a^2 \cdot E \cdot \omega^2 \cdot m_2^2}{24}$$

siendo:

S = sección del conductor en mm^2

a_r = longitud proyectada del vano o vano de regulación en metros

p_p = peso propio del conductor en daN/m

ω = p/S = peso por unidad de volumen del conductor en $\frac{daN/m}{mm^2}$

t_{m1} = tracción horizontal en el punto medio del vano en el estado inicial del conductor en daN/mm^2

t_{m2} = tracción horizontal en el punto medio del vano en el estado final del conductor en daN/mm^2

θ_1 = temperatura del conductor en el estado inicial en $^{\circ}C$

θ_2 = temperatura del conductor en el estado final en $^{\circ}\text{C}$

m_1 = coeficiente de sobrecarga del conductor en el estado inicial, $m_1 = p_1/p_p$

m_2 = coeficiente de sobrecarga del conductor en el estado final, $m_2 = p_2/p_p$

α = coeficiente de dilatación lineal del conductor $^{\circ}\text{C}^{-1}$

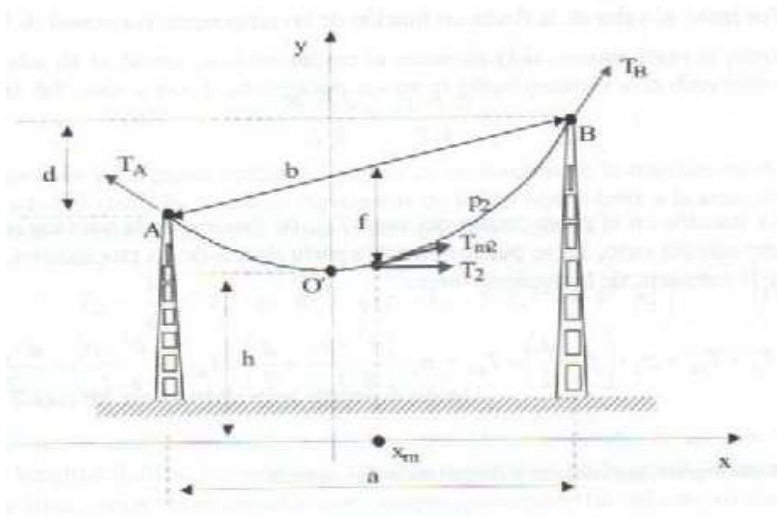
E = módulo de elasticidad del conductor en $\frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$

La ecuación de cambio de condiciones nos permite obtener la tracción mecánica que debe tener el conductor en unas condiciones dadas de temperaturas y sobrecarga.

$$t_{m1} = \frac{T_{m1}}{S} \text{ y } t_{m2} = \frac{T_{m2}}{S}$$

Una vez calculada T_{m2} se puede obtener el valor de la flecha:

$$f = \frac{b^2 \cdot p_2}{8 \cdot T_{m2}} = \frac{b^2 \cdot \omega}{8 \cdot t_{m2}} \cdot m_2$$



10 Tracciones en el conductor de un vano desnivelado

Como la tensión en el punto medio del vano es paralela a la recta AB, la componente horizontal de la tracción vale:

$$t_2 = \frac{a}{b} \cdot T_{m2} \Rightarrow t_{m2} = \frac{a}{b} \cdot t_m$$

Por tanto, el valor de la flecha en función de la componente horizontal de la tracción vale:

$$f = \frac{a \cdot b \cdot p_2}{8 \cdot T_2} = \frac{a \cdot b \cdot \omega}{8 \cdot t_2} \cdot m_2$$

3.1.2.2 Ecuación de cambio de condiciones en un cantón con vanos desnivelados

El estudio de un cantón con vanos a distinto nivel es equivalente al estudio de un solo vano a nivel de longitud ficticia llamado vano de regulación.

En los apoyos intermedios de una línea, las cadenas de aisladores son de suspensión. En estos casos se puede considerar que la tracción horizontal es la misma en todos los vanos de un cantón.

El vano de regulación tendrá una longitud que generalmente no coincidirá con las longitudes de los vanos del cantón, su expresión es la siguiente:

$$a_r = \frac{\sum \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}} \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

Siendo:

a_r = longitud del vano de regulación(m)

b_i = distancia real entre los dos puntos de fijación del conductor del vano i(m)

a_i =longitud proyectada del vano i(m)

La ecuación de cambio de condición a emplear es similar a la de truxá, sustituyendo t_1 y t_2 por τ_1 y τ_2 . Donde τ_1 y τ_2 se calcularán en función de las tracciones horizontales en el vano de regulación, aplicando las siguientes ecuaciones:

$$\tau_1 = \Gamma \cdot t_1 ; \quad \tau_2 = \Gamma \cdot t_2$$

$$\Gamma = \frac{\sum \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}}$$

Por lo que la longitud del vano de regulación se puede expresar como:

$$a_r = \Gamma \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

La ecuación de cambio de condiciones se puede escribir de la forma:

$$\tau_2^2 \cdot (\tau_2 + A) = B$$

donde:

$$A = \alpha \cdot E \cdot (\theta_2 - \theta_1) + K; \quad K = \frac{a_r^2 \cdot E \cdot \omega^2 \cdot m_1^2}{24 \cdot \tau_1^2} - \tau_1; \quad B = \frac{a_r^2 \cdot E \cdot \omega^2 \cdot m_2^2}{24}$$

La tracción del vano de regulación se puede calcular como:

$$T_1 = \frac{\tau_1 \cdot S}{\Gamma} \text{ y } T_2 = \frac{\tau_2 \cdot S}{\Gamma}$$

El valor de la flecha en las condiciones finales para un vano de regulación será:

$$f = \frac{a_r^2 \cdot p_2}{8 \cdot T_2} = \frac{a_r^2 \cdot \omega}{8 \cdot t_2} \cdot m_2$$

3.1.3 Definición de cantones

La línea del presente proyecto se ha dividido en dos cantones distribuidos de la siguiente manera:

		Cantón	
		1	2
Apoyo	Inicial	2	8
	Final	7	11

Cantón 1 (Vanos 2-7)

	Vano 2	Vano 3	Vano 4	Vano 5	Vano 6	Vano 7
a_i (m)	126.25	242.18	251.32	132.36	242.81	210.02
Desnivel(m)	8	9.6	12.28	10.3	0.6	1.11
b_i (m)	126.523	242.370	251.620	132.760	242.811	210.023

Cantón 2 (Vanos 8-11)

	Vano 8	Vano 9	Vano 10	Vano 11
a_i (m)	191.46	227.61	229.9	133.2
Desnivel (m)	5	8.87	5.58	1.7
b_i (m)	191.516	227.783	229.968	133.211

La longitud de los vanos de regulación después de haber realizado los cálculos es:

		Cantón	
		1	2
a_r (m)		219,37	206,4

3.1.4 Cargas permanentes y pesos aparentes

El cálculo mecánico de los conductores se efectúa bajo la acción de una carga permanente que se va conjugando con distintas sobrecargas debidas a las distintas condiciones ambientales sobre los conductores. Según el apartado 3.1 de la ITC-LAT-07 del RLAT tenemos:

- Peso por carga permanente (Peso propio del conductor)
- Peso aparente por la acción del viento
- Peso aparente por la acción del hielo
- Peso aparente por la acción de viento mitad

3.1.4.1 *Carga permanente*

Se considerarán las cargas verticales debidas al peso propio de los distintos elementos:

- Conductores
- Aisladores
- Herrajes
- Cables de tierra
- Apoyos y cimentaciones

El peso propio del conductor usado en este proyecto LA-110 es de $432.5 \frac{kg}{km}$, este valor hay que pasarlo a $\frac{daN}{m}$.

$$P_p = 432.5 \frac{kg}{km} * 0.981 \frac{daN}{Kg} * \frac{1 km}{1000m} = 0.425 \frac{daN}{m}$$

3.1.4.2 *Peso aparente por la acción del viento reglamentario*

Se considera un viento mínimo de 120 km/h de velocidad excepto en las líneas de categoría especial donde el viento es de 140 km/h. La fuerza del viento se supone horizontal, perpendicular a las superficies sobre las que incide.

La sobrecarga originada viene dada por:

$$p_v = q \cdot d$$

Siendo:

d: diámetro del conductor (mm)

q: presión del viento, determinada por (daN/m²)

Dependiendo del diámetro del conductor la presión del viento será:

- $q = 60 \times \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 daN/m^2$ para conductores de diámetro menor o igual a 16mm

- $q = 50 \times \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 \text{ daN/m}^2$ para conductores de diámetro mayor de 16 mm

Como el diámetro del conductor LA-110 es de 14 mm la presión del viento será:

$$q = 60 \times \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 = 60 \times \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 60 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2}$$

$$pv = q \cdot d = 60 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2} \cdot 0.014 \text{ m} = 0.84 \frac{\text{daN}}{\text{m}}$$

A la sobrecarga provocada por la acción del viento se le suma vectorialmente la carga permanente del conductor, obteniéndose así el peso aparente total debido a la acción del viento

$$pvt = \sqrt{pp^2 + pv^2} = \sqrt{0.425^2 + 0.84^2} = 0.9413 \frac{\text{daN}}{\text{m}}$$

3.1.4.3 *Peso aparente por la acción del hielo*

La sobrecarga de hielo según el apartado 3.1.3 ITC-LAT-07 depende de la altitud a la que se encuentre. Dependiendo de esta altitud podemos distinguir tres zonas:

- Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.
- Zona B: La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- Zona C: La situada a una altitud superior a 1.000 sobre el nivel del mar.

En cada zona tendremos distintas sobrecargas de hielo, son las siguientes:

- Zona A: No se tienen en cuenta debido a que a esta altitud no se suelen dar estas condiciones ambientales.
- Zona B: Los conductores se consideran sometidos a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor: $0.18 \times \sqrt{d} \text{ (daN)}$
- Zona C: Los conductores se consideran sometidos a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor: $0.36 \times \sqrt{d} \text{ (daN)}$

En este proyecto como en ningún momento se superan los 500 metros de altitud sobre el nivel del mar será de Zona A. Por lo que no se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por hielo.

3.1.4.4 *Peso aparente por la acción de la mitad del viento*

Según el apartado 5.4.2 de la ITC-LAT-07 el valor de esta sobrecarga será necesario para el cálculo de la desviación de la cadena de suspensión, donde se considerará los

conductores y cadenas de aisladores desviados bajo la acción de la mitad de la presión del viento correspondiente a un viento de 120 km/h incluidas las de categoría especial.

$$q/2 = \frac{60}{2} \times \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 = 30 \times \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 30 \frac{daN}{m^2}$$

$$pv/2 = q \cdot d = 30 \frac{daN}{m^2} \cdot 0.014m = 0.42 \frac{daN}{m}$$

A la sobrecarga provocada por la acción del viento mitad se le suma vectorialmente la carga permanente del conductor, obteniéndose así el peso aparente total debido a la acción del viento mitad

$$pvt/2 = \sqrt{pp^2 + pv^2} = \sqrt{0.425^2 + 0.42^2} = 0.597 \frac{daN}{m}$$

3.1.4.5 Resumen de sobrecargas y pesos aparentes

Tipo de sobrecarga	Conductor LA-110 (daN/m)
Carga permanente	0.425
Peso aparente con viento	0.9413
Peso aparente con hielo	-
Peso aparente con viento mitad	0.597

3.1.5 Hipotesis de cálculo mecánico

Se deben estudiar siete tipos de hipótesis, cada una de ellas a una temperatura y sobrecargas distintas. Estas hipótesis son las siguientes:

- Tracción máxima admisible
- Tracción máxima adicional
- Comprobación de fenómenos vibratorios
- Flecha máxima
- Flecha mínima
- Las utilizadas en cálculos de apoyos
- Desviación de cadena de aisladores

Una vez calculadas las hipótesis se puede calcular la tabla de tendido del conductor

3.1.5.1 *Tracción máxima admisible (Apartado 3.2.1 ITC-LAT-07)*

La tracción máxima en el conductor no puede ser superior a la carga de rotura dividida por 2.5:

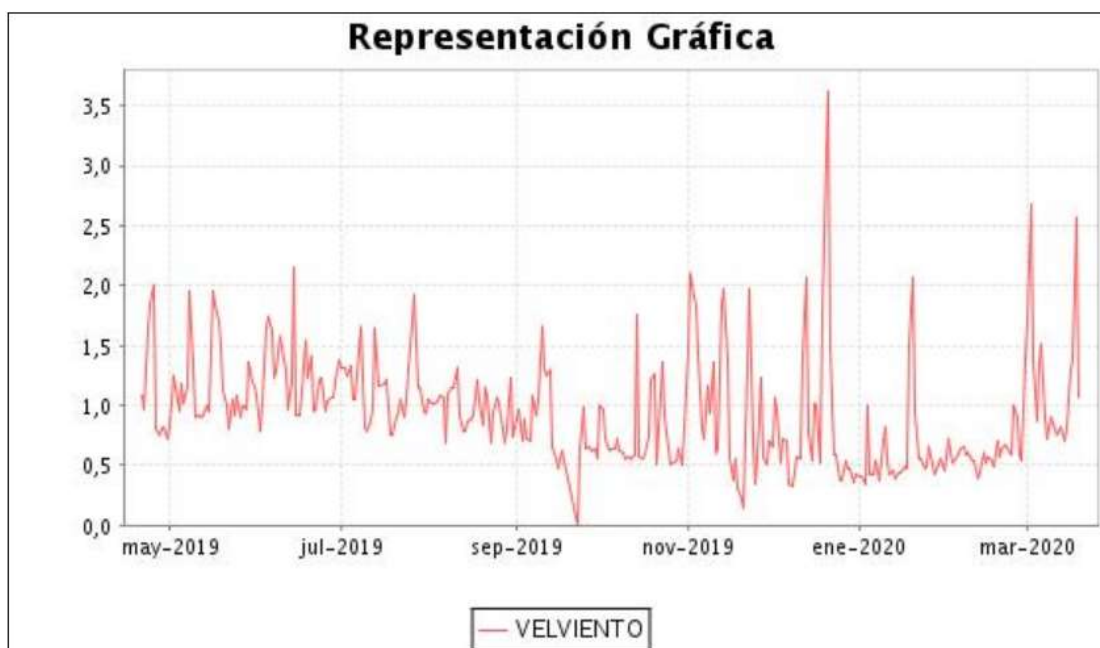
- Zona A: Sobrecarga de viento de 120 km/h a una temperatura de -5°C
- Zona B:
Sobrecarga de viento de 120 km/h a una temperatura de -10°C
Sobrecarga de hielo (zona B) a una temperatura de -15°C
- Zona C:
Sobrecarga de viento de 120 km/h a una temperatura de -15°C
Sobrecarga de hielo (zona C) a una temperatura de -20°C

3.1.5.2 *Hipotesis adicional por viento excepcional*

Esta hipótesis solo se calcula en caso de que se prevean vientos de carácter excepcional con velocidad mayor de 120 km/h.

En la próxima imagen está representado la velocidad media del viento registrada por la estación meteorológica de Jaén a lo largo del último año en la zona donde se encuentra la línea del presente proyecto. Como se puede observar se trata de una zona con una velocidad del viento muy reducida.

Por esta razón la hipótesis de tracción máxima adicional no será calculada.



11 Velocidad del viento en Jaén (ESTACION METEOROLÓGICA DE JAÉN)

Por esta razón la hipótesis de tracción máxima adicional no será calculada.

3.1.5.3 *Comprobación de fenómenos vibratorios (Apartado 3.2.2 ITC-LAT-07)*

El objetivo de esta hipótesis es el de determinar las atracciones mecánicas de los conductores y cables de tierra debido a la incidencia de posibles fenómenos vibratorios. Estos fenómenos son producidos por la vibración eólica y en el caso de conductores en haz también por la vibración del subvano. Estas vibraciones pueden dar lugar a acortar la vida útil, producir desgaste y fallos en los aisladores, herrajes y elementos de los apoyos. Podemos distinguir los límites para la tracción mecánica habitual de cada día (EDS) y para la tracción del conductor en las horas frías (CHS)

- EDS (tensión de cada día): la tracción a una temperatura de 15 °C y sobrecarga de peso propio no debe superar el 22% de la carga de rotura en el caso de que se instalen los dispositivos de amortiguamiento. En el caso de que no se instalen estos dispositivos la tracción no debe superar el 15% de la carga de rotura.
- CHS (tensión en horas frías): la tracción a una temperatura de -5 °C y sobrecarga de peso propio no debe superar el 20% de la carga de rotura. Este límite de tracción no aparece en la ITC-LAT-07.

En el caso de que no se cumpla la EDS se pueden tomar dos decisiones. Una de ellas es obligar a que la tracción sea igual al 15% o 22% de la carga de rotura, la otra opción es recalcular la línea cambiando la posición de los apoyos para que cumpla con el reglamento

En el cálculo del vano 1, la distancia entre apoyos tuvo que ser recalculada de 109 a 135 metros cambiando la posición del apoyo 2 para que cumpliera con el 22% de la EDS.

3.1.5.4 *Flechas máximas (Apartado 3.2.3 ITC-LAT-07)*

El cálculo de la flecha máxima sirve para conocer cuál será la máxima elongación de los conductores en situaciones críticas. Conociendo este valor se puede determinar la altura de los apoyos para que se garantice que la distancia de los conductores al terreno sea superior a la establecida en el apartado 5.5 de la ITC-LAT-07. La flecha máxima también es importante para determinar la separación de los conductores entre sí, esta debe ser mayor a la establecida en los apartados 5.4.1 de la ITC-LAT-07.

La flecha máxima se calculará para tres hipótesis distintas:

- Hipótesis de viento: se considera el peso propio y una sobrecarga de viento a una temperatura de 15°C

- Hipotesis de temperatura: se considera el peso propio a una temperatura de 50°C excepto en líneas de categoría especial donde será de 85°C
- Hipotesis de hielo: se considera el peso propio con una sobrecarga de hielo a una temperatura de 0°C

En el cálculo de la presente línea solo se aplicarán las hipótesis de viento y temperatura al no considerarse la de hielo, al estar en zona A.

3.1.5.5 *Flecha mínima (Apartado 5.6.1 ITC-LAT-07)*

Esta hipótesis se utiliza para calcular cual debe ser la distancia mínima vertical entre los conductores de fase en el caso de que haya un punto de cruce entre dos líneas. O también entre los conductores de fase de la línea eléctrica superior y los cables de guarda de la línea eléctrica inferior.

Las condiciones de esta hipótesis dependiendo de la zona son:

- Zona A: se considera peso propio a una temperatura de -5°C
- Zona B: se considera peso propio a una temperatura de -15°C
- Zona C: se considera peso propio a una temperatura de -20°C

3.1.5.6 *Hipotesis para el cálculo de apoyos*

Esta hipótesis se utiliza para comprobar el esfuerzo de los conductores sobre los apoyos según el apartado 3.5.3 de la ITC-LAT-07. Las hipótesis a considerar son las mismas que en la de tracción máxima admisible. Por lo que al encontrarse la línea en zona A, se considera el peso propio y una sobrecarga de viento a una temperatura de -5°C.

3.1.5.7 *Hipotesis para el cálculo de la desviación de la cadena de aisladores (Apartado 5.4.2 ITC-LAT-07)*

Esta hipótesis se utiliza para calcular la distancia entre los conductores y partes puestas a tierra. Las condiciones de esta hipótesis dependen de la zona en la que se encuentre, pero en todas ellas se considera la tensión mecánica del conductor sometido a la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a un viento de velocidad de 120 km/h.

- Zona A: se considera peso propio con una sobrecarga de viento mitad a una temperatura de -5°C
- Zona B: se considera peso propio con una sobrecarga de viento mitad a una temperatura de -10°C
- Zona C: se considera peso propio con una sobrecarga de viento mitad a una temperatura de -15°C

3.1.5.8 Resumen de hipotesis para el cálculo mecánico

	Hipótesis	Sobrecarga	Temperatura (°C)
1)	Tracción máxima admisible	Viento	-5
2)	Tracción máxima adicional	-	-
3)	EDS (Tensión de cada día)	Peso propio	15
	CHS (Tensión en horas frías)	Peso propio	-5
4)	Flecha máxima	Viento	15
		Peso propio	50
5)	Flecha mínima	Peso propio	-5
6)	Cálculo de apoyos	Viento	-5
7)	Desviación de cadena	Viento mitad	-5
	Tabla de tendido	Peso propio	0-45

3.1.6 Tabla de tendidos

Una vez realizado el cálculo de las distintas hipotesis se procede al cálculo de la tabla de tendidos. La tabla de tendidos es fundamental en la instalación o mantenimiento de la línea ya que el operario que la esté instalando tendrá que consultar la temperatura en ese momento para saber a la tensión que debe colocar el conductor.

Es importante tener en cuenta esto, ya que las altas temperaturas aumentan la flecha del vano debido a las dilataciones del conductor y con bajas temperaturas pasa lo contrario debido a la contracción.

El cálculo de la tabla de tendidos se realiza a diferentes temperaturas (0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45°C) considerando peso propio. No se calcula en la temperatura de 50°C ya que coincide con el cálculo de la hipotesis de flecha máxima por temperatura donde se consideraba peso propio a una temperatura de 50°C

3.1.7 Resultados de las hipótesis del cálculo mecánico

Vano (Apoyos)	Longitud (m)	Desnivel (m)	Vano de Regulación (m)	Tensión máx. (daN)	Fenómenos vibratorios		Flecha máx. (V)		Flecha máx. (T)		Flecha máx.(m)	Flecha mínima (m)
					EDS (%)	CHS%	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)		
1 (1-2)	135.0	0.5	-	1438	21.83	28.27	1220	1.76	584	1.66	1.76	0.79
2 (2-3)	126.3	8.3	219.4	1427	18.70	14.15	1283	1.46	606	1.40	1.46	0.87
3 (3-4)	242.2	9.6						5.38		5.14	5.38	3.21
4 (4-5)	251.3	12.3						5.80		5.54	5.80	3.46
5 (5-6)	132.4	10.3						1.61		1.54	1.61	0.96
6 (6-7)	242.8	0.6						5.41		5.16	5.41	3.22
7 (7-8)	210.0	1.1						4.05		3.86	4.05	2.41
8 (8-9)	191.5	4.7	206.4	1430	19.09	14.11	1277	3.38	605	3.22	3.38	1.93
9 (9-10)	227.6	8.9						4.78		4.55	4.78	2.74
10 (10-11)	229.9	5.6						4.87		4.64	4.87	2.79
11 (11-12)	133.2	1.7						1.64		1.56	1.64	0.94

3.1.8 Resultados tablas de tendidos

N.º Vano	0°C		5°C		10°C		15°C		20°C		25°C		30°C		35°C		40°C		45°C	
	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)	Tensión (daN)	Flecha (m)
1	1147	0,84	1076	0,90	1007	0,96	941	1,03	879	1,10	819	1,18	764	1,27	665	1,45	623	1,56	584	1,66
2	924	0,92	881	0,96	840	1,01	802	1,06	767	1,11	735	1,16	764	1,20	677	1,25	652	1,30	628	1,35
3		3,37		3,54		3,71		3,89		4,07		4,24		4,42		4,61		4,78		4,96
4		3,63		3,82		4,00		4,19		4,38		4,57		4,77		4,96		5,16		5,35
5		1,01		1,06		1,11		1,16		1,22		1,27		1,32		1,38		1,43		1,49
6		3,39		3,56		3,73		3,91		4,08		4,26		4,44		4,63		4,81		4,99
7		2,54		2,66		2,79		2,92		3,06		3,19		3,33		3,46		3,60		3,73
8	955	2,04	907	2,15	862	2,26	820	2,37	781	2,49	746	2,61	713	2,73	682	2,86	654	2,98	628	3,10
9		2,88		3,04		3,19		3,36		3,52		3,69		3,87		4,04		4,21		4,38
10		2,94		3,10		3,26		3,42		3,59		3,77		3,94		4,12		4,29		4,47
11		0,99		1,04		1,09		1,15		1,21		1,26		1,32		1,38		1,44		1,50

3.2 ANEXO DISTANCIAS DE SEGURIDAD

A continuación, se determinan las distancias mínimas de seguridad según establece el apartado 5 de la ITC-LAT-07.

En las líneas aéreas es necesario distinguir entre distancias internas y externas.

- Las distancias internas son necesarias para que la línea que se pretende diseñar sea capaz de soportar las sobretensiones que pueda sufrir.
- Las distancias externas son utilizadas para determinar las distancias de seguridad entre los conductores en tensión y los objetos que se encuentren debajo y en las proximidades de la línea. Por lo tanto, el objetivo de las distancias externas es proteger a las personas que trabajen en el mantenimiento o a las personas que se encuentren en las proximidades de la línea de posibles descargas eléctrica

3.2.1 Distancias de aislamiento eléctrico para evitar sobrecargas

Según el apartado 5.2 de la ITC-LAT-07 se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

- Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada (D_{el}), para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.
- Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada (D_{pp}), para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.
- Valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores (a_{som}), definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra.

En la tabla 15 del reglamento se indica cuáles deben ser las medidas de las distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas. Como la tensión más elevada que se puede dar en esta línea es de 30 KV:

Tensión más elevada	30 KV
D_{el} (m)	0.27
D_{pp} (m)	0.33

3.2.2 Distancias en el apoyo

Las distancias mínimas de seguridad en el apoyo son distancias internas utilizadas únicamente para diseñar una línea con una aceptable capacidad de resistir las sobretensiones.

Hay dos tipos de distancias en el apoyo:

- Distancias entre conductores de fase
- Distancias entre conductores y partes puestas a tierra

3.2.2.1 *Distancia entre conductores de fase*

La distancia de seguridad de fase es fundamental para evitar que haya un riesgo por cortocircuito debido al contacto entre los conductores del mismo circuito o de distintos circuitos. Estos contactos entre fases se pueden producir por las oscilaciones debidas al efecto del viento o por la acumulación de nieve sobre los conductores.

La distancia mínima entre los conductores de fase se calcula con la siguiente formula:

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

donde:

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, que se tomará de la tabla 16.

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

F = Flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3

L = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos L=0.

D_{pp} = Distancia mínima aérea especificada.

Para obtener el valor de K es necesario acudir a la tabla 16 del reglamento. Este valor viene en función del ángulo de oscilación correspondiente al conductor de fase

$$\alpha = \arctg\left(\frac{p_v}{p_p}\right) = \arctg\left(\frac{0.941}{0.425}\right) = 65.69^\circ$$

donde:

p_v = sobrecarga debido a la acción del viento con una velocidad de 120 km/h (daN/m)

p_p = peso propio del conductor (daN/m)

Como el ángulo de oscilación obtenido es superior a 65° y la tensión nominal de la línea es igual a 30 KV, el valor de K para la línea 0.65. El valor de K' es 0.75 al no ser una línea de categoría especial.

Al sustituir los distintos valores indicados anteriormente incluida la flecha máxima correspondiente para cada apoyo, se obtiene la distancia entre conductores para cada apoyo.

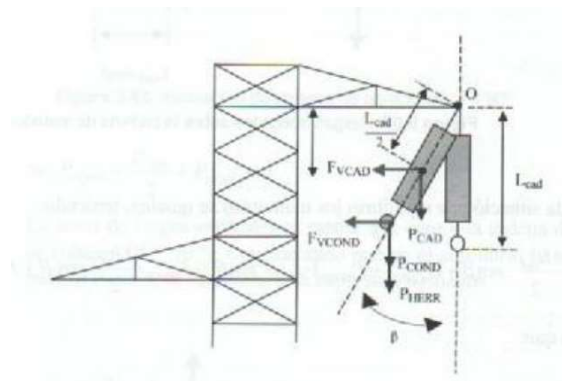
Apoyo	D (m)
Apoyo 1	1.162
Apoyo 2	1.087
Apoyo 3	1.903
Apoyo 4	1.957
Apoyo 5	1.125
Apoyo 6	1.906
Apoyo 7	1.716
Apoyo 8	1.495
Apoyo 9	1.821
Apoyo 10	1.835
Apoyo 11	1.293
Apoyo 12	1.131

3.2.2.2 Distancias entre conductores y partes puestas a tierra

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a D_{el} , con un mínimo de 0,2 m

Como el valor de D_{el} en esta línea es de 0.27 m, la separación mínima entre conductores debe ser por lo tanto de 0.27 m

El desvío de cadenas se mide mediante el ángulo β , indicado en la siguiente imagen



12 Ángulo β en el desvío de la cadena de aisladores

Para estudiar el equilibrio de fuerzas sobre la cadena se ha de considerar que la cadena y el conductor se desvían bajo la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a un viento de velocidad de 120 km/h. La tracción mecánica del conductor tal como se indica en el apartado 5.4.2 de la ITC-LAT-07 se calculará considerando una presión de viento mitad a la correspondiente a un viento de velocidad 120 km/h y a la temperatura de -5 °C para zona A, de -10 °C para zona B y de -15 °C para zona C.

La fórmula para obtener β es la siguiente:

$$\beta = \arctg \left(\frac{\frac{F_{VCAD}}{2} + F_{VCOND}}{P_{COND} + \frac{P_{CAD}}{2} + P_{HERR}} \right)$$

Donde:

- F_{VCAD} = Fuerza del viento sobre la cadena de suspensión (daN)
- F_{VCOND} = Fuerza del viento sobre el conductor de fase (daN)
- P_{COND} = Peso del conductor de fase soportado por la cadena de suspensión (daN)
- P_{HERR} = Peso de los herrajes (daN)
- P_{CAD} = Peso de la cadena de suspensión (daN)

Sustituyendo los valores en cada uno de los apoyos de suspensión se obtiene:

Apoyo	β	<i>L horizontal</i>	<i>L vertical</i>
3	28.10	0.78	0.88
4	63.10	0.36	0.45
5	50.59	0.48	0.63
6	31.61	0.73	0.85
7	44.47	0.55	0.71
9	41.22	0.59	0.75
10	46.70	0.52	0.69
11	53.26	0.45	0.60

Como todas las longitudes son mayores de 0.27 metros se cumplen las distancias mínimas entre conductores y puestas a tierra, por lo que no será necesario realizar ninguna modificación.

3.2.3 Distancias externas

Las distancias externas tienen como objetivo evitar el daño de las descargas eléctricas al público general y a las personas que trabajan en su mantenimiento. Por lo que las distancias externas establecen unas distancias de seguridad mínimas entre conductores de fase y objetos que se encuentren debajo del vano o en las cercanías de los apoyos para evitar estas descargas eléctricas.

Según el apartado 5.3 de la ITC-LAT-07 en aquellos tramos de la línea en los que debido a sus características especiales haya que reforzar sus condiciones de seguridad, no será necesario el empleo de distintos apoyos de los que corresponda establecer por la situación de la línea. Pero en estos tramos serán necesario que se cumplan las siguientes prescripciones especiales:

- En el caso de líneas de tensión igual o inferior de 30KV como es el caso de la línea del presente proyecto, ningún conductor tendrá una carga de rotura inferior a 1000 daN.
- Se prohíbe la utilización de apoyos de madera
- Los coeficientes de seguridad en cimentaciones, apoyos y crucetas deben ser un 25% superior a los establecidos para la línea en los apartados 3.5 y 3.6.
- La fijación de los conductores al apoyo deberá realizarse de una forma especial como se indica en el reglamento.

En este proyecto hay dos cruces con la carretera JV-2331 que afecta a los vanos 6 y 10. Los apoyos de estos dos vanos son de suspensión de alineación, en los cuales no será necesario cambiarlos por unos apoyos de amarre al cumplir las prescripciones especiales. Ya que la tensión de rotura del LA-110 es superior a los 1000 daN y además se ha tomado un coeficiente de seguridad un 25% superior, al tratarse de una característica especial en la que hay que reforzar las condiciones de seguridad.

3.2.3.1 *Distancias al terreno, caminos y sendas.*

En este caso según el apartado 5.5 de la ITC-LAT-07 no es necesario aplicar las prescripciones especiales explicadas en el apartado anterior.

La altura de los apoyos debe ser la suficiente para que la flecha más desfavorable se encuentre situada por encima de cualquier punto del terreno, camino o senda a una altura mínima de:

$$D_{\text{terreno}} = 5.3 + D_{el} = 5.3 + 0.27 = 5.57 \text{ m}$$

con un mínimo de 6 metros excepto cuando la línea atraviese explotaciones ganaderas cercadas o explotaciones agrícolas donde la altura mínima será de 7 metros.

Como la distancia al terreno para la línea del presente proyecto es de 5.57 metros, se tomará como distancia mínima al terreno una altura de 6 metros al no superar este valor mínimo indicado en el reglamento.

3.2.3.2 *Distancias de cruzamiento con carreteras*

En esta línea se producen dos cruzamientos con la carretera JV-2331.

Según el apartado 5.7.1 de la ITC-LAT-07 será necesario aplicar las prescripciones especiales.

La distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la línea superior no deberá ser inferior a:

$$D_{\text{carretera}} = 6.3 + D_{el} = 6.3 + 0.27 = 6.57 \text{ m}$$

Como la distancia a la carretera para la línea del presente proyecto es de 6.57 metros, se tomará como distancia mínima al terreno una altura de 7 metros al no superar este valor mínimo indicado en el reglamento.

Otro aspecto a tener en cuenta sobre la distancia a carreteras es que según el apartado 5.7 de la ITC-LAT-07, para la red de carreteras del estado la línea límite de edificación de los apoyos debe superar los 50 metros en autovías, autopistas y vías rápidas, y los 25 metros en el resto de carreteras.

Por lo que en la línea del presente proyecto los apoyos deberán estar situados a una distancia de 25 metros de la carretera JV-2331

En esta tabla se muestra la distancia de los apoyos a la carretera.

Apoyo	Distancia a JV-2331 (m)
6	64.36
7	115.6
10	36.94
11	156.7

3.3 ANEXO CÁLCULO DE APOYOS

El cálculo mecánico de los apoyos empleados en la línea es un cálculo individual en el que se debe de realizar el cálculo de las distintas hipótesis que establece el apartado 3.5.3 de la ITC-LAT-07. En estas hipótesis se analizan los esfuerzos que los conductores de fase transmiten a las crucetas.

Para seleccionar el apoyo más adecuado se deben comparar los esfuerzos calculados con los dados por el fabricante. Ambos esfuerzos deben de estar referidos al mismo punto del apoyo. Para la realización de este proyecto se usará como fabricante de referencia Andel.

3.3.1 Tipos de esfuerzos en el cálculo de apoyos

Para el cálculo mecánico de apoyos se especifican cuatro hipótesis de cálculo que han de cumplir cada uno de los apoyos a emplazar en la línea con sus coeficientes de seguridad correspondientes. Para cada hipótesis se especifican los esfuerzos que se deben considerar sobre el apoyo, estos esfuerzos son:

- **Esfuerzo vertical (V)** que actúan sobre el apoyo. son las cargas permanentes debidas al peso de los conductores y cables de tierra, aisladores, dispositivos emplazados sobre el apoyo (seccionadores, interruptores, transformadores, etc.), herrajes y accesorios. Los valores de los pesos se obtienen de los fabricantes del aislador, del accesorio, del herraje o la cruceta correspondientes.
- **Esfuerzo longitudinal (L)** debido a los desequilibrios de tracciones y la rotura de conductores. Los esfuerzos longitudinales que los conductores transmiten a los apoyos debido a los desequilibrios de tracciones se especifican en el reglamento en función del tipo de apoyo a utilizar, el valor de este esfuerzo será un porcentaje de las tracciones unilaterales de los conductores.

En el caso de rotura de conductores, el esfuerzo se considera aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.

- **Esfuerzo transversal (T)** se puede deber a la resultante de ángulo en apoyos en ángulo o al viento que actúa sobre cualquier tipo de apoyo, conductores, herrajes, accesorios y aisladores. En líneas de media tensión solo se considera el esfuerzo que se transmiten al apoyo, ya que el resto son muy pequeños.

Para elegir el apoyo a emplazar en la línea siempre será necesario compara los esfuerzos obtenidos en los cálculos con los esfuerzos dados por el fabricante del apoyo. Por lo que

en el caso de que los esfuerzos calculados no se apliquen en los mismos puntos que en los especificados por el fabricante será necesario transformarlos en los equivalentes sobre los puntos de aplicación utilizados por el fabricante.

Los esfuerzos del manual de Andel aparecen referidos al punto de aplicación de la resultante, por lo que no será necesario transformar los esfuerzos calculados.

3.3.2 Ecuaciones usadas para la obtención de los esfuerzos en el proyecto

En este apartado se va a explicar cuáles son las fórmulas que se van a usar en función del tipo de apoyo de la línea del presente proyecto.

N.º Apoyo	Función	Posición
1	Prin.de línea	-
2	Amarre	Alineación
3	Suspensión	Alineación
4	Suspensión	Alineación
5	Suspensión	Alineación
6	Suspensión	Alineación
7	Suspensión	Alineación
8	Amarre	Ángulo (58°)
9	Suspensión	Alineación
10	Suspensión	Alineación
11	Suspensión	Alineación
12	Fin de línea	-

En esta tabla se muestra el tipo de apoyo empleado en cada uno de los 12 apoyos de la línea. Tanto el apoyo 1 como el 12 son apoyos de principio y fin de línea; el apoyo 2 es un apoyo de amarre de alineación; el apoyo 8 es un apoyo de amarre de ángulo; y los apoyos 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10 y 11 son apoyos de suspensión de alineación y forman los cantones 1 y 2.



13 Imagen en la que se muestra el ángulo de la línea

En esta imagen se muestra el ángulo de la línea, que se encuentra a una distancia de 1340 metros del origen. En este punto se encuentra el apoyo 8 que será de amarre de ángulo, su estudio será de gran importancia ya que deberá soportar unos esfuerzos elevados debido al ángulo de la línea. Este ángulo es de 58° con un complementario de 122°.

Por lo tanto, se van explicar los apoyos de fin de línea, amarre de alineación, amarre de ángulo y suspensión de alineación. Todos ellos en zona A

3.3.2.1 Cálculo de apoyos de fin de línea en zona A (Apoyos 1 y 12)

1º Hipótesis (Viento)

- Cargas verticales

$$P_{cond} = n \cdot p_p \cdot \left(\frac{a_2}{2} - \frac{T_2}{p} \cdot \text{tg} \vartheta_2 \right) \text{ (daN)}$$

$$F_V = P_{cond} + P_{cadenas} + P_{herra.} + P_{cruceta}$$

donde:

a_2 = longitud proyectada del vano posterior

T_2 = Tensión obtenida en la hipótesis de tracción máxima admisible, considerando peso propio y una sobrecarga de viento a una temperatura de -5°C (Vano posterior)

p = peso propio con una sobrecarga de viento

n = numero de conductores

$$tg\vartheta_2 = \frac{h_2}{a_2}; \quad h_2 = \text{desnivel del vano posterior}$$

- Cargas transversales

$$F_T = q \cdot d \cdot \frac{a_2}{2}$$

donde:

$$q = 60 \times \left(\frac{Vv}{120}\right)^2$$

- Cargas longitudinales

$$F_L = T_2$$

2º Hipótesis (Hielo): (No se aplica al encontrarse en Zona A)

3º Hipótesis (Desequilibrio de tracciones): (No se aplica)

4º Hipótesis (Rotura de conductores)

- Cargas verticales

$$P_{cond} = (n - 1) \cdot p_{viento} \cdot \left(\frac{a_2}{2} - \frac{T_2}{p} \cdot tg\vartheta_2\right)$$

$$F_V = P_{cond} + P_{cadenas} + P_{herr} + P_{cruceta}$$

- Cargas transversales (No se aplican)
- Cargas longitudinales

Se considera la rotura de un solo conductor que provoca un momento de torsión:

$$M_T = T_H \cdot b$$

3.3.2.2 Cálculo de apoyos de amarre - alineación en zona A (Apoyo 2)

1º Hipótesis (Viento)

- Cargas verticales

$$P_{cond} = n \cdot p_p \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} + \frac{T_1}{p} \cdot tg\vartheta_1 - \frac{T_2}{p} \cdot tg\vartheta_2\right)$$

$$F_V = P_{cond} + P_{cadenas} + P_{her} + P_{cruceta}$$

donde:

a_1 = longitud proyectada del vano anterior

T_1 = Tensión obtenida en la hipótesis de tracción máxima admisible, considerando peso propio y una sobrecarga de viento a una temperatura de -5°C (Vano anterior)

p = peso propio con una sobrecarga de viento

n = número de conductores

$tg\vartheta_1 = \frac{h_1}{a_1}$; h_1 = desnivel del vano posterior

- Cargas transversales

$$F_T = q \cdot d \cdot \frac{a_2}{2}$$

donde:

$$q = 60 \times \left(\frac{V_v}{120}\right)^2$$

- Cargas longitudinales (No se aplican)

2° Hipótesis (Hielo): (No se aplica al encontrarse en Zona A)

3° Hipótesis (Desequilibrio de tracciones):

- Cargas verticales

La misma que la 1° hipótesis

- Cargas transversales (No se aplica)
- Cargas longitudinales (apartado 3.1.4.2 -ITC-LAT-07) Para líneas de tensión nominal igual o inferior a 66 KV se considerará un esfuerzo equivalente al 15% de las tracciones unilaterales de todos los conductores

$$F_L = 0.15 \cdot T_H$$

4° Hipótesis (Rotura de conductores): (No se aplica)

No se aplica la hipótesis de rotura de conductores ya que según el apartado 3.5.3 de la ITC-LAT-07. En las líneas de tensión nominal hasta 66 kV, en los apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de aislamiento de suspensión y amarre con conductores de carga mínima de rotura inferior a 6600 daN, se puede prescindir de la consideración de la cuarta hipótesis, cuando en la línea se verifiquen simultáneamente las siguientes condiciones:

- a) Que los conductores y cables de tierra tengan un coeficiente de seguridad de 3 como mínimo.
- b) Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.

c) Que se instalen apoyos de anclaje cada 3 kilómetros como máximo.

Al no cumplirse ninguna de estas tres condiciones, el cálculo de la cuarta hipótesis por rotura de conductores solo se aplicará en los apoyos de fin de línea.

3.3.2.3 *Cálculo de apoyos de suspensión - alineación en zona A (Apoyos 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10 y 11)*

1º Hipótesis (Viento)

- Cargas verticales

$$P_{cond} = n \cdot p_p \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} + \frac{T_1}{p} \cdot tg\vartheta_1 - \frac{T_2}{p} \cdot tg\vartheta_2 \right)$$

$$F_V = P_{cond} + P_{cadenas} + P_{her} + P_{cruceta}$$

- Cargas transversales

$$F_T = q \cdot d \cdot \frac{a_2}{2}$$

donde:

$$q = 60 \times \left(\frac{V_v}{120} \right)^2$$

- Cargas longitudinales (No se aplica)

2º Hipótesis (Hielo): (No se aplica al encontrarse en Zona A)

3º Hipótesis (Desequilibrio de tracciones):

- Cargas verticales

La misma que la 1º hipótesis

- Cargas transversales (No se aplica)
- Cargas longitudinales (apartado 3.1.4.1-ITC-LAT-07) Para líneas de tensión nominal igual o inferior a 66 kV se considerará; por este concepto; un esfuerzo longitudinal equivalente al 8% de las tracciones unilaterales de todos los conductores.

$$F_L = 0.08 \cdot T_H$$

4º Hipótesis (Rotura de conductores): (No se aplica)

3.3.2.4 *Cálculo de apoyos de amarre - ángulo zona A (Apoyo 8)*

1º Hipótesis (Viento)

- Cargas verticales

$$P_{cond} = n \cdot p_p \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} + \frac{T_1}{p} \cdot tg \vartheta_1 - \frac{T_2}{p} \cdot tg \vartheta_2 \right)$$

$$F_V = P_{cond} + P_{cadenas} + P_{herra.} + P_{cruceta}$$

- Cargas transversales

$$F_T = \sqrt{\left((T_1 + T_2) \cdot \sen \frac{\alpha}{2} \right)^2 + \left((T_1 - T_2) \cdot \cos \frac{\alpha}{2} \right)^2} + q \cdot d \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \cdot \cos \frac{\alpha}{2}$$

donde:

α = Ángulo interno formado por las dos alineaciones.

- Cargas longitudinales (No se aplica)

2º Hipótesis (Hielo): (No se aplica al encontrarse en Zona A)

3º Hipótesis (Desequilibrio de tracciones):

- Cargas verticales:

La misma que la 1º hipótesis

- Cargas transversales: (No se aplica)
- Cargas longitudinales:

$$F_T = \sqrt{\left((T_1 + T_2) \cdot \sen \frac{\alpha}{2} \right)^2 + \left((T_1 - T_2) \cdot \cos \frac{\alpha}{2} \right)^2}$$

4º Hipótesis (Rotura de conductores): (No se aplica)

Lo mismo que el apoyo 2 de amarre

3.3.3 Resumen de hipótesis para el cálculo de apoyos en zona A

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: – Conductores y cables de tierra. – Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: – Conductores y cables de tierra. – Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apdo 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2)
Fin de línea.	V	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	No aplica	Cargas permanentes (apdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: – Conductores y cables de tierra. – Apoyo.		No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4)

3.3.4 Resultados

3.3.4.1 1ª Hipótesis (Viento)

Números de apoyo	Función	Esfuerzos verticales	Esfuerzos Horizontales	
		Fase (daN)	Fase (daN)	
			Transversal	Longitudinal
1	FL	66.2	56.7	1437.7
2	AL-AM	45.7	109.7	0
3	AL-SU	180.3	154.7	0
4	AL-SU	81.9	207.3	0
5	AL-SU	96.9	161.1	0
6	AL-SU	162.3	157.6	0
7	AL-SU	128.5	190.2	0
8	ANG-AM	143.1	1532.6	0
9	AL-SU	132.6	176.0	0
10	AL-SU	121.8	192.2	0
11	AL-SU	87.3	152.5	0
12	FL	71.6	55.9	1430.1

3.3.4.2 3ª Hipótesis (Desequilibrio de tracciones)

Números de apoyo	Función	Esfuerzos verticales	Esfuerzos Horizontales	
		Fase (daN)	Fase (daN)	
			Transversal	Longitudinal
1	FL	-	-	-
2	AL-AM	46	0	214
3	AL-SU	180.3	0	114.2
4	AL-SU	81.9	0	114.2
5	AL-SU	96.9	0	114.2
6	AL-SU	162.3	0	114.2
7	AL-SU	128.5	0	114.2
8	ANG-AM	141.1	1532.6	214.0
9	AL-SU	132.6	0	114.4
10	AL-SU	121.8	0	114.4
11	AL-SU	87.3	0	114.4
12	FL	-	-	-

3.3.4.3 4ª Hipótesis (Rotura de conductores)

4ºHIP		Esfuerzos verticales	Esfuerzos Horizontales	
Números de apoyo	Función	Fase (daN)	Fase (daN)	
			Transversal	Longitudinal
1	FL	80.0	0	1437.7
2	AL-AM	-	-	-
3	AL-SU	-	-	-
4	AL-SU	-	-	-
5	AL-SU	-	-	-
6	AL-SU	-	-	-
7	AL-SU	-	-	-
8	ANG-AM	-	-	-
9	AL-SU	-	-	-
10	AL-SU	-	-	-
11	AL-SU	-	-	-
12	FL	88.0	0	1430.1

Nº de apoyo	Función	Flecha maxima (m)	Altura conductor en perfil (m)	Separacion de conductores (m)	Separación conductores (normalizada)
1	FL	1.76	9.49	1.16	1.2
2	AL-AM	1.46	8.89	1.09	1.2
3	AL-SU	5.38	11.90	1.90	2.4
4	AL-SU	5.80	8.98	1.96	2.4
5	AL-SU	1.61	9.16	1.13	1.2
6	AL-SU	5.41	12.29	1.91	2.4
7	AL-SU	4.05	13.20	1.72	2.4
8	ANG-AM	3.38	9.80	1.49	2.4
9	AL-SU	4.78	11.42	1.82	2.4
10	AL-SU	4.87	11.93	1.83	2.4
11	AL-SU	1.64	8.59	1.29	2.4
12	FL	1.64	10.48	1.13	1.2

3.3.5 Elección de apoyos

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el cálculo mecánico de apoyos y las distancias mínimas de seguridad, se han seleccionado los apoyos en el catálogo de Andel.

Para seleccionar la altura en el catálogo se ha tenido en cuenta la altura del conductor en el perfil y a esta se le ha sumado la distancia de separación de los conductores (normalizada). A los apoyos de suspensión también se le ha añadido la longitud de la cadena de suspensión. Una vez obtenida esta distancia se ha seleccionado en el catálogo la primera altura normalizada que superara la altura teórica calculada.

En la próxima tabla se muestra la elección de cada apoyo

Nº de apoyo	Función	Designación	Separacion de fases d(m)	Dimensiones			
				Altura (m)	Base (mm)	Peso (kg)	H _L (m)
1	FL	C-4500-16	1.2	16	1216.0	968	13.6
2	AL-AM	C-1000-12	1.2	12	798	368	10.45
3	AL-SU	C-500-18	2.4	18	1015	460	16.6
4	AL-SU	C-1000-14	2.4	14	870	438	12.4
5	AL-SU	C-500-14	1.2	14	870	360	12.65
6	AL-SU	C-1000-18	2.4	18	1015	606	16.35
7	AL-SU	C-1000-20	2.4	20	1090	701	18.3
8	ANG-AM	C-4500-16	2.4	16	968	1216	13.6
9	AL-SU	C-500-18	2.4	16	943	405	14.6
10	AL-SU	C-1000-18	2.4	18	1015	606	16.35
11	AL-SU	C-1000-14	2.4	14	870	438	12.4
12	FL	C-4500-16	1.2	16	968.0	1216	13.6

3.4 ANEXO CÁLCULO DE CIMENTACIONES

Las cimentaciones tienen la misión de fijar los apoyos al suelo mediante macizos de hormigón. El objetivo de estos macizos es el de garantizar que el apoyo ante diferentes solicitaciones sea capaz de permanecer estable. Para conseguir que el apoyo permanezca estable se debe garantizar que los esfuerzos solicitantes y las reacciones del terreno también estén equilibradas. Además, se debe de considerar un determinado coeficiente de seguridad para así reforzar la estabilidad del apoyo.

Las cimentaciones dependiendo de las dimensiones del apoyo se puede ejecutar de dos formas:

- Monobloque (un solo macizo para todo el apoyo)
- Patas separadas (forma de macizos independientes)

Las cimentaciones monobloque necesitan un volumen de hormigón mayor que las cimentaciones de patas separadas ya que no utilizan tan favorablemente la acción estabilizadora del terreno. Por lo que su empleo ha de evitarse en terrenos de poca consistencia.

En este proyecto se usará cimentación monobloque ya que las de patas separadas se utilizan para líneas de muy alta tensión cuando las alturas y los esfuerzos son grandes y donde las cimentaciones monobloque utilizarían mucho hormigón.

3.4.1 Características cimentación monobloque

El Reglamento, en el apartado 3.6. de la ITC LAT 07, establece para las cimentaciones de tipo monobloque:

- a) Que en aquellas cimentaciones cuya estabilidad esté fundamentalmente confiada a las reacciones verticales del terreno, el coeficiente de seguridad al vuelco no será inferior a 1,5 (1,2 para hipótesis anormales).
- b) Que en aquellas cimentaciones cuya estabilidad esté fundamentalmente confiada a las reacciones horizontales del terreno, no se admitirá un ángulo de giro en la cimentación cuya tangente sea superior a 0,01 para alcanzar el equilibrio de las acciones máximas de vuelco con la reacción del terreno.

El dimensionamiento de las cimentaciones monobloques requerirá las siguientes condiciones:

- La geometría será prismática y de sección cuadrada.

- El ángulo máximo de giro del cimiento será aquel cuya tangente es igual 0,01 ($\alpha=0,01$)
- Sobre el macizo se construirá una peana que en su parte superior será de forma piramidal, para hacer la función de vierteaguas, con una pendiente aproximada del 5% y con una altura igual o superior a 10 cm desde la línea de tierra hasta el vértice.

3.4.2 Método de Sulzberger

El cálculo de las cimentaciones monobloques de hormigón se fundamenta en el método de Sulzberger, el cual contiene las siguientes consideraciones:

- La comprensibilidad del terreno es proporcional a la profundidad, crece linealmente y en la superficie vale cero.
- El macizo gira sobre un eje situado a 2/3 de su profundidad, y 1/4 de la pared del mismo.
- Las deformaciones de la cimentación son despreciables frente a las del terreno.

3.4.3 Momento de vuelco

En el diseño de las cimentaciones monobloque se debe de cumplir la siguiente inecuación:

$$M_V \cdot CS \leq M_1 + M_2$$

donde:

M_V = momento de vuelco

M_1 = momento estabilizador debido a las reacciones laterales del terreno

M_2 = momento estabilizado debido a las reacciones verticales del terreno

CS = Para el cálculo de estas cimentaciones no será necesario utilizar el coeficiente 1,5; pudiendo ser 1,2 para todas las hipótesis

Momento de vuelco

$$M_V = F \left(H_L + \frac{2}{3} h \right)$$

donde:

F = Esfuerzo nominal del apoyo, más el viento sobre el mismo reducido al punto de aplicación para el cálculo.

H_L = Altura libre del apoyo desde el punto de aplicación de F hasta la línea de tierra.

h = Profundidad de la cimentación, en m.

Momento estabilizador lateral

$$M_1 = 139. C_2. a. h^4$$

donde:

a = Ancho o largo de la cimentación, en m.

C_2 = coeficiente de compresibilidad del terreno a 2 m de profundidad

Momento estabilizador vertical

$$M_2 = P. a. \left[0.5 - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{P}{2. a^3. C_h. 10^6. tg\alpha}} \right]$$

donde:

P = conjunto de las cargas verticales (incluye el peso total del apoyo, peso del macizo de hormigón, etc.).

$tg\alpha = 0,01$ - correspondiente al ángulo máximo de desviación del macizo

Para el cálculo de las cimentaciones en el presente proyecto se ha tenido en cuenta un terreno con una consistencia normal (en el catálogo de Andel $C_2=12 \text{ kg/cm}^3$) y una densidad del hormigón de 2200 kg/cm^3 .

3.4.4 Resultados

3.4.4.1 Comprobación coeficiente de seguridad

Nº de apoyo	Designación	Mv (daN.m)	M1 (daN.m)	M2 (daN.m)	CS (mayor de 1.2)
1	C-4500-16	71530	87657	3962	1.28
2	C-1000-12	12895	14862	1431	1.26
3	C-500-18	10600	12571	2385	1.41
4	C-1000-14	15096	17860	1854	1.31
5	C-500-14	8210	9820	1590	1.39
6	C-1000-18	19518	22469	2787	1.29
7	C-1000-20	21719	27172	3689	1.42
8	C-4500-16	71530	87657	4065	1.28
9	C-500-16	9400	12025	2071	1.50
10	C-1000-18	19518	22469	2787	1.29
11	C-1000-14	15096	17860	1854	1.31
12	C-4500-16	71530	87657	4065	1.28

3.4.4.2 Dimensión de cimentaciones

N.º de apoyo	Designación	Volumen(m3)	Dimensiones	
			Lado a (m)	Altura h (m)
1	C-4500-16	3.44	1.15	2.60
2	C-1000-12	1.56	0.95	1.75
3	C-500-18	2.12	1.15	1.60
4	C-1000-14	1.87	1.02	1.80
5	C-500-14	1.61	1.02	1.55
6	C-1000-18	2.45	1.15	1.85
7	C-1000-20	2.97	1.25	1.90
8	C-4500-16	3.44	1.15	2.60
9	C-500-16	1.94	1.10	1.60
10	C-1000-18	2.45	1.15	1.85
11	C-1000-14	1.87	1.02	1.80
12	C-4500-16	3.44	1.15	2.60

3.5 ANEXO CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA EN APOYOS

La finalidad de las puestas a tierra es la de evitar que aparezcan tensiones peligrosas para las personas y que las instalaciones de alta tensión queden expuestas a sobretensiones que superen su nivel de aislamiento.

Un circuito de puesta a tierra consiste en la unión mediante conductores de todas las partes metálicas de una instalación de alta tensión no destinadas a la conducción de corriente eléctrica, con unos conductores desnudos o electrodos que se entierran en el terreno.

Al diseñar una puesta a tierra se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La seguridad de las personas con relación a las elevaciones de potencial
- Que las sobretensiones se limiten a valores que no excedan el nivel de aislamiento de las instalaciones
- Que el valor de la intensidad de defecto sea lo suficientemente alto para que actúen las protecciones y eliminen la falta a tierra, por lo que la resistencia de puesta a tierra no puede ser muy elevada.

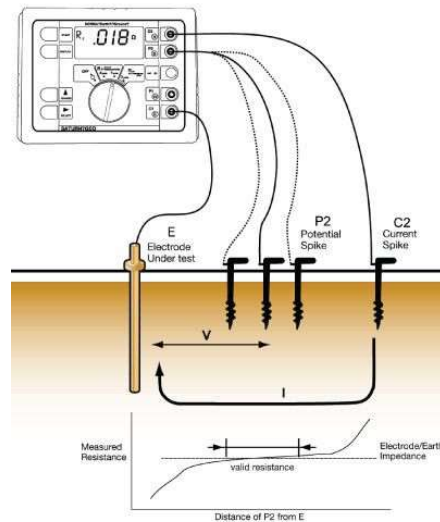
Los criterios de diseño para garantizar la seguridad de las personas no especifican un valor máximo admisible de resistencia de puesta a tierra, sino que establecen que las tensiones de paso y contacto que pueden ser punteadas por una persona en caso de defecto a tierra sean menores que unos valores máximos admisibles.

3.5.1 Circulación de corrientes por el terreno (Resistividad)

Una corriente de defecto a tierra que circula por un electrodo se difunde a través del terreno y retorna por la conexión a tierra de la fuente o fuentes que alimentan el defecto. El factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo, sino la resistividad del propio terreno en el que se coloca. Por esta razón es fundamental hacer un buen estudio de la resistividad del terreno para poder calcular y diseñar la puesta a tierra.

La resistividad del terreno no es un valor constante y puede variar en función de la composición propia del terreno, las sales solubles, la estratigrafía, la granulometría, el estado higrométrico, la temperatura y la compactación.

Para llevar a cabo la medición de la resistividad del suelo se utiliza un telurómetro. Estos inyectan una corriente de frecuencia diferente a 60 Hz para lograr que solo se midan voltajes y corrientes debido a los ruidos eléctricos del terreno. Estos suelen estar formados por 4 electrodos que son enterrados en el terreno, de una longitud de 60 cm y un diámetro de 16mm.



14 Telurómetro para medir la resistividad del terreno

En la tabla que aparece a continuación se dan valores orientativos para la resistividad del terreno en función de la naturaleza del suelo:

Naturaleza del terreno	Resistividad ($\Omega \cdot m$)
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
Arena silíceas	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Balasto o grava	3000 a 5000

15 Resistividad del terreno en función de su naturaleza

La resistividad elegida para el presente proyecto será de $150 \Omega \cdot m$

3.5.2 Elección apoyos frecuentados o no frecuentados

Para identificar los apoyos se establece la siguiente clasificación en función de su ubicación:

- Apoyos frecuentados: Estos apoyos son los que se encuentra en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica sea frecuente.
- Apoyos no frecuentados: Estos apoyos son los que se encuentran en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.

En la próxima imagen se muestra el lugar donde se encuentra cada uno de los apoyos en el presente proyecto. Atendiendo a esta imagen y según la ITC-LAT-07 se han establecido todos los apoyos como no frecuentados excepto el 1,2 y 12.

El motivo por el que se ha tomado esta decisión es que los lugares que solamente se ocupan ocasionalmente, como bosques, campo abierto o campo de labranza no están incluidos como apoyos frecuentados.

Los apoyos 1, 2 y 12 son frecuentados al poseer apartamiento de maniobra y protección.

En el apoyo 1 se encuentra el seccionador al ser apoyo de principio de línea, en el apoyo 12 que es el paso a subterránea se encuentra el cut-out. Por último en el apoyo 2 se encuentran los fusibles.



16 Imagen donde se muestra la localización de cada uno de los apoyos

3.5.3 Cálculo puesta a tierra de apoyos no frecuentados. (Apoyos 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11)

Según el apartado 7.3.4.2 de la ITC-LAT-07 los apoyos no frecuentados solo deben garantizar la desconexión inmediata de la línea en caso de falta a tierra y no será necesario el cálculo de tensiones de paso y contacto.

Para este tipo de apoyos se usará una configuración en hilera con una profundidad de 0.5 metros. El número de picas será de 4 y el código de configuración 5/42 según el libro de tierras de UNESA. No será necesario el uso de un mallazo electrosoldado al no tener que calcular las tensiones de contacto.

NUMERO DE PICAS	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	CODIGO DE LA CONFIGURACION
2	0,201	0,0392	5/22
3	0,135	0,0252	5/32
4	0,104	0,0184	5/42
6	0,073	0,0120	5/62
8	0,0572	0,00345	5/82

17 Imagen del libro de puesta a tierra de UNESA (Configuración en hilera PROFUNDIDAD DE 0.5m)

$$K_r = 0.104$$

$$K_p = 0.0184$$

La resistencia de los apoyos en esta configuración es:

$$R = K_r \cdot \rho = 0,104 \cdot 150 = 15,6\Omega > 20$$

Al ser inferior al valor de resistencia impuesta por la compañía suministradora la configuración elegida es válida.

3.5.4 Cálculo puesta a tierra de apoyos frecuentados (Apoyos 1, 2 y 12)

La línea del presente proyecto tiene una tensión de 25KV, los apoyos de celosía serán instalados en un terreno con una resistividad media de 150 Ω .m. La intensidad máxima

por un defecto a tierra del neutro del transformador del centro de transformación es de 300A y el tiempo de actuación de las protecciones se ha establecido en 1 segundo.

Estos apoyos frecuentados serán apoyos frecuentados con calzado. Estos son situados en lugares donde se puede suponer que las personas estén calzadas como es el caso de los apoyos 1, 2 y 12.

Según las normas particulares de ENDESA, se establecerá un valor máximo de resistencia de puesta a tierra de 20Ω , por lo que se tendrá que elegir unas picas que se enterrarán a una determinada profundidad para que la resistencia a tierra en estos apoyos esté por debajo de 20Ω .

La resistencia del neutro del centro de transformación es un valor desconocido, pero puede ser calculado a partir de la expresión de la intensidad máxima de defecto, que son 300 A:

$$I_F = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_n^2 + (R_n + R)^2}}$$

Donde:

c = tiene un valor de 1.1, según, la norma UNE-EN-60909-1, tiene en cuenta la variación de la tensión en el espacio y en el tiempo.

U_n = tensión de servicio entre fase en voltios, que en el presente proyecto es de 25000V

X_n = Reactancia del neutro

R_n = Resistencia del neutro

R = Resistencia de una pica que se calcula con la siguiente formula: $R = \frac{\rho}{L}$; donde ρ es la resistividad del y la L que es la longitud de la pica.

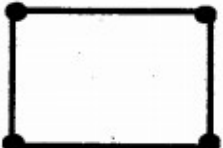
En el cálculo de la intensidad máxima de defecto las resistencias de los apoyos se suponen nulas, de esta forma se obtendrá un valor de la resistencia del neutro máximo, por lo que nunca se superará la intensidad máxima de defecto, independientemente del valor de la puesta a tierra de los apoyos.

La reactancia del neutro también será $X_n = 0$ al encontrarse el neutro conectado a tierra con una resistencia.

$$R_n = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{Fmax}} = \frac{1,1 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 300} = 52.92\Omega$$

Por lo que el valor máximo de la resistencia del neutro del transformador es de 52.92Ω para el presente proyecto.

Para la elección de puestas a tierra se ha usado el libro de UNESA. Para la puesta a tierra se utilizará un electrodo constituido por picas alineadas enterrado a una profundidad mínima de 0.5 metros. El cable de la línea de tierra será de cobre aislado 0.6/1 KV del tipo XZ1 de 50mm²

CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.216	0.0485	0.1470	20-20/5/00
4 picas 	2	0.135	0.0335	0.0723	20-20/5/42
	4	0.101	0.0236	0.0467	20-20/5/44
	6	0.081	0.0181	0.0341	20-20/5/46
	8	0.069	0.0146	0.0267	20-20/5/48

18 Imagen del libro de puesta a tierra de UNESA (PROFUNDIDAD DE 0.5m)

Se realiza un diseño preliminar mediante un electrodo de 2x2 m con 4 picas y una longitud de 2 m a una profundidad de 0.5 m, el código de la configuración es 20-20/5/42.

$$K_r = 0.135$$

$$K_p = 0.0335$$

$$K_c = K_{p(acc)} = 0.0723$$

La resistencia de los apoyos en esta configuración es:

$$R = K_r \cdot \rho = 0.135 \cdot 150 = 20.25 \Omega > 20$$

Al ser superior al valor de resistencia impuesta por la compañía suministradora será necesario cambiar la configuración de puestas a tierra actual.

Para el nuevo diseño se usarán 4 picas formando un cuadrado de 2x2 a una profundidad de 0.8m, la longitud de la pica será de 2m. La sección del conductor será de 50mm² y un diámetro de 14mm. El código de la configuración es 20-20/8/42.

Se ha elegido esta configuración a una profundidad de 0.8m ya que en el caso de utilizar la de 0.5m sería necesario una longitud de pica de 4m.

$$K_r = 0.129$$

$$K_p = 0.0231$$

$$K_c = K_{p(acc)} = 0.0699$$

La resistencia de los apoyos en esta configuración es:

$$R = K_r \cdot \rho = 0,129 \cdot 150 = 18.75 \Omega < 20$$

Por lo que con esta configuración si cumplimos el valor máximo de resistencia en los apoyos impuesta.

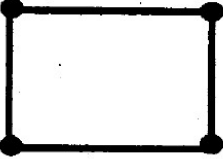
CONFIGURACION	L_p (m)	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	TENSION DE CONTACTO EXT $K_c = K_p(\text{acc})$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.205	0.0331	0.1396	20-20/8/00
 4 picas	2	0.129	0.0231	0.0699	20-20/8/42
	4	0.097	0.0165	0.0456	20-20/8/44
	6	0.078	0.0126	0.0336	20-20/8/46
	8	0.066	0.0102	0.0264	20-20/8/48

Ilustración 19 Imagen del libro de puesta a tierra de UNESA (PROFUNDIDAD DE 0.8m)

Una vez conocidos los valores de la resistencia de los apoyos y la resistencia del neutro se puede calcular el valor de la intensidad de defecto de la instalación:

$$I_F = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_n^2 + (R_n + R)^2}} = \frac{1,1 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0^2 + (52.92 + 18.75)^2}} = 221.53 A$$

A continuación, se calculan las tensiones de contacto máximas reglamentarias:

$$V_c = V_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right]$$

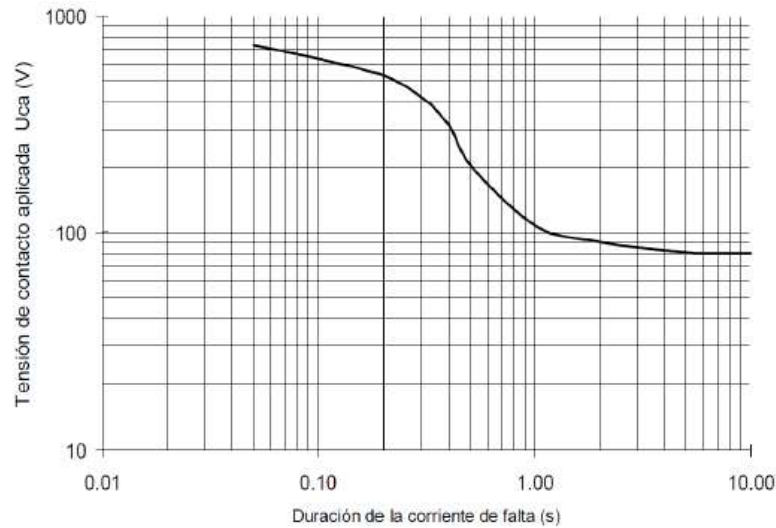
Donde:

V_{ca} = tensión aplicada admisible que puede soportar el cuerpo humano entre una mano y los pies

R_{a1} = resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se emplea como valor 2000Ω

R_{a2} = resistencia a tierra del punto de contacto de un pie con el terreno. $R_{a2} = 3 \cdot \rho$

Z_B = impedancia del cuerpo humano. Se considera un valor resistivo de 1000Ω



20 Curva para obtener los valores de la tensión aplicada admisible

Como el tiempo de actuación de las protecciones es de 1 segundo, a partir de la curva se obtiene un valor de tensión aplicada admisible de 107 V.

$$V_c = V_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right] = 107 \cdot \left[1 + \frac{2000 + 3.150}{2 \cdot 1000} \right] = 238.07V$$

La tensión de contacto real se puede calcular como:

$$V'_c = K_c \cdot \rho \cdot I_F = 0,0699 \cdot 150 \cdot 221,53 = 2322,74V$$

$$V'_c < V_c; (NO \text{ CUMPLE})$$

Como la tensión de contacto real es mayor que la tensión de contacto máxima admisible será necesario adoptar medidas adicionales como por ejemplo el uso de peana de hormigón con mallado electrosoldado para conexión equipotencial, siendo muy difícil cumplir con esa tensión solamente con los electrodos de tierra

Al no cumplir las tensiones de contacto máximas reglamentarias se debe calcular las tensiones de paso.

El cálculo de las tensiones de paso máximas reglamentarias vendrán dadas por:

$$V_p = V_{pa} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 2 \cdot R_{a2}}{Z_B} \right]$$

Donde:

V_{pa} = tensión de paso aplicada admisible que puede soportar el cuerpo humano entre los dos pies $V_{pa} = 10 \cdot V_{ca}$

$$V_p = 10 \cdot 107 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 2 \cdot 3 \cdot 150}{1000} \right] = 6313V$$

$$V_{p,acceso} = V_{pa} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 3 \cdot \rho_s + 3 \cdot \rho_s^*}{Z_B} \right]$$

Donde:

ρ_s^* = resistividad del terreno natural que es de $3000\Omega \cdot m$

$$V_{p,acceso} = 10 \cdot 107 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 3 \cdot 150 + 3 \cdot 3000}{1000} \right] = 15461.5 V$$

Las tensiones de paso real se calculan mediante:

$$V'_p = K_p \cdot \rho \cdot I_F = 0,0231 \cdot 150 \cdot 221,53 = 767,6V$$

$$V'_{p,acceso} = K_{p,acceso} \cdot \rho \cdot I_F = 0,0699 \cdot 150 \cdot 221,53 = 2322,74V$$

$$V'_p < V_p \text{ (SI CUMPLE)}$$

$$V'_{p,acceso} < V_{p,acceso} \text{ (SI CUMPLE)}$$

Por lo que queda comprobado que la longitud y configuración seleccionadas para apoyos frecuentados con calzado son válidos. Aunque será necesario la instalación de un mallazo electrosoldado como medida correctora, con lo que la tensión de contacto en el apoyo será nula, al encontrarse al mismo potencial entre la parte del cuerpo que está en contacto con el apoyo y la parte del cuerpo que este en contacto con el mallazo electrosoldado.

3.5.5 Resumen de los distintos valores del cálculo

Configuración 20-20/8/42		
R	<	Rmax
18.75	CUMPLE	20
IF	<	Ifmax
221.53 A	CUMPLE	300 A
Vc	>	Vc'
238.07 V	NO CUMPLE	2322.74 V
Vp	>	Vp'
6313 V	CUMPLE	767.6
Vp,acceso	>	Vp,acceso'
15461.5	CUMPLE	2322.7

3.6 ANEXO CÁLCULO ELECTRICO LINEA ELÉCTRICA

3.6.1 Parámetros eléctricos de la línea

Los parámetros más característicos en el cálculo eléctrico de líneas aéreas son la resistencia y reactancia inductiva, cuyos valores se expresan en por unidad de longitud (Ω/Km). Estos parámetros están uniformemente distribuidos a lo largo de la longitud de la línea.

En el caso del cálculo de la reactancia de la línea es necesario utilizar las dimensiones de las crucetas de los apoyos, en el presente proyecto se utilizan dos tipos de crucetas (ASC-12-TB-6, ASC-12-TB-12). La diferencia entre estas dos crucetas es la separación de fases, para la cruceta ASC-12-TB-6 la separación entre fases es de 1,2 metros, este tipo de cruceta es usada en los apoyos 1, 2, 5 y 12. Por otro lado se encuentra la cruceta ASC-12-TB-12 con una separación de fases de 2,4 metros, este tipo de cruceta es usada en los apoyos 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10 y 11.

Para obtener la máxima seguridad en el cálculo de la reactancia se usará la cruceta con las dimensiones más restrictivas, en este caso la cruceta ASC-12-TB-12.

Esta cruceta es de tipo recta, con una separación de crucetas de 1,2 metros, una longitud de cruceta de 1,25 metros y una separación de fases de 2,4 metros.

3.6.1.1 Resistencia

$$R_{\theta} = R_{20}[1 + \alpha.(\theta - 20)]$$

Donde:

R_{20} =resistencia del conductor a la temperatura de 20°C , valor que viene especificada por los fabricantes y normas. Para LA 110 $R_{20} = 0,30881 \frac{\Omega}{\text{Km}}$

$\alpha = 0,004032^{\circ}\text{C}^{-1}$ (Cobre)

θ = temperatura genérica del conductor expresada en $^{\circ}\text{C}$

$$R_{\theta} = 0,30881[1 + 0,004032. (50 - 20)] = 0,346 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

$$R_k = \frac{R_{\theta}}{n}$$

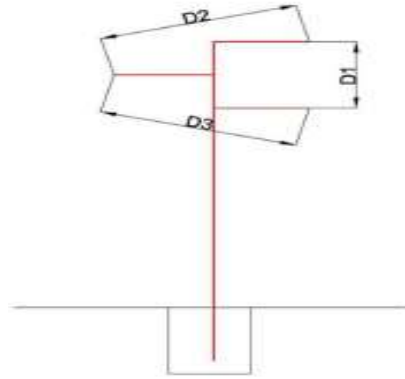
Donde:

n =numero de circuitos de la línea. En el presente proyecto al tratarse de una línea de simple circuito $n=1$

$$R_k = \frac{0,346}{1} = 0,346 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

3.6.1.2 Reactancia

En la imagen que aparece a continuación se muestra la distribución de las distancias en una cruceta de tresbolillo de simple circuito. Mediante estas dimensiones se obtiene el valor de la distancia media geométrica.



21 Distribución de las distancias en una cruceta de tresbolillo

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_k$$

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{DMG}{RMG'} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{DMG}{r'}$$

$$RMG' = r'$$

Cálculo de la distancia media geométrica

$$DMG = \sqrt[3]{D_1 \cdot D_2 \cdot D_3}$$

$$D_1 = 2 \cdot c = 2 \cdot 2,4 = 4,8 \text{ m}$$

$$D_2 = D_3 = \sqrt{(2a)^2 + c^2} = \sqrt{(2 \cdot 1,25)^2 + 2,4^2} = 3,46 \text{ m}$$

$$DMG = \sqrt[3]{4,8 \cdot 3,46 \cdot 3,46} = 3,85 \text{ m}$$

$$r = \frac{d}{2} = \frac{14 \text{ mm}}{2} = 7 \text{ mm}$$

$$r' = r \cdot e^{-\frac{1}{4}} = 7 \cdot e^{-\frac{1}{4}} = 5,45 \text{ mm}$$

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{DMG}{r'} = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \frac{3850 \text{ mm}}{5,45 \text{ mm}} = 1,312 \cdot 10^{-3} \frac{H}{km}$$

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 1,312 \cdot 10^{-3} = 0,412 \frac{\Omega}{km}$$

$$X_k = 0,412 \frac{\Omega}{km} \cdot 2,12 km = 0,87 \Omega$$

3.6.2 Cálculo de densidad de corriente

El cálculo de densidad de corriente es necesario para el cálculo de la intensidad máxima admisible para cada conductor.

El conductor eléctrico del presente proyecto es el LA-110 que tiene una sección de 116,2 mm² y su formación es de 30 + 7 (hilos aluminio + hilos acero).

A partir de la Tabla 11 de la ITC-LAT-07

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente A/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

22 Densidad de corriente en función de la sección del conductor

Es necesario interpolar entre:

$$S = 95 mm^2 \rightarrow 3,2 \frac{A}{mm^2}$$

$$S = 125 mm^2 \rightarrow 2,9 \frac{A}{mm^2}$$

$$\frac{116,2 - 95}{125 - 95} = \frac{\delta - 3,2}{2,9 - 3,2} \rightarrow \delta = 2,988 \frac{A}{mm^2}$$

Según el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT-07 para cables de aluminio-acero se tomará en la tabla el valor de la densidad de corriente correspondiente a su sección total como si fuera

de aluminio y su valor se multiplicará por un coeficiente de reducción que según la composición será: 0,916 para la composición 30+7.

Por lo que la densidad de corriente para el aluminio en el conductor con una sección total de 116,2 mm² es de:

$$\delta = 0,916 \cdot 2,988 \frac{A}{mm^2} = 2,737 \frac{A}{mm^2}$$

3.6.3 Intensidad máxima admisible para cada conductor

El cálculo de la intensidad máxima admisible como ya se ha mencionado anterior se obtiene a partir del valor de la densidad de corriente y la sección del conductor, por lo tanto:

$$I_{max,adm} = \delta \cdot S$$

$$I_{max,adm} = 2,737 \cdot 116,2 = 318,04 A$$

3.6.4 Intensidad nominal de la línea

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Donde:

S_n = potencia prevista para el centro de transformación

U_n = tensión nominal de la línea

$$I_n = \frac{400 MVA}{\sqrt{3} \cdot 25 KV} = 9,24 A$$

Se debe de cumplir:

$$I_n < I_{max,adm}$$

$$9,24 A < 318,04 A \rightarrow \text{CUMPLE}$$

3.6.5 Potencia máxima a transportar por densidad de corriente

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max,adm} \cdot \cos\varphi$$

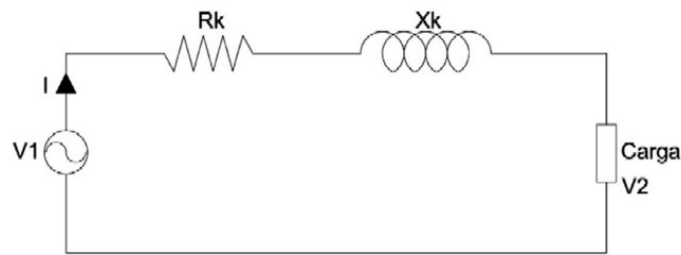
$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 25 \cdot 318,04 \cdot 0,8 = 11017,23 KW \rightarrow 11,017 MW$$

3.6.6 Cálculo de caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión en una línea trifásica es necesario conocer los parámetros eléctricos de la línea: resistencia serie R , reactancia inductiva X , susceptancia capacitiva B y la conductancia paralela G .

La longitud de la línea aérea del presente proyecto es de 2,12 km, por lo que se trata de una línea corta.

El circuito equivalente fase-neutro de una línea corta es el siguiente:



23 Circuito equivalente fase-neutro de una línea corta

En el circuito equivalente fase-neutro R_K representa la resistencia por fase de la línea y X_K la reactancia inductiva por fase de la línea.

La expresión que aparece a continuación calcula la caída de tensión de la línea en valor relativo.

$$u(\%) = \frac{P \cdot L \cdot (R_K + X_K \cdot \tan \varphi)}{V^2} \cdot 100$$

$$u(\%) = \frac{400000 \cdot 0,8 \cdot 2,12 \cdot (0,346 + 0,412 \cdot 0,75)}{25000^2} \cdot 100 = 0,071 \%$$

$$u(\%) = 0,071 \% < 5\% \rightarrow \text{CUMPLE}$$

3.6.7 Pérdida de potencia

Cuando circula una corriente por una línea trifásica se produce una pérdida de potencia cuyo valor es:

$$P_p = 3 \cdot R_k \cdot L \cdot I_L^2$$

Donde:

P_p = pérdida de potencia en la resistencia serie en W

R_k = resistencia por unidad de longitud en alterna a la temperatura en Ω/km

L = longitud total de la línea en km

I_L = corriente en (A) que circula por la línea

La pérdida de potencia para líneas con una carga conectada en su extremo se suele expresar en tanto por ciento de la potencia total transportada por la línea P:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos\varphi$$

Donde:

P = potencia total entregada por la línea en W

V_L = tensión de línea en la carga en V

$\cos\varphi$ = factor de potencia de la carga

Asumiendo que la corriente que circula por la línea y la corriente por fase de la línea entregada a la carga son iguales, la pérdida de potencia, expresada en tanto por ciento, de dicha potencia es:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100 = \frac{3 \cdot R_k \cdot L \cdot I_L^2}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos\varphi} \cdot 100 = \frac{P \cdot R_k \cdot L}{V_L^2 \cdot \cos^2\varphi} \cdot 100$$

$$\Delta P_{\%} = \frac{(400000 \cdot 0,8) \cdot 0,346 \cdot 2,12}{25000^2 \cdot 0,8^2} \cdot 100 = \mathbf{0,058 \% \rightarrow CUMPLE}$$

Para líneas de transporte está pérdida de potencia se suele limitar a 3% por kilómetro de línea y al 5% para líneas de distribución

Esta pérdida de potencia es:

$$\Delta P = P \cdot \frac{\Delta P_{\%}}{100} = 400000 \cdot 0,8 \cdot \frac{0,058}{100} = 185,6 \text{ W} \rightarrow \mathbf{0,185 \text{ KW}}$$

3.6.8 Resumen de los cálculos eléctricos

Corriente máxima admisible	318,04 A
Densidad máxima de corriente	2,737 A/mm ²
Resistencia eléctrica conductor	0,346 Ω/km
Reactancia inductiva	0,412 Ω/km
Caída de tensión	0,071%
Perdida de potencia	185,6 W

3.7 ANEXO CÁLCULO DE LA LÍNEA SUBTERRANEA

3.7.1 Características de la línea subterránea:

La longitud de la línea subterránea es de 200 metros y conectará el apoyo fin de línea 12 con el centro de transformación de la nave electrolinera. La potencia del centro de transformación es de 400 KVA y la tensión que debe transportar de 25 KV. A lo largo de estos 200 metros no se debe superar el 5% de caída de tensión máxima admisible, aunque al tratarse de una línea subterránea de tan corta longitud, no habrá problemas en este sentido.

La intensidad de defecto a tierra es de 1000 A y la intensidad de cortocircuito viene asignada por las normas particulares de ENDESA y es de 16 KA, el tiempo de desconexión es de 1 segundo.

La temperatura media del terreno es de 25 °C, los tendidos se situarán a una profundidad de 1 metro y la resistividad térmica es de 1,5 K·m/W.

El cable que se usará es el AL HEPRZ1 (cable de Aluminio, aislamiento HEPR con cubierta de poliolefina Z1) y se realizara el cálculo para las secciones de 50, 95, 150 y 240 mm², eligiendo la primera sección que cumpla con las características de la línea.

3.7.2 Elección de la tensión nominal en régimen permanente

Según la tabla 2 de la ITC-LAT-06 para una tensión de la línea de 25KV se corresponde con una tensión de $\frac{U_0}{U} = 25 \text{ KV}$ y $U_p = 145 \text{ kV}$,

donde:

U_0 = Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U = Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U_p = Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

Tensión nominal de la red U_n	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_o/U ó U_o kV	U_p kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B		

24 Tabla 2 de la ITC-LAT-06

3.7.3 Cálculo de la sección del cable por intensidad máxima admisible

La intensidad que circula por el cable es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{400 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 25 \text{ KV}} = 9,23 \text{ A}$$

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible es necesario aplicar los factores de corrección:

- Factor de corrección para temperatura distinta de 25°C. No es necesario aplicar factor de corrección al coincidir con la temperatura del terreno. (Tabla 7 de la ITC-LAT-06)
- Factor de corrección por resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W. No es necesario aplicar el factor de corrección al coincidir con la resistividad térmica del terreno. (Tabla 8 de la ITC-LAT-06)
- Factor de corrección debido a profundidades distintas de 1m. Como coincide con la profundidad real no es necesario aplicar este factor de corrección. (Tabla 11 de la ITC-LAT-06)
- Factor de corrección por distancia entre ternos o cables unipolares ya que los tubos están en contacto. No se considera ya que solo existirá una terna cargada y no es de aplicación. Si por las 2 ternas circulara corriente al mismo tiempo si sería de aplicación. (Tabla 10 de la ITC-LAT-06)

Por lo que no es necesario aplicar ningún factor de corrección.

A partir de la tabla 12 de la ITC-LAT-06 como 9,23 A es menor de 90 A con un cable de sección de 25 mm² se cumple por intensidad máxima admisible.

3.7.4 Intensidad máxima admisible en cortocircuito

Como la intensidad de cortocircuito es de 16 KA y el tiempo de desconexión de 1 segundo, se tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito que soporta el cable para un tiempo de desconexión de 1 segundo sea superior a los 16 KA o que para una corriente de 16 KA el cable aguante más de 1 segundo.

Comprobación intensidad máxima de cortocircuito durante 1 segundo:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}}$$

Dónde:

I_{cc} = intensidad de cortocircuito (A).

t_{cc} = duración del cortocircuito (s).

K = constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento.

S = sección del conductor (mm^2).

θ_{cc} = temperatura máxima admisible en cortocircuito ($^{\circ}\text{C}$). Que es de 250°C

θ_i = temperatura inicial del conductor que dependerá de la carga ($^{\circ}\text{C}$).

θ_s = temperatura máxima admisible del conductor en régimen permanente ($^{\circ}\text{C}$).

105°C

β = inversa de variación de resistencia con la temperatura del componente conductor de corriente.

Para calcular la temperatura inicial antes del cortocircuito, para una intensidad de carga inferior a la máxima admisible, se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$\theta_i = \theta_a + (\theta_s - \theta_a) \cdot \left(\frac{I_i}{I_z}\right)^2$$

La constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento para un cable

HEPR de aluminio tiene un valor de $k = 89 \frac{\text{A} \cdot \sqrt{\text{s}}}{\text{mm}^2}$

S (mm ²)	I (tabla 12)	l _z	t _{cc} (s)	θ_a	θ_i	$\frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}}$	$\sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}}$	I _{cc} (A)
50	135	135	1	25	25,37	4450	1,3251	5896,69
95	200	200	1	25	25,17	8455	1,3259	11210,48
150	255	255	1	25	25,1	13350	1,3262	17704,77
240	345	345	1	25	25,057	21360	1,3264	28331,904

Para secciones iguales o superiores a 150 mm² se cumple por intensidad de cortocircuito, es decir, la intensidad que soporta el cable es superior a 16 kA. Por lo que la sección que se escoge es la de 150 mm²

Comprobación para conocer el tiempo que el conductor soporta una intensidad de cortocircuito de 16 KA

$$t_{cc} = \left[\frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}} \right]^2$$

S (mm ²)	I (tabla 12)	l _z	I _{cc} (A)	θ_a	θ_i	$\left(\frac{K \cdot S}{I_{cc}}\right)^2$	$\sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}}$	T (s)
50	135	135	16000	25	25,37	0,0773	1,3251	0,1024
95	200	200	16000	25	25,17	0,279	1,3259	0,37
150	255	255	16000	25	25,1	0,696	1,3262	0,923
240	345	345	16000	25	25,057	1,782	1,3264	2,363

La única sección que soportaría los 16KA durante un tiempo de desconexión de 1 segundo sería la de 240 mm²

3.7.5 Máxima caída de tensión admisible por el conductor

Al tratarse de una línea subterránea de línea corta se usará la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Donde:

ΔU = caída de tensión en V

I = intensidad de la línea en A

L = longitud de la línea en km

R = resistencia del conductor en Ω/km

X = reactancia inductiva en Ω/km

El valor de resistencia del conductor se puede obtener de dos formas:

- Mediante los datos del fabricante para la temperatura máxima de servicio en régimen permanente que es de 105 °C
- A partir de la resistividad del aluminio a una temperatura de 20 °C

3.7.5.1 Cálculo de R mediante los datos del fabricante

A partir de los datos del fabricante, para una sección de 250 mm² que será la elegida al ser la única que cumple por la condición de intensidad de cortocircuito.

1 x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MÁX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD $\mu\text{F}/\text{km}$	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1 x 95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1 x 150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1 x 240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1 x 400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1 x 630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

25 Datos del fabricante para conductor línea subterránea

$$R (20^\circ\text{C}) = 0,125 \Omega/\text{km}$$

$$R (105^\circ\text{C}) = 0,168 \Omega/\text{km}$$

$$X = 0,109 \Omega/\text{km}$$

Por lo tanto:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 9,23 \cdot 0,2 \cdot (0,168 \cdot 0,8 + 0,102 \cdot 0,6) = 0,638 \text{ V}$$

$$\frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = \frac{0,638}{20000} \cdot 100 = 0,00255 < 5\%$$

La caída de tensión es muy pequeña ya que tanto la corriente de la línea como la longitud son pequeñas.

3.7.5.2 Cálculo de R mediante la resistividad del aluminio a 20 °C

$$R_0 = \frac{\rho}{A} = \frac{2,8264 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}}{240 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2} = 1,1776 \cdot 10^{-4} \Omega/\text{m}$$

Temperatura real de servicio:

$$\theta_i = \theta_a + (\theta_s - \theta_a) \cdot \left(\frac{I_i}{I_z}\right)^2 = 25 + (105 - 25) \cdot \left(\frac{9,23}{345}\right)^2 = 25,057^\circ\text{C}$$

La resistencia con corriente continua a esa temperatura viene dada por:

$$R' = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

$$R' = 1,1776 \cdot 10^{-4} \cdot (1 + 0,00403 \cdot (25,057 - 20)) = 1,2015 \cdot 10^{-4} \Omega/\text{m}$$

La resistencia en corriente alterna será:

$$R = R' \cdot (1 + y_s + y_p)$$

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} = \frac{1,0226^4}{192 + 0,8 \cdot 1,0226^4} = 5,669 \cdot 10^{-3}$$

$$x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R'} \cdot 10^{-7} \cdot k_s = \frac{8 \cdot \pi \cdot 50}{1,2015 \cdot 10^{-4}} \cdot 10^{-7} \cdot 1 = 1,0226$$

$$y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \cdot \left[0,312 \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192 + 0,8 \cdot x_p^4} + 0,27} \right]$$

$$y_p = \frac{1,0226^4}{192 + 0,8 \cdot 1,0226^4} \cdot \left(\frac{17,5}{36}\right)^2 \cdot \left[0,312 \cdot \left(\frac{17,5}{36}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{1,0226^4}{192 + 0,8 \cdot 1,0226^4} + 0,27} \right]$$

$$= 5,827 \cdot 10^{-3}$$

Por lo tanto:

$$R = 0,12015 \cdot (1 + 5,669 \cdot 10^{-3} + 5,827 \cdot 10^{-3}) = 0,1215 \Omega/\text{Km}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 9,23 \cdot 0,2 \cdot (0,1215 \cdot 0,8 + 0,102 \cdot 0,6) = 0,5064 \text{ V}$$

$$\frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = \frac{0,5064}{25000} \cdot 100 = \mathbf{0,00203} < 5\%$$

3.7.6 Pérdidas de potencia

Para el cálculo de la pérdida de potencia se usará el valor de R obtenido mediante los datos de fabricante ya que se obtendrá un valor de pérdidas de potencia más restrictivo. Aunque al tratarse de una línea subterránea tan corta y con una tensión de transporte no muy elevada, el valor de las pérdidas de potencia es casi despreciable.

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot L$$

$$\Delta P = 3 \cdot 0,168 \cdot 9,23^2 \cdot 0,2 = 8,58 \text{ W}$$

$$\frac{\Delta P}{P_n} \cdot 100 = \frac{8,58}{400000 \cdot 0,8} \cdot 100 = 0,0000268\%$$

3.8 ANEXO CÁLCULO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El transformador instalado en el presente proyecto tiene una potencia de 400 kVA. La tensión primaria del mismo es de 25000 V y la tensión secundaria es de 400 V. Con estos datos se proceden a calcular las intensidades del transformador.

3.8.1 Intensidad de alta tensión

$$I_p = \frac{S}{1,732 \cdot U_p}$$

Donde:

I_p = Intensidad primaria en A

S = Potencia del transformador en KVA.

U_p = Tensión compuesta primaria en KV

En el presente proyecto la potencia del transformador es de 400 KVA y la tensión que transporta la línea de media tensión de 25 KV.

Por lo tanto, el valor de la intensidad primaria en el transformador primario será:

$$I_p = \frac{400 \text{ KVA}}{1,732 \cdot 25 \text{ KV}} = 9,24 \text{ A}$$

3.8.2 Intensidad de baja tensión

$$I_s = \frac{S \cdot 1000}{1,732 \cdot U_s}$$

Donde:

I_s = Intensidad secundaria en A

S = Potencia del transformador en KVA.

U_s = Tensión compuesta secundaria en V

$$I_s = \frac{400 \text{ KVA} \cdot 1000}{1,732 \cdot 400 \text{ V}} = 577,37 \text{ A}$$

3.8.3 Cálculo de cortocircuitos

En el cálculo de corrientes de cortocircuito hay que diferenciar entre intensidad primaria en el lado de alta e intensidad secundaria en el lado de baja. Para la obtención de estas corrientes se utilizarán distintas expresiones:

3.8.3.1 Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Alta Tensión

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{1,732 \cdot U_p}$$

Donde:

I_{ccp} = Intensidad primaria de cortocircuito en KA

U_p = Tensión compuesta primaria en KV

S_{cc} = Potencia de cortocircuito de la red en MVA

En este caso no es necesario calcular la intensidad primaria de cortocircuito en el lado de alta, ya que esta viene asignada por las normas particulares de ENDESA, y tendrá un valor de 16KA.

Intensidad asignada de costa duración 1 s. (límite térmico) (kA)	Valor de cresta de la intensidad de cortocircuito admisible asignada (límite dinámico) (kA)
16	40

26 Intensidades de cortocircuito admisibles según ENDESA

3.8.3.2 Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Baja Tensión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot S}{1,732 \cdot U_{cc}(\%) \cdot U_s}$$

Donde:

I_{ccs} = Intensidad secundaria de cortocircuito en KA

U_s = Tensión compuesta secundaria en V

S = Potencia del transformador en kVA

$U_{cc}(\%)$ = Tensión de cortocircuito del transformador en tanto por ciento

La tensión compuesta secundaria es de 400V y la potencia de cortocircuito en (%) es de 4.5

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot 400 \text{ KVA}}{1,732 \cdot 4,5 \cdot 400V} = 12.83 \text{ KA}$$

3.8.4 Dimensionado del embarrado

El embarrado del presente proyecto tiene una intensidad asignada de 400 A, un límite térmico de 1s y un límite electrodinámico de 50KV.

En el cálculo del dimensionado del embarrado se debe comprobar que este soporte la intensidad nominal sin llegar a sobrepasar la temperatura de régimen permanente. Para ello se realizará la comprobación por densidad de corriente.

Por otro lado, los esfuerzos que se producen durante un cortocircuito no pueden superar los esfuerzos electrodinámicos y térmicos máximos.

3.8.4.1 Comprobación por densidad de corriente

El objetivo de la comprobación por densidad de corriente es verificar que no se supere la densidad de corriente máxima en régimen permanente cuando la corriente nominal del conductor del embarrado sea máxima.

En este caso no es necesario realizar ningún cálculo ya que al usarse celdas bajo envolvente metálica (Orma-SF6) se garantiza que no se superara la densidad de corriente máxima para la intensidad asignada de 400 A.

3.8.4.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica

En caso de cortocircuito se debe cumplir que la resistencia máxima de los conductores del embarrado sea:

$$\sigma_{max} \geq \frac{I_{ccp}^2 \cdot L^2}{60 \cdot d \cdot W}$$

Donde

σ_{max} = Tensión máxima de los conductores. En el caso de cobre semiduro es de 2800

I_{ccp}^2 = Intensidad de cortocircuito trifásico permanente en KA

L = Separación longitudinal entre apoyos en KA

d = Separación entre fases en cm

W = Módulo resistente de los conductores en cm³

Al igual que ocurre con la comprobación por densidad de corriente, en la comprobación por sollicitación electrodinámica no es necesario realizar cálculos. Ya que al usar las celdas bajo envolvente metálica (Orma-SF6) se garantiza que no se superará la tensión máxima de los conductores, de manera que la expresión anterior se cumple.

3.8.4.3 Comprobación por sollicitación térmica

El objetivo de esta comprobación es el de verificar que los esfuerzos térmicos máximos producidos por un cortocircuito sean superados por los conductores del embarrado. Para obtener la sobreintensidad máxima admisible en cortocircuito para el embarrado se utiliza la siguiente expresión:

$$I_{th} = \alpha \cdot S \cdot \sqrt{\frac{\Delta T}{t}}$$

Donde:

I_{th} = Intensidad eficaz en A

$\alpha = 13$ para Cu

S = sección del embarrado en mm²

ΔT = Incremento máximo de temperatura, para el Cu es de 150°C

t = duración del cortocircuito en segundos

Según la normativa vigente se garantiza que al usar celdas bajo envolvente metálica (Orma-SF6) la tensión eficaz durante un tiempo de falta de cortocircuito de 1 segundo será de $I_{th} \geq 20KA$

Por lo tanto, el uso de celdas Orma-SF6 garantiza que el embarrado soportará la intensidad nominal sin superar la temperatura de régimen permanente y los esfuerzos electrodinámicos y térmicos.

3.8.5 Selección de las protecciones de alta y de baja

En un transformador se pueden diferenciar entre protecciones de alta tensión y de baja tensión. Las protecciones de alta tensión son efectuadas por las celdas asociadas al transformador, y en el caso de las protecciones de baja tensión se incorporan en los cuadros de baja tensión.

3.8.5.1 *Protecciones de alta tensión*

Los encargados de efectuar la protección del transformador en alta tensión ante cortocircuitos son los fusibles combinados en una celda con interruptor. Los fusibles se fusionarán antes de que la corriente de cortocircuito alcance su máximo valor.

Los fusibles seleccionados tendrán dos misiones fundamentales que son:

- Soportar la intensidad nominal en servicio continuo
- Cuando el transformador se encuentre en vacío deben permitir el paso de la punta de la corriente producida en la conexión.

La selección de los fusibles dependerá de la potencia del transformador, en función de esta potencia se escogerá la intensidad nominal del fusible.

Tensión Red (kV)	6	10	11	13.2	15	20	25	30
Potencia transformador kVA	50	20	10	10	10	6.3	6.3	5
	100	32	20	20	16	16	10	6.3
	160	50	32	32	25	20	16	10
	250	80	50	40	40	32	25	16
	400	100	63	63	50	50	40	25
	630	100	100	80	80	63	50	40

27 Tabla de fusibles APR

En el presente proyecto la potencia es de 400MVA, por lo que se escogerá una intensidad nominal para los fusibles de 25A.

Además de estos fusibles también se instalará un relé electrónico con captadores de intensidades por fases que tendrá la función de proteger al sistema contra sobrecargas.

3.8.5.2 Protección de baja tensión

Según la RU6302 se debe instalar en el circuito de baja tensión de cada transformador un cuadro de distribución de 4 salidas con posibilidad de extensionamiento. En cada una de las salidas se instalarán fusibles con un poder de corte mayor o igual a la corriente de cortocircuito en el lado de baja que es de 12.83KA y con una intensidad nominal igual a la exigida en esa salida.

Los conductores escogidos son XLPE 0,6/1kV 240 mm² Al unipolares instalados al aire. Por estos conductores se realizará la descarga al cuadro de baja tensión. La intensidad admisible del conductor es de 390 A cuando la temperatura ambiente es de 40°C.

Para el transformador de este centro de transformación se emplearán dos conductores por fase y uno para el neutro.

3.8.6 Dimensionado de la ventilación del centro de transformación

La ventilación en el centro de transformación es fundamental para que la temperatura que se alcance no sea demasiado elevada y provoque fallos en los distintos elementos. Por esta razón es necesario hacer un cálculo de la superficie mínima de las rejillas ventilación del centro de transformación. De esta forma la entrada de aire será la suficiente para que no se alcancen estas temperaturas perjudiciales. Para obtener esta superficie mínima se utilizará la siguiente expresión:

$$Sr = \frac{Wcu + Wfe}{0,24 \cdot k \cdot \sqrt{h} \cdot \Delta T^3}$$

Donde:

Sr = Superficie mínima de la rejilla de ventilación del transformador en m²

Wcu = Perdidas en el cobre del transformador en KW

W_{fe} = Pérdidas en el hierro del transformador en KW

k = Coeficiente que depende de la forma de las rejillas, en este caso es de 0.5

h = Distancia vertical entre las rejillas de entrada y salida en metros

ΔT = Diferencia de temperatura entre la entrada y la salida, en este caso es de 15°C

En este caso no es necesario usar esta fórmula, ya que, al usar un centro de transformación prefabricado, la superficie ya viene determinada y con sus respectivas homologaciones.

3.8.7 Diseño de la instalación de tierra

La resistividad del presente proyecto es de $150\Omega m$ como se explica en el anexo de cálculo puestas a tierras en apoyos. La intensidad de defecto máxima es de 300A y el tiempo de actuación de las protecciones o tiempo máximo de eliminación del defecto es de 1s.

Este defecto se elimina mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un relé de intensidad.

Para el cálculo del diseño de puestas a tierra se utilizará el libro de puestas a tierras de UNESA.

Se pueden distinguir dos tipos de diseños de instalación a tierra:

- **Puesta a tierra de protección:** En este tipo de conexión se conectarán todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, ya que en algún momento podrían estarlo por defectos de aislamiento. El objetivo de esta conexión es el de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.
- **Puesta a tierra de servicio:** En este tipo de conexión se conectarán el neutro del transformador y la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Estas puestas a tierra pueden ser directas (cuando solo contiene la resistencia de paso a tierra) o indirecta (cuando se realiza a través de resistencias o impedancias adicionales).

En el caso de la puesta a tierra de servicio se utilizarán picas en hilera de una longitud de 2m y un diámetro de 14mm. Estas picas estarán unidas entre sí por un cable de cobre desnudo de una sección de $50mm^2$

El valor de la resistencia de puesta a tierra deberá ser menor a 37Ω según las normas de ENDESA, ya que con esto se consigue que un defecto a tierra en la instalación de un cliente protegido contra contactos indirectos, con un interruptor diferencial de 650 mA

no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24V ($37\Omega \cdot 0,65\text{mA} = 24\text{V}$)

La conexión entre el centro de transformación y la primera pica del electrodo se realizará con cable de cobre de 50mm^2 , aislado de 0.6/1 KV bajo tubo plástico con grado de protección superior a 7.

3.8.7.1 Características de la instalación de puesta a tierra.

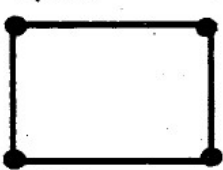
$$R = \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot I_{\max, \text{def}}} = \frac{1,1 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 300} = 52,92\Omega$$

La tensión de servicio de la instalación es de 25KV y la intensidad máxima de defecto a tierra de 300A, la puesta a tierra del neutro se realiza mediante una resistencia de $52,92\Omega$. El nivel de aislamiento de la instalación de baja tensión es de 10000V.

Por otro lado, la resistividad del terreno es de $150\Omega\text{m}$, mientras que la del hormigón es $3000\Omega\text{m}$.

3.8.7.2 Cálculo de la puesta a tierra de protección.

Para el cálculo de puestas a tierra de protección se ha seleccionado la configuración 70-25/5/00, con geometría en anillo y unas dimensiones de $7 \times 2,5\text{m}$. La profundidad a la que se enterrará el electrodo es de 0.5m.

CONFIGURACION	L_p (m)	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	TENSION DE CONTACTO EXT $K_c = K_p(\text{acc})$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.108	0.0214	0.0645	70-25/5/00
4 picas 	2	0.084	0.0186	0.0409	70-25/5/42
	4	0.070	0.0148	0.0299	70-25/5/44
	6	0.060	0.0123	0.0233	70-25/5/46
	8	0.053	0.0104	0.0190	70-25/5/48

28 Configuración elegida para puestas a tierra de protección UNESA

Los parámetros característicos de este electrodo son los siguientes:

$$K_r = 0.108 (\Omega/\Omega\text{xm})$$

$$K_p = 0.0214 (\text{V}/((\Omega\text{xm})\text{A}))$$

$$K_c = 0.0645 (\text{V}/((\Omega\text{xm})\text{A}))$$

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0,108 \cdot 150 = 16,2\Omega$$

Cálculo de la intensidad de defecto:

$$Id = \frac{U}{1,732 \cdot \sqrt{((R_n + R_t)^2 + X_n^2)}}$$

Donde:

U = tensión de servicio entre fase en V

X_n = reactancia del neutro, será 0 al encontrarse el neutro conectado a tierra con una resistencia.

R_n = Resistencia del neutro de la subestación, con un valor de 52,92Ω

R_t = resistencia del sistema de puesta a tierra, con un valor de 16,2Ω

$$Id = \frac{25000 V}{1,732 \cdot \sqrt{((52,92 + 16,2)^2 + 0^2)}} = 208,82\Omega$$

Cálculo de aumento de potencial de tierra:

$$U_E = R_t \cdot Id = 16,2 \cdot 208,82 = 3383,01V$$

3.8.7.3 *Cálculo de la puesta a tierra de servicio.*

Para el cálculo de puestas a tierra de servicio se ha seleccionado la configuración 5/32, con geometría de picas en hileras y unas dimensiones de 7x2.5m. La profundidad a la que se enterrará el electrodo es de 0.5m. La longitud de las picas es de 2m, con una separación entre ellas de 3m y un total de 3 picas.

NUMERO DE PICAS	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	CODIGO DE LA CONFIGURACION
2	0,201	0,0392	5/22
3	0,135	0,0252	5/32
4	0,104	0,0184	5/42
6	0,073	0,0120	5/62
8	0,0572	0,00345	5/82

29 Configuración elegida para puestas a tierra de servicio UNESA

Los parámetros característicos de este electrodo son los siguientes:

$$K_r = 0.130 (\Omega/\Omega xm)$$

$$K_p = 0.0170 (V/((\Omega xm)A))$$

Cálculo del sistema de puesta a tierra:

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0,130 \cdot 150 = 20,25\Omega$$

3.8.7.4 *Cálculo de tensiones en el exterior de la instalación*

Para evitar que se produzcan tensiones de contacto elevadas en el exterior a causa de defectos o averías, no se podrán en contacto con masas conductoras elementos como puertas o rejillas metálicas que estén en contacto con el exterior.

De este modo no será necesario calcular las tensiones de contacto exteriores ya que al no estar conectadas con masas conductoras la tensión será prácticamente nula.

Las tensiones de paso en el exterior dependerán de las características del electrodo y la resistividad del terreno, y se calcula de la siguiente manera:

$$U'p = Kp \cdot \rho \cdot Id = 0,0214 \cdot 150 \cdot 208,83 = 670,34V$$

3.8.7.5 *Cálculo de tensiones en el interior de la instalación*

Para evitar que una persona que acceda a la instalación pueda quedar en tensión se instalará un mallazo electrosoldado para que así, se encuentre sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo de la tensión de contacto y de paso inferior. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del centro de transformación. El mallazo electrosoldado estará formado por redondos de diámetro superior a 4mm formando una retícula superior a 0.3x0.3m.

El mallazo estará cubierto por una capa de 10 cm de hormigón como mínimo. El uso de esta superficie equipotencial hace que la tensión de paso en el acceso sea parecida a la tensión de contacto exterior.

$$U'p(acc) = Kc \cdot \rho \cdot Id = 0,0645 \cdot 150 \cdot 208,83 = 2020,41 V$$

3.8.7.6 *Cálculo de las tensiones aplicadas*

Tensión de paso admisible en el exterior:

$$Up = 10 \cdot Uca \left(1 + \frac{(2 \cdot Rac + 6 \cdot \rho_s \cdot Cs)}{1000} \right)$$

Donde:

Up = Tensión de paso admisible en el exterior en V

Uca = tensión aplicada admisible que puede soportar el cuerpo humano entre una mano y los pies. Como el tiempo de actuación de las protecciones es de 1 segundo, a partir de la curva se obtiene un valor de tensión aplicada admisible de 107 V.

Rac = resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se emplea como valor 2000Ω

ρ_s = resistividad superficial del suelo, $150 \Omega m$

h_s = espesor de la capa superficial del terreno, 0.2m

Cs = coeficiente reductor de la resistividad superficial del suelo

$$Ch = 1 - 0.106 \left[\frac{\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{(2 \cdot h_s + 0,106)} \right] = 1 - 0.106 \left[\frac{\left(1 - \frac{150}{150}\right)}{(2 \cdot 0,2 + 0,106)} \right] = 1$$

$$Up = 10 \cdot 107 \left(1 + \frac{(2 \cdot 2000 + 6 \cdot 150 \cdot 1)}{1000} \right) = 6313 \text{ V}$$

Cálculo de las tensiones aplicadas

$$Up(acc) = 10 \cdot Uca \cdot \left(1 + \left(\frac{2 \cdot Rac + 3 \cdot \rho_s \cdot Cs + 3 \cdot \rho h \cdot Ch}{1000} \right) \right)$$

Donde:

$Up(acc)$ = tensión en el acceso admisible en V

ρh = resistividad del hormigón, $3000 \Omega m$

h_h = espesor de la capa de hormigón, 0.2m

Ch = coeficiente reductor del hormigón

$$Ch = 1 - 0.106 \left[\frac{\left(1 - \frac{\rho}{\rho_h}\right)}{(2 \cdot h_h + 0,106)} \right] = 1 - 0.106 \left[\frac{\left(1 - \frac{150}{3000}\right)}{(2 \cdot 0,2 + 0,106)} \right] = 0.8$$

$$Up(acc) = 10 \cdot 107 \cdot \left(1 + \left(\frac{2 \cdot 2000 + 3 \cdot 150 \cdot 1 + 3 \cdot 3000 \cdot 0,8}{1000} \right) \right) = 13545,02 \text{ V}$$

3.8.7.7 *Tabla con los resultados obtenidos*

	Resultados obtenidos		
Intensidad de defecto	IF	<	Ifmax
	208,83 A	CUMPLE	300 A
Tensión de paso en el exterior	U'p	<	Up
	670.34 V	CUMPLE	6313 V
Tensión de paso en el acceso	U'p(acc)	<	Up(acc)
	2020,41 V	CUMPLE	13545,02 V
Aumento del potencial de tierra	Ue	<	Ubt
	3383,01 V	CUMPLE	10000 V

3.8.8 Distancia mínima de la puesta a tierra del neutro y de la tierra de protección

Para garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima (D_{n-p}), entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio.

$$D_{n-p} \geq \frac{(\rho \cdot Id)}{200 \cdot \pi} = \frac{150 \cdot 208,83}{2000 \cdot \pi} = 4,99 \text{ m}$$

3.9 ANEXO DE CALCULOS INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

Para el cálculo de la sección mínima normalizada en la instalación de baja tensión se deben satisfacer simultáneamente las siguientes tres condiciones:

- Cálculo de corrientes de cortocircuito
- Cálculo de caída de tensión
- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

3.9.1 Cálculo de corrientes de cortocircuito

Un conductor en una instalación de baja tensión no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración asignada a los materiales del cable durante un cortocircuito o una sobreintensidad de corta duración.

Este cálculo no es demasiado relevante en instalaciones de baja tensión ya que las protecciones usadas limitan la duración de las sobreintensidad y cortocircuitos a tiempo muy breves, muy inferiores a los tiempos que pueden llegar a afectar a los materiales del conductor. Por otra parte, la intensidad de cortocircuito es limitada por las propias impedancias de los cables.

Corriente de cortocircuito en trifásica:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3}(ZQ + ZT + ZL)}$$

Corriente de cortocircuito en monofásica:

$$I_{cc} = \frac{c \cdot U}{2(ZQ + ZT + ZL)}$$

Donde:

c = coeficiente de tensión, según UNE-EN 60690

U = Tensión F-F

ZQ = Impedancia de la red de alta tensión que alimenta la instalación

$$ZQ = c \cdot U^2 / S_{cc}$$

ZT = Impedancia total hasta el punto del cortocircuito

$$ZT = (U_{cc}(\%)/100)/(U^2/S_n)$$

ZL = Impedancia de los conductores de fase

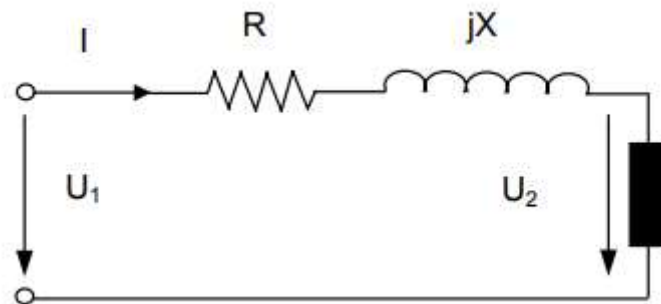
Para el cálculo de la resistencia del conductor se tendrá que tener en cuenta la suma de las resistencias de los conductores entre la caja general de protección y el punto considerado donde se desea calcular el cortocircuito. Para obtener el valor máximo de la

corriente de cortocircuito se considera que los conductores se encuentran a una temperatura de 20°C.

3.9.2 Cálculo de caída de tensión

Este cálculo tiene el objetivo de garantizar que la caída de tensión sea inferior a los límites establecidos por los reglamentos en cada parte de la instalación. Esta caída de tensión se debe a la pérdida de potencia en el cable debido a la circulación de corriente a través del conductor.

La expresión de la caída de tensión se obtiene a partir del circuito equivalente de una línea corta



30 Circuito equivalente de una línea corta

Caída de tensión en trifásico:

$$\Delta U = (R + X \cdot \tan \vartheta)(P/Uu)$$

Caída de tensión en monofásico:

$$\Delta U = 2 \cdot (R + X \cdot \tan \vartheta)(P/Uu)$$

Donde:

R = resistencia de la línea en Ω

X = reactancia de la línea en Ω , varía con el diámetro y la separación entre conductores

$\tan \vartheta$ = tangente del ángulo correspondiente al factor de potencia

P = potencia transportada por la línea en W

Uu = tensión de línea: 400V para trifásica y 230V para monofásico

En cálculo de secciones mediante caída de tensión se emplea la inversa de la resistividad que es la conductividad y la letra “e”, para designar la caída de tensión en voltios.

Para receptores trifásicos:

$$S = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U}$$

Para receptores monofásicos:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U}$$

Donde:

P = potencia transportada por la línea en W

L = longitud de la línea en m

e = caída de tensión en voltios

U = tensión de línea: 400V para trifásica y 230V para monofásico

γ = conductividad del conductor, aparece en la siguiente tabla

3.9.2.1 *Cálculo de la conductividad eléctrica*

$$\gamma = \frac{1}{r}$$

$$\rho = \rho_{20^{\circ}\text{C}}[1 + a(T - 20)]$$

$$T = T_0 + \left[(T_{\text{max}} - T_0) \left(\frac{I}{I_{\text{max}}} \right)^2 \right]$$

Donde:

γ = Conductividad del conductor a la temperatura T .

ρ = Resistividad del conductor a la temperatura T .

ρ_{20} = Resistividad del conductor a 20°C; Cu = 0.017241 $\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$; Al = 0.028264 $\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$

a = Coeficiente de temperatura: Cu = 0.003929; Al = 0.004032

T = Temperatura del conductor en °C

T_0 = Temperatura ambiente en °C: Para cables enterrados = 25°C y para cables al aire = 40°C

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C): XLPE, EPR = 90°C; PVC = 70°C; Barras Blindadas = 85°C

I = Intensidad prevista por el conductor (A).

I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

3.9.3 Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

La temperatura del conductor del cable no debe superar la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura depende del tipo de aislamiento del cable que se use en la instalación. Para cables con aislamiento termoplástico la temperatura es de 70°C mientras que para cables con aislamiento termoestable la temperatura es de 90°C. Para la elección del tipo de canalización y montaje se deben tener en cuenta las instrucciones técnicas de aplicación.

3.9.4 Cálculo protección sobrecargas

Según la guía de baja tensión BT-22 todo circuito debe de estar protegido contra el efecto de las sobreintensidades como pueden ser las sobrecargas, debidas a los aparatos de utilización o un defecto de aislamiento de gran impedancia.

El dispositivo de protección a utilizar debe garantizar que cumple ante el límite de intensidad de corriente admisible. Este dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o por cortacircuitos fusible calibrados.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege a un cable contra sobrecargas deben satisfacer:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

I_b = intensidad utilizada en el circuito.

I_z = intensidad admisible de la canalización según la norma UNE-HD 60364-5-52.

I_n = intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I_n es la intensidad de regulación escogida.

I_2 = intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección. En la práctica I_2 se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos ($1,45 I_n$ como máximo).
- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles ($1,6 I_n$).

3.9.5 Cálculo de la resistencia a tierra

Según la guía de baja tensión BT-18 la función de la instalación de puesta a tierra es que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo permita el paso a tierra de las corrientes de defecto.

Para el cálculo de la resistencia a tierra se pueden diferenciar tres tipos de electrodos:

- Placa enterrada: instalación de una placa en posición vertical de modo que se consiga el máximo contacto de sus dos caras con el terreno.

$$R = 0,8 \cdot \rho / P; \text{ donde } P \text{ es el perímetro de la placa en metros}$$

- Pica vertical: Si se disponen varias picas conectadas en paralelo es posible reducir el valor de la resistencia del electrodo. Se debe mantener una distancia mínima entre ellas igual al doble de su longitud.

$$R = \rho / L; \text{ donde } L \text{ es la longitud de la pica en metros}$$

- Conductor enterrado horizontalmente: se pueden colocar en zanjas horizontales o en los cimientos del edificio.

$$R = 2\rho / L; \text{ donde } L \text{ es la longitud del conductor en metros}$$

En el presente proyecto se usará como instalación de puesta a tierra el conductor enterrado horizontalmente. Este conductor se colocará en forma de zanja horizontal en todo el perímetro de la nave enterrado a una profundidad aproximada de 0.8 m.

Como la nave tiene un perímetro de 80 m y el terreno una resistividad de 150 $\Omega \cdot m$, el valor de la resistencia de puesta a tierra de la instalación de baja tensión será:

$$R = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 \cdot 150}{80} = 3.75 \Omega$$

3.9.6 Potencia instalada

Emergenc. aseo 1	5 W
Luz aseo 1	40 W
Emergenc. aseo 2	5 W
Luz aseo 2	40 W
OTROS USOS 1 Aseo	3500 W
OTROS USOS 2 Aseo	3500 W
Emergenc. oficina 1	5 W
Luz oficina 1	40 W
Emergenc. oficina 2	5 W
Luz oficina 2	40 W
Emergenc. oficina 3	5 W
Luz oficina 3	40 W
OTROS USOS 1 Oficina	3500 W
OTROS USOS 2 Oficina	3500 W
OTROS USOS 3 Oficina	3500 W
Aire acondicionado	2500 W
Emergenc. nave 1	20 W
Luz nave 1	150 W
Emergenc. nave 2	20 W
Luz nave 2	150 W
Emergenc. nave 3	20 W
Luz nave 3	150 W
OTROS USOS 1 Nave	3500 W
OTROS USOS 2 Nave	3500 W
OTROS USOS 3 Nave	3500 W
CARGADOR RAPIDO 1	50000 W
CARGADOR RAPIDO 2	50000 W
CARGADOR RAPIDO 3	50000 W
CARGADOR 1	7400 W
CARGADOR 2	7400 W
CARGADOR 3	7400 W
CARGADOR 4	7400 W
CARGADOR 5	7400 W
CARGADOR 6	7400 W
CARGADOR 7	7400 W
CARGADOR 8	7400 W
CARGADOR 9	7400 W
CARGADOR 10	7400 W
CARGADOR 11	7400 W
TOTAL	262635 W

3.9.7 Resumen calculo caída de tensión e intensidad máxima admisible

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,B and.
			(mm²)					
DERIVACION IND.	210578.41	10	4x240+TTx120Cu	379.94	400	0.12	0.12	200
AGR. ALUMBR. ASEOS	162	0.3	2x2.5Cu	0.88	23	0	0.12	
Circuito 1 (Luz+Em)	81	0.3	2x1.5Cu	0.44	17	0	0.12	
Emergenc. aseo 1	9	7	2x1.5+TTx1.5Cu	0.04	14.5	0	0.12	16
Luz aseo 1	72	7	2x1.5+TTx1.5Cu	0.31	14.5	0.02	0.14	16
Circuito 2 (Luz+Em)	81	0.3	2x1.5Cu	0.44	17	0	0.12	
Emergenc. aseo 2	9	8	2x1.5+TTx1.5Cu	0.04	14.5	0	0.12	16
Luz aseo 2	72	8	2x1.5+TTx1.5Cu	0.31	14.5	0.03	0.15	16
AGR. ENCHUFE ASEOS	7000	0.3	4x2.5Cu	12.63	20	0.01	0.13	
OTROS USOS 1	3500	7	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	0.75	0.88	20
OTROS USOS 2	3500	8	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	0.86	0.99	20
AGR. ALUMBR. OFICIN	243	0.3	2x4Cu	1.32	31	0	0.12	
Circuito 1 (Luz+Em)	81	0.3	2x1.5Cu	0.44	17	0	0.12	
Emergenc. oficina 1	9	10	2x1.5+TTx1.5Cu	0.04	14.5	0	0.12	16
Luz oficina 1	72	10	2x1.5+TTx1.5Cu	0.31	14.5	0.03	0.15	16
Circuito 2 (Luz+Em)	81	0.3	2x1.5Cu	0.44	17	0	0.12	
Emergenc. oficina 2	9	12	2x1.5+TTx1.5Cu	0.04	14.5	0.01	0.13	16
Luz oficina 2	72	12	2x1.5+TTx1.5Cu	0.31	14.5	0.04	0.16	16
Circuito 3 (Luz+Em)	81	0.3	2x1.5Cu	0.44	17	0	0.12	
Emergenc. oficina 3	9	15	2x1.5+TTx1.5Cu	0.04	14.5	0.01	0.13	16
Luz oficina 3	72	15	2x1.5+TTx1.5Cu	0.31	14.5	0.05	0.17	16
AGR. ENCHUFE OFICIN	13000	0.3	4x10Cu	23.46	46	0	0.12	
OTROS USOS 1	3500	15.5	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	1.66	1.78	20
OTROS USOS 2	3500	11.75	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	1.26	1.38	20

OTROS USOS 3	3500	7.5	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	0.8	0.93	20
Aire acondicionado	2500	12	2x2.5+TTx2.5Cu	13.53	20	0.88	1	20
AGR. ALUMBR.NAVE	918	0.3	2x4Cu	4.97	31	0	0.12	
Circuito 1 (Luz+Em)	306	0.3	2x1.5Cu	1.66	17	0	0.13	
Emergenc. nave 1	36	22	2x1.5+TTx1.5Cu	0.16	14.5	0.04	0.16	16
Luz nave 1	270	22	2x1.5+TTx1.5Cu	1.17	14.5	0.28	0.4	16
Circuito 2 (Luz+Em)	306	0.3	2x1.5Cu	1.66	17	0	0.13	
Emergenc. nave 2	36	18	2x1.5+TTx1.5Cu	0.16	14.5	0.03	0.16	16
Luz nave 2	270	18	2x1.5+TTx1.5Cu	1.17	14.5	0.23	0.35	16
Circuito 3 (Luz+Em)	306	0.3	2x1.5Cu	1.66	17	0	0.13	
Emergenc. nave 3	36	15	2x1.5+TTx1.5Cu	0.16	14.5	0.03	0.15	16
Luz nave 3	270	15	2x1.5+TTx1.5Cu	1.17	14.5	0.19	0.32	16
AGR. ENCHUFE NAVE	10500	0.3	4x2.5Cu	18.94	20	0.02	0.13	
OTROS USOS 1	3500	20	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	2.14	2.28	20
OTROS USOS 2	3500	29	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	3.11	3.24	20
OTROS USOS 3	3500	22	2x2.5+TTx2.5Cu	18.94	20	2.36	2.49	20
CARGADOR RAPIDO 1	50000	19	3x16+TTx16Cu	72.17	77	0.8	0.92	32
CARGADOR RAPIDO 2	50000	21.5	3x16+TTx16Cu	72.17	77	0.91	1.02	32
CARGADOR RAPIDO 3	50000	24	3x16+TTx16Cu	72.17	77	1.01	1.13	32
CARGADOR 1	7400	26.5	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.44	1.56	25
CARGADOR 2	7400	29	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.58	1.69	25
CARGADOR 3	7400	32.5	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.77	1.88	25
CARGADOR 4	7400	35	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.9	2.02	25
CARGADOR 5	7400	27	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.47	1.59	25
CARGADOR 6	7400	24.5	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.33	1.45	25
CARGADOR 7	7400	22	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.2	1.31	25
CARGADOR 8	7400	19.5	2x10+TTx10Cu	32.04	46	1.06	1.18	25
CARGADOR 9	7400	17	2x10+TTx10Cu	32.04	46	0.92	1.04	25
CARGADOR 10	7400	14.5	2x10+TTx10Cu	32.04	46	0.79	0.91	25
CARGADOR 11	7400	12	2x10+TTx10Cu	32.04	46	0.65	0.77	25

3.9.8 Resumen cálculo corriente de cortocircuito

Denominación	Longitud (m)	Sección	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf	Ikminf	Curva válida, xIn
		(mm²)			(kA)	(A)	
DERIVACION IND.	10	4x240+TTx120Cu	14.934	15	14.104	11820.57	400;10 In
AGR. ALUMBR. ASEOS	0.3	2x2.5Cu	13.351		12.239	10099.33	
Circuito 1 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.239	15	10.14	7455.2	10;C
Emergenc. aseo 1	7	2x1.5+TTx1.5Cu	10.14		1.361	801.41	
Luz aseo 1	7	2x1.5+TTx1.5Cu	10.14		1.361	801.41	
Circuito 2 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.239	15	10.14	7455.2	10;C
Emergenc. aseo 2	8	2x1.5+TTx1.5Cu	10.14		1.206	709.25	
Luz aseo 2	8	2x1.5+TTx1.5Cu	10.14		1.206	709.25	
AGR. ENCHUFE ASEOS	0.3	4x2.5Cu	14.104		13.563	10099.33	
OTROS USOS 1	7	2x2.5+TTx2.5Cu	12.239	15	2.254	1340.06	20;C
OTROS USOS 2	8	2x2.5+TTx2.5Cu	12.239	15	2	1185.95	20;C
AGR. ALUMBR. OFICIN	0.3	2x4Cu	13.351		12.681	10768.16	
Circuito 1 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.681	15	10.597	7969.8	10;C
Emergenc. oficina 1	10	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.988	580.25	
Luz oficina 1	10	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.988	580.25	
Circuito 2 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.681	15	10.597	7969.8	10;C
Emergenc. oficina 2	12	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.832	488.29	
Luz oficina 2	12	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.832	488.29	
Circuito 3 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.681	15	10.597	7969.8	10;C
Emergenc. oficina 3	15	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.673	394.49	
Luz oficina 3	15	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.673	394.49	
AGR. ENCHUFE OFICIN	0.3	4x10Cu	14.104		13.967	11407.58	
OTROS USOS 1	15.5	2x2.5+TTx2.5Cu	13.082	15	1.097	644.96	20;C
OTROS USOS 2	11.75	2x2.5+TTx2.5Cu	13.082	15	1.431	843.41	20;C

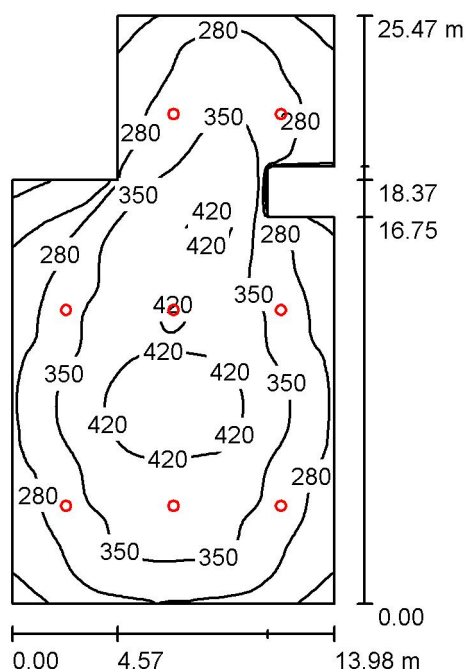
OTROS USOS 3	7.5	2x2.5+TTx2.5Cu	13.082	15	2.178	1293.82	20;C
Aire acondicionado	12	2x2.5+TTx2.5Cu	13.082	15	1.402	826.46	16;C
AGR. ALUMBR.NAVE	0.3	2x4Cu	13.351		12.681	10768.16	
Circuito 1 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.681	15	10.597	7969.8	10;C
Emergenc. nave 1	22	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.465	272.37	
Luz nave 1	22	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.465	272.37	
Circuito 2 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.681	15	10.597	7969.8	10;C
Emergenc. nave 2	18	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.565	330.91	
Luz nave 2	18	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.565	330.91	
Circuito 3 (Luz+Em)	0.3	2x1.5Cu	12.681	15	10.597	7969.8	10;C
Emergenc. nave 3	15	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.673	394.49	
Luz nave 3	15	2x1.5+TTx1.5Cu	10.597		0.673	394.49	
AGR. ENCHUFE NAVE	0.3	4x2.5Cu	14.104		13.563	10099.33	
OTROS USOS 1	20	2x2.5+TTx2.5Cu	12.239	15	0.848	497.39	20;C
OTROS USOS 2	29	2x2.5+TTx2.5Cu	12.239	15	0.591	346.37	20;C
OTROS USOS 3	22	2x2.5+TTx2.5Cu	12.239	15	0.773	453.46	20;C
CARGADOR RAPIDO 1	19	3x16+TTx16Cu	14.104	15	7.846	3978.69	80;10 In
CARGADOR RAPIDO 2	21.5	3x16+TTx16Cu	14.104	15	7.296	3611.72	80;10 In
CARGADOR RAPIDO 3	24	3x16+TTx16Cu	14.104	15	6.808	3303.94	80;10 In
CARGADOR 1	26.5	2x10+TTx10Cu	13.351	15	2.448	1464.57	40;C
CARGADOR 2	29	2x10+TTx10Cu	13.351	15	2.254	1345.24	40;C
CARGADOR 3	32.5	2x10+TTx10Cu	13.351	15	2.029	1207.37	40;C
CARGADOR 4	35	2x10+TTx10Cu	13.351	15	1.893	1124.96	40;C
CARGADOR 5	27	2x10+TTx10Cu	13.351	15	2.406	1439.05	40;C
CARGADOR 6	24.5	2x10+TTx10Cu	13.351	15	2.628	1576.31	40;C
CARGADOR 7	22	2x10+TTx10Cu	13.351	15	2.893	1742.24	40;C
CARGADOR 8	19.5	2x10+TTx10Cu	13.351	15	3.217	1946.75	40;C
CARGADOR 9	17	2x10+TTx10Cu	13.351	15	3.619	2204.84	40;C
CARGADOR 10	14.5	2x10+TTx10Cu	13.351	15	4.131	2540.23	40;C
CARGADOR 11	12	2x10+TTx10Cu	13.351	15	4.801	2992.55	40;C

3.10 ANEXO DIALUX OBTENCION DE LUMINARIAS



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Nave / Resumen



Altura del local: 8.000 m, Altura de montaje: 7.400 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:328

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	330	121	450	0.367
Suelo	20	313	147	452	0.471
Techo	70	61	43	76	0.706
Paredes (10)	50	133	44	405	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 64 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

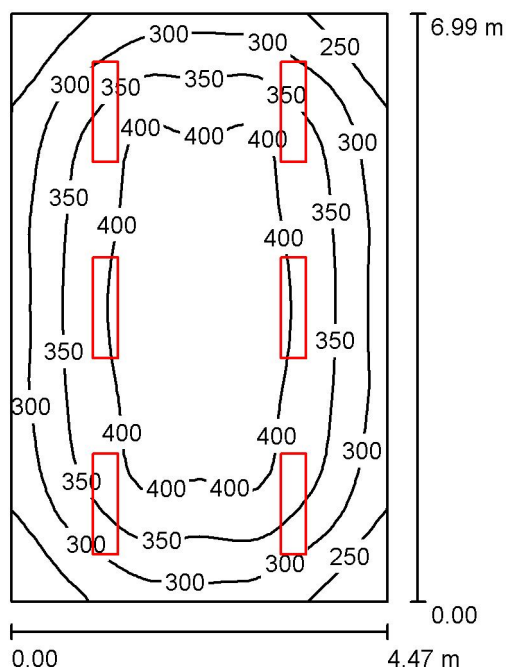
Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	8	PHILIPS BY121P G3 1xLED205S/840 WB (1.000)	20500	20500	155.0
Total:			164000	164000	1240.0

Valor de eficiencia energética: $3.91 \text{ W/m}^2 = 1.18 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 317.30 m^2)

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Oficina / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.000 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:90

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	348	201	435	0.578
Suelo	20	298	171	385	0.575
Techo	70	59	46	70	0.775
Paredes (4)	50	149	49	252	/

Plano útil:		UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura:	0.850 m	Pared izq	15	15	
Trama:	32 x 32 Puntos	Pared inferior	15	15	
Zona marginal:	0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

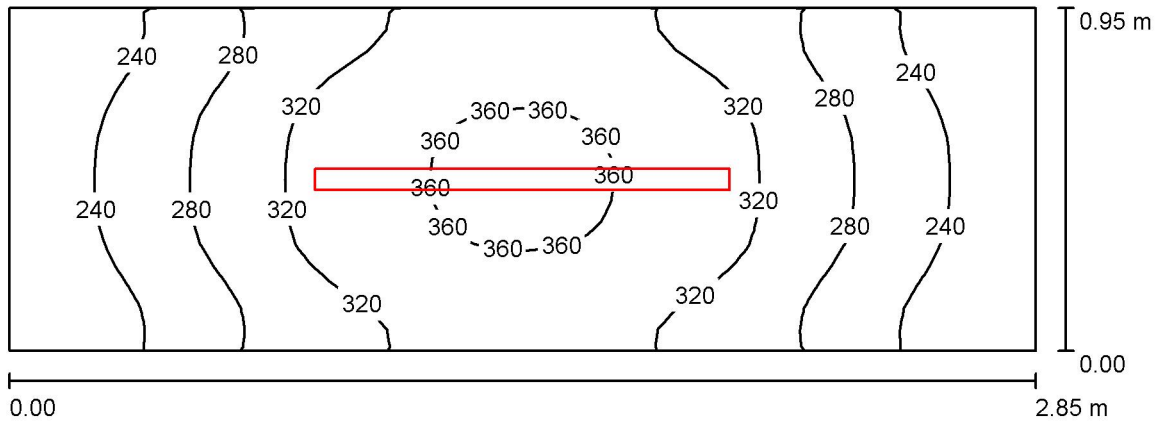
Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	6	PHILIPS SM400C PSU W30L120 1 xLED28S/830 (1.000)	2800	2800	35.5
Total:			16800	16800	213.0

Valor de eficiencia energética: $6.81 \text{ W/m}^2 = 1.96 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 31.28 m^2)



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Aseo 1 / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.082 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:21

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	293	206	368	0.703
Suelo	20	179	145	204	0.811
Techo	70	138	78	198	0.563
Paredes (4)	50	219	62	954	/

Plano útil:

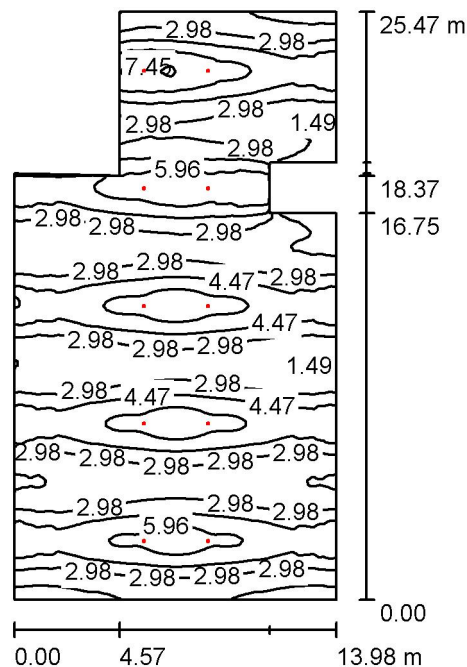
Altura: 0.850 m
Trama: 32 x 16 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	1	PHILIPS RC140B L1150 1 xLED38S/840 (1.000)	3800	3800	40.0
Total:			3800	3800	40.0

Valor de eficiencia energética: $14.77 \text{ W/m}^2 = 5.04 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 2.71 m^2)

Luz emergencia nave / Resumen



Altura del local: 8.000 m, Altura de montaje: 4.000 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:328

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	3.78	0.38	7.83	0.101
Suelo	20	3.35	0.71	5.40	0.213
Techo	70	0.66	0.46	0.80	0.698
Paredes (10)	50	1.65	0.43	282	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 128 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

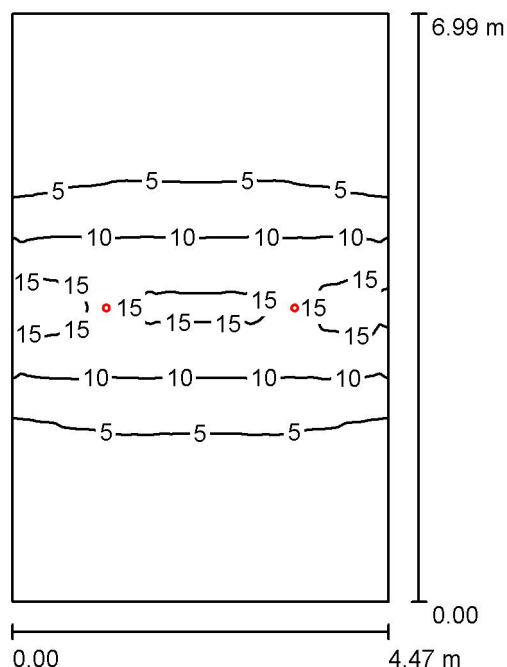
Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	10	PHILIPS EM120B 1 xLED2S/760 COR (1.000)	185	185	3.0
Total:			1850	1850	30.0

Valor de eficiencia energética: $0.09 \text{ W/m}^2 = 2.50 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 317.53 m^2)



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Luz de emergencia oficina / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.055 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:90

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	5.89	1.21	17	0.205
Suelo	20	4.76	1.65	9.48	0.348
Techo	70	1.98	0.88	7.89	0.441
Paredes (4)	50	4.55	1.20	246	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 128 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

UGR

Pared izq >30
Pared inferior >30
(CIE, SHR = 0.25.)

Longi-

>30
>30

Tran

28
26

al eje de luminaria

Lista de piezas - Luminarias

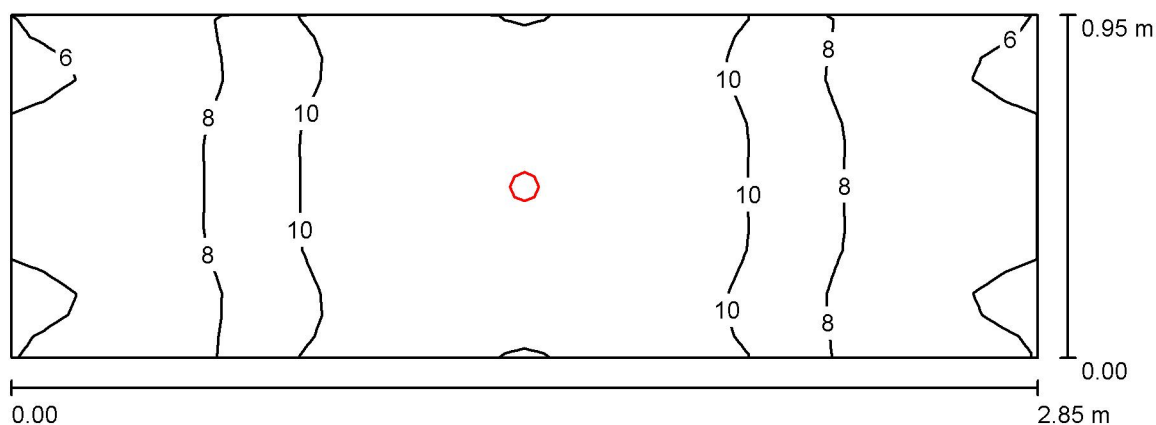
Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	2	PHILIPS EM120B 1 xLED2S/760 COR (1.000)	185	185	3.0
Total:			370	370	6.0

Valor de eficiencia energética: $0.19 \text{ W/m}^2 = 3.26 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 31.28 m^2)



Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Luz emergencia aseo 1 / Resumen



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.055 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:21

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	8.99	5.60	12	0.623
Suelo	20	5.39	4.19	6.34	0.779
Techo	70	11	3.40	41	0.320
Paredes (4)	50	11	1.98	1309	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 32 x 16 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	1	PHILIPS EM120B 1 xLED2S/760 COR (1.000)	185	185	3.0
Total:			185	185	3.0

Valor de eficiencia energética: $1.11 \text{ W/m}^2 = 12.33 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 2.71 m^2)

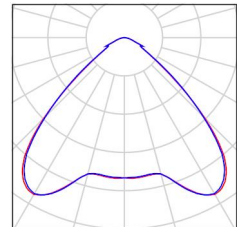


Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

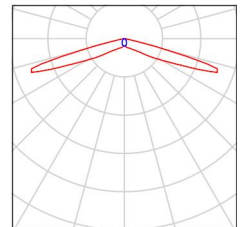
Proyecto 1 / Lista de luminarias

8 Pieza PHILIPS BY121P G3 1xLED205S/840 WB
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 20500 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 20500 lm
Potencia de las luminarias: 155.0 W
Clasificación luminarias según DIN: A50
Código CIE Flux: 66 94 99 100 100
Lámpara: 1 x LED205S/840/- (Factor de corrección 1.000).

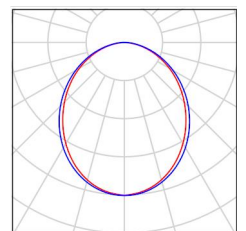
Dispone de una imagen de la luminaria en nuestro catálogo de luminarias.



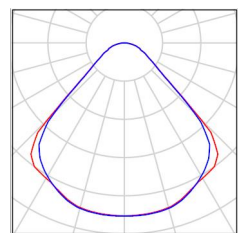
14 Pieza PHILIPS EM120B 1 xLED2S/760 COR
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 185 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 185 lm
Potencia de las luminarias: 3.0 W
Clasificación luminarias según DIN: A30
Código CIE Flux: 30 60 94 100 100
Lámpara: 1 x LED2S/760/- (Factor de corrección 1.000).



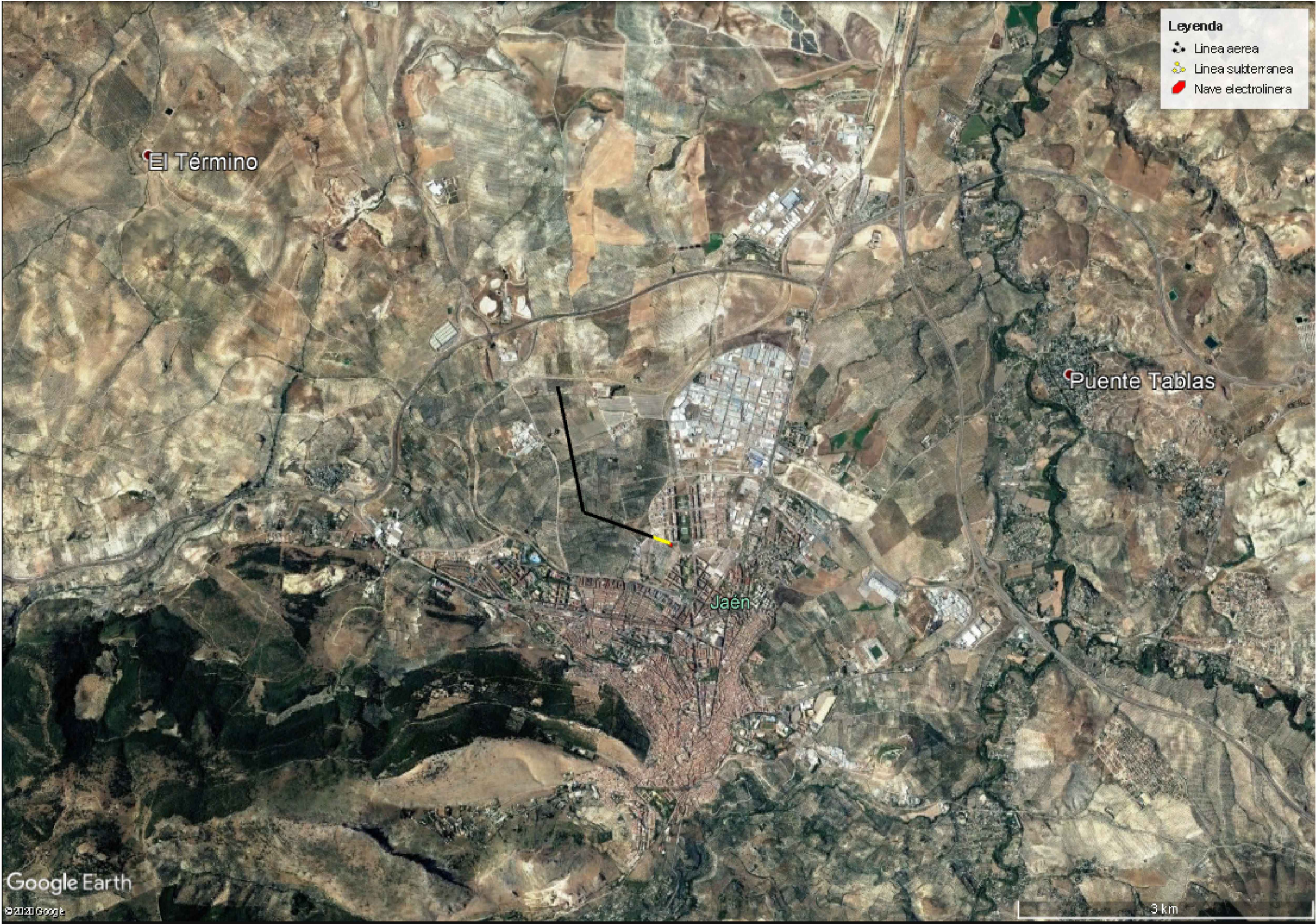
2 Pieza PHILIPS RC140B L1150 1 xLED38S/840
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 3800 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 3800 lm
Potencia de las luminarias: 40.0 W
Clasificación luminarias según DIN: A40
Código CIE Flux: 50 81 96 100 100
Lámpara: 1 x LED38S/840/- (Factor de corrección 1.000).

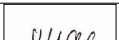


6 Pieza PHILIPS SM400C PSU W30L120 1 xLED28S/830
N° de artículo:
Flujo luminoso (Luminaria): 2800 lm
Flujo luminoso (Lámparas): 2800 lm
Potencia de las luminarias: 35.5 W
Clasificación luminarias según DIN: A50
Código CIE Flux: 64 90 97 100 100
Lámpara: 1 x LED28S/830/- (Factor de corrección 1.000).

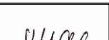


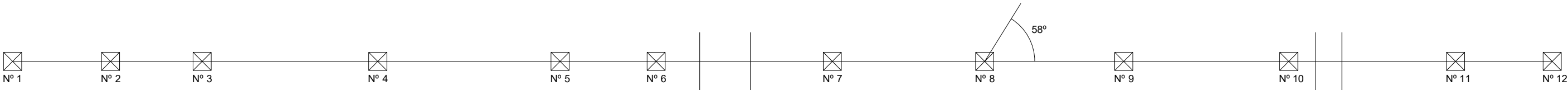
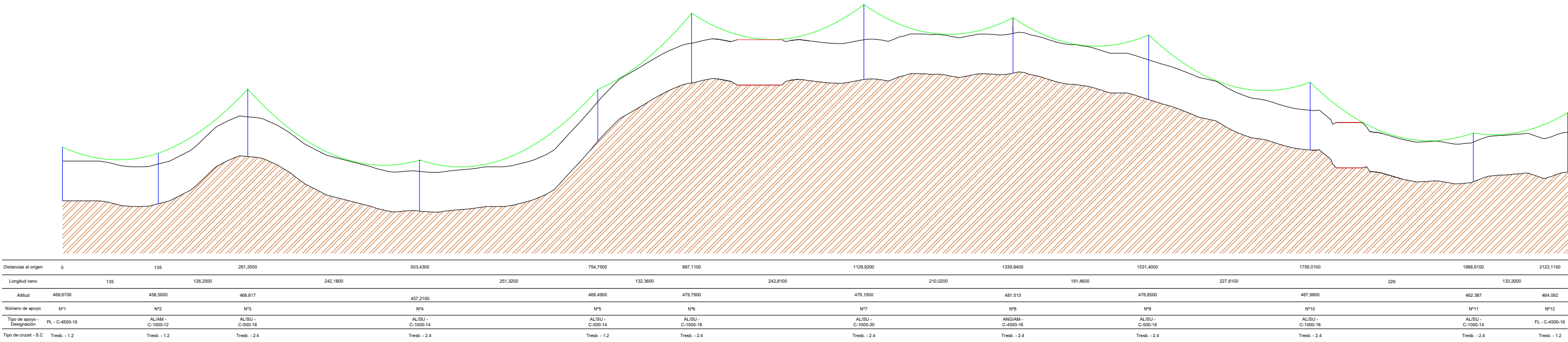
4 PLANOS



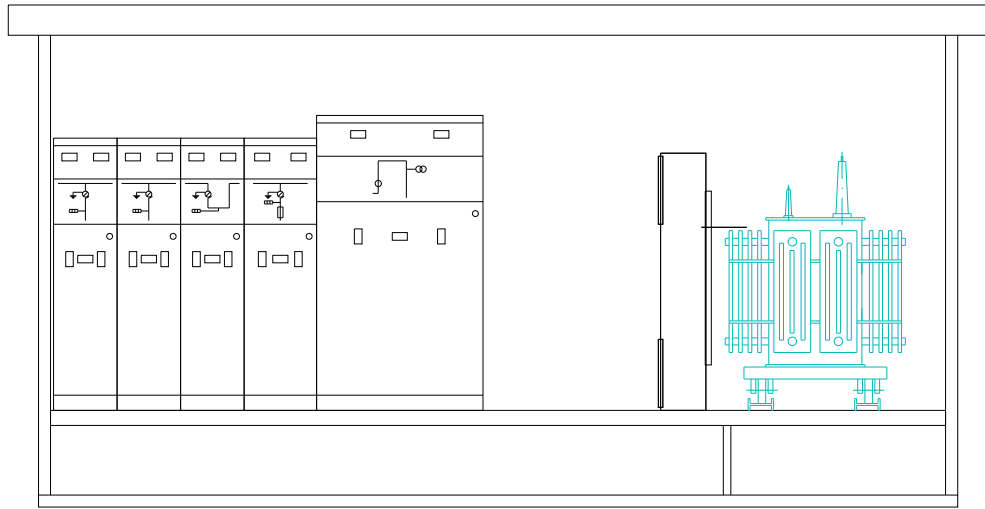
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	10/02/20	José María Garrido Cruz		
COMPROBADO				
ESCALA: S/C	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada Plano de situación			Nº PLANO 1
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



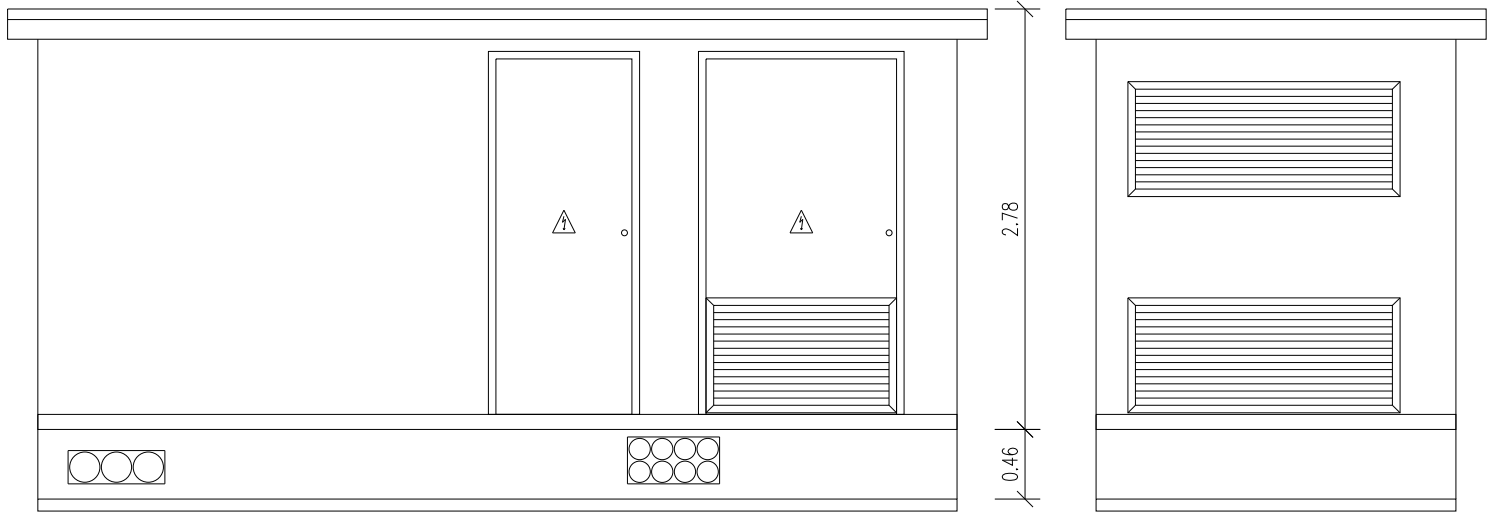
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	10/02/20	José María Garrido Cruz		
COMPROBADO				
ESCALA: S/C	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada Plano de emplazamiento			Nº PLANO 2
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



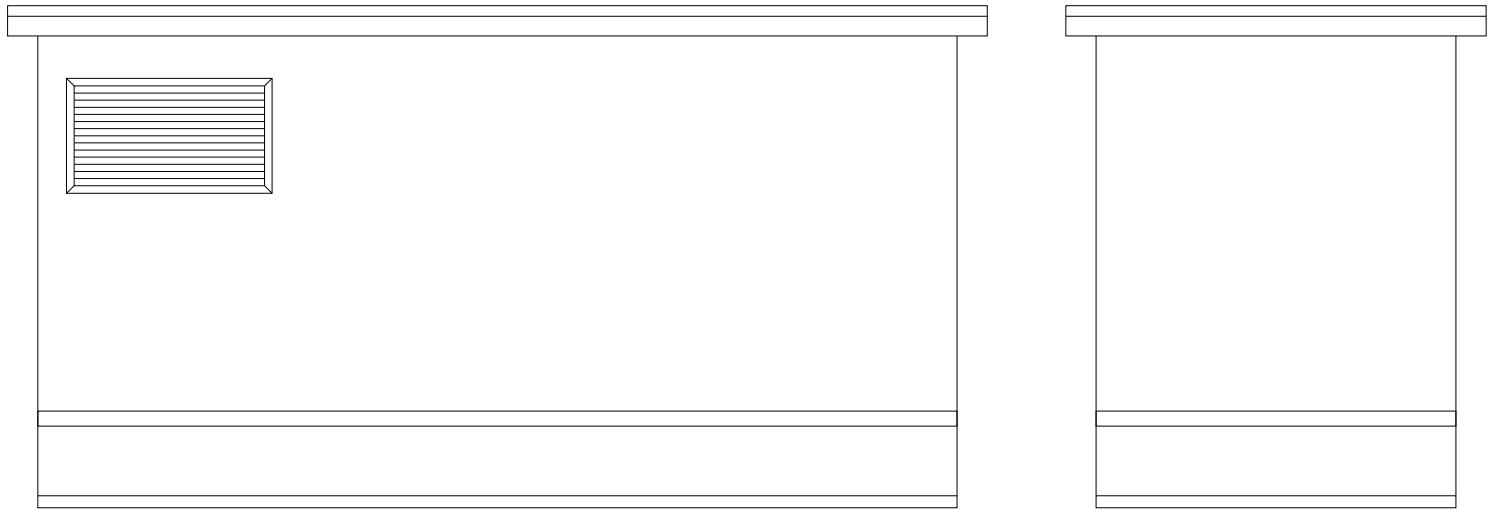
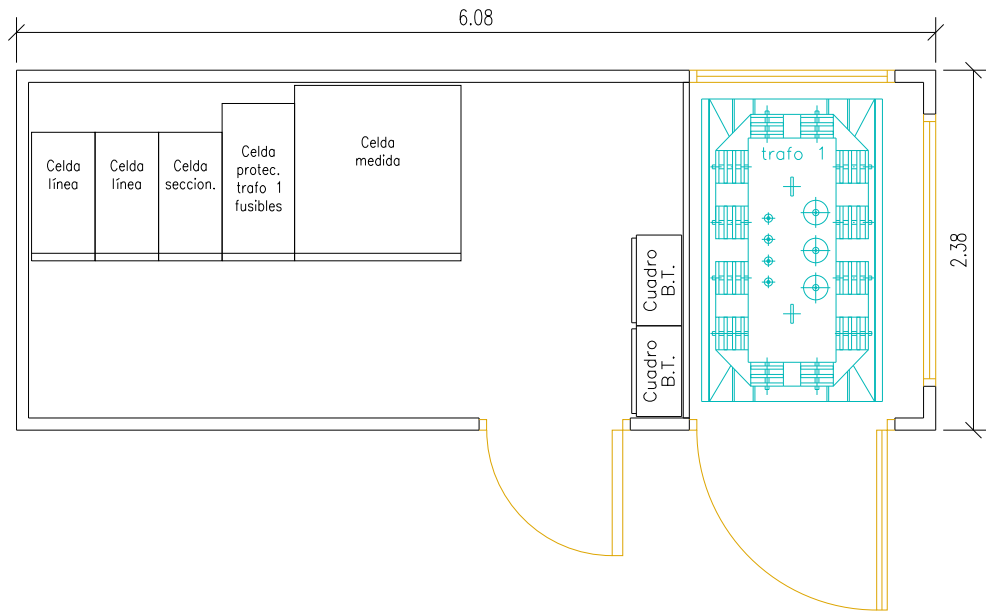
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	10/02/20	José María Garrido Cruz		
COMPROBADO				
ESCALA:	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada			Nº PLANO
H - 1 : 5000 V - 1 : 650	Perfil línea aérea 25 KV			3
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



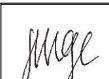
SECCIÓN TRANSVERSAL



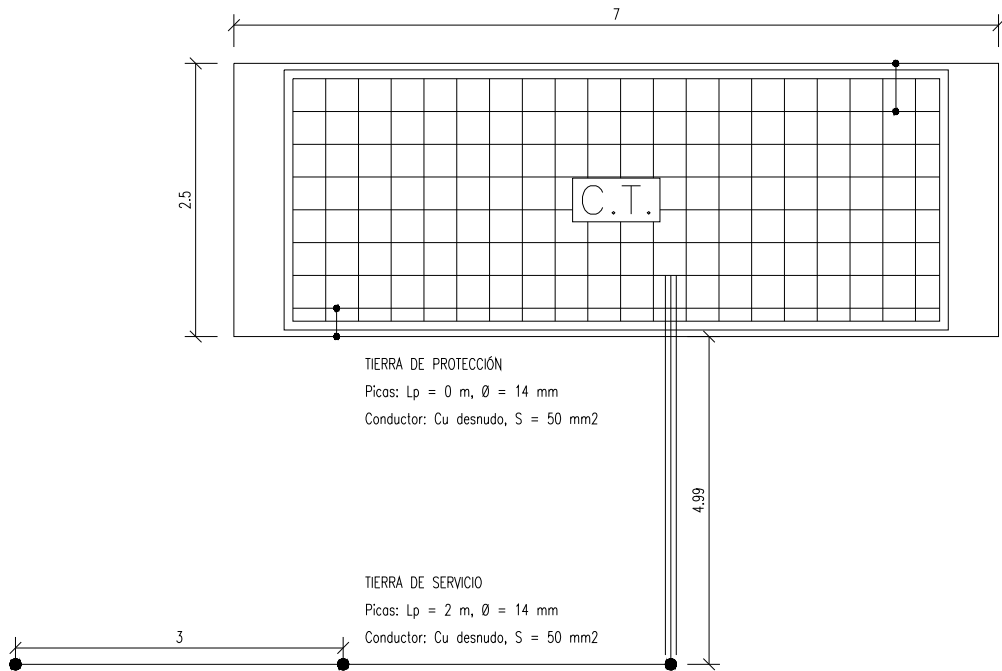
ALZADO FRONTAL ALZADO LATERAL DERECHO



ALZADO POSTERIOR ALZADO LATERAL IZQUIERDO

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	10/02/20	José María Garrido Cruz		
ESCALA:	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada Centro de transformación			Nº PLANO 4
1 : 50				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

PUESTAS A TIERRA



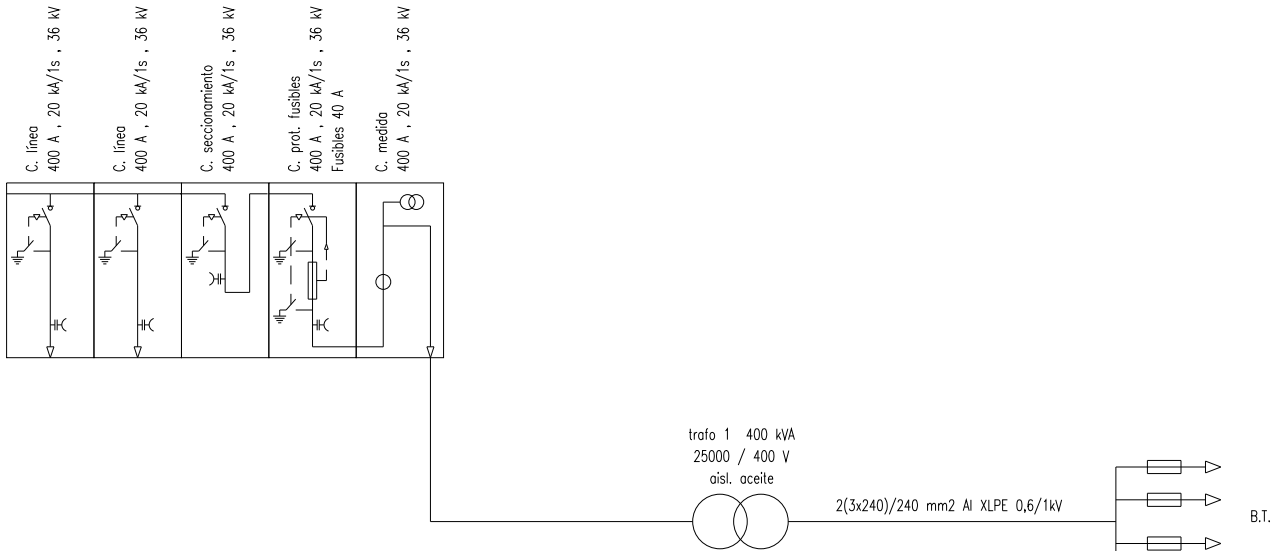
TIERRA DE PROTECCIÓN
Configuración: 70-25/5/00
Profundidad electrodo: 0.5 m
Sección conductor: 50 mm²
Diámetro picas: 14 mm
Número de picas: 0
Longitud picas: 0

NOTA: En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,30x0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del Centro. Dicho mallazo estará cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, como mínimo. Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

TIERRA DE SERVICIO
Configuración: 5/32.
Profundidad electrodo: 0.5 m
Separación picas: 3 m
3 picas en hilera unidas por conductor horizontal
Sección conductor: 50 mm²
Diámetro picas: 14 mm
Longitud picas: 2

NOTA: El conductor de conexión entre el neutro del transformador y el electrodo de la tierra de servicio será de cable aislado 0,6/1kV de 50 mm² en Cu, bajo tubo de PVC con grado al impacto 7 (mínimo)

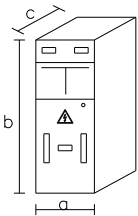
ESQUEMA UNIFILAR



PLANTA

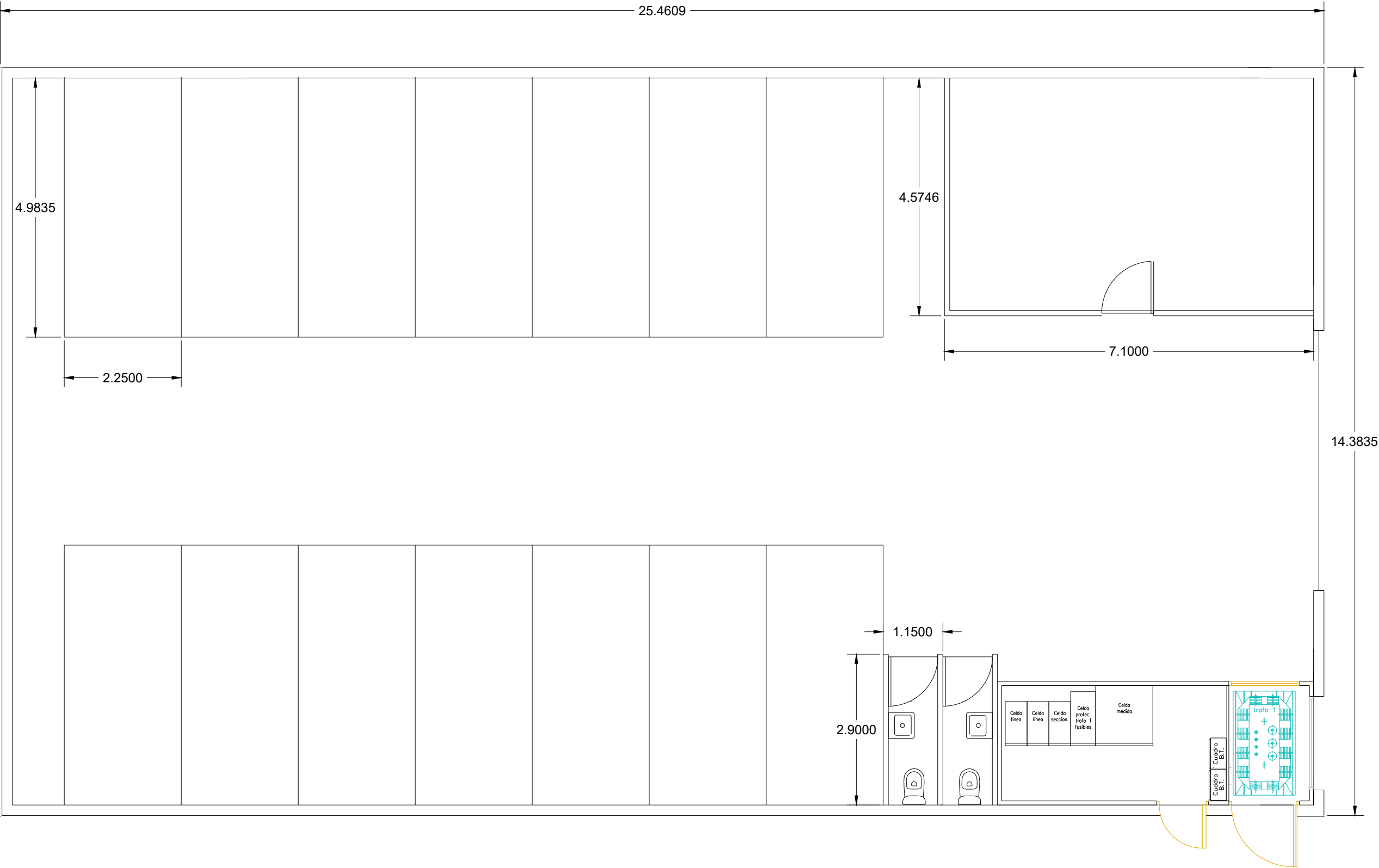
DIMENSIONES DE LA EXCAVACIÓN
6.88 m ancho x 3.18 m fondo x 0.56 m prof.

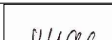
DIMENSIONES CELDAS

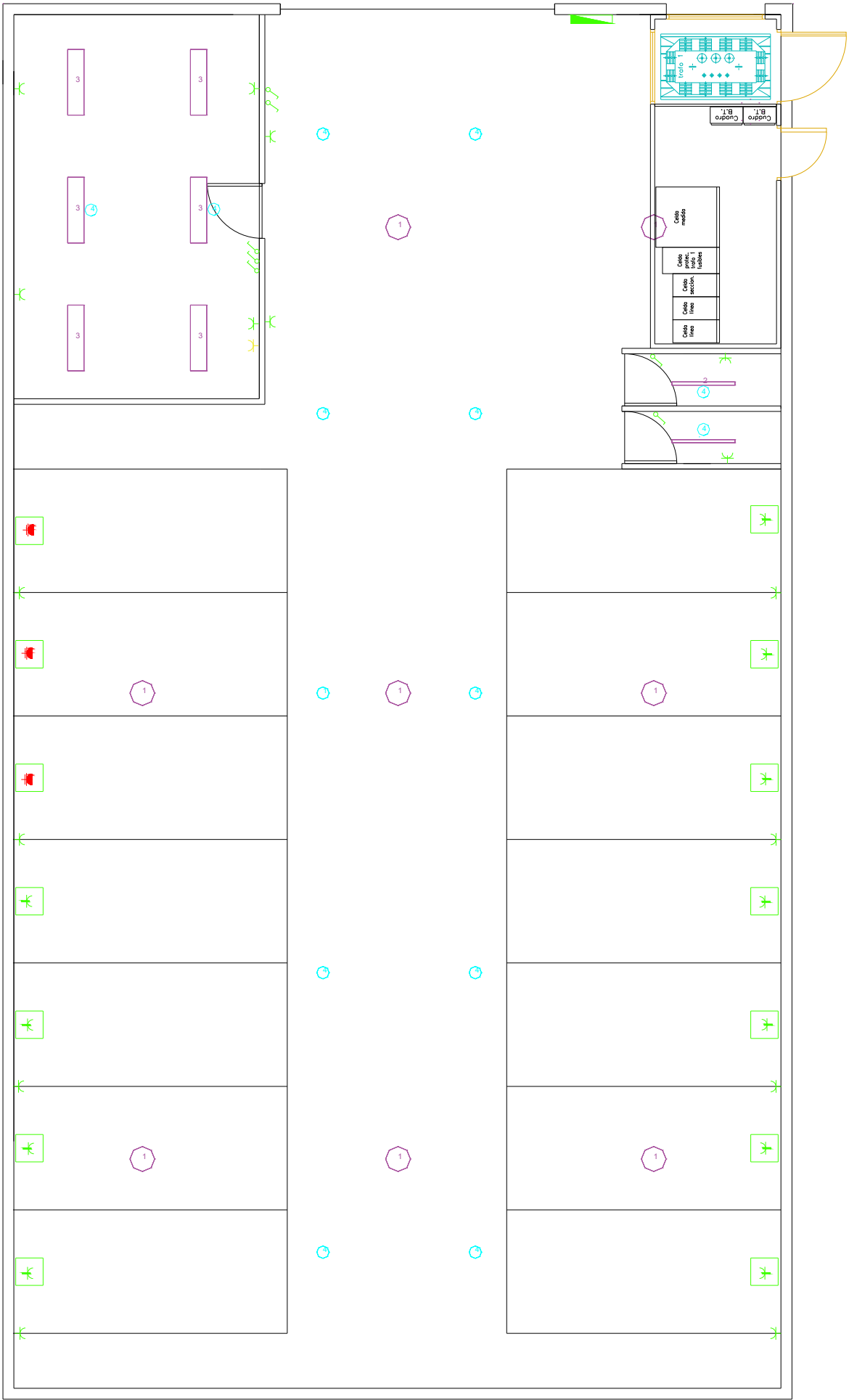


Tipo celda	a(m)	b(m)	c(m)
Línea	0.42	1.8	0.85
Línea	0.42	1.8	0.85
Seccionamiento	0.42	1.8	0.85
Prot. fusibles	0.48	1.8	1.04
Medida	1.1	1.95	1.16

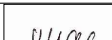
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	10/02/20	José María Garrido Cruz		
ESCALA:	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada Centro de transformación			Nº PLANO 5
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



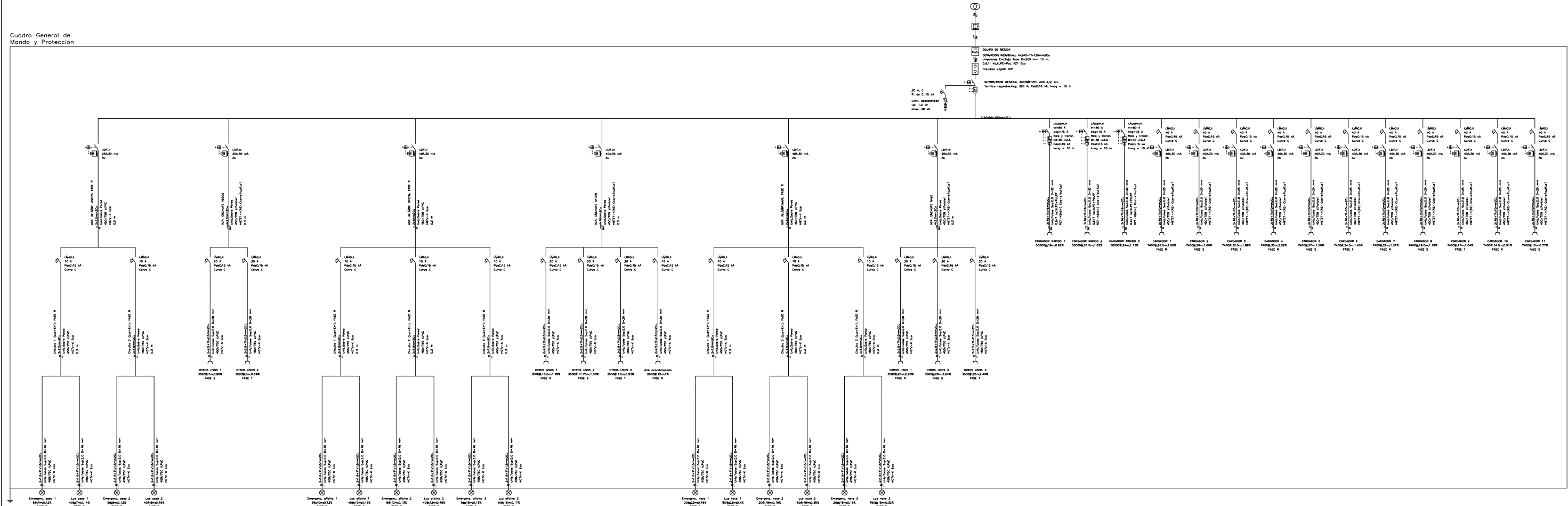
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	10/02/20	José María Garrido Cruz		
COMPROBADO				
ESCALA: 1 : 100	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada			Nº PLANO 6
	Dimensiones nave electrolinera			SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

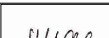


LEYENDA DE INSTALACIONES DE ELECTRICIDAD	
	Caja de general de mando,protección y medida (CPM)
	Punto de luz en techo
	Punto de luz en techo
	Interruptor unipolar
	Base de enchufe normal
	Base de enchufe para aire acondicionado oficina
	Base de enchufe para cuarto de baño
	Puesto de carga vehiculos (MOD0 3)
	Puesto de carga vehículos (MOD0 4)
1	PHILIPS BY121P G3 1XLED205S/840 WD
2	PHILIPS RC140B L1150 1 xLED38S/840
3	PHILIPS SM400C PSU W30L120 1 xLED28S/830
4	PHILIPS EM120B 1XLED2S/760 COR

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES		
DIBUJADO	10/02/20	José María Garrido Cruz				
COMPROBADO						
ESCALA: 1 : 100	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada Nave electrolinera instalación eléctrica			Nº PLANO 7		
				SUSTITUYE A:		
				SUSTITUIDO POR:		

Cuadro General de Mando y Protección



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	13/02/20	José María Garrido Cruz		
COMPROBADO				
ESCALA:	Proyecto de línea de media tensión, centro de transformación e instalaciones de baja tensión para electrolinera privada			Nº PLANO 8
				SUSTITUYE A:
	Esquema unifilar			SUSTITUIDO POR:

5 PRESUPUESTO

Código	Ud	Resumen	Cantidad	Materiales	%	Maquinaria	%	Mano de obra	%	Otros	%	Importe
Línea aérea												
IUL014	Ud	Instalación apoyo metálico de celosía, de 16 m de altura y 4500 daN de esfuerzo nominal	3,000	8.792,52	5,4	384,84	0,2	314,07	0,2	480,27	0,3	9.971,70
IUL014b	Ud	Instalación apoyo metálico de celosía, de 12 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal.	1,000	752,81	0,5	89,09	0,1	95,38	0,1	47,43		984,71
IUL014c	Ud	Instalación apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal	2,000	1.931,26	1,2	213,94	0,1	203,20	0,1	118,82	0,1	2.467,22
IUL014d	Ud	Instalación apoyo metálico de celosía, de 18 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal	2,000	2.723,20	1,7	294,10	0,2	212,06	0,1	163,40	0,1	3.392,76
IUL014e	Ud	Instalación apoyo metálico de celosía, de 20 m de altura y 1000 daN de esfuerzo nominal	1,000	1.504,77	0,9	164,18	0,1	106,64	0,1	89,84	0,1	1.865,43
IUL014f	Ud	Instalación apoyo metálico de celosía, de 14 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal	1,000	752,81	0,5	89,09	0,1	95,38	0,1	47,43		984,71
IUL014g	Ud	Instalación apoyo metálico de celosía, de 18 m de altura y 500 daN de esfuerzo nominal	2,000	2.297,46	1,4	254,42	0,2	209,38	0,1	139,72	0,1	2.900,98
CRU01	Ud	Cruceta tresbolillo Andel d = 2,4 m	9,000							6.489,00	4,0	6.489,00
CRU02	Ud	Cruceta tresbolillo Andel d = 1,2 m	3,000							2.008,50	1,2	2.008,50
CAB01	m	Conductor LA-110	2.150,000							5.547,00	3,4	5.547,00
CAD01	Ud	Cadena de suspensión polimérica C3670 EB A	8,000							4.944,00	3,1	4.944,00
CAD02	Ud	Cadena de amarre polimérica C3670 EB A	4,000							4.532,00	2,8	4.532,00
PT01	Ud	Puesta a tierra en apoyos no frecuentados	9,000							6.489,00	4,0	6.489,00
PT02	Ud	Puesta a tierra en apoyos frecuentados	3,000							3.090,00	1,9	3.090,00
Total, Línea aérea				18.754,83	11,6	1.489,66	0,9	1.236,11	0,8	34.186,41	21,2	55.667,01

Línea Subterránea												
IUM010	m	Línea subterránea de 25 kV directamente enterrada formada por HEPRZ1 de 240 mm ² de sección, colocados sobre lecho de arena de 5 cm de espesor, debidamente compactada y nivelada con pisón vibrante de guiado manual y posterior relleno con la misma arena hasta 10 cm por encima de la generatriz superior de los cables. Incluso placa de protección y cinta de señalización.	200,000	16.966,00	10,5	132,00	0,1	1.956,00	1,2	966,00	0,6	20.020,00
Total, Línea subterránea				16.966,00	10,5	132,00	0,1	1.956,00	1,2	966,00	0,6	20.020,00
Centro de transformación												
IUC010	Ud	Instalación Transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 400 kVA de potencia y de 25 kV de tensión asignada	1,000	8.920,27	5,5			336,52	0,2	468,40	0,3	9.725,19
IUC020	Ud	Celda de línea, de 25 kV de tensión asignada, 400 A de intensidad nominal, 365x735x1740 mm	2,000	14.214,72	8,8			168,26	0,1	727,78	0,5	15.110,76
IUC020b	Ud	Celda de seccionamiento, de 25 kV de tensión asignada, 400 A de intensidad nominal, 450x735x1740 mm,	1,000	6.046,56	3,7			84,13	0,1	310,21	0,2	6.440,90
IUC020c	Ud	Celda de protección con fusible, de 25 kV de tensión asignada, 400 A de intensidad nominal, 470x735x1740 mm	1,000	3.712,80	2,3			84,13	0,1	192,13	0,1	3.989,06
IUC020d	Ud	Celda de medida, de 25 kV de tensión asignada, 1025x800x1740 mm.	1,000	2.333,76	1,4			84,13	0,1	122,35	0,1	2.540,24
Total capítulo CAP03				35.228,11	21,8			757,17	0,5	1.820,87	1,1	37.806,15
Instalación nave												
IEX052	Ud	Interruptor automático magnético, bipolar (2P), intensidad nominal 10 A, poder de corte 15 kA, curva MA.	8,000	1.396,96	0,9			38,96		72,64		1.508,56
IEX052b	Ud	Interruptor automático magnético, bipolar (2P), intensidad nominal 16 A, poder de corte 15 kA, curva MA.	1,000	181,55	0,1			4,87		9,43		195,85

IEX052c	Ud	Interruptor automático magnético, poder de corte 15 kA, curva M, tripolar (3P), intensidad nominal 80 A, EP253M63 "GENERAL ELECTRIC".	3,000	767,43	0,5	17,55	39,72	824,70	
IEX052d	Ud	Interruptor automático magnético, bipolar (2P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 15 kA, curva MA, modelo iC60LMA A9F90240 "SCHNEIDER ELECTRIC".	11,000	2.149,95	1,3	53,57	111,54	0,1	2.315,06
IEX052e	Ud	Interruptor automático magnético, bipolar (2P), intensidad nominal 20 A, poder de corte 15 kA, curva MA.	8,000	1.479,76	0,9	38,96	76,88	1.595,60	
IEX060	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 2 módulos, bipolar (2P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC.	1,000	56,99		4,87	3,13	64,99	
IEX060b	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 25 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC.	2,000	510,52	0,3	13,64	26,52	550,68	
IEX060c	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 2 módulos, bipolar (2P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC.	13,000	757,38	0,5	63,31	41,47	862,16	
IEX060d	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC.	1,000	264,32	0,2	6,82	13,72	284,86	
IEX060e	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 80 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase A.	3,000	1.242,09	0,8	20,46	63,90	1.326,45	
IEH010b	m	Cable unipolar H07V-K, siendo su tensión asignada de 450/750 V, reacción al fuego clase Eca, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 1,5 mm² de sección, con aislamiento de PVC (V).	220,000	57,20		81,40	0,1	6,60	145,20
IEH010d	m	Cable unipolar ES07Z1-K (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 2,5 mm²	2,000	1,24		0,74	0,10	2,08	
IEH010	m	Cable unipolar ES07Z1-K (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 1,5 mm² de sección	450,000	184,50	0,1	166,50	0,1	18,00	369,00

IEH010c	m	Cable unipolar H07V-K, siendo su tensión asignada de 450/750 V, reacción al fuego clase Eca, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 2,5 mm ² de sección, con aislamiento de PVC (V).	270,000	116,10	0,1	99,90	0,1	10,80	226,80
IEH010e	m	Cable unipolar H07V-K, siendo su tensión asignada de 450/750 V, reacción al fuego clase Eca, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 4 mm ² de sección, con aislamiento de PVC (V).	2,000	1,34		0,74		0,10	2,18
IEH010f	m	Cable unipolar H07V-K, siendo su tensión asignada de 450/750 V, reacción al fuego clase Eca, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección, con aislamiento de PVC (V).	520,000	889,20	0,6	286,00	0,2	62,40	1.237,60
IEH010g	m	Cable unipolar ES07Z1-K (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección	265,000	646,60	0,4	145,75	0,1	39,75	832,10
IEH010h	m	Cable unipolar H07V-K, siendo su tensión asignada de 450/750 V, reacción al fuego clase Eca, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 16 mm ² de sección, con aislamiento de PVC (V).	200,000	536,00	0,3	110,00	0,1	32,00	678,00
IEH010i	m	Cable unipolar ES07Z1-K (AS), reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor multifilar de cobre clase 5 (-K) de 16 mm ² de sección	70,000	280,00	0,2	38,50		16,10	334,60
IEH010j	m	Cable unipolar SZ1-K (AS+), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 120 mm ² de sección	10,000	219,40	0,1	42,90		13,20	275,50
IEH010k	m	Cable unipolar SZ1-K (AS+), siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 240 mm ² de sección	40,000	1.720,40	1,1	224,00	0,1	98,40	2.042,80
IEO010	m	Suministro e instalación empotrada en elemento de construcción de obra de fábrica de canalización de tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 16 mm de diámetro nominal, con grado de protección IP545.	220,000	57,20		145,20	0,1	11,00	213,40

IEO010b	m	Suministro e instalación empotrada en elemento de construcción de obra de fábrica de canalización de tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 20 mm de diámetro nominal	140,000	40,60		92,40	0,1	7,00	140,00
IEO010c	m	Suministro e instalación empotrada en elemento de construcción de obra de fábrica de canalización de tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 25 mm de diámetro nominal	280,000	109,20	0,1	184,80	0,1	14,00	308,00
IEO010d	m	Suministro e instalación empotrada en elemento de construcción de obra de fábrica de canalización de tubo curvable de PVC, corrugado, de color negro, de 32 mm de diámetro nominal	70,000	41,30		46,20		4,90	92,40
IEO010e	m	Suministro e instalación fija en superficie de canalización de tubo de PVC, serie B, de 200 mm de diámetro y 3,9 mm de espesor. Incluso accesorios y piezas especiales.	10,000	131,90	0,1	26,10		8,00	166,00
IEX050	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 400 A, poder de corte 15 kA, curva C, modelo C120H A9N18481 "SCHNEIDER ELECTRIC".	1,000	522,78	0,3	6,82		26,80	556,40
IEP023	Ud	Toma de tierra con pletina conductora de cobre estañado de 30x2 mm, enterrada horizontalmente, dispuesta en forma de pata de ganso.	0,000						
Total instalación eléctrica nave electrolinerá			14.361,91	8,9		1.960,96	1,2	828,10	17.150,97
Estación de carga para vehículos									
CAR01	Ud	Estación de carga EVlink Carga Rápida Modo 4 con instalación incluida	3,000					11.940,00	11.940,00
CAR02	Ud	Estación de carga EVlink-Wallbox Modo 3 con instalación incluida	11,000					14.729,00	14.729,00
Total Estación de carga para vehículos								26.669,00	26.669,00
Luminaria									
LUM01	Ud	Luminaria interior nave electrolinerá - PHILIPS BY121P G3 LED205S/840 PSU WB GR (155 W)	8,000					3.666,80	3.666,80
LUM02	Ud	Luz de emergencia EM120B LED2S (3 W)	14,000					216,30	216,30

LUM03	Ud	Luminaria aseos - RC140B LED38S/840 PSU PCV PI3 L1150 (40 W)	2,000					92,70	0,1	92,70	
LUM04	Ud	Luminaria oficina - SM400C LED28S/830 PSD W30L120 PIP (35,5 W)	6,000					219,42	0,1	219,42	
Total Luminaria								4.195,22	2,6	4.195,22	
Total obra (IVA incluido)			85.310,85	52,8	1.621,66	1,0	5.910,24	3,7	68.665,60	42,5	161.508,35€

6 PLIEGO DE CONDICIONES

6.1 CONDICIONES GENERALES

6.1.1 Técnico director de obra

El director técnico debe cumplir los siguientes objetivos:

- Todos los complementos o rectificaciones que sean necesarios a lo largo de la ejecución del proyecto serán redactados por el director técnico.
- El asesoramiento al promotor, la liquidación final y las certificaciones parciales de la obra deben ser aprobadas por el técnico director.
- Controlar la correcta ejecución de las instalaciones provisionales, sistema de higiene y seguridad y los medios auxiliares.
- Dependiendo de las reglas y las normas técnicas para una buena construcción, el director técnico con arreglo al proyecto debe dirigir la ejecución material.
- Según las relaciones establecidas con respecto a la liquidación de la obra y las certificaciones valoradas, el director técnico debe realizar las mediciones de obra ejecutada.

6.1.2 Constructor o instalador

El constructor o instalador debe cumplir los siguientes objetivos:

- Junto con el director técnico debe rubricar el acta de replanteo de la obra.
- El constructor debe organizar las distintas intervenciones de los subcontratistas
- Actualizar el libro de ordenes con las anotaciones necesarias y custodiar el mismo para así poder realizar un seguimiento de la obra en el libro de órdenes.
- Para que el técnico director puede cumplir con la ejecución de materiales, el constructor debe facilitar la información con la suficiente antelación.
- Las distintas actas de recepción provisional y definitiva deben ser firmadas junto con el Promotor de la obra.
- El constructor debe acordar los seguros de accidentes.

6.1.3 Presencia del constructor o instalador de la obra

El jefe de la obra será asignado por el constructor o instalador. El jefe de obra será el delegado del constructor durante esta, y tendrá la misión de adoptar las distintas

disposiciones que sean competencia de la contrata, la dedicación debe ser plena y debe tener las suficientes facultades para poder representarle.

6.1.4 Modificaciones de los documentos del proyecto

El constructor debe recibir por escrito las distintas modificaciones o aclaraciones del pliego de condiciones o modificaciones en los planos del proyecto. El técnico director debe recibir a su vez estas modificaciones, instrucciones o avisos por el constructor, firmando todos estos documentos con su firma el enterado.

6.1.5 Reclamaciones contra las ordenes de la dirección facultativa

Si la demanda de la dirección facultativa es de tipo económico y de acuerdo con las distintas condiciones que aparecen reflejadas en el pliego de condiciones, el contratista solo podrá presentar estas reclamaciones ante la Propiedad.

En el caso de que se trate de una reclamación del orden técnico no podrá ser admitida. En el caso de que el Contratista lo considere oportuno, podrá salvar su responsabilidad mediante una exposición razonada que debe ser dirigida al Técnico Director.

6.1.6 Replanteo

En el replanteo de los terrenos de la obra, el Constructor o Instalador deberá iniciar la obra señalando las referencias principales. Esto servirá como base en el caso de que haya replanteos parciales ulteriores. Estos replanteos deben estar incluidos en la oferta del Contratista y se considerarán a su cargo.

El Constructor debe preparar un acta en el momento en el que el Técnico Director dé su aprobación, esta acta debe ir acompañada de un plano que debe ser aprobado por el Técnico. La omisión de este trámite es responsabilidad del Constructor.

6.1.7 Comienzo de la obra

Las obras deben ser realizadas en los plazos marcados en el Pliego de Condiciones, de forma que se ejecuten los distintos trabajos dentro de cada periodo parcial, en el Contrato de la obra debe aparecer el tiempo total de ejecución en el que se debe llevar a cabo la obra. El Constructor o Instalador es el encargado de dar comienzo a la obra.

El Contratista debe con un plazo de antelación de tres días avisar al Técnico Directo del comienzo de los trabajos.

6.1.8 Orden de los trabajos

La contrata es la encargada de organizar el orden de los distintos trabajos que se deben de realizar, aunque se puede dar el caso en el que la Dirección Facultativa estime conveniente realizar algunas variaciones de orden técnico.

6.1.9 Facilidades para otros contratistas

Los distintos Contratistas que intervengan en la obra deben recibir todas las facilidades posibles por parte del Contratista General de acuerdo con la Dirección Facultativa. En el caso de suministros de energía o utilización de medios auxiliares entre distintos Contratistas no debe de haber perjuicio en las compensaciones económicas.

En el caso de que se produzca entre los contratistas un litigio, la Dirección Facultativa será la encargada de resolver el conflicto.

6.1.10 Ampliación del proyecto debido a causas de fuerza mayor o imprevistas.

En el caso de que sea necesario la ampliación del proyecto debido a causas imprevistas se deberán de seguir las instrucciones dadas por el Técnico Director mientras que se tramite el Proyecto Reformado. El trabajo no se interrumpirá.

Los distintos apuntalamientos, derribos, apeos, recalzos o cualquier otra obra urgente deberán ser realizadas por el Constructor o Instalador con sus material y personal.

6.1.11 Prórroga por causa de fuerza mayor

En el caso de que las obras no se pudieran comenzar o tuvieran que ser suspendidas por causas de fuerza mayor contra la voluntad del Constructor o Instalador y se produjeran retrasos en los que no se cumplieran los plazos prefijados, se le otorgaran una prórroga para el cumplimiento de la contrata.

Para que sea otorgada esta prórroga el Constructor o Instalador debe exponer la causa que impide la marcha o continuación de los trabajos razonando las causas por las que se solicitan esta prórroga, debe ser entregada en escrito al Técnico.

6.1.12 Responsabilidades de la dirección facultativa en el retraso de la obra

En el caso de que el Contratista no cumpla los plazos de obra estipulados en el Pliego de Condiciones, alegando la falta de ordenes de la Dirección Facultativa o falta de planos o croquis este no podrá excusarse.

El único caso en el podrá excusarse será cuando habiéndolos solicitados no le hubiesen sido entregados.

6.1.13 Condiciones generales de ejecución de los trabajos

Todos los trabajos que se realicen a lo largo de la obra deben seguir las indicaciones que aparecen en el proyecto, a las distintas modificaciones del mismo que se produzcan a lo largo de la obra o las propias órdenes del Técnico al Constructor o Instalador que deberán ser entregadas por escrito y estarán bajo la responsabilidad del Técnico. Estas órdenes deben encontrarse dentro de los límites presupuestarios del proyecto.

6.1.14 Documentación final de la obra

La Propiedad debe recibir la documentación final a manos del Técnico Director, esta documentación debe estar actualizada con la legislación vigente.

6.1.15 Plazo de garantía

Durante el plazo de garantía que debe de ser de doce meses, el Contratista debe de corregir y eliminar todos los defectos que aparezcan y reparar todas las averías que se produzcan debido a estas causas. En el caso de que se produzca resistencia por parte del Contratista, la Propiedad se hará cargo de estas reparaciones haciendo cargo de la fianza.

6.2 CONDICIONES ECONÓMICAS

6.2.1 Composición de los precios unitarios

Mediante la suma de los distintos costes directos, indirectos, el beneficio industrial y los gastos generales se obtienen el cálculo de las distintas unidades de los precios de la obra. Se pueden considerar los siguientes costes directos:

- a) La mano de obra que, junto con sus seguros sociales, pluses y cargas intervienen en la ejecución de la unidad de obra de forma directa.

- b) El coste de los distintos materiales que sean necesarios durante la ejecución de la obra
- c) Los equipos de seguridad e higiene usados para la prevención y protección ante enfermedades o accidentes.
- d) Los distintos gastos que puedan surgir como combustible o gasto de personal, debido al funcionamiento o accionamiento de las instalaciones o maquinaria empleadas durante la ejecución de las obras.
- e) Gastos debidos a mantenimiento de maquinaria o instalaciones y gastos de amortización.

6.2.2 Importe de contrata

Mediante la suma del precio de ejecución de material más el tanto por ciento sobre el beneficio industrial y los gastos de ejecución se obtiene el coste total de la unidad de obra, es decir, el importe de la contrata.

Normalmente el beneficio industrial suele ser de un 6% mientras que los gastos generales un 13%. Estos porcentajes pueden ser modificados en el caso de que se establezcan otros distintos en las condiciones particulares.

6.2.3 Precios contradictorios

En el caso de que se introduzcan cambios de calidad en alguna de las unidades previstas o cuando haya que afrontar alguna circunstancia imprevista se pueden producir precios contradictorios. La Propiedad por medio del Técnico será la que introduzca estos cambios.

6.2.4 Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas

El Contratista no podrá aumentar los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto una vez que se haya firmado el contrato. Solo podrán modificarse antes de la firma, en el caso de que este realice alguna observación o reclamación.

6.2.5 Revisión de los precios contratados

Solo se podrán revisar los presupuestos a los firmados inicialmente en el contrato en el caso de que se supere un cinco por ciento del importe total. En el caso de que se supere este cinco por ciento se admitirá la revisión de los precios.

6.2.6 Acopio de materiales

El acopio de los distintos materiales y aparatos necesarios en la obra será ejecutado por el Contratista. Una vez abonado el valor de los materiales acopiados por el Propietario, estos pasaran a ser de su propiedad. Durante la ejecución de la obra el Contratista será el responsable de su conservación y mantenimiento.

6.2.7 Responsabilidad del constructor o instalador en el bajo rendimiento de los trabajadores

En el caso de que el Constructor advirtiese que el rendimiento en alguna de las tareas de la obra fuera muy inferior a los rendimientos normales, debería notificar por escrito en los partes mensuales al Técnico Director para así aumentar la producción para poder cumplir los plazos estipulados.

6.2.8 Pagos

En función de las certificaciones de obra conformadas por el Técnico Director, el Propietario deberá ejecutar los pagos. Estos pagos deberán de realizarse en los plazos previamente establecidos.

6.2.9 Importe de la indemnización por retraso no justificado

En el caso de que se produzca un retraso en la terminación de la obra y no esté justificado, por cada día natural que pase desde la fecha fijada de terminación de la obra, la Contrata deberá indemnizar en un tanto por mil del importe total. La suma de esta indemnización se descontará y retendrá de la fianza.

6.2.10 Unidades de obra defectuosas pero aceptables

En el caso de que la obra se establezca como defectuosa, el Técnico Director después de oír las explicaciones del Contratista deberá determinar el precio o partida de abono. El Contratista deberá conformarse con esta resolución y tendrá la opción de demoler y rehacer la obra, pero siempre cumpliendo con los plazos acordados.

6.2.11 Seguro de las obras

El contratista tiene la obligación de asegurar la obra durante la ejecución de la misma, el valor del seguro debe coincidir con el valor de los objetos que tengan asegurados por contrata.

El contratista debe poner en conocimiento del Propietario las condiciones y riesgos de las pólizas de seguros que se vayan a contratar.

6.3 CONDICIONES TÉCNICAS DE LA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN

6.3.1 Objeto

El objetivo de las condiciones técnicas de alta tensión es explicar el procedimiento que se llevará a cabo para la construcción de la línea aérea de alta tensión para el presente proyecto.

El Contratista de la línea eléctrica debe recibir antes del comienzo de la obra Eléctrica los distintos documentos necesarios para su construcción, como son: información detallada de las dimensiones de excavación para la colocación de los apoyos, el hormigonado necesario para cada uno de los apoyos y una copia del perfil de la línea eléctrica.

En el caso de que al comienzo de la obra no se hayan conseguido los permisos necesarios, el Promotor debe indicar al Constructor esta circunstancia para evitar que este deposite en los terrenos el material para la ejecución de la obra.

6.3.2 Trabajos no previstos

En el caso de que se deba realizar algún trabajo extra o imprevisto que no se hubiera contemplado en la orden de entrega o pedido oficial, el Contratista debe avisar al Técnico de la obra de esta circunstancia. Estos trabajos imprevistos no podrán comenzar hasta que el Técnico de la obra dé su consentimiento para que estos se lleven a cabo.

En el caso de que se traten de trabajos imprevistos para evitar riesgos a personas o cosas no será necesario seguir el protocolo anterior.

6.3.3 Replanteo de apoyos

En el caso de que el Contratista observe que será necesario llevar a cabo el replanteo de alguno de los apoyos debido a una diferencia entre el terreno y los planos iniciales debido

a la aparición de obstáculos como rocas no contemplados en el perfil, se verá obligado a ponerlo en conocimiento del Promotor.

El Técnico Directo será el que permita la continuación de la obra una vez que compruebe que no es necesario modificar ni realizar ningún replanteo en la obra.

6.3.4 Acceso a los apoyos

Durante la obra se tratarán de utilizar caminos ya existentes, aunque sus características no sean las más adecuadas, evitando así que se creen nuevos caminos y de esta forma se produzcan alteraciones mínimas en el terreno.

Todos estos accesos deben ser acordados previamente con los propietarios correspondientes para evitar cualquier detención futura de la obra.

6.3.5 Excavaciones y explanaciones

6.3.5.1 Excavación.

La excavación hace referencia a la extracción de la tierra para la colocación de los apoyos de la línea, se debe tener en cuenta dentro de este apartado el hormigonado, mediante este proceso se rellenará la excavación. Para la ejecución de la excavación pueden ser necesarios el suministro de explosivos, entibado o agotamiento de aguas.

6.3.5.2 Explanación.

La explanación consiste en la nivelación del terreno en el que se colocan los apoyos de la línea.

6.3.6 Hormigón

El hormigón que se utilice para la cimentación del apoyo debe fabricarse mediante hormigonera y nunca a mano, solo se podrá fabricar en la obra cuando se tenga la autorización.

El hormigón se debe ajustar a las características técnicas EH-91, fabricándolo preferentemente en planta.

La dosificación del hormigón debe ser la siguiente, y se comprobara sistemática para que el hormigonado se realiza de forma correcta:

- Arena, 1/3.
- Grava, 2/3.
- Cemento, 200 kg/m³

- Agua. 200 l/m³

El Promotor deberá autorizar previamente en el caso de que sea necesario el uso de algún aditivo para la mejora de las características técnicas del hormigón.

Los distintos materiales necesarios para la ejecución del hormigonado como encofrados, andamios y los componentes del hormigón estarán a cargo del Contratista. Los encofrados que se usarán deben ser metálicos.

6.3.7 Tomas de tierra

El electrodo de la pica debe clavarse verticalmente y totalmente enterrado de forma que se intente llegar a una zona del terreno permanentemente húmeda. En el caso de que un apoyo no lleve toma de tierra en anillo se intentara calvar una pica en el fondo de la excavación.

En el caso de que no se pueda enterrar totalmente la pica se cortara la parte que quede en el exterior, y será necesario la localización de un lugar en el que se pueda situar un pozo para la colocación de una segunda pica que debe encontrarse a una distancia de entre 2,5 y 8 metros del apoyo.

6.3.8 Ejecución del hormigonado

Antes de rellenar la excavación mediante el hormigonado se debe colocar la pica de puesta a tierra del apoyo en el fondo de la excavación, para ello se procede al hincado de la pica y la conexión de los cables, que normalmente serán dos cables de acero con una sección de 50 mm² que actuarán como toma de tierra de la pica.

Para la protección de estos cables de toma de tierra se situarán dentro de un tubo con un diámetro interior de 25 mm, y deberá sobresalir de la peana del apoyo unos 25 cm para poder conectarlo con holgura al apoyo.

Una vez colocado la puesta a tierra se llevará a cabo el hormigonado y nivelación del terreno para evitar que cualquier elemento pueda sufrir movimiento con el terreno

6.3.9 Puestas a tierra en apoyos metálicos que soportan aparatos de maniobra o frecuentados.

En este tipo de apoyos se debe de obtener obligatoriamente un valor de la resistencia de puesta a tierra inferior a 20 Ω para proteger a personas que se encuentren en las inmediaciones del apoyo. En estos casos se deben usar puestas a tierra en anillo cerrado

o el uso del electrodo de difusión, estas puestas a tierra se deben situar a una distancia de un metro de la arista exterior del cuadrado que forma la cimentación.

6.3.10 Flechas

Las flechas entre vanos deben ser controladas y medidas por el Contratista para la regulación de los conductores. Esta regulación se ejecutará con los medios necesarios como pueden ser vehículos con grúas móviles, personal o equipos topográficos cuando el terreno del perfil lo requiera.

6.3.11 Engrapado de los conductores

Antes del engrapado de los conductores se debe proceder a una correcta colocación y aplome de las cadenas de suspensión y cruce, para evitar dañar el conductor durante la suspensión del cable se usarán cuerdas. Durante el engrapado se debe evitar el uso de herramientas que puedan dañar los conductores. En el caso de que sea necesario desplazar la grapa sobre el conductor, no se usará el martillo para evitar dañar el conductor, sino que se dejará libre la grapa y se cerrará a mano.

6.3.12 Reclamaciones de propietarios

Para evitar cualquier problema durante la ejecución de la obra con los Propietarios evitando de esta forma reclamaciones o quejas, el personal del Contratista debe tratar a los Propietarios de la siguiente manera:

- Atendiendo las posibles reclamaciones mostrando una actitud ante los propietarios correcta, educada e interesada.
- Manifestando a los propietarios que esta reclamación será llevada con toda la urgencia al Técnico para encuentre una solución.

El personal del Contratista que haya recibido la queja deberá ponerse lo antes posible en contacto con el Técnico encargado de la obra.

6.4 CONDICIONES TÉCNICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE INTERIOR PREFABRICADO

6.4.1 Objeto

El objetivo de las condiciones técnicas del centro de transformación es el de determinar las condiciones óptimas para la ejecución de las obras de construcción y montaje, así como el material necesario para su ejecución.

6.4.2 Obra civil

La ejecución de los distintos trabajos que deben realizarse conforme a las reglas son responsabilidad del Contratista.

6.4.3 Emplazamiento

Se debe elegir una localización para poder colocar los elementos pesados y grandes, como es el transformador. Las dimensiones del centro de transformación deben ser las suficientes para que permitan la colocación de los distintos elementos grandes.

En el caso de que el emplazamiento se encuentre en un lugar fácilmente inundable, el suelo del centro de transformación debe situarse a una altura de 0,2 por encima del terreno para evitar la entrada de agua. En el caso de que no se quiera elevar el centro de transformación este debe de estar perfectamente aislado y protegido para evitar la entrada de agua.

6.4.4 Excavación

Las excavaciones del terreno se realizarán con respecto a las dimensiones del centro de transformación seleccionado. La profundidad de la excavación estará indicada en el proyecto.

El Contratista debe encargarse de la carga de las tierras extraídas y el transporte de estas al vertedero más cercano.

6.4.5 Acondicionamiento

El acondicionamiento consiste en la nivelación y compactación del terreno en el que se colocara el centro de transformación una vez realizado la extracción de las tierras. Para ello se extenderá una capa de 10 cm de espesor aproximadamente. En el caso de que la

localización del centro de transformación se encuentre en una ubicación especial, no se usará el mismo espesor de arena.

6.4.6 Edificio prefabricado de hormigón

La compañía suministradora debe ajustar los tipos de centros de transformación en función de sus Especificaciones Materiales.

El centro de transformación debe seguir las recomendaciones de UNESA 1303-A de tal forma que el centro de transformación una vez acabado sea una superficie equipotencial. Para que el centro sea equipotencial todas las varillas embebidas en el hormigón deben de estar unidas entre si mediante soldadura eléctrica. Las varillas de los distintos elementos que se encuentren en el centro de transformación tendrán que ser soldadas para conseguir la equipotencialidad.

6.4.7 Evacuación y extinción del aceite aislante

El techo y paredes del centro de transformación deben estar preparadas para resistir al fuego y las altas temperaturas, para ello estas alojan aparatos con baño de aceite. La resistencia estructural debe ser óptima para las condiciones nominales de funcionamiento. El centro de transformación estará compuesto por pozos con revestimiento estanco para recibir el aceite aislante, el tamaño de estos pozos dependerá de la cantidad de aceite que contenga el centro de transformación.

En todos estos pozos se colocarán apagafuegos superiores y se recomiendan que sean exteriores a la celda y con la posibilidad de ser inspeccionables.

6.4.8 Ventilación

Para evitar la condensación en el interior del centro de transformación y la refrigeración del transformador en el caso de que la temperatura sea demasiada elevada, los centros de transformación estarán provistos de la ventilación necesaria.

Solo se usará ventilación forzada en casos excepcionales, en el resto de caso la ventilación natural será suficiente. En el caso de ventilación natural se usarán varias tomas situadas a 20 cm del suelo como mínimo para recibir aire del exterior, en la parte opuesta se colocarán una o varias salidas situadas lo más alto posible.

6.4.9 Instalación eléctrica.

6.4.9.1 *Aparamenta A.T.*

Para conseguir que en caso de avería sea posible retirar la celda dañada únicamente sin necesidad de desaprovechar el resto de funciones se usaran celdas prefabricadas del tipo modular y con envolvente metálica.

Para asegurar la imposibilidad de cierre de forma simultánea del seccionador y el interruptor de puesta a tierra se usará un interruptor y seccionador con un único aparato. Este tendrá tres posiciones que serán abierto, cerrado y en puesta a tierra. Para conseguir una máxima seguridad ante la protección de las personas el aparato tendrá una mirilla con la que se podrá conocer si el seccionador se encuentra abierto o cerrado.

6.4.10 Transformadores

El transformador que se usará será trifásico, con baño de aceite para controlar las altas temperaturas, con neutro accesible en el secundario, refrigeración natural y regulador de tensión primaria.

Para evitar q que se produzca un incendio por el derramamiento del líquido refrigerante y que el fuego quede confinado en el centro de transformación, el transformador se colocara en una plataforma ubicada encima de un foso de recogida.

El transformador se colocará en la zona de flujo natural de aire para mejorar de esta forma la refrigeración del mismo. De esta forma el aire entra por la parte inferior del centro de transformación donde se situará el transformador, y el aire caliente saldrá por la zona superior de las paredes.

6.4.11 Equipos de medida

En el caso de que el transformador sea de tipo abonado será necesario el empleo de un equipo de medida. Este equipo estará compuesto por un transformador de medida situado en una celda de medida y unos contadores de energía reactiva y activa que se colocaran en un armario de contadores.

Los transformadores de medida deben guardar las correspondientes dilataancias de seguridad para mejorar su aislamiento y deberán tener las dimensiones adecuadas para que puedan ser colocados en la celda de alta tensión.

Por esta razón lo normal es que el propio fabricante suministre las celdas con los equipos de medida ya instalados, para evitar problemas con las dimensiones.

6.4.12 Acometidas subterráneas

Los cables de acometida subterránea estarán protegidos por unos tubos con una sección suficientemente grande para que la colocación del cable se pueda realizar de una manera cómoda. Los tubos deben tener un diámetro de 1,6 veces el diámetro del cable, y deben tener una superficie lisa. Los radios de curvatura a los que se pueden someter los cables deben ser como mínimo de 0,6 m con un mínimo de 10 veces su diámetro.

6.4.13 Alumbrado

El alumbrado del centro de transformación debe ser obligatorio, de forma artificial y preferiblemente de incandescencia.

Para evitar que los aparatos de seccionamiento queden en una zona de sombra los focos luminosos se colocaran sobre unos soportes rígidos. Estos focos deben permitir la correcta lectura de los aparatos de medida.

Es importante que los focos luminosos se coloquen de forma que en el caso de tener que sustituir alguno de ellos no sean necesario interrumpir la actividad del centro de transformación, y que además no suponga un peligro para el operario que las sustituye.

6.4.14 Puestas a tierra

Las puestas a tierra deben cumplir con los valores deseados establecidos, deben cumplir la distancia de separación entre circuitos y se debe de realizar de la misma manera en la que venga indicada en el proyecto.

6.4.15 Normas de ejecución de las instalaciones

En todo momento se debe cumplir que los planos, cálculos y mediciones deben coincidir con las normas de construcción e instalación de un centro de transformación.

Para la aceptación de materiales el Director Técnico es el encargado de su aceptación, para ello los materiales serán sometidos a distintas pruebas y ensayos para comprobar su correcto funcionamiento. Para ellos se tomarán como referencia las normas UNE y las recomendaciones de UNESA que sean de aplicación.

La aparamenta eléctrica también tendrá que ser sometida a estas pruebas y ensayos según contemple las distintas normativas.

6.4.16 Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

6.4.16.1 Prevenciones generales.

El encargado del centro de transformación siempre debe dejarlo cerrado con llave para así evitar que cualquier persona ajena pueda entrar mientras él no esté presente.

Sera necesario colocar una placa en la puerta del centro de transformación en la que ponga “Peligro de muerte”.

En caso de incendio nunca se podrá emplear agua, para evitar cualquier incendio en el centro de transformación está totalmente prohibido fumar y entrar con cualquier tipo de combustible en su interior.

6.4.16.2 Puestas en servicio

Para poner en servicio el centro de transformación, primero se conectará los seccionadores de alta y a continuación el interruptor de alta. Por lo que de esta manera el transformador se encontrará en vacío. A continuación, se accionará el interruptor general de baja tensión procediendo en último término a la maniobra de red de baja tensión.

En el caso de que se observe alguna irregularidad en la puesta en servicio se avisará de forma inmediata a la suministradora de energía.

6.4.17 Mantenimiento

El manteamiento es un aspecto fundamental a la hora de evitar futuros problemas en los distintos elementos que componen el centro de transformación. Este mantenimiento consiste en la verificación de un correcto funcionamiento de aquellos componentes fijos y móviles, limpieza y engrasado.

La limpieza de los elementos es fundamental para evitar fallos de contacto en las mordazas de los fusibles y cuchillas de los interruptores, así como las bornas de fijación.

6.4.18 Certificados y documentación

Para la tramitación del proyecto del centro de transformación es necesario presentar la siguiente documentación ante los organismos públicos:

- Autorización administrativa.
- Proyecto
- Certificado de tensiones de paso y contacto.
- Certificado de Dirección de obra.
- Contrato de mantenimiento.

- Escrito de conformidad por parte de la compañía suministradora.

6.4.19 Libro de ordenes

El libro de ordenes se debe encontrar en el interior del centro de transformación y en el deben aparecer las revisiones realizadas, distintas incidencias surgidas y visitas realizadas al centro.

6.4.20 Recepción de la obra

Una vez finalizada la obra en el centro de transformación se debe comprobar que los trabajos realizados coinciden con lo que aparece en el Pliego de Condiciones, el encargado de comprobar esto será el Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la Obra.

6.5 CONDICIONES TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

6.5.1 Objeto

El objetivo de las condiciones técnicas de la instalación de baja tensión es entre otros el de cumplir las condiciones exigidas por el reglamento de baja tensión. Por lo tanto, todos los materiales que se empleen en este proyecto deben cumplir con este reglamento.

6.5.1.1 Conductores aislados bajo tubos protectores

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos.
- Tubo y accesorios no metálicos.
- Tubo y accesorios compuestos

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE-EN 61386-21: Sistemas de tubos rígidos.
- UNE-EN 61386-22: Sistemas de tubos curvables.
- UNE-EN 61386-23: Sistemas de tubos flexibles.
- UNE-EN 61386-24: Sistemas de tubos enterrados

Por otro lado, se encuentra la UNE-EN 60.423, en ella se prescriben las dimensiones de los tubos con uniones roscadas y los tubos no enterrados. Las dimensiones de los tubos enterrados aparecen prescritas en la norma UNE-EN 61386-24.

6.5.1.2 Conductores aislados enterrados

Las condiciones para conductores aislados enterrados aparecen en las Instrucciones ITC-BT-07 e ITC-BT-21. En estas canalizaciones los conductores deben de ir bajo tubo, salvo que este tenga cubierta. La tensión asignada para este tipo de conductores es 0,6/1 KV.

6.5.1.3 Conductores aislados directamente empotrados en estructuras

La temperatura de instalación y servicio para este tipo de conductores es de -5°C y 90°C respectivamente. El material aislante que utilizan estos conductores es etileno-propileno o polietileno reticulado. En este tipo de canalizaciones son necesarios los conductores aislados con cubierta.

6.5.1.4 Conductores aislados en el interior de la construcción

Este tipo de conductores debe cumplir con la condición de no ser propagadores de incendios. Pueden instalarse directamente en los huecos de la construcción y la tensión asignada para este tipo de conductores es no inferior a 450/750 V.

6.5.1.5 Conductores aliados bajo molduras

Este tipo de conductores pueden utilizarse en locales o lugares clasificados como secos, aunque temporalmente húmedos o polvorientos. Las canalizaciones están formadas por cables alojados en ranuras bajo molduras y la tensión asignada para este tipo de conductores es superior a 450/750 V.

6.5.1.6 Conductores aislados en bandeja

Sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE-HD 60364-5-52:2014.

6.5.2 Normas de instalación en presencia de otras canalizaciones no eléctricas

En el caso de que en las proximidades de las canalizaciones eléctricas se encuentre otro tipo de canalizaciones no eléctrica, ambas exteriores, habrá que dejar una distancia de seguridad entre las dos canalizaciones de 3 cm.

En el caso de que la canalización no eléctrica próxima se trate de una canalización de calefacción o de vapor, habrá que aumentar la distancia mínima entre las dos canalizaciones para evitar elevadas temperaturas en la canalización eléctrica que puedan llegar a ser peligrosas para la instalación. También se pueden utilizar pantallas calorífugas en el caso de que no se pueden aumentar estas distancias o se quiera obtener una mayor seguridad.

6.5.3 Accesibilidad a las instalaciones

Las canalizaciones eléctricas deben facilitar el acceso a sus conexiones para que las distintas maniobras e inspecciones que se tengan que realizar se puedan hacer con comodidad, otro aspecto importante es la correcta identificación y señalización de los distintos circuitos que se encuentren en la canalización.

6.5.4 Dimensionado

Para la selección de los cables que se usarán en los distintos circuitos se usará el más desfavorable de los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible: Mediante este método se elige la sección del cable que admita la intensidad máxima que circule por él, de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT-19.
- Caída de tensión en servicio: Este criterio seleccionará aquel que cumpla que la caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de instalación sea menor del 3% de la tensión nominal para alumbrado, y para el resto de los usos esta caída de tensión no puede superar el 5% de la tensión nominal.
- Caída de tensión transitoria: La caída de tensión en todo el sistema durante el arranque de motores no debe provocar condiciones que impidan el arranque de los mismos, desconexión de los contactores, parpadeo de alumbrado, etc.

6.5.5 Identificación de las instalaciones.

Para facilitar las distintas reparaciones que se tengan que realizar en las canalizaciones es fundamental que los distintos conductores estén identificados. Esta identificación se realizará con distintos colores en los aislamientos que protegen al conductor, especialmente en el conductor de protección y el conductor neutro. El conductor neutro se suele identificar con color azul claro.

6.5.6 Mecanismos y tomas de corriente

Los aparatos que tienen la función de cortar la corriente máxima del circuito sin dar lugar a la formación de arco permanente, son los interruptores y conmutadores. Estos no permiten una posición intermedia, sino que solo pueden encontrarse en las posiciones de abierto o cerrado.

La temperatura máxima que pueden soportar las piezas de contacto de los interruptores y conmutadores es de 65 °C, y están preparados para realizar un número total de 10000 maniobras de apertura y cierre.

6.5.7 Puestas a tierra

La función de las puestas a tierra en una instalación eléctrica es eliminar o disminuir el riesgo de avería en los distintos materiales eléctricos utilizados. Las puestas a tierra limitan las tensiones que se puedan dar en un momento determinado en las masas metálicas.

Esta conexión no tiene fusibles ni protecciones de ningún tipo, sino que es la unión eléctrica directa de una parte del circuito con otra parte conductora no perteneciente al mismo, en esta parte conductora que no es perteneciente al circuito se entierra un electrodo o grupos de electrodos en el suelo.

6.5.8 Seguridad

Según la normativa de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y las especificaciones de las normas NTE, en una instalación de baja tensión se deben de cumplir las siguientes condiciones de seguridad:

- Una tarea no puede ser realizada por un único operario, sino que como mínimo tendrán que ser realizada por dos operarios.
- Se deben utilizar herramientas y guantes aislante para proteger al operario de posibles derivaciones de corriente.
- Las herramientas eléctricas usadas durante la instalación eléctrica de baja tensión deben de tener un grado de aislamiento II, además de estar conectadas a tierra. En el caso de que carezca de esta protección la tensión debe ser inferior a 50 V y deberá estar conectada mediante un transformador de seguridad.
- Se usarán letreros, colocándolo en el mando del aparato para evitar que este sea maniobrado, los aparatos de protección, maniobra y seccionamiento tienen la posibilidad de ser bloqueados en una determinada posición.

6.5.9 Mantenimiento

Es necesario realizar mantenimientos periódicos en la instalación eléctrica para comprobar el estado general de la misma, y en el caso de que sea necesario, habrá que

reparar o sustituir aquellos elementos que no tengan un funcionamiento adecuado. En las sustituciones habrá que usar materiales con las mismas características que el remplazado.

7 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1 Objeto

El objetivo de este documento es el de exponer las distintas normas mínimas de seguridad y de salud que se deben cumplir durante la ejecución de esta obra. Estas normas están recogidas en el Real Decreto 1.627/1.997 de 24 de octubre.

Este estudio básico de seguridad y salud solo será aplicable en la obra del presente proyecto.

7.2 Plan de seguridad y salud en el trabajo

- El encargado de realizar un plan en el que se estudien, analice y complementen las previsiones contenidas en el estudio básico de seguridad y salud es el Contratista. Este tendrá que realizar un plan de seguridad y salud en función del sistema de ejecución de la obra del presente proyecto. Este plan de seguridad no puede disminuir los niveles de protección que establece el estudio básico, en todo caso los puede complementar y mejorar. El contratista deberá aportar una justificación técnica para cada propuesta que quiera añadir al plan de seguridad y salud en el trabajo.

- En el plan de seguridad y salud en el trabajo se evaluará la planificación de la actividad preventiva y los riesgos para que los distintos puestos de trabajos en la obra no pongan en juego la integridad física de los trabajadores.

El Director facultativo de la obra será el encargado de coordinar los aspectos relacionados con la seguridad y salud en la obra. Además, debe aprobar el plan de seguridad y salud antes de que la obra de comienzo.

- En función de la evolución en los trabajos y los posibles problemas o accidentes que puedan surgir en el transcurso de esta, el contratista de la obra puede modificar el plan de seguridad y salud. Una vez que este plan haya sido modificado el Director facultativo deberá aprobarlo.

Se pueden recibir alternativas y sugerencias de las distintas personas que intervengan en la ejecución de la obra, por lo tanto, el plan de seguridad y salud debe estar disponible en la obra para que cualquier trabajador pueda consultarlo.

7.3 Obligaciones del director facultativo de la obra

El director facultativo de la obra tiene la misión de coordinar la seguridad y prevención en el transcurso de la obra. Debe organizar y planificar aquellas tareas que se vayan a realizar de forma sucesiva o simultánea de forma que se cumpla con el plan de seguridad y salud, además de estudiar el tiempo requerido para realizar cada una de las operaciones de forma eficiente y segura.

Los principales objetivos del director facultativo son:

- Coordinar que durante la ejecución de la obra tanto los trabajadores como los contratistas cumplan con lo recogido en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, de forma que realicen su trabajo de una manera responsable y coherente.
- Aprobar el plan de seguridad y salud antes de que la obra de comienzo y las posibles modificaciones que el contratista elabore.
- Coordinar el cumplimiento durante el transcurso de la obra del artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales de forma que las distintas actividades empresariales las cumplan.
- Coordinar la correcta aplicación en los métodos de trabajo de forma que analice las distintas funciones y acciones de control.
- Coordinar que solo pueda acceder a las instalaciones de la obra el personal que este autorizado, adoptando las medidas necesarias. En el caso de que no se designe un coordinador específico para esta tarea, la propia dirección facultativa será la encargada de realizar esta función.

7.4 Libro de incidencias

En la oficina de obra debe haber un libro de incidencias con el objetivo de realizar un seguimiento y control del plan de seguridad y salud en la obra, este libro debe tener hojas por duplicado. Este libro debe ser facilitado por el Colegio Profesional del colegiado que coordina y firma el estudio básico de seguridad y salud.

El libro de incidencias debe encontrarse en las instalaciones de la obra custodiado por la dirección facultativa o por el coordinador de seguridad y salud.

7.5 Paralización de los trabajos

En el caso de que se produzca algún incumplimiento con las medidas adoptadas en referencia al plan de seguridad y salud, la dirección facultativa o el coordinador de seguridad y salud deben advertir al contratista de la obra. Cuando esto ocurra, se deberá anotar lo ocurrido en libro de incidencias dejando constancia del incumplimiento. En el caso de que el incumplimiento sea demasiado grave y ponga en peligro la seguridad y salud de los trabajadores, se puede llevar a cabo la paralización de la obra de forma parcial o total.

Esto aparece reflejado en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales en los apartados 2 y 3 del artículo 21 y en el artículo 44.

7.6 Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra.

Los principios generales que se pueden aplicar durante la ejecución de la obra aparecen reflejados en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, estas actividades o tareas son las siguientes:

- Se debe realizar un buen mantenimiento en las instalaciones de la obra para que el estado de esta sea limpio y ordenado.
- La correcta elección del emplazamiento para llevar acabo las áreas y los puestos de trabajo teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, por otro lado, se deben determinar las distintas vías que se usaran para el desplazamiento o circulación en las instalaciones de la obra.
- La correcta utilización y manipulación de los distintos materiales y herramientas que sean necesarias durante la ejecución de la obra para evitar posibles accidentes debido a un mal uso.
- Con el objetivo de disminuir o corregir los posibles defectos que puedan afectar a la seguridad y salud de los trabajadores, se debe realizar un mantenimiento periódico de las distintas herramientas y materiales necesarios para la ejecución de la obra.
- En aquellas zonas donde se almacene cualquier material o sustancia que puedan resultar peligrosas, es necesario el acondicionamiento y limitación para evitar cualquier accidente que afecte a la seguridad y salud de los trabajadores.

- Los elementos utilizados que puedan resultar peligros deben ser recogidos con periodicidad para evitar que sean almacenados en las instalaciones de la obra.
- Los residuos y escombros almacenados durante la ejecución de la obra deben ser recogidos y transportados para que puedan ser eliminados.

7.7 Propuesta de medidas preventivas para reducir los riesgos laborales en la obra

A continuación, se exponen una serie de protecciones técnicas y medidas preventivas para la realización de los diversos trabajos que se pueden realizar durante la ejecución de la obra, con el fin de controlar y reducir riesgos que puedan poner en juego la seguridad y salud de los trabajadores:

7.8 Protecciones personales

7.8.1.1 Protecciones de la cabeza

Para evitar que cualquier trabajador durante la ejecución de la obra pueda sufrir un golpe en la cabeza, es obligatorio el uso de cascos tanto para el personal que trabaje en la obra como para visitantes. Estos cascos deben ir marcados con las siglas C.E y además deben tener aislamiento eléctrico. Se debe indicar en el casco la función para la que va a ser destinado.

Además del uso obligatorio de casco, también se debe usar protecciones auditivas como cascos o tapones en aquellas zonas donde haya un alto nivel de ruido.

Aquellos trabajadores que estén realizando trabajos de soldadura como soldadura eléctrica / contra arco eléctrico deben usar pantalla de protección. Por último, aquellos trabajadores que realicen trabajos con corte mediante radial deben de usar gafas protectoras para evitar la posible proyección de partículas.

7.8.1.2 Protecciones del cuerpo

Aquellos trabajadores que se encuentren realizando tareas a una altura superior de 3 metros deben usar cinturones de seguridad para evitar el riesgo de caída.

Siempre se debe usar una ropa de trabajo adecuada en función de la tarea que se tenga que realizar.

7.8.1.3 Protecciones de las extremidades superiores

Para el manejo de objetos y materiales se deben usar guantes de cuero que sean anticorte. En el caso de realizar tareas eléctricas en tensión, estos guantes deben de ser dieléctricos,

estos guantes deben estar correctamente identificados con el símbolo del doble triángulo e identificar el fabricante, la fecha de producción y la categoría.

Por otro lado, todas las herramientas que se usen para realizar trabajos eléctricos deben estar homologados conforme la norma UNE-EN 60900.

7.8.2 Trabajos en alturas

Para realizar cualquier trabajo que se encuentre a una altura superior de 3 metros es obligatorio el uso de cinturón o arnés de seguridad para evitar el riesgo de caída. El uso de arnés de seguridad es recomendable para aquellas tareas en las que sea necesaria una cierta movilidad y desplazamiento del trabajador.

Para una correcta sujeción, el cinto de seguridad se debe fijar en puntos resistentes como pueden ser techos, horquillas metálicas o cualquier elemento estructural. El cinto no se debe sujetar en andamios o maquinas, ya que se puede poner en peligro la seguridad y salud del trabajador.

El cinto se debe encontrar bien ajustado a la cintura y se debe mantener en buenas condiciones, desechándolo siempre que se pueda apreciar cualquier tipo de deformación o rotura.

7.8.3 Trabajos con cortadora de discos

Siempre que se utilice una cortadora de discos se debe comprobar que la protección del disco sea como mínimo de 1 cm de la parte superior del disco de corte, quedando totalmente prohibido el uso de esta herramienta sin este elemento de protección. Tampoco se podrán usar discos que no hayan sido diseñados para la maquina que se esté utilizando. Es obligatorio el uso de unas gafas protectoras para evitar que cualquiera de las partículas desprendidas pueda incidir en los ojos del trabajador.

7.8.4 Equipos de soldadura

Es obligatorio el uso de guantes y gafas protectoras cuando cualquier trabajador utilice una máquina de soldar durante la ejecución de la obra.

A no ser que se hayan tomado unas precauciones especiales, queda totalmente prohibido realizar tareas de soldadura cerca de zonas en las que se almacenen combustibles o materiales inflamables o explosivos.

En el caso de que se realice una tarea de soldadura cerca de un transformador, motor generador o rectificador, es necesario que estos estén conectados a tierra para evitar cualquier tipo de derivación o contacto accidental.

7.8.5 Trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión en tensión

Siempre que se realice cualquier trabajo en el interior de una celda de tensión o en las proximidades de instalaciones eléctricas de alta tensión, es obligatorio que este se haga por parejas. El objetivo es que, en caso de accidente de uno de los operarios, el otro pueda atenderlo con mayor rapidez y así mejorar la vigilancia durante la tarea.

En estos trabajos se debe cumplir la normativa operacional que tiene disponible la compañía eléctrica.

7.8.6 Trabajos con maniobras en aparatos de baja tensión

En los trabajos en los que se maniobren aparatos de baja tensión es necesario comunicar al responsable de los trabajos el momento de comienzo y finalización de las tareas. No se podrá maniobrar ninguno de los elementos sin el correspondiente permiso del responsable.

Este tipo de trabajos se deben realizar siempre sin tensión, excepto en los casos en que se trate de trabajos en tensión y lo indiquen las especificaciones técnicas.

Ante cualquier trabajo en el que se maniobren aparatos de baja tensión es obligatorio cumplir estas 5 reglas, llamadas también las 5 reglas de oro:

- Dejar abiertas todas las fuentes de tensión
- Enclavar o bloquear y señalizar la aparamenta que se deja abierta.
- Comprobar la ausencia de tensión.
- Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes y entradas de tensión.

- Colocar las señales de seguridad adecuadas.

7.8.7 Trabajos en recintos confinados subterráneos o con escasez de ventilación

En caso de que se tenga que realizar una tarea en un lugar donde la cantidad de oxígeno sea escasa o contenga sustancias tóxicas o nocivas poniendo en peligro la seguridad o salud del trabajador, será necesario adoptar unas medidas necesarias.

Será obligatorio el uso de mascarillas y el uso de equipos de oxígeno cuando se tenga que realizar una tarea en el interior de un recinto confinado donde se dé la posibilidad de atmósfera nociva o tóxica.

7.8.8 Trabajos de apertura de zanjas

En aquellos trabajos en los que sea necesario la apertura de zanjas, habrá que tener en cuenta las condiciones del terreno. Cuando la profundidad de la zanja sea superior a 1,5 metros y cuando las condiciones del terreno lo necesiten habrá que entibar la zanja.

Se deben señalizar las distintas canalizaciones que discurran por las zanjas mediante una barandilla o cinta con una altura mínima de 1 metro. Esta señalización será necesaria cuando haya circulación de personas o proximidad de vehículos.

Se podrán utilizar medios mecánicos hasta la protección de los servicios, pero cuando sea necesario descubrir los conductores solo se podrán emplear medios manuales para proceder a la extracción de arena.

7.8.9 Información Útil para Posibles Trabajos Posteriores

El contratista debe informar en el plan de seguridad y salud sobre los trabajos de conservación y mantenimiento de las distintas instalaciones en relación con la seguridad y salud de los trabajadores. Este informe debe de ser entregado a la compañía eléctrica.