Proyecto Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

DISEÑO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 30/132 kV 50 MVA

Autor:
José Manuel Prieto Montilla

Tutores:
Juan Manuel Roldán Fernández
Manuel Burgos Payán

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Agradecimientos

Este Trabajo de Fin de Máster ha sido la guinda a todos los años de estudio en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla. En estos años, palabras como esfuerzo, constancia, sacrificio, amistad, amor y satisfación me han acompañado.

Quienes me conocen, saben que este ha sido un periodo dulce para mí. He tenido la oportunidad de convivir, estudiar y trabajar con profesores, compañeros y amigos, junto a los que crecer, tanto personalmente como académica y profesionalmente. Más allá del logro académico alcanzado, me quedo con tantísimos momentos inolvidables vividos.

A mis padres José y María por todo el apoyo y amor que me ofrecen, siendo el pilar de todo cuanto he alcanzado y pueda alcanzar, los que siempre me han inculcado preciosos valores que ni la mejor de las escuelas podrán jamás darme. Me habéis enseñado a encarar las adversidades sin peder la dignidad ni desfaceller en el intento. Me habéis dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia. Por darme todo cuanto estaba en vuestras manos y más. Ojalá algún día, pueda devolveros tanto como ustedes me habéis dado, os lo merecéis.

A mi hermano Francisco y cuñada Jennifer, quienes merecen más que unas palabras. Gracías por haber seguido y vivido tanto mis angustias como mis alegrías durante mi carrera académica.

A mis sobrinos Claudia y Adrián, que anunque de forma inconsciente, me han alegrado muchos días que nadie más podría haberlo hecho.

A mi novia y compañera de vida María Victoria, a la que dedico especialmente este trabajo fin de máster, por todo el amor que me has dado, por aguantarme y ayudarme a superar todas las dificultades que se me han ido presentando tanto académicamente como profesionalmente, por ser mi punto de apoyo en cada momento, por ser tú misma. Eres sin duda la mejor persona que podría haberme cruzado en el camino. Por compartir este y otros momentos más importantes de mi vida contigo.

A mis tutores Juan Manuel y Manuel Burgos, por el excelente trato e implicación en este Trabajo Fin de Máster.

Resumen

El presente trabajo fin de master está basado en el desarrollo de una subestación eléctrica cuya misión principal no es otra que la evacuación de la energía eléctrica producida en un parque fotovoltaico. Dicha subestación, será una subestación convencional de tipo intemperie.

La nueva subestación eléctrica de transformación 132/30 kV proyectada, servirá como nexo de unión entre la subestación propiedad del operador del sistema REE y la generación fotovoltaica de un particular.

La subestación eléctrica estará formada por un único parque en el que coexisten dos niveles de tensión. Por un lado, tenemos la zona de 30 kV, que es la encargada de recepcionar la energía procedente de la planta fotovoltaica y conducirla hasta el transformador de potencia. La segunda zona, sería la zona de alta tensión, 132 kV, que como ya se ha dicho y verá a lo largo del proyecto, está formada por aparamenta intemperie. El límite de baterías entre una zona y otra, lo marca el transformador de potencia, equipo encargado de transformar la tensión de llegada a la subestación a los niveles de tensión de evacuación.

La idea por la cual se ha desarrollado este proyecto, es para mostrar y detallar todo lo que se necesita para la comprensión de este tipo de construcciones. Para ello, se ira explicando durante el proyecto todos los equipos que componen esta subestación, a la vez que se muestran capturas de los planos de montaje de los equipos. También habrá un apartado de cálculos electromecánicos, en los que se justifique algunas elecciones de materiales o equipos. En el apartado final, se muestran los planos más significativos de la instalación.

Índice

Agradecimientos ix

Resumen xi

Índice xiii

Índice de Tablas xvi

Índice de Figuras xviii

1 MEMORIA SUBESTACIÓN 1

1.1 ANTECEDENTES Y OBJETIVOS DEL TRABAJO 1

1.2 OBJETO 3

1.3 EMPLAZAMIENTO 4

1.4 NORMATIVA 5

2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN 8

2.1 ALCANCE 8

2.1.1 Sistema de 132 kV 8

2.1.2 Transformador de potencia 10

2.1.3 Sistema de 30 kV 10

2.1.4 Edificios 12

2.2 RESTO DE LAS INSTALACIONES 12

3 SISTEMA DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN 13

3.1 SISTEMA DE 132 kV 13

3.1.1 Interruptor automático de potencia 13

3.1.2 Seccionador de línea 15

3.1.3 Transformador de intensidad 17

3.1.4 Transformador de tensión 19

3.1.5 Pararrayos 21

3.2 TRANSFORMADOR DE 132/30 kV 23

3.3 REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA 26

3.4 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA 27

3.5 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 28

3.6 SECCIONADOR DE AISLAMIENTO DE REACTANCIA 30

3.7 SISTEMA DE 30 kV 30

3.7.1 Celdas de media tensión 30

3.7.2 pararrayos de media tensión 35

4 CARÁCTERÍSTICAS GENERALES 36

4.1 AISLAMIENTO 36

4.2 DISTANCIAS MÍNIMAS 36

5 ESTRUCTURAS METÁLICAS, EMBARRADOS Y AISLADORES 37

5.1 ESTRUCTURA METÁLICA 37

5.2 EMBARRADOS 39

5.3 PIEZAS DE CONEXIÓN 41

6 REDES DE TIERRA **42**

7 CUADROS DE CONTROL, ARMARIOS DE PROTECCIONES **43**
7.1 UNIDAD DE CONTROL *44*
7.2 PROTECCIONES *44*
7.2.1 sistema de 132 kV. *44*
7.2.2 Transformador. *45*
7.2.3 Sistema de 30 kV. *45*
7.3 ARMARIOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN. *45*
7.4 TELECONTROL. *46*

8 SERVICIOS AUXILIARES **47**
8.1 ASPECTOS GENERALES *47*
8.2 SERVICIO AUXILIAR DE CORRIENTE CONTINUA *47*
8.3 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA *47*

9 CÁLCULOS ELÉCTRICOS **48**
9.1 NIVELES DE AISLAMIENTO *48*
9.2 DISTANCIAS MÍNIMAS *48*
9.3 CABLES AISLADOS *49*
9.4 EMBARRADOS *55*
9.5 CÁLCULO DE REDES DE TIERRA. *63*
9.6 CÁLCULO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS *67*

10 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS **72**
10.1 OBJETO *72*
10.2 NORMATIVA VIGENTE Y DE APLICACIÓN *72*
10.3 CRITERIOS DE APLICACIÓN *72*
10.4 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN *73*
10.5 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES *73*
10.6 APLICAIÓN DE SUPERPOSICIÓN *73*

11 SISTEMA DE ALUMBRADO Y FUERZA **75**
11.1 OBJETIVO *75*
11.2 ALUMBRADO Y FUERZA *75*
11.2.1. descipción del edificio *75*
11.2.2. instalación de alumbrado *75*
11.2.3. instalación de fuerza *76*
11.2.4. cables y conexionados *76*
11.3 ALUMBRADO EXTERIOR *76*

12 VENTILACIÓN Y CLIMATIZACIÓN **78**
12.1 OBJETO *78*
12.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE VENTILACIÓN Y CLIMATIZACIÓN *78*
12.2.1 sala de celdas, almacén y ssaa *78*
12.2.2 sala de control y comunicaciones *78*

13 SISTEMA CONTRAINCENDIOS **79**
13.1 REGLAMENTACIÓN *79*
13.2 MEDIDAS ADOPTADAS *79*
13.2.1 sectorización *79*
13.2.2 exigencia de comportamiento al fuego de los materiales *80*
13.2.3 resistencia al fuego de elementos constuctivos. cerramientos. *80*
13.2.4 evacuación. *80*
13.2.5 ventilación y eliminación de humos y gases. *80*
13.2.6 instalaciones técnicas de servicio *80*
13.3 REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES *80*

13.4 DESCRICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN. *81*
13.4.1 generales *81*
13.4.2 descripción del sistema contra incendios *81*
13.4.3 medios complementarios de extinción *82*
13.5 ALUMBRADO DE EMERGENCIA *82*
13.6 SEÑALIZACIÓN *82*

14 OBRA CIVIL **83**
14.1. EXPLANACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO *83*
14.2. ACCESOS Y VIALES INTERIORES *83*
14.3. CERRAMIENTO PERIMETRAL Y PUERTA DE ACCESO *84*
14.4. EDIFICIOS *84*
14.4.1. descrición general *84*
14.4.2. edificio de sistemas, celdas y control *84*
14.5. INSTALACIÓN DE MALLA DE PUESTA A TIERRA. *85*
14.6. BANCADA DEL TRANSFORMADOR. *85*
14.7. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS. *86*
14.8. SISTEMA DE DRENAJE. *86*
14.9. CIMENTACIONES. *86*

15 PLANOS **87**

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Distancia mínima de aislamiento 36

Tabla 2. Distancia mínima de aislamiento 48

Tabla 3. Resultad de tensiones de paso y contacto 66

Tabla 4. Comprobación del criterio de tensiones de paso y contacto 67

Tabla 5. Tabla de coeficientes de mayoración 70

Tabla 6. Tabla de coeficiente de combinación 70

Tabña 7. Tabla de resultados de campos magnéticos 74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema básico de evacuación 1

Figura 2. Nudos de conexión 4

Figura 3. Sección longitudinal subestación eléctrica 9

Figura 4. Unifilar zona 132 kV 9

Figura 5. Unifilar zona 30 kV 11

Figura 6. Ubicación interruptor de potencia 13

Figura 7. Detalle de montaje del interruptor de potencia 14

Figura 8. Ubicación seccionador de línea 15

Figura 9. Detalles de montaje del seccionador de línea 16

Figura 10. Trayectoria cuchillas del seccionador de línea 16

Figura 11. Ubicación transformador de intensidad 17

Figura 12. Detalles del montaje del transformador de intensidad 18

Figura 13. Ubicación del transformador de tensión 19

Figura 14. Detalles del montaje del transformador de tensión 20

Figura 15. Ubicación de pararrayos 21

Figura 16. Detalles del montaje del parrayos 22

Figura 17. Ubicación del transformador de potencia 23

Figura 18. Detalles del montaje del transformador de potencia 24

Figura 19. Reactancia de puesta a tierra 26

Figura 20. Resistencia de puesta a tierra 27

Figura 21. Detalle de montaje del transformador de servicios auxiliares 29

Figura 22. Esquema unifilar de celda de media tensión 32

Figura 23. Estructura de columna de pórtico de línea 38

Figura 24. Borna de conexión 41

Figura 25. Esque general de SIPCO 43

Figura 26. Tabla para cables de media tensión 51

Figura 27. Tabla de factores de corrección 51

Figura 28. Tabla de factores de corrección por temperatura 52

Figura 29. Tabla de intensidades de cortocircuito 53

Figura 30. Tabla de intensidades de cortocircuito para pantalla 54

Figura 31. Tabla de vigas y soportes 60

Figura 32. Tabla de factor de resistencia q 61

Figura 33. Grafica de densidad de corriente 63

Figura 34. Tabla de tensiones de paso y contacto 65

Figura 35. Tabla Real Decreto 1066/2001 71

1 MEMORIA SUBESTACIÓN

1.1 ANTECEDENTES Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

Desde hace cientos de años, el hombre ha empleado la energía como medio de subsistencia. Desde los inicios, el ser humano ha ido incrementando la demanda energética poco a poco, hasta llegar a la sociedad actual, en la que se requiere de energía para la materialización de cualquier actividad, por simple que esta parezca.

La energía más empleada desde los inicios del ser humano hasta hace unos años, ha sido la energía no renovable. Haciendo honor a su nombre, uno de los principales incovenientes del empleo de este tipo de energías es su escasa tasa de regeneración, además de, contar con un gran impacto perjudicial al medio ambiente.

Como solución a los problemas que claramente presenta el empleo de energía no renovable, surge la energía renovable, caracterizada fundamentalmente por el escaso impacto medio ambiental que produce y por su gran capacidad de regeneración.

Debido a esta beneficiosa repercusión y en base a estas energías, se ha desarrollado este trabajo fin de máster. Más concretamente, en dicho trabajo, se centrará en estudiar las instalaciones de alta tensión que hacen posible la evacuación de cualquier planta de producción de energía eléctrica. En concreto, en este caso, se abordará el diseño y desarrollo de una subestación eléctrica 30/132 kV para la evacuación de energía fotovoltaica

En la siguiente figura, figura 1, podemos apreciar las diferentes etapas que son necesarias tanto para la generación de energía fotovoltaica como para su posterior evacuación.

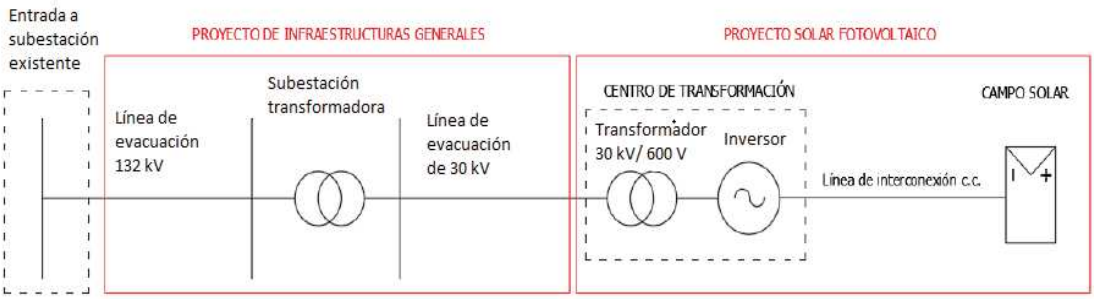


Figura 1. Esquema básico evacuación.

De todas las etapas, centraremos el tiro en lo que sería el objeto de estudio de este proyecto fin de máster, es decir, nos centraremos en una de las partes más importantes y sin las cuales, la generación fotovoltaica carece de sentido. Esta etapa a la que estamos haciendo referencia es la correspondiente a la subestación eléctrica de transformación.

Para dar más realismo al estudio, como ya se ha insinuado anteriormente la citada subestación se plantea como parte de las infrestructuras de evacuación de energía eléctrica de origen fotovoltaico, generada en el parque denominado FV Montilla. La energía generada en el citado parque, será canalizada a la subestación objeto del presente trabajo fin de máster a través de una red de distribución de media tensión de 30 kV procedente del citado parque y elevada a la tensión de 132 kV para su posterior evacuación, mediante una línea aérea de alta tensión de 132 kV.

También, una de las ideas de este apartado, es definir las condiciones de contorno, en base a las cuales, se ha diseñado la subestación eléctrica transformadora. Para este tipo de instalaciones, las condiciones de contorno más significativas son:

- La tensión de entrada a la subestación. Hace referencia a la tensión a la que evacúa la planta fotovoltaica. Se ha tomado como referencia, que la planta fotovoltaica anteriormente citada, evacúa a una tenisón de 30 kV. Este nivel de tensión, es uno de los niveles más empleados para la evacuación de origen fotovoltaico. Decir de manera rápida, que la evacuación de la planta fotovoltaica se hace a través de cable aislado enterrado bajo tubo, y que este, llegará a las celdas de línea de subestación.
- Tensión de evacuación de la subestación. Por otra parte, nos encontramos ante la disyuntiva de qué nivel de tensión escoger para canalizar la energía generada por la planta fotovoltaica. Los niveles de tensión más comúnmente empleados para la evacuación son 66 kV, 132 kV y 220 kV. Para este caso en concreto, se empleará como tensión de evacuación 132 kV.

Continuando con el encuadre del trabajo fin de máster, aclarar que se ha supuesto que tanto subestación como parque fotovoltaico son de un particular. Esta particular peculiaridad, valga la redundancia, hace que, la energía evacuada por la subestación SET Montilla procedente de parque fotovoltaico FV Montilla, deba evacuar a una subestación de reparto, propiedad del operardor del sistema. Es por ello, que como se ha dicho anteriormente, el nivel de tensión de evacuación es una variable fija, impuesta por REE, ya que la entrada a la subestación de REE es a 132 kV.

1.2 OBJETO

Es objetivo del presente trabajo fin de máster no es otro que el de tratar de explicar una de las partes más importantes de una planta fotovoltaica, la subestación eléctrica de transformación. Particularmente, lo que se pretende con este trabajo fin de máster, es, dejarle claro a cualquier lector, de cómo se puede llevar a cabo la ejecución/construcción de una subestación eléctrica de transformación. Para ello, se desarrollarán y explicarán todos los trabajos que se consideran necesarios para la construcción de la misma, así como los elementos que componen las instalaciones de la futura subestación transformadora, todo ello, conforme a lo preceptuado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

1.3 EMPLAZAMIENTO

Tal y como se puede apreciar en la figura 2, uno de los mayores nudos de conexión a nivel nacional se encuentra en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha, más concretamente en su provincia de Cuenca. Este hecho, justifica una de las principales suposiciones que se puedan plantear en el presente proyecto, ya que la subestación eléctrica transformadora se ubicará en dicha provincia.

Figura 2. Nudos de conexión

Profundizando un poco más en la ubicación de la subestación objeto de estudio, se proyectará en el municipio de Minglanilla, ya que, en este, cerca de la Autovía A-3, se encuentra uno de los nudos de interconexión de mayor potencia. Su cota aproximada de explanación se sitúa entorno a los 801 m sobre el nivel del mar.

La parcela destinada a la instalación se localiza en la coordenada georreferenciada (coordenadas U.T.M) siguientes:

- 30 S
- 623098.58 m E
- 4376143.66 m N

Ocupando la subestación una extensión de aproximadamente unos 4.754 m^2

1.4 NORMATIVA

En el presente proyecto fin de máster, además de realizar una descripción detallada de todas y cada una de las especificaciones técnicas que son necesarias para materializar la ejecución de la subestación eléctrica transformadora, también pretende dar una pincelada sin entrar en detalle de la normativa y reglamento de instalaciones de alta tensión bajo las cuales se ha desarrollado el diseño de la subestación.

En primer lugar, plasmaremos lo relevante a la normativa estatal. Dicha normativa, está encuadrada dentro de la legistalción básica del estado, siendo, por tanto, competencia de las comunidades autónomas el desarrollo del marco normativo aplicable.

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (B.O.E. 27 de diciembre de 2013).

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (B.O.E. de 27 de diciembre de 2000).

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (Aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero B.O.E. núm. 68 de 19 de marzo de 2008).

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC - RAT 01 a 23 (Aprobado por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo. B.O.E. 9-06-14).

- Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51. Aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del ministerio de ciencia y tecnología (B.O.E. de 18-09-2002).

- Real decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

- Ley 9/2018 de 9 de diciembre de evaluación ambiental.

- Real decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

- Orden PRA/1080/2017, de 2 de noviembre, por la que se modifica el anexo I del real decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido.

- Real decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.

- Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

- Real decreto 1038/2012, de 6 de julio, por el que se modifica el real decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.

- Real decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

- Reglamento de instalaciones de protección contra incendios (RIPCI-2017), aprobado por real decreto 513/2017.

- Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales (RSCIEI), aprobado por real decreto 2267/2004.

- Normas UNE de obligado cumplimiento.

- Código técnico de la edificación (CTE), aprobado por real decreto 314/2006.

- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones.

Habiendo terminado con la normativa estatal, mostraremos la normativa autonómica aplicable (Castilla - La Mancha).

- Decreto 80/2007, de 19 de junio de 2007, mediante la cual se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica a tramitar por la junta de comunidades de Castilla La Mancha y su régimen de revisión e inspección.

- Decreto 34/2017, de 2 de mayo, por el que se modifica el decreto 80/2007, de 19 de junio, por el que se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica a tramitar por la junta de comunidades de Castilla-La Mancha y su régimen de revisión e inspección.

- Decreto Legislativo 1/2010 de 18 de mayo por el que se aprueba el texto refundido de la ley de ordenación del territorio y de la actividad urbanística de Castilla La Mancha.

- Ley 4/2007, de 8 de marzo, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha.

- Decreto 178/2002, de 17 de diciembre, por el que se aprueba el reglamento general de desarrollo de la Ley 5/1999, de 8 de abril, de evaluación de impacto ambiental de Castilla- La Mancha y se adaptan sus Anexos.

Continuando con la normativa, ahora procedemos a la exposiciónde la normativa local:

- Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos afectados por las instalaciones y en concreto el ayuntamiento de Minglanilla.

- Plan general de Minglanilla.

- Ordenanzas municipales del Ayuntamiento de Minglanilla.

Las celdas de media tensión, son uno de los componentes más significativos de la instalación que se está proyectando. Estas, hacen a su vez de límite de baterías entre la planta fotovoltaica y la subestación de evacuación. Más concretamente, pertenecen a la subestación que se esta estudiando. Estás, tienen una normativa de aplicación bastante estricta, por lo que se cree que sería conveniente hacer una breve reseña. Las celdas, aparamenta y equipos asociados serán diseñados, construidos, probados, ensayados y montados conforme a:

- EN 60480 Líneas directrices para el control y tratamiento de hexafluoruro de azufre (SF6) extraído de equipos eléctricos y especificaciones para su reutilización.

- UNE EN 61869-1: Transformadores de medida. Parte 1: Estipulaciones comunes.

- UNE EN 61869-2 -3 -5: Transformadores de medida de intensidad y tensión. Partes 2, 3 y 5: Requisitos adicionales para transformadores de intensidad, tensión inductivos y tension capacitivos.

- UNE-EN 62271-1: Aparamenta de alta tensión. Parte 1: Estipulaciones comunes.

- UNE-EN 62271-100: Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.

- UNE-EN 62271-102: Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.

- UNE-EN 62271-200: Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.

- UNE-EN 62271-203: Aparamenta de alta tensión. Parte 203: Aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento gaseoso para tensiones asignadas superiores a 52 kV.

- UNE-EN 62271-205: Aparamenta de alta tensión. Parte 205: Conjuntos compactos de aparamenta de tensiones asignadas superiores a 52 kV.

2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

En este segundo capítulo, pasaremos a describir las instalaciones que componen la subestación eléctrica de transformación proyectada. Conforme se vaya avanzando en la descripción de las instalaciones, se irá mostrando su parte correspondiente del esquema unifilar.

El motivo de mostrar la parte del esquema unifilar que proceda conforme se va avanzando en la explicaciónde la subestación, no solo tiene como objetivo que el lector pueda ir corroborando que lo que se va detallando es lo proyectado, sino que también, ayuda al lector a mejorar la comprensión lectora de esquemas unifilares. No obstante, el último capítulo del proyecto está destinado a la representación de los planos más significativos de la subestación eléctrica, encontrándose entre ellos el esquema unifilar.

Las tensiones de diseño de la instalación para los niveles de tensión que la componen son de 132 kV y de 30 kV. El primer nivel de tensión mencionado, 132 kV, hace referencia a la evacuación de la subestación eléctrica. El segundo nivel de tensión, se corresponde con el nivel de tensión al que evacua la planta fotovoltaica y que por consiguiente se corresponde con el nivel de tensión de entrada a la subestación

2.1 ALCANCE

2.1.1 Sistema de 132 kV

Para el nivel de alta tensión de la subestación, 132 kV, se ha optado por una configuración que consta de las siguientes posiciones.

- Una (1) posición de línea convencional de intemperie.
- Una (1) posición de transformador convencional de intemperie con interruptor.

Habiendo definido las posiciones principales que constituyen el parque de 132 kV, pasaremos a describir lo elementos más siginificativos que se tendrán previstos instalar para cada una de las anteriormente citadas posiciones. Como ya se había manifestado en el inicio del capítulo, se mostrarán dos imágenes, para que así, el lector pueda ir corroborando lo que se está describiendo con lo que se proyecta en los planos.

De las dos imágenes que se muestran, la primera de ellas, figura 3, es la correspondiente a la sección longitudinal de la subestación, más concretamente, la correspondiente al parque de 132 kV. De igual modo, la segunda de ellas, figura 4, muestra únicamente la parte del esquema unifilar correspondiente a la zona de 132 kV.

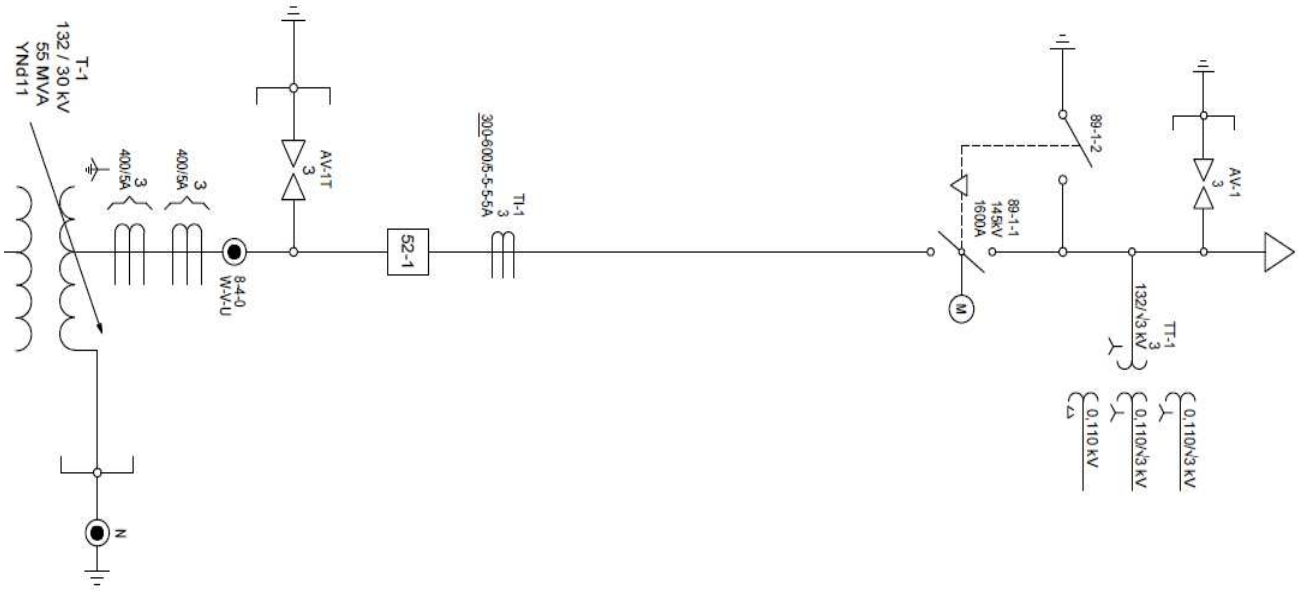


Figura 3. Sección longitudinal

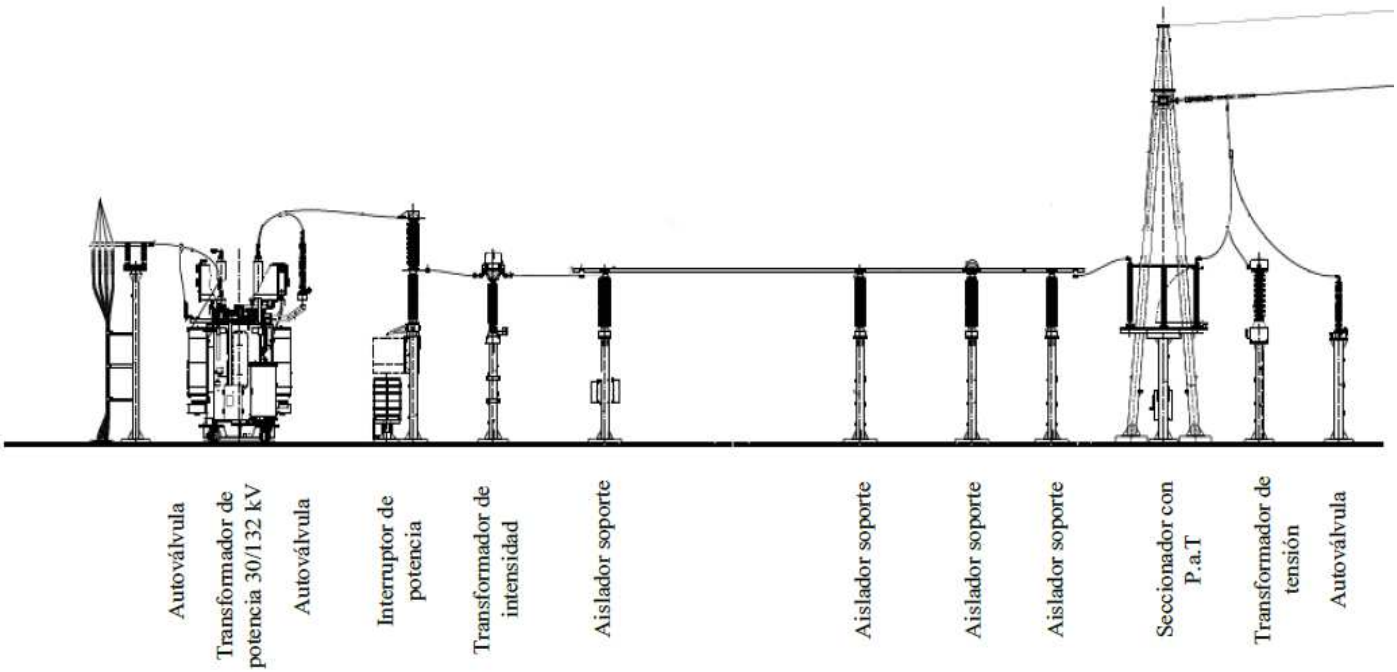


Figura 4. Unifilar zona 132 kV.

Habiendo representado tanto el esquema unifilar como la sección longitudinal del parque de 132 kV, ya nos podemos hacer una idea tanto del layout como de la aparamenta de esta parte de la subestación. Es por ello, que ahora pasaremos a listar la aparamenta que constituye cada una de las posiciones del parque de 132 kV.

- Posición de línea:
  - Tres (3) pararrayos de 132 kV de acometida de línea.
  - Tres (3) transformadores de tensión inductivos de 132 kV.
  - Un (1) seccionador de línea con P.A.T 132 kV.
  - Cuatro (4) juegos de tres aisladores de barras 132 kV.
- Posición de transformador:
  - Tres (3) transformadores de intensidad 132 kV.
  - Un (1) Interruptor de potencia de 132 kV.
  - Tres (3) pararrayos de 132 kV en transformador de potencia.
  - Un (1) Transformador de potencia.

2.1.2 Transformador de potencia

Uno de los equipos más importantes de la instalación es el transformador de potencia. El transformador de potencia es el equipo más critico por dos aspectos importantísimos. El primero de ellos, como se puede intuir, es que es el epicentro de la instalación, ya que es el elemento encargado de materializar la transformación de tensión. El segundo aspecto, y no menos importante, es que es el equipo más caro tanto de adquirir como de instalar.

A continuación, pasaremos a describir algunas de las especificaciones eléctricas más relevantes del mismo. Los niveles de tensión son de 132/30 kV de 55 MVA de potencia, de instalación en exterior, aislado en aceite mineral, conexión YNd11, con regulación en carga. Se complementa con la instalación de pararrayos de tensión nominal 30 kV, situados lo más cerca posible de las bornas de los transformadores.

2.1.3 Sistema de 30 kV

En la figura 5, podemos apreciar el esquema unifilar del parque de media tenisón, 30 kV. Si contemplamos dicha figura, a grandes rasgos podemos dividir el parque de media tensión en dos zonas claramente diferenciadas. La primera de ellas, es la correspondiente al secundario del transformador de potencia. Esta zona, esta formada por los siguientes equipos; transformador de servicios auxiliares, reactancia de puesta a tierra y resistencia de puesta a tierra. Por otra parte, la zona roja de la figura, nos señaliza las celdas de media tenisón. Las celdas de media tensión, como ya se haya hecho referencia anteriormente, son el límite de baterías del presente proyecto.

Ambas zonas, no solo están separadas en la representación del esquema unifilar, sino que, en realidad, y como se podrá apreciar en el alzado de la subetsación, existe una distancia entre ambas áreas. Pese a que existe una distancia entre ambas zonas, lo ideal es que estas dicten la menor distancia posible, ya que se encuentran unidas a través de cables aislados de media tensión, cuyas especificaciones ya se dirán en capítulos posteriores.

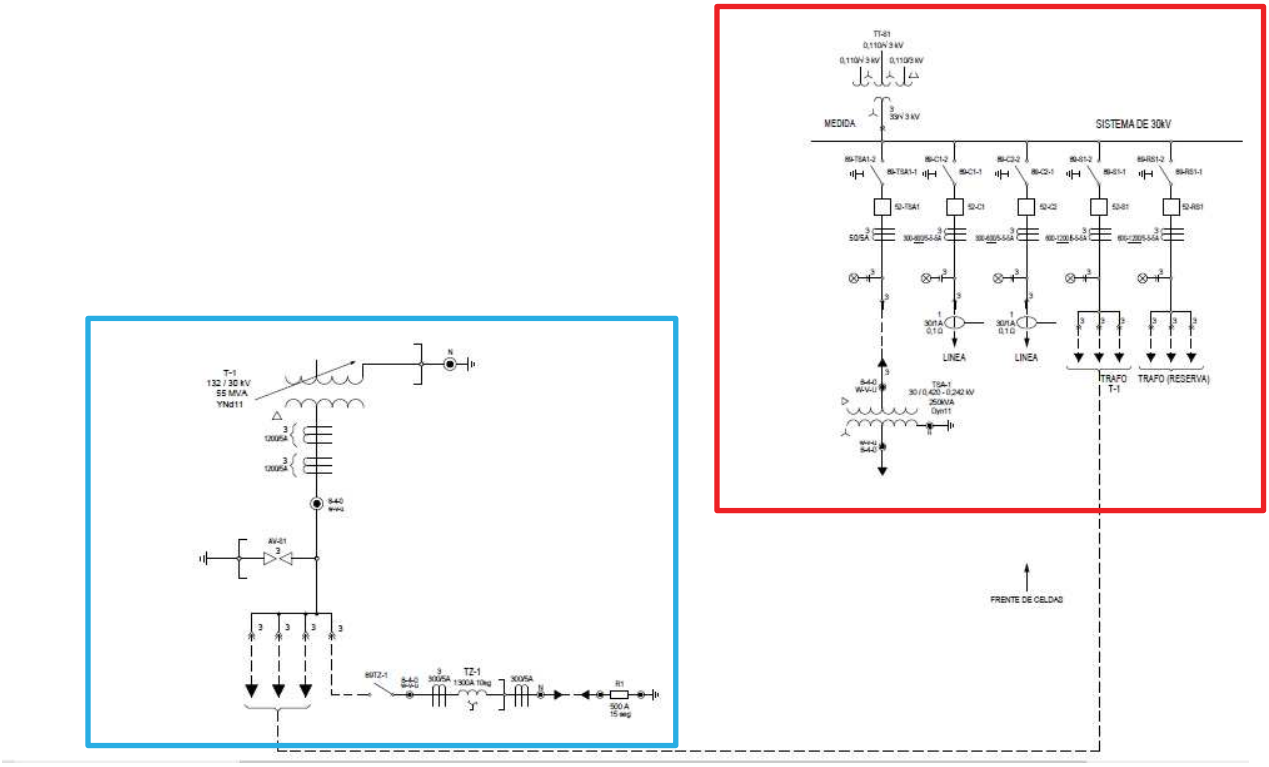


Figura 5. Unifilar zona 30 kV

Con idea de orientar al lector, no sólo en conocimiento eléctrico e ingenieril, sino que también en aspectos económicos, si comparamos la partida económica de la parte de celdas de media tenisón, con la parte del secundario del transformador de potencia, se deduce que, del total de la partida económica, destinada a equipamiento de media tensión, el setenta por ciento está destinado a celdas.

Ahora, se realizará una descripción rápida de cada uno de los equipos que se han reseñado anteriormente, empezando en primer lugar por las celdas de media tensión.

Celdas de 30 kV.

La instalación de 30 kV presenta una configuración de simple barra que se alimenta del transformador 132/30 kV (t-1). La parte de 30 kV estará formada por módulos de celdas normalizadas y estandarizadas de ejecución metálica para interior, construido en total por las siguientes posiciones:

- Una (1) posición de transformador blindada de interior con interruptor, para la alimentación del embarrado.
- Una (1) posición de transformación blindada de interior con interruptor, posición de reserva.
- Dos (2) posiciones de línea blindadas de interior con interruptor.
- Una (1) posición de alimentación a transformador de servicios auxiliares blindada de interior con interruptor.
- Una (1) posición de medida de tensión en barras blindada de interior sin interruptor, instalada en la celda física correspondiente a la posición de servicios auxiliares.

Transformador de Servicios Auxiliares.

La celda de servicios auxiliares, alimenta a un (1) transformador trifásico de aislamiento seco de 250 KVA, con relación de transformación 30 kV + 2,5% + 5% + 7,5% + 10% / 0,420 – 0,242 kV, el cual irá instalado em intemperie, junto al edificio de celdas de 30 kV.

Reactancia y Resistencia de puesta a tierra.

Se proyectará la instalación de una (1) reactancia de puesta a tierra de 1.300 A -10 segundos, en serie con una (1) resistencia monofásica de puesta a tierra de 500 A – 15 segundos, en la salida de 30 kV de transformador de potencia. Estos equipos son empleados para limitar las corrientes de defecto a tierra del sistema de 30 kV. Limitando estas corrientes de defecto, se dota al sistema de control y protección de una mayor sensibilidad ante cualquier defecto a tierra.

2.1.4 Edificios

En lo que respecta a los edificios, la subestación eléctrica contará con un edificio de control y comunicaciones, un edificio de celdas de M.T. así como con un edificio destinado a oficinas de trabajo y alamacenes. Todos ellos, en una sola planta, y con construcción prefabricada de hormigón.

Cada edificio, estará formado por varias salas compartimentadas mediante tabiques intermedios:

- Edificio de control y comunicaciones:
  - Una (1) sala de control.
  - Una (1) sala de comunicaciones.
- Edificio de celdas:
  - Una (1) sala de celdas.

2.2 RESTO DE LAS INSTALACIONES

Además de todos los circuitos, elementos y dispositivos descritos en los apratados anteriores, para el correcto funcionamiento tanto de la propia subestación como de las instalaciones colindantes, se ha previsto la instalación de los correspondientes aparatos de medida, mando, control, protección y comunicaciones necesarios para la adecuada explotación de la instalación, y os sistemas de distribución de servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua, desde los respectivos equipos rectificadores de batería.

Para la instalación de los equipos mencionados, se han empleados cuadros y armarios, situados en salas de control y comunicaciones habilitadas en el edificio. Estos equipos, por sus características, son de instalación de interior, y como ya se ha hecho mención, serán instalados y ubicados de tal forma que, por su función, centralicen de alguna manera el control de la propia subestación.

3 SISTEMA DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN

3.1 SISTEMA DE 132 kV

Una vez que ya se tiene en mente los equipos principales que componen la subestación, en este apartado, pasaremos a describir y analizar cada uno de ellos.

3.1.1 Interruptor automático de potencia

Los interruptores de potencia de alta tensión, son equipos mecánicos que poseen la capacidad tanto de apertura y cierre de circuitos como de mantenerse en estado cerrado cuando por él circula la corriente nominal para la que se ha diseñado. Es por ello, que son de vital importancia la instalación de los mismos tanto en las posiciones de línea como de transformación. Con ellos, se puede efectuar la apertura y cierre de los circuitos tanto en carga como en cortocircuito. Dentro de la amplia variedad que existe, en la subestación proyectada se cuenta con la instalación de dos interruptores automáticos con mando tripolar en SF6, de servicio en exterior.

Dada la configuración de la subestación, el interrupor irá instalado donde indica la figura 6, en la posición de tranformación.

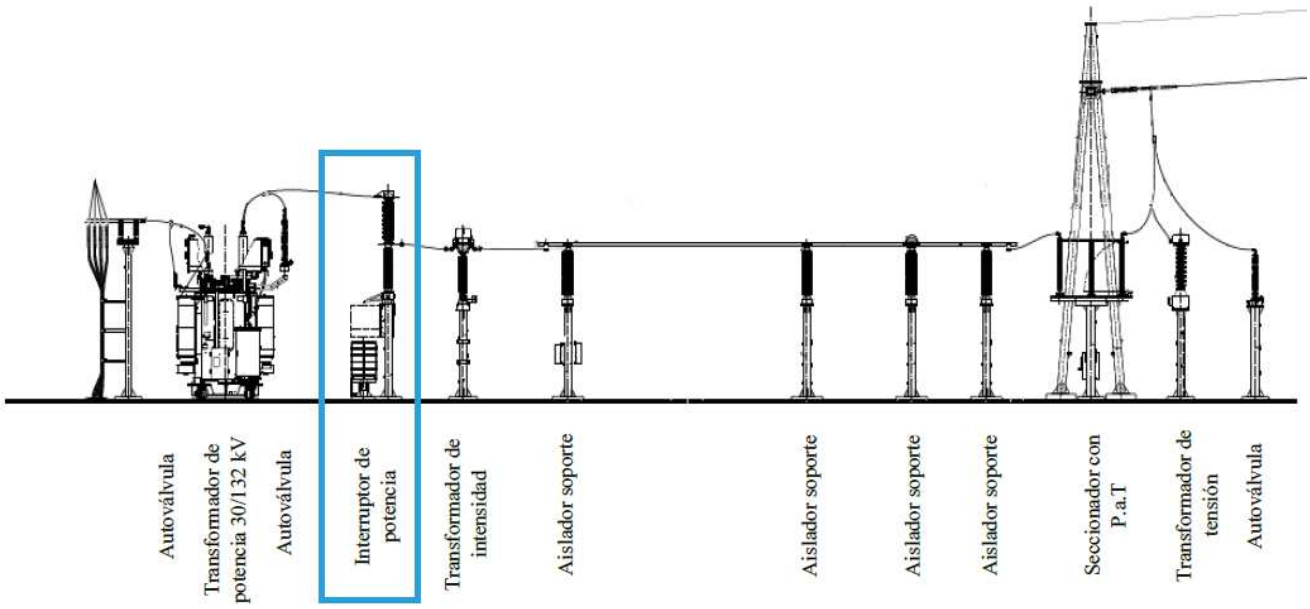


Figura 6. Ubicación del interruptor de potencia

A continuación, pasaremos a mostrar las características más significativas que definen a un interruptor de este tipo, que no son otra que:

- Tensión de aislamiento asignada……145 kV.
- Tensión de servicio nominal ……..132 kV.
- Frecuencia ……...….50 Hz.
- Intensidad asignada de servicio continuo ……...…3.150 A.

- Intensidad de cortocircuito asignada ……..... 40 kA.
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz …… 275 kV.
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs ……....650 kV.
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito …….. 3 s.
- Ciclo nominal de maniobra asignado ……O-0, 3s-CO-3-min-CO
- Tipo de reenganche ……...…… Trifásico.

Estos interruptores emplean como medio de extinción un gas, hexafluoruro de azufre, SF6. Gracias a este gas, se pueden reducir las distancias fase-fase, y fase-tierra, ya que este posee una rigidez dieléctrica 2.5 veces mejor que la del aire. Estos equipos, van encapsulados, es decir, la parte activa del equipo que efectua el corte de corriente, se encuentra en una cámara completamente ermética y rellena de este gas, a una presión y temperatura concreta.

Este recinto, debe estar monitorizado en todo momento, de tal forma que, el gas esté siempre en sus condiciones óptimas de funcionamiento, para que, en el caso de que se tenga que maniobrar una apertura de circuito

La cámara de extinción de los interruptores empleados en la instalación serán de gas SF6 de tipo autosoplados.

Tal y comos se pueda apreciar en la imagen 7, los tres polos del interruptor, están montados sobre una estructura común, generalmente se emplea chasis en forma de pi, pudiendo ser la estructura tubular o de alma llena, y siempre galvanizadas, para así estar protegida frente a las inclemencias meteorológicas. Estos interruptores, son accionados con un mecanismo motorizado a resortes, que se acopla a ellos por medio de transmisiones mecánicas.

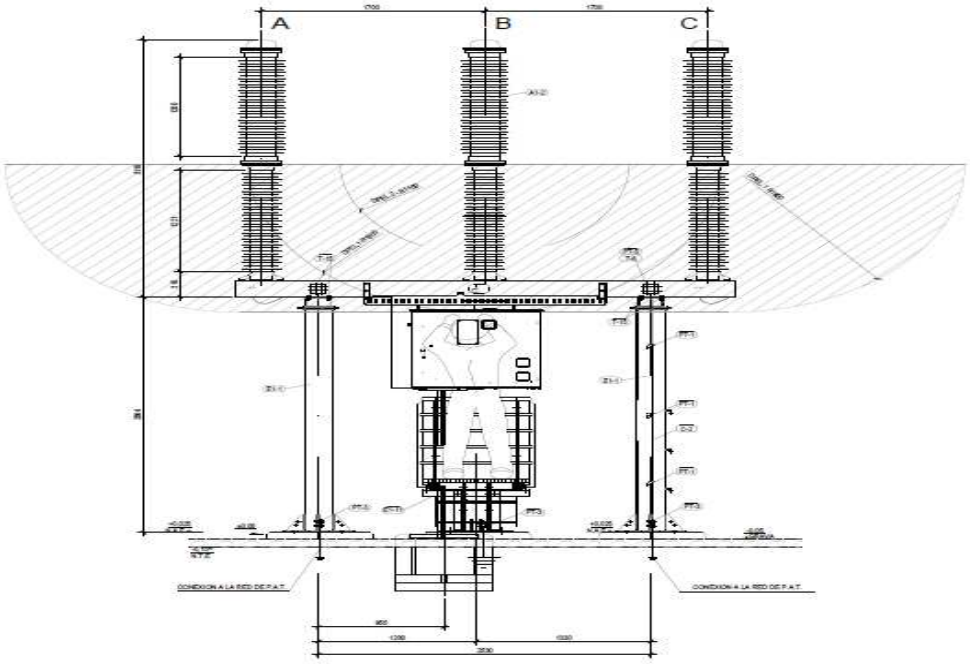


Figura 7. Detalle del montaje de interruptor de potencia

El recinto interno de cada polo, esta lleno de gas bajo uno presión de servicio controlada, que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento en un rango de temperaturas de servicio que van desde aproximadamente los – 25 º C sin necesidad de calefacción adicional, hasta unos 50ºC.

3.1.2 Seccionador de línea

Habiendo definido el elemento principal de corte en carga, pasamos a descibir el seccionador. Dicho equipo, como ya se sabe, es un aparato electromecánico de maniobra sin carga, que, por razones de seguridad, asegura en posición de abierto una distancia de aislamiento y que se emplea para aislar un elemento de una red eléctrica, con el fin de llevar a cabo trabajos de mantenimiento.

Como se pueda apreciar en la figura 8, el seccionador de 132 kV se encuentra instalado en la posición de línea. Dicho seccionador, es del tipo de tres columnas, doble apertura lateral y accionamiento eléctrico.

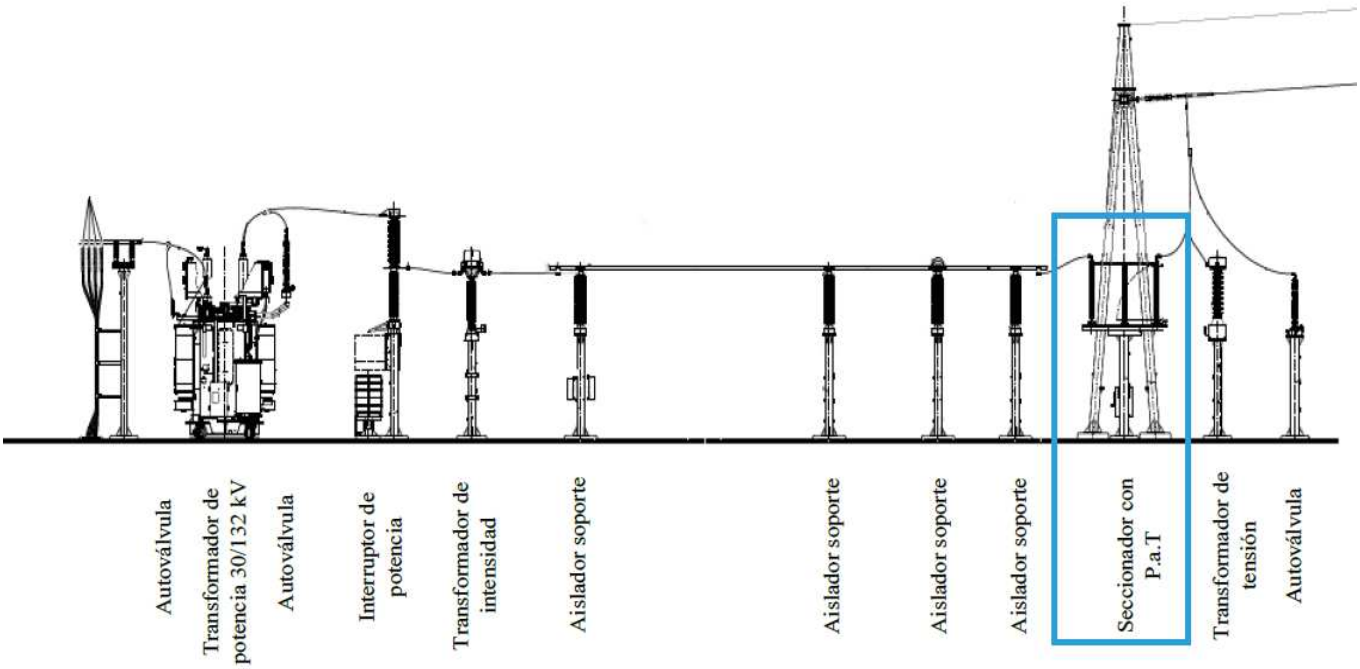
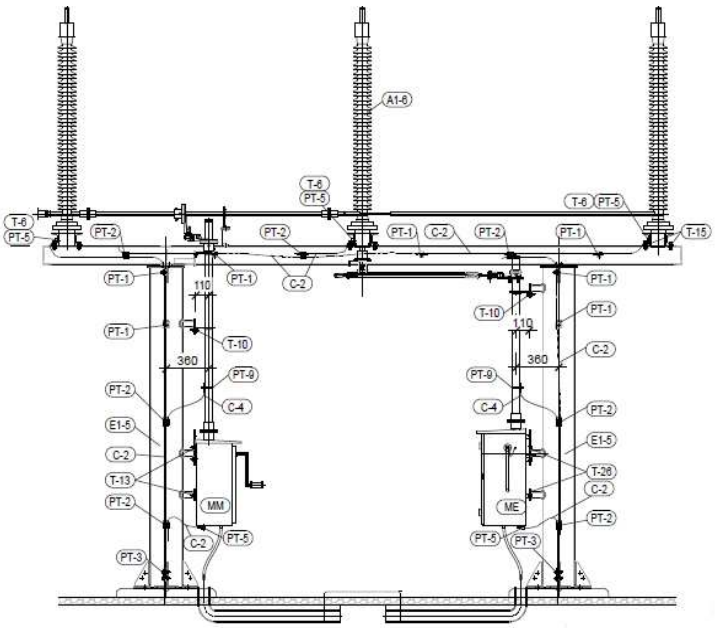


Figura 8. Ubicación de seccionador de línea

En la Figura 9, se puede apreciar una captura del plano del montaje del seccionador de línea de 132 kV. Dicho seccionador, como podrá apreciarse, estará montado sobre una estructura común en pi. Este seccionador en concreto, dispone de dos cajas de mando, la que contiene las siglas de ME, será la destinada para el accionamiento eléctrico, mientras que la que pone MM, será la que se contenga los mecanismos necesarios para el mando manual. El movimiento de las columnas se materializa a través de un sistema de tirantes de tubo, mecanizado que hace que tanto la maniobra de apertura como de cierre de las tres fases se efectúe de forma sincronizada.



RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-6	1	SECCIONADOR TRIPOLAR CON CUCHILLAS DE P.a T. MESA SG3CT-145kV 1600A
		ESTRUCTURA METALICA
E1-5	1	SOPORTE SECCIONADOR DE LÍNEA CON P. A T. 132kV
		CABLES
C-2	14,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-4	2,0m	CABLE EXTRAFLEXIBLE Cu. 50mm²
		MANDOS SECCIONADORES
ME	1	MANDO ELÉCTRICO AE-90 MESA
MM	1	MANDO MANUAL AE-85M MESA
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	7	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-2	7	GRAPA P.T. SENCILLA 2C Cu. 50/150 mm²
PT-3	2	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	5	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA
PT-9	2	GRAPA DE ENLACE CON TIERRA ENTRE TUBO Ac. Ø2" Y CABLE EXTRAFLEXIBLE Cu 50mm²

Figua 9. Detalle montaje de seccionador de línea

Como podemos intuir, dicho seccionador será tripolar de intemperie y estará formado por tres polos independientes, montados nuevamente sobre una estructura común. Si nos fijamos en la leyenda de la figura 9, la posición C-2 hace referencia a cable de cobre desnudo de 150 mm^2 de sección. Este cable que se fija a la estructura del seccionador se une con la red de tierra de la subetsación. Este cable, se instala para derivar cualquier corriente de defecto a la red de tierra de la subestación, creando así, una zona equipotencial, y, por consiguiente, una zona segura ante defectos.

En la figura 10 que se comparte a continuación, se puede ver una vista de planta de dicho seccionador, que ayudar a visualizar como se materializa los movimientos de las columnas centrales del seccionado. Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior llevan el contacto fijo y toma de corriente, mientras que, la columna central es giratoria, y en ella va montada la cuchilla, realizando dos rupturas por fase.

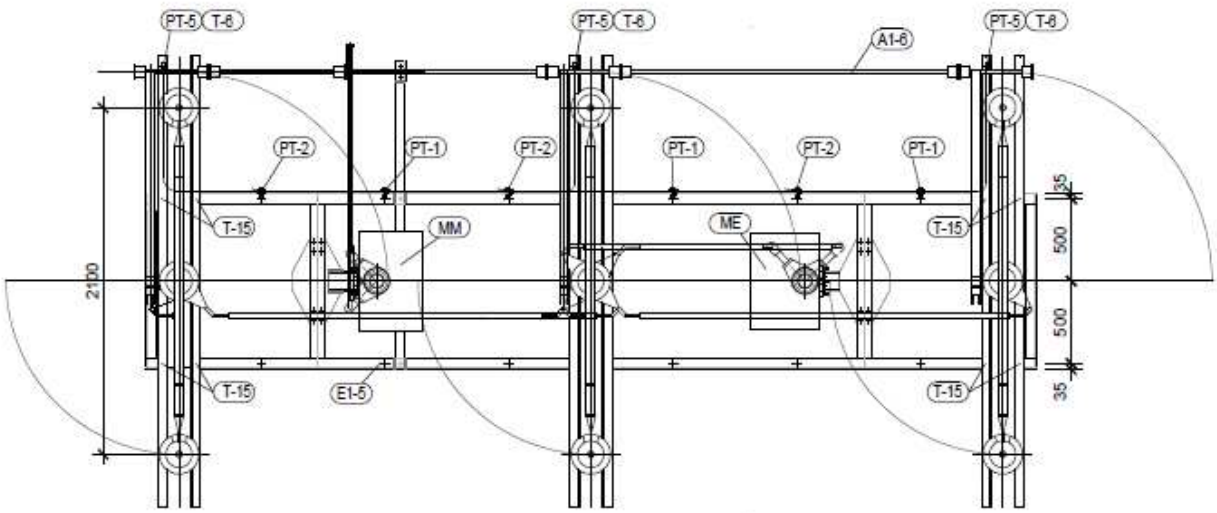


Figura 10. Trayectoria de las cuchillas del seccionador de línea

Como ya se haya podido intuir de la descripción del párrafo anterior, el accionamiento principal del seccionador se efectuará de forma eléctrica, mediante un motor eléctrico que será actuado a través del sistema de control y protección de la subestación. También disponen de accionamiento manual, para ello, habrá que hacerlo a pie de campo.

Las características técnicas principales de este seccionador son las siguientes:

- Tensión de aislamiento asignada …… 145 kV.
- Tensión de servicio nominal …….…….. 132 kV.
- Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:
  - Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto ……..…….. 275 kV.
  - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo ……..…….. 650 kV.
- Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:
  - Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto ……... 315 kV.
  - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo ……..... 750 kV.
- Intensidad asignada de servicio continuo:
  - Posición línea y transformador …….. 1.600 A.
- Intensidad admisible de corta duración ……..……..…... 40 kV.
- Intensidad admisible (valor de cresta) …….. 100 kA.

3.1.3 Transformador de intensidad

En la figura 11, se ha resaltado donde irá instalado el juego de tres transformadores de intensidad. Estos, se instalarán en la posición de transformación. El objetivo de instalar estos equipos, no es otro que el de reducir los valores de intensidad a valores estandarizados (más pequeños) para conectarlos así a los instrumentos de medida y relés de protección.

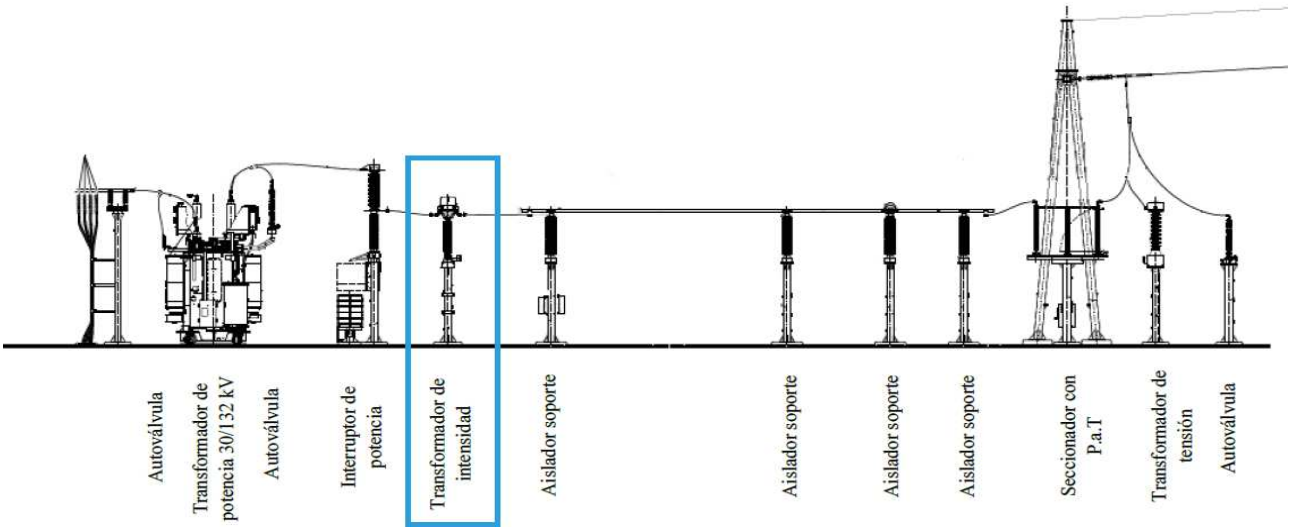
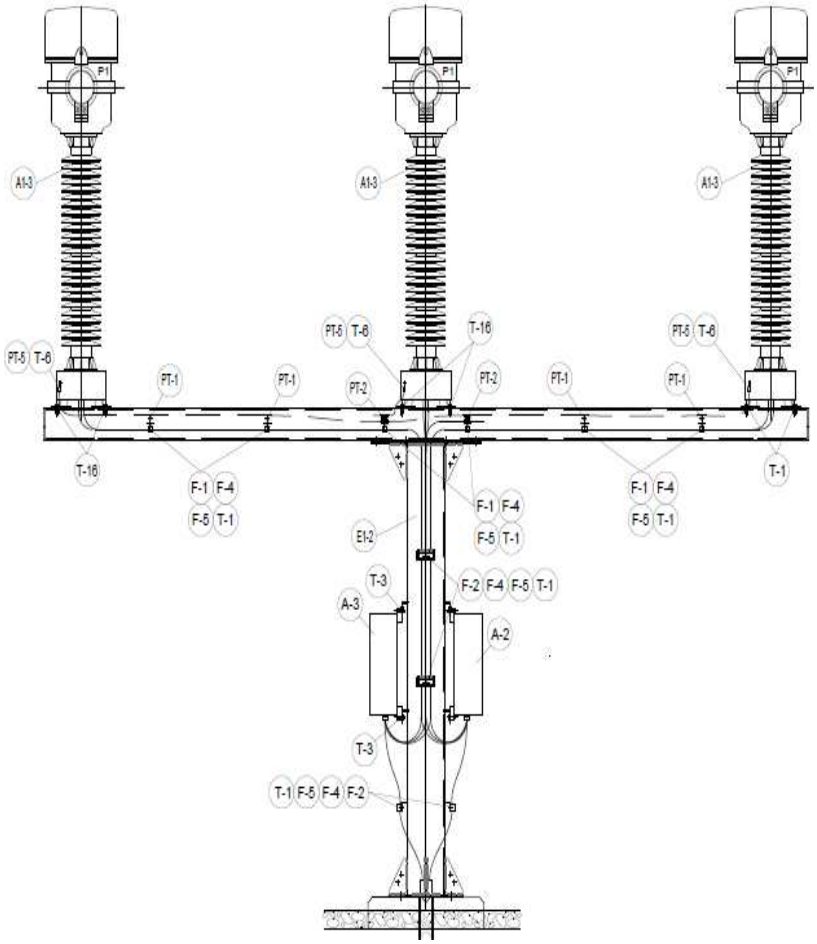


Figura 11. Ubicación de transformador de intensidad.

Del mismo modo que se ha hecho para los equipos anteriormente descritos y desarrollados, se mostrará una figura, figura 12, en la que se puede ver una parte del plano de montaje de dicho transformador. En esta figura, se puede ver con un poco más en detalle las parte que lo componen, y que, a diferencia de los equipos anteriores, estos, no van montados sobre estructura metálica en pi, sino que lo hacen sobre una estructura en t.



POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-3	3	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD TIPO CA-145 DE ARTECHE
		ESTRUCTURA METALICA
E1-2	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 132kV. (POS. TRAFO)
		ACCESORIOS
F-1	6	PERFIL DE MONTAJE DE 50mm.
F-2	3	PERFIL DE MONTAJE DE 150mm.
F-4 (NOTA 6)	29	ABRAZADERA
F-5 (NOTA 6)	29	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
		CABLES
C-2	10,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
		CAJAS DE CENTRALIZACION
A-2	1	CAJA DE CENTRALIZACIÓN T/i (POS. TRAFO)
A-3	1	CAJA MEDIDA PUNTO FRONTERA INTENSIDADES
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	5	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-2	3	GRAPA P.T. SENCILLA 2C Cu. 50/150 mm²
PT-3	1	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	3	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA

Figura 12. Detalles del montaje del interruptor de intensidad

Entre sus especificaciones, las más significativas a la hora de definirlos son:

- Tensión de aislamiento asignada ……..…… 145 kV.
- Tensión de servicio nominal ……..……... 132 kV.
- Relación de transformación:
  - Posición de transformación ……..…….300-600/5-5-5-5-5 A.
  - Posición de línea ……...…….. 400- 800/5-5-5-5-5 A.
- Potencias y clases de precisión:
  - Arrollamiento de medida (facturación) ……... 10 VA CI. 0,2 S.
  - Arrollamiento de medida …….. 30 VA CI. 0,5.
  - Arrollamiento de protección …… 50 VA 5P20.

- Tensión de ensayo a frecuencia industrial durante 1 min…….. 275 kV.
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo ……..……... 650 kV.

3.1.4 Transformador de tensión

De manera análoga a lo que hemos ido haciendo con los anteriores equipos principales, se realizará la descripción del transformador de tensión, no sin antes, marcar en el plano de sección transversal de la subestación, la ubicación del mismo, figura 13.

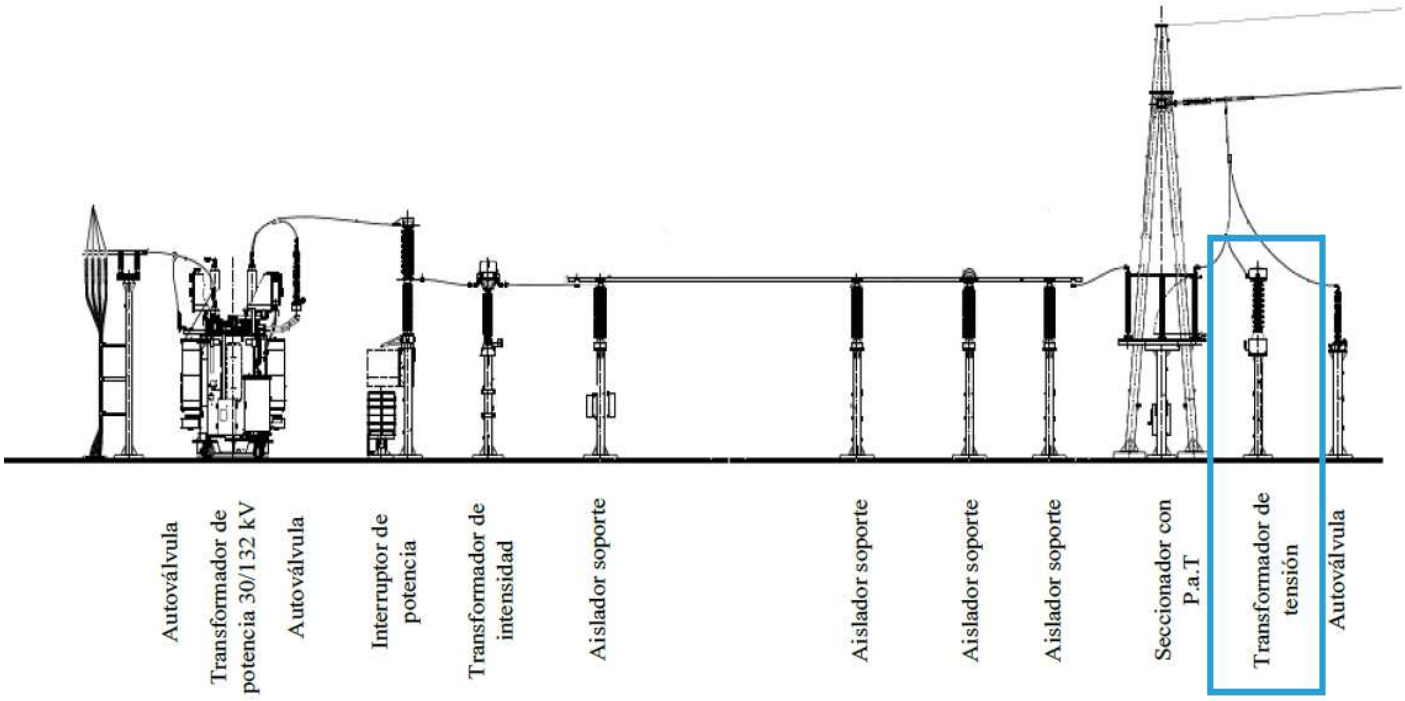


Figura 13. Ubicación del transformador de tensión

No tan sólo, los aparatos de medida y protección son alimentados por los transformadores de intensidad, sino que también lo suelen ser por los transformadores de tensión. En nuestra futura instalación, contaremos con un juego de tres transformadores, cuyas especificaciones pasaremos a describir a continuación:

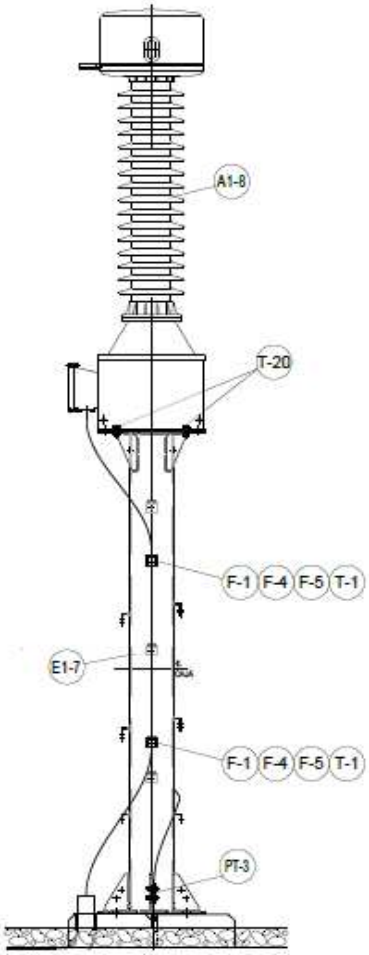
- Frecuencia ……..…… 50 Hz.
- Tensión de aislamiento asignada ……...……...145 kV.
- Tensión de servicio nominal …….....…….. 132 kV.
- Relación de transformación:
  - Primer arrollamiento ……...…..132/√3 : 0,110/√3 kV.
  - Segundo arrollamiento ……...……...…….. 132/√3 : 0,110/√3 kV.
  - Tercer arrollamiento ……...……...…... 132/√3 : 0,110 kV.
- Potencias y clase de precisión:
  - Primer arrollamiento …… 25 VA, CI. 0,2.

- Segundo arrollamiento ……..…… 180 VA, CI.0,5 – 3P.
- Tercer arrollamiento ……..…..……. 150 VA, CI 3P.

– Tensión de ensayo a frecuencia industrial durante 1 min ……..…..…....275 kV.

– Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda ……..……...…650 kV.

Para poder apreciar con mayor claridad este equipo, se mostrará la figura 14. Dicha figura, se corresponde al plano de montaje del equipo, en la que además de venir representado el transformador de tensión, se incluye un cuadro a modo de leyenda, donde se indican las partes más significativas del equipo.



RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-8	1	TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO TIPO UTE-145 DE ARTECHE
		ESTRUCTURA METALICA
E1-7	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN DE LÍNEA 132kV
		ACCESORIOS
F-1	2	PERFIL DE MONTAJE DE 50mm.
F-4 (NOTA 4)	6	ABRAZADERA
F-5 (NOTA 4)	6	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
		CABLES
C-2	3,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	3	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-3	1	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	1	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA

Figura 14. Detalle montaje de transformador de tensión

3.1.5 Pararrayos

Finalmente, el último equipo que podemos catalogar como equipo de alta tensión son las autoválvulas o pararrayos. La ubicación en la instalación de estos equipos viene reflejada en la figura 15.

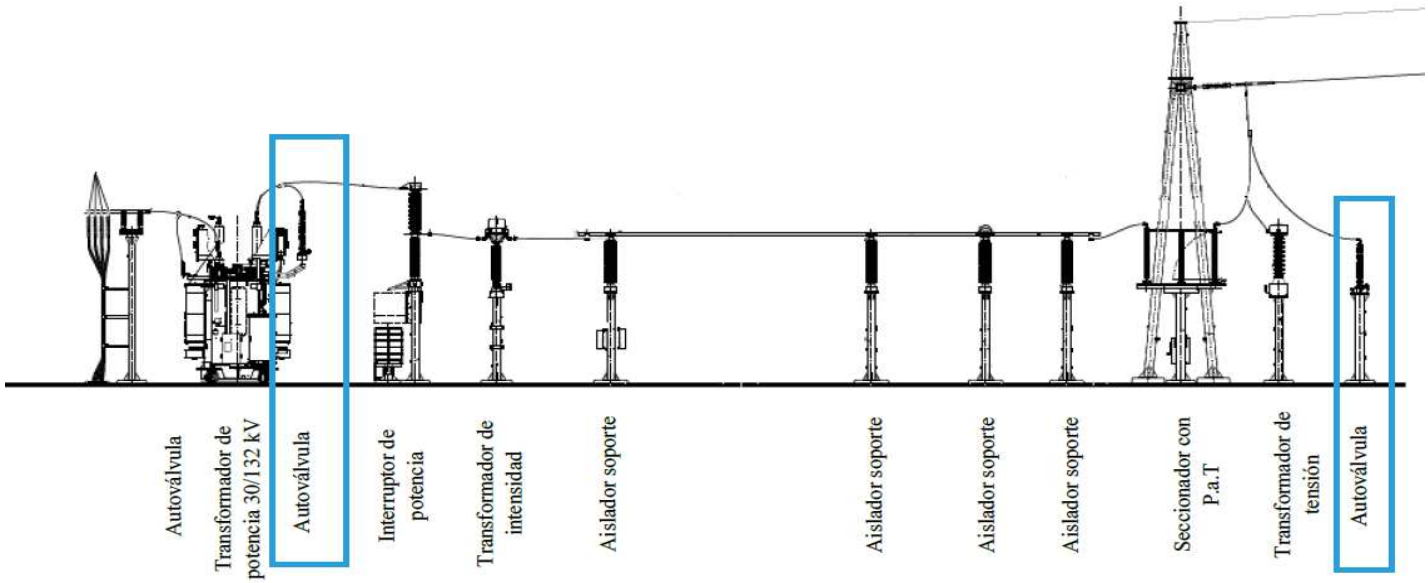


Figura 15. Ubicación pararrayos

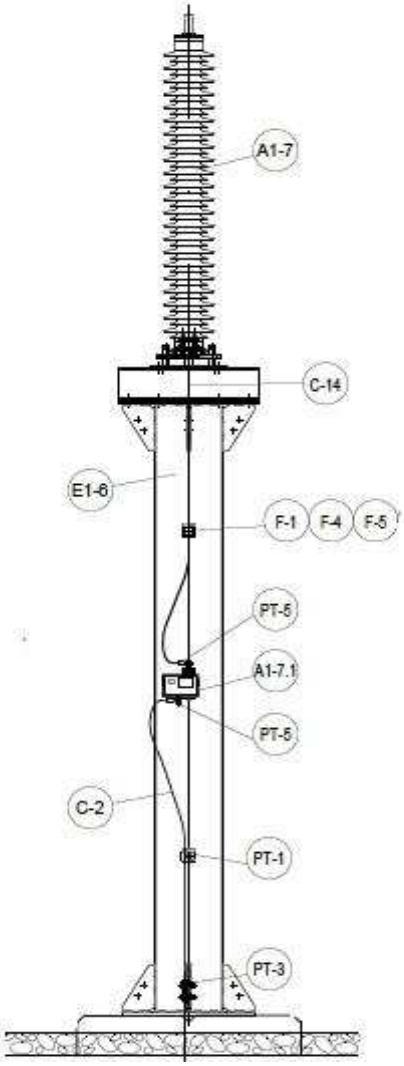
A continuación, pasamos a describir uno de los elementos más importantes y que se emplea para proteger al conjunto de la instalación frente a sobretensiones de origen atmosférico, o las que, por cualquier causa, pudieran producirse. Se preveé la instalación de un juego de tres pararrayos en la posición de línea, así como otro juego de 3 pararrayos lo más cercano al transformador de potencia.

Las características más importantes que los definen son:

- Tensión asignada ……..…….132 kV.
- Tensión máxima de servicio continuo …….. 106 kV.
- Intensidad nominal de descarga …… 10 kA.
- Clase de descarga ……..…… 3
- Tensión residual a impulsos tipo rayo ……...……... ≤ 320 kV.
- Tensión residual a impulsos tipo maniobra ……...……... ≤ 290 kV.

Hay mucha variedad en cuanto a pararrayos, concretamente, los proyectados en esta instalación serán de óxido metálico sin explosores y con envolvente polimérica. Las especificaciones eléctricas de ambos pararrayos son las mismas, diferenciándose únicamente en que los pararrayos de línea van mostandos sobre una estructura metálica individual, y los instalados justo al lado del transformador de potencia, irán instalados en un soporte metálico que forma parate del transformador, y que irá habilitado para tal efecto.

En la figura 16, se muestra un plano de montaje de uno de los dos juegos de pararrayos. Más concetamente, el mostrado es el instalado en la entrada de línea. Finalmente, concluir este subapartado diciendo que todosy cada uno de los pararrayos que se instalen en la zona de 132 kV irán equipados con un contador de desacargas. Como su propio nombre indica, este elemento nos pemitirá contar las descargas que ha ido absorbiendo el equipo.



RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-7	1	PARARRAYOS TIPO SBKC 132/SM-II DE TRIDELTA
A1-7.1	1	CONTADOR DE DESCARGAS TIPO DCC 2 DE TRIDELTA
		ESTRUCTURA METALICA
E1-6	1	SOPORTE PARARRAYOS 132kV ACOMETIDA DE LINEA
		ACCESORIOS
F-1	1	PERFIL DE MONTAJE DE 50mm.
F-4	2	ABRAZADERA
F-5	2	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
		CABLES
C-2	1,5m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-14	1,5m	CABLE "RV" 0,6/1 kV Al DE 1x150mm²
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	1	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-3	1	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	2	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-250 A PLETINA

Figura 16. Detalle montaje de autoválvula

3.2 TRANSFORMADOR DE 132/30 kV

Como ya nos podremos hacer una idea, el transformador de potencia es el equipo más importante de la subestación eléctrica. A igual que cualquier transformador de potencia, el objetivo primordial por el que se instala estos equipos es transformar las tensiones de entrada en tensiones de salida de diferente magnitud. Más concretamente, el instalado en la subestación proyectada está diseñado para transformar los niveles de tensión de 30 kV, tensión de evacuación de la planta fotovoltaica, a niveles de 132 kV, nivel de tensión de evacuación. La ubicación de este equipo, se puede visualizar en la figura 17.

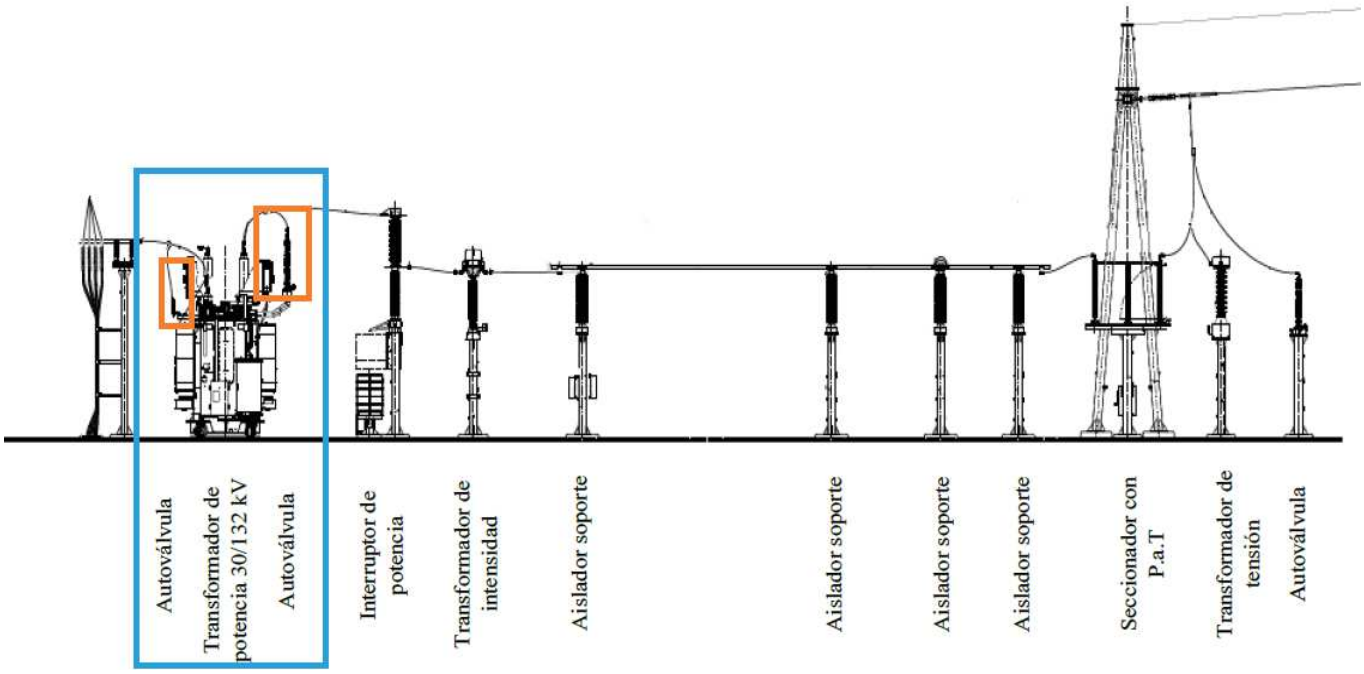


Figura 17. Ubicación de transformador

De color azul, se ha resaltado el lugar que ocupa físicamente el transformador en la instalación. Destacar, que lo remarcado en naranja son los pararrayos. Estos equipos no son pertenecientes al transformador de potecia, como ya se ha dicho en el apartado anterior. Los pararrayos que aparecen a la derecha del transformador de potencia, son los de alta tensión, mientras que los que aparecen a la izquierda, son los de media tensión, que se verán posteriormente.

Antes de iniciar la descripción de las especificaciones eléctricas más sinificativas y que son como mínimo imprescindibles para la descripción del mismo, pasaremos a mostrar una representación más detallada del equipo, ver figura 18.

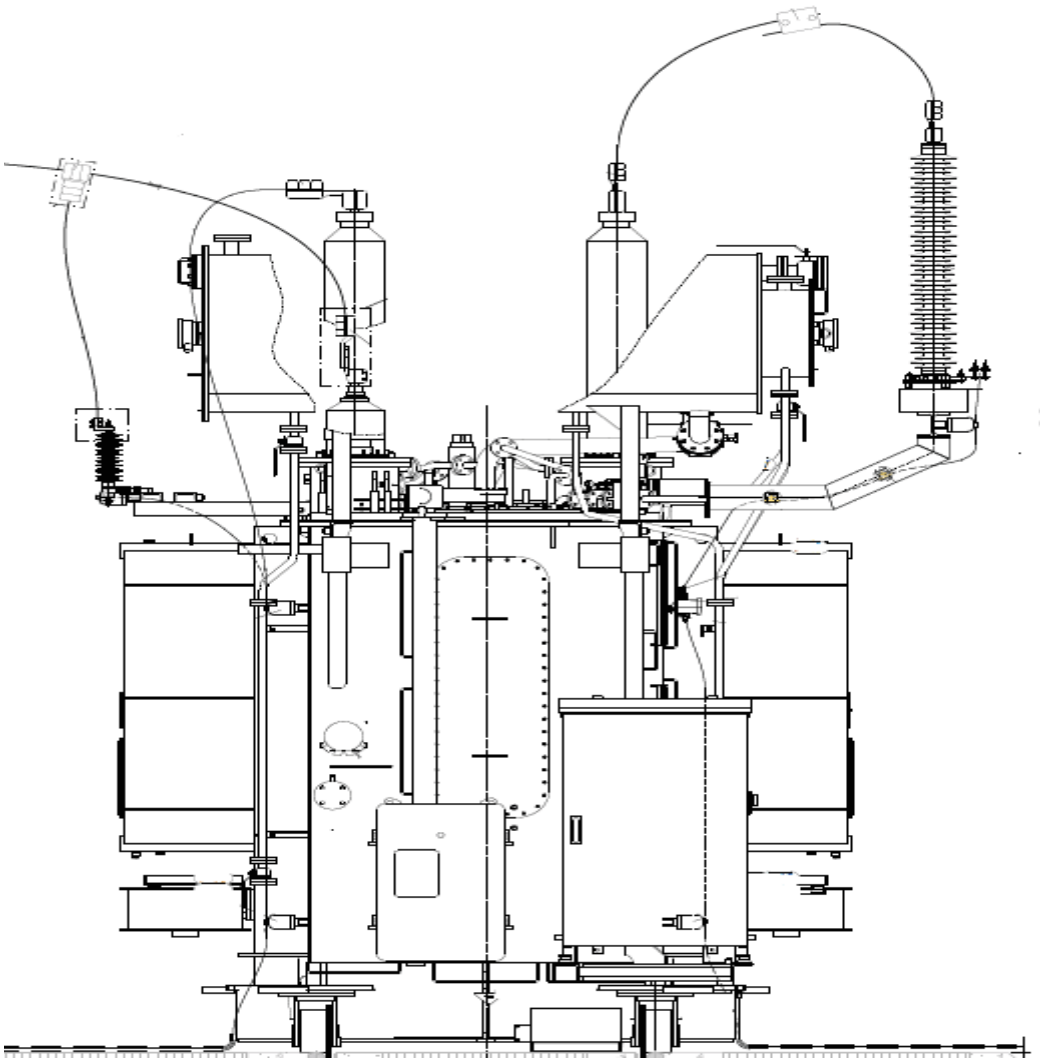


Figura 18. Detalle montaje del transformador de potencia

Algunas de las características técnicas y constructivas más importantes que definen al transformador pueden ser:

- Tipo de transformador ……..…….Trifásico intemperie.
- Relación de transformación ……...……132.000 / 30.000 V.
- Grupo de conexión ……...…….. YNd11.
- Refrigeración ……...…….. ONAN / ONAF.
- Potencia Nominal …… 55 MVA.
- Tipo de servicio ……..…… Continuo exterior.
- Frecuencia ……..……...… 50 Hz.
- Tensión de cortocircuito para relación 132/30 kV …… 13,5%.

- Tensión de ensayo soportada a onda plena 1,2/50μs (valor de cresta):
  - Primario …….. 550 kV.
  - Secundario ……..…… 170 kV.
  - Neutro primario ……..…….. 170 kV.
- Tensión de ensayo soportada de corta duración a frecuencia industrial:
  - Primario ……...…. 230 kV.
  - Secundario …… 70 kV.
  - Neutro del primario ……...…. 70 kV.
- Relación en vacío MAT/MT ……132 ± 9x1.467 / 30 kV.
- Tensión por escalón ……...… 1.467 V.
- Número de posiciones en servicio ……. 19.

La refrigeración para máquinas de esta potencia, normalmente suelen ser ONAN/ONAF, con radiadores adosados a la cuba principal del transformador de potencia y motoventilados, accionados por termostato.

Para este caso paricular, se ha optado por instalar tanto en las bornas de 132 kV como en las bornas de 30 kV unos transformadores de intensidad (toroidales), que presentan las siguientes características:

- En bornas de 132 kV:
  - 3 Ti tipo BM de relación 400/5 A, 20VA
  - 3 Ti tipo BR relación 400/5 A, 30 VA, 5P20.
- En bornas de 30 kV:
  - 3 Ti tipo BM de relación 1200/5 A, 20VA
  - 3 Ti tipo BR relación 1200/5 A, 30 VA, 5P20

A continuación, se listarán las protecciones más significativas que equipa el transformador de potencia. Estas son:

- Relé Buchholz (63B) con contactos de alarma y disparo.
- Relé Buchholz Jansen (63RS) con contacto de disparo.
- Liberador de presión en el transformador (63L) con contactos de alarma.
- Nivel de aceite del transformador (63NT) con dos contactos de alarma, uno de ellos para nivel de aceite mínimo, y otro de ellos para nivel de aceite máximo.
- Nivel de aceite regulador (63NR), equipado con dos contactos de alarma, para máximo y para mínimo.
- Termostato con contacto para alarma de temperatura de primer nivel.
- Termómetro de contacto (26), para indicador de temperatura del aceite del transformador con contactos ajustables.
- Sonda indicadora de temperatura del transformador tipo PT-100.

3.3 REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA

Habiendo definido los equipos de alta tensión y transformador de potencia, pasamos a describir uno de los dos equipos que instalaremos en la subestación proyectada para crear el neutro artificial del transformador de potencia. La reactancia de puesta a tierra es un elemento del que se habla muy poco, pero que es primordial para garantizar la seguridad y protección de la instalación. Su objetivo no es otro que limitar los defectos que presentan las masas metálicas respecto a tierra. Para este caso en concreto, y dada la configuración del transformador de potencia, o mejor dicho, su grupo de conexión, lo ideal es disponer de una reactancia trifásica de puesta a tierra en baño de aceite, para crear un neutro artificial, y, así, dotar de una puesta a tierra al transformador y a la instalación.

En la siguiente figura, figura 19, se puede apreciar el plano de montaje eléctrico de la reactancia. Esta irá montada sobre una estructura metálica. Dicha reactancia, se conecta a la salida del secundario del transformador con terminales aislados, más concretamente, cable de aislamiento seco 18/30 kV 150 mm^2 Al. Como es usual, y con idea de optimizar la longitud del cable aislado, la reactancia de puesta a tierra se colocará lo más cercana al tranformador de potencia. Entre las características más usuales se destaca:

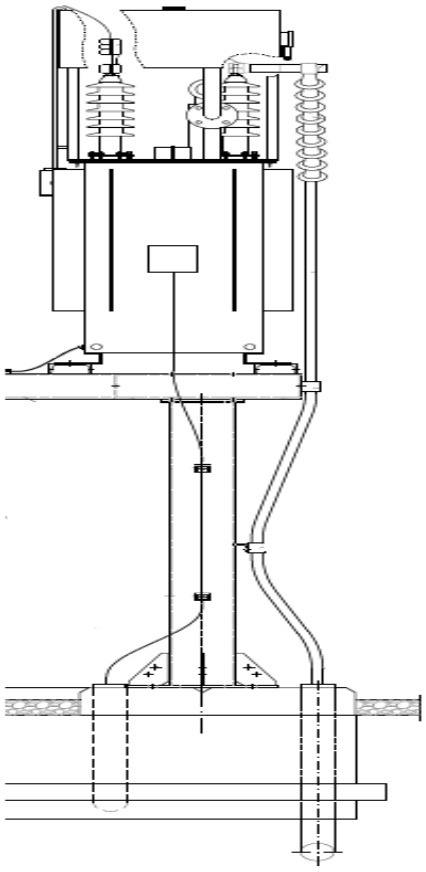


Figura 19. Reactancia de P.a.T

Algunas de las especificaciones más representativas de la reactanacia de puesta a tierra son las que se muestran a continuación:

- Tensión de aislamiento asignada …….. 36 kV.
- Tensión de servicio nominal ……. 30 kV.
- Frecuencia …… 50 Hz.

- Grupo de conexión …… Zig-Zag.
- Intensidad de defecto a tierra por neutro ……..…… 1.300 A.
- Duración del defecto a tierra por el neutro ……..……..…….. 10 s.
- Intensidad permanente en el neutro ……...……..... 30 A.
- Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto ……..…...……... 70 kV.
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50μs ……..……...…….. 170 kV.
- Refrigeración ……..…...……. KNAN.
- Aislamiento …… Líquido clase K.

Entre las protecciones más destacables para salvaguardar la integridad del equipo, destacar las siguientes:

- Relé Buchholz (63B) con dos contactos, uno de alarma y otro de disparo.
- Nivel de líquido K, de la reactancia (63N).

3.4 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Aunque normalmente, con la instalación de la reactancia de puesta a tierra se garantiza la configuración de neutro de puesta a tierra, para este caso concreto y precisamente para esta instalación, se hace necesaria también la instalación de una resistencia de puesta a tierra. Esto se debe a la particularidad de la instalación y a la configuración de los devanados del transformador de potencia, Yd11.

Concretamente, se dispondrá de una resistencia de puesta a tierra monofásica, que al igual que la reactancia, su objetivo principalpal es el de limitar la corriente de defecto a tierra en caso de falta, permitiendo, además, un correcto funcionamiento de las protecciones.

La resistencia, se conectaría con el neutro de la reactancia, con el mismo tipo de cable que se ha empleado para la conexión de la reactancia, es decir, un cable de asilamiento seco, de nivel de tensión de aislamiento 18/30 kV, 150 mm^2 y terminaciones flexibles de exterior.

La resistencia, se coloca al lado de la reactancia, envuelta con una envolvente metálica, para así, evitar cualquier contacto accidental, ver figura 20.

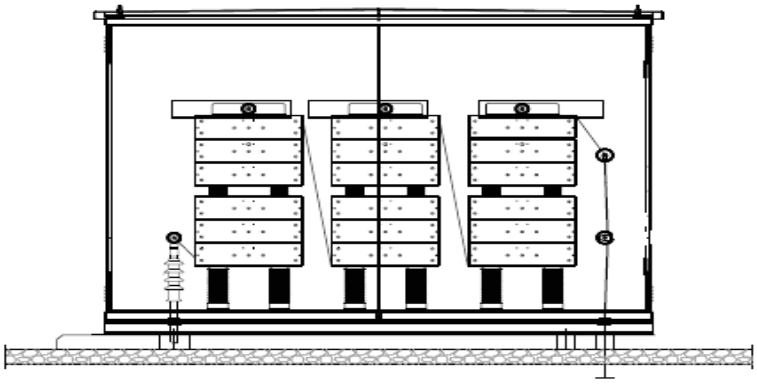


Figura 20. Resistencia de P.a.T

Algunas de las características más importantes de dicha resistencia de puesta a tierra son:

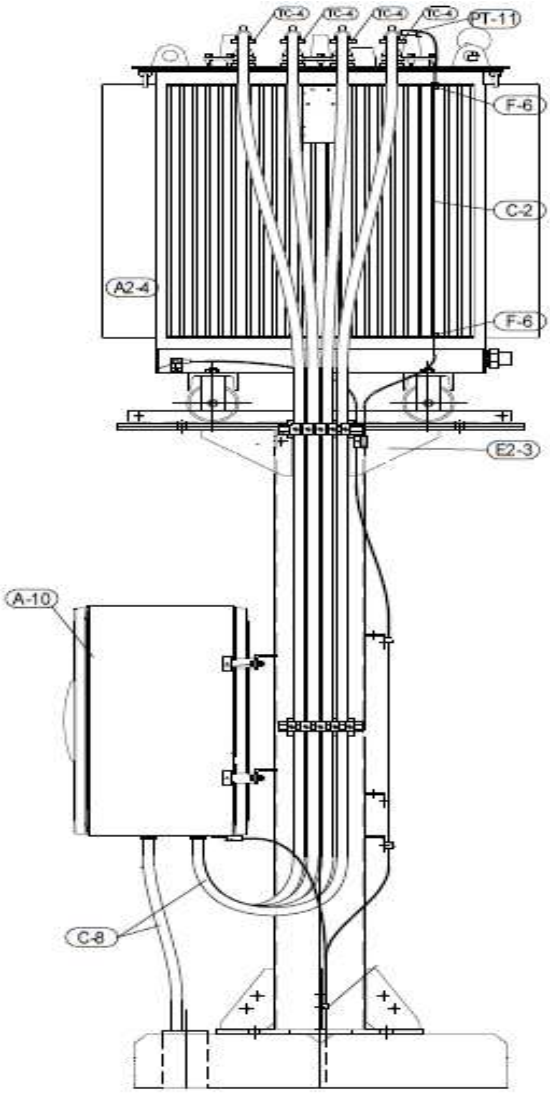
- Tensión de aislamiento asignada ……..…….. 36 kV.
- Tensión de servicio nominal ……..…..…..…..…...…….. 30 kV.
- Frecuencia ……..…… 50 Hz.
- Intensidad nominal asignada …….. 500 A.
- Duración del defecto a tierra ……...…….. 15 s.
- Valor óhmico …….. 20 Ω.
- Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto ……...……... 70 kV.

3.5 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

Para dar suministro a todos los sistemas de servicios auxiliares de corriente alterna de la subestación, se ha dotado a la instalación de un transformador de servicios auxiliares, cuya potencia es de 250 KVA. Este transformador de servicios auxiliares, tiene una tensión primaria de 30 kV, y una tensión secundaria de 420 V. Dicho equipo, irá instalado sobre una estructura metálica. Ver figura 21.

No obstante, y teniendo como objetivo que, ante cualquier falla, nunca falte el suministro al sistema de servicios auxiliares, también se dispondrá de un grupo electrógeno, que garantice ante cualquier fallo de tensión, el suministro energético a los servicios auxiliares.

El transformador anteriormente citado, se conecta a su celda correspondiente de 30 kV, a la celda de servicios auxiliares, a través de una terna de cables de aislamiento seco, de nivel de aislamiento 18/30 kV 150 mm2 Al.



RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A2-4	1	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 30/0,42 kV 250kVA
		TERMINALES CONEXIÓN
TC-3	3	TERMINAL ACODADO ENCHUFABLE PARA 36 kV MODELO EUROMOLD M400LR/G DE NEXANS O SIMILAR
TC-4	4	TERMINAL DE PRESION DE Cu PARA CABLE DE 240mm2 CON TALADRO Ø22mm PARA CONECTAR A TORNILLO M20 MODELO T-240 DE SOFAMEL O SIMILAR
		ESTRUCTURA METALICA
E2-3	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
		ACCESORIOS
F-3	2	PERFIL DE MONTAJE DE 200mm.
F-4	10	ABRAZADERA
F-5	10	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
F-6	2	GRAPA DE FIJACIÓN AL TRANSFORMADOR
F-12	2	ABRAZADERA CABLES TRIPOLAR KOZ TR 38-53
		CABLES
C-2	4,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-8	0,0m	CABLE RHZ1 0,6/1 kV Cu DE 1x240mm²
C-12	0,0m	CABLE UNIPOLAR HEPRZ1 (AS) 18/30 kV 1x400 mm² K AL+H25
		CAJAS DE CENTRALIZACION
A-10	1	CAJA DE ALIMENTACIÓN DE SS.AA. DE 250kVA

Figura 21. Detalle montaje transformador de servicios auxiliares

Las características más destacables de este equipo son:

- Tipo de transformador …….. trifásico intemperie.
- Tensión primaria …… 30+2,5+5+7,5+10% kV.
- Tensión secundaria ……..…..…. 0,420 – 0,242 kV.
- Potencia nominal ……..……. 250 kVA.
- Grupo de conexión ……..… Dyn11.
- Refrigeración ……. ONAN.
- Aislamiento …….. Seco (interior).
- Tipo de servicio ……...…… Continuo.

3.6 SECCIONADOR DE AISLAMIENTO DE REACTANCIA

Con el objetivo de aislar ante cualquier falta o para cualquier mantenimiento tanto a la reactancia como a la resistencia de puesta a tierra del transformador de potencia, se instala un seccionador de accionamiento manual. Las especificaciones que definen a dicho seccionador son las siguientes:

- Tensión de aislamiento asignada …….. 36 kV.
- Tensión de servicio nominal …… 30 kV.
- Nivel de aislamiento a tierra y entre polos:
    - Tensión de ensayo 1 minuto 50 HZ ……..70 kV.
    - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo…….……. 170 kV.
- Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:
    - Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz. ……..……... 70 kV.
    - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo…….……. 170 kV.
- Intensidad admisible de corta duración (1s) …….…… 25 kA.
- Intensidad admisible (valor de cresta) …….……..63 kA.

En los seccionadores, una de las características que poseen, es el tipo de accionamiento. Este, puede ser motorizado o manual. Para este seccionador en concreto, se empleará un accionameinto manual.

3.7 SISTEMA DE 30 kV

3.7.1 Celdas de media tensión

Tal y como se puede apreciar en los esquemas unifilares incluidos en la parte final del proyecto, el sistema de media tensión está compuesto por una configuración de celdas blindadas en aislamiento de SF6, instaladas en el interior del edificio prefabricado.

El objetivo principal por el que se emplean las celdas blindadas en SF6 es por el ahorro de espacio. Además de esta ventaja, el empleo de celdas aisladas en hexafluoruro de azufre presenta mejor comportamiento ante la polución, mayor fiablidad y disponibilidad que las normales.

El conjunto de celdas, se agrupan formando un módulo. Dicho módulo, será ubicado en el interior del edificio prefabricado, más concretamente, en una sala a parte, para obtener una sectorización del resto de las salas que componen el edificio, todo ello, en aras de prevenir cualquier accidente que pueda afectar a otro equipo.

La configuración del módulo de celdas será la siguiente:

- Dos (2) posiciones de línea.
- Dos (2) posiciones de transformador de potencia, una de ellas de reserva.
- Una (1) posición de transformador de servicios auxiliares.

- Una (1) posición de medida de tensión de barras, ubicada físicamente en la celda de servicios auxiliares.

En la parte final del proyecto, correspondiente a los planos de la instalación, puede apreciarse la disposición de las celdas en el interior del edificio. Las características principales de las celdas que se tiene proyectado instalar son las siguientes:

- Tipo de celda ..... Blindada, SF6.
- Servicio ..... Continuo, interior.
- Temperatura ambiente ..... -5 ºC a + 40 ºC.
- Tensión de aislamiento asignada ..... 36 kV.
- Tensión de servicio nominal ..... 30 kV.
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz ..... 70 kV.
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs ..... 170 kV.
- Frecuencia ..... 50 Hz.
- Intensidad asignada de servicio continuo:
  - Derivación celdas de línea y SSAA ..... 630 A.
  - Derivación celdas de transformador ..... 1.250 A.
  - Barras ..... 1.250 A.
- Intensidad de cortocircuito asignada (1s) ..... 25 kA.
- Intensidad de cortocircuito (valor de cresta) ..... 63 kA.

A continuación, pasaremos a describir la aparamenta de cada una de las celdas. Estás, obviamente, vendrán equipadas con una aparamenta u otra, en función de la labor que desempeñen dentro de la instalación. Para facilitar la compresión y seguimiento de la aparamenta que compone cada celda, se adjunta la figura 22.

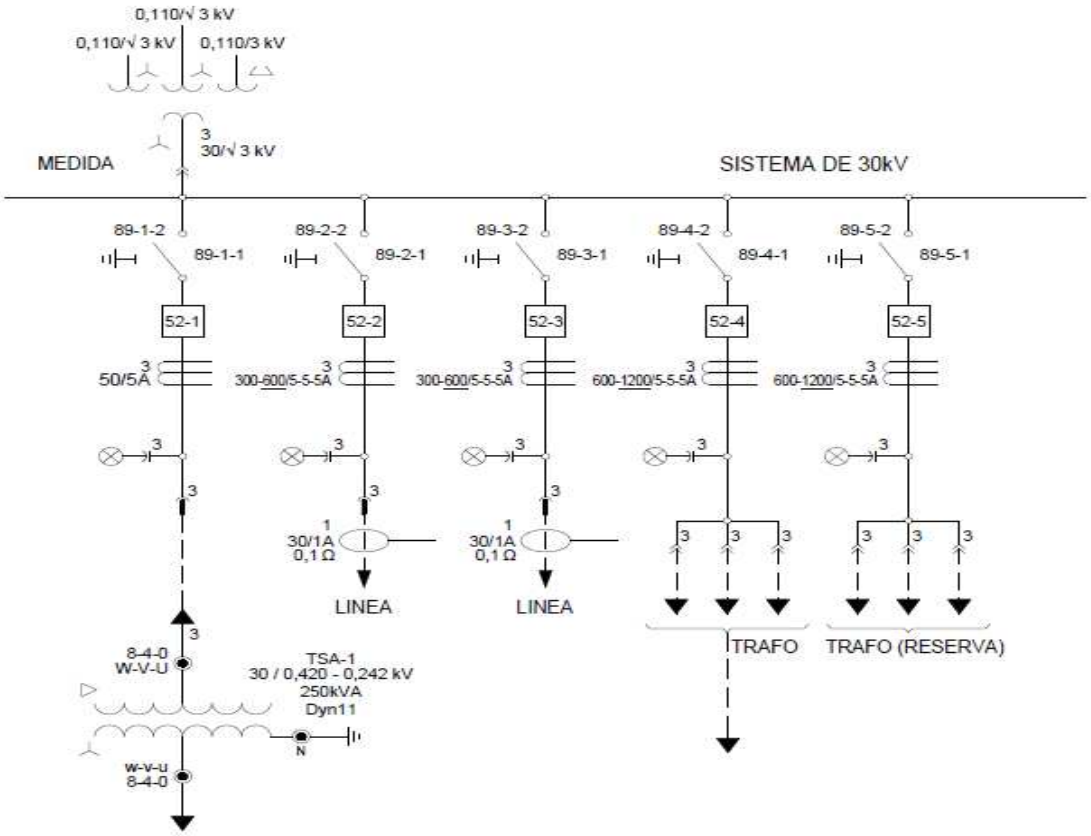


Figura 22. Esquema unifilar celdas media tensión.

- Celda de línea:
  - Un (1) interruptor automático.
  - Un (1) seccionador tripolar de aislamiento de barras de tres posiciones. Abierto, cerrado y puesta a tierra.
  - Tres (3) transformadores de intensidad.
  - Tres (3) terminales unipolares para la conexión de cables.

- Celda de transformador de servicios auxiliares:
  - Un (1) interruptor automático.
  - Un (1) seccionador tripolar de aislamiento de barras de tres posiciones. Abierto, cerrado y puesta a tierra.
  - Tres (3) transformadores de intensidad.
  - Tres (3) terminales unipolares para la conexión de cables.

- Celda de transformador de potencia:
  - Un (1) interruptor automático.

- Un (1) seccionador tripolar de aislamiento de barras de tres posiciones. Abierto, cerrado y puesta a tierra.
- Tres (3) transformadores de intensidad.
- Nueve (9) terminales unipolares para la conexión de cables.

- Celda de transformador de potencia (Reserva):
  - Un (1) interruptor automático.
  - Un (1) seccionador tripolar de aislamiento de barras de tres posiciones. Abierto, cerrado y puesta a tierra.
  - Tres (3) transformadores de intensidad.
  - Nueve (9) terminales unipolares para la conexión de cables.

- Celda de medida:
  - Tres (3) transformadores de tensión de barras.

Hasta ahora, se ha descrito cuál será la configuración de las celdas de media tensión que se instalarán en la subestación, así como los principales componentes que las constituye. En los siguientes epígrafes, se detallarán las características más significativas de la aparamenta que componen las celdas.

En primer, comenzaremos dando las especificaciones que serían necesarias a la hora de definir el interruptor que equipan las celdas:

- Tensión de aislamiento asignada ..... 36 kV.
- Tensión de servicio nominal ..... 30 kV.
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz ..... 70 kV.
- Tensión de ensayo frente impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs ..... 170 kV.
- Frecuencia ..... 50 Hz.
- Intensidad asignada de servicio continuo:
  - Celda de línea, reactiva y SSAA ……...…..…..630 A.
  - Celda de transformador ……...… 1.250 A.
- Intensidad de cortocircuito asignada ……...……..…… 25 kA.
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito ……..……..... 3 s
- Medio de aislamiento ……..…….. SF6.
- Ciclo nominal de maniobra asignado ……..……..…..... O-0.3s-CO-15s-CO
- Tipo de reenganche ……..…… Trifásico.

De igual modo, las especificaciones más singulares que definen a los seccionadores que incorporan las celdas de la instalación son:

- Tensión de aislamiento asignada ..... 36 kV.
- Tensión de servicio nominal ..... 30 kV.
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz ..... 70 kV.
- Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs ..... 170 kV.
- Frecuencia ..... 50 Hz.
- Intensidad asignada de servicio continuo:
  - Celda de línea, reactiva y SSAA ……..……..……..…..630 A.
  - Celda de transformador ……..… 1.250 A.
- Intensidad admisible de corta duración (1s) ……..……. 25 kA.
- Intensidad admisible (valor de cresta) ……..……..… 63 kA.
- Modo de accionamiento ……...……..….. Manual.

Por otra parte, las especificaciones más relevantes de los transformadores de intensidad que se instalarán en las celdas de media tensión son:

- Frecuencia ……..……. 50 Hz.
- Tensión de aislamiento asignada …… 36 kV.
- Tensión de servicio nominal ……..…….. 30 kV.
- Relación de transformación:
  - Posiciones de línea y reactica ……..…300-600/5-5 A.
  - Posiciones de transformador …… 1200/5-5-5 A.
  - Posiciones de SSAA ……...…… 50/5 A.
- Potencias y calse de precisión (Celda de transformador):
  - Arrollamiento de medida ……. 10 VA, CI. 0,5s.
  - Arrollamiento de protección ……..….... 20 VA 5P20.
- Potencias y calse de precisión (Celda de línea):
  - Arrollamiento de medida ……..…… 10 VA, CI. 0,2s.
  - Arrollamiento de protección ……..….... 20 VA 5P20.
- Potencias y calse de precisión (Celda de línea):
  - Arrollamiento de medida …… 10 VA, CI. 0,5s.
  - Arrollamiento de protección ……..... 20 VA 5P20

Finalmente, las caracteristicas eléctricas que definen a los transformadores de tensión que componen las celdas de media tensión son:

- Frecuencia ……...…… 50 Hz.

- Tensión de aislamiento asignada ……..…… 36 kV.
- Tensión de servicio nominal ……..….. 30 kV.
- Relación de transformación:
  - Primer arrollamiento ……..…….30/√3 : 0,110/√3 kV.
  - Segundo arrollamiento ……..……. 30/√3 : 0,110/√3 kV.
  - Tercer arrollamiento ……..……. 30/√3 : 0,110 kV.
- Potencias y calse de precisión:
  - Primer arrollamiento …….. 50 VA, CI.0,5 – 3P.
  - Tercer arrollamiento ……..… 50 VA, 3P.

3.7.2 pararrayos de media tensión

Con la idea de proteger tanto al equipo principal de la subestación, transformador de potencia, como al resto de equipos de media tensión, ante cualquier inclemencia meteorológica que pueda ocurrir, se instalarán tres juegos de pararrayos. Estos, se instalarán lo más cerca posible del trasnformador de potencia puesto que es el equipo más crítico. Al igual que ocurra con los pararrayos de 132 kV, estos serán de óxido metálicos y con envolvente polimérica.

Algunas de las especificaciones más significativas que los definen son:

- Tensión asignada ……..…….33 kV.
- Tensión máxima de servicio continuo ……..…….. 27 kV.
- Intensidad nominal de descarga ……...……..…… 10 kA.
- Clase de descarga ……...…… 1.
- Tensión residual a impulsos tipo rayo …….. ≤ 100 kV.
- Tensión residual a impulsos tipo maniobra ……..……..….. ≤ 80 kV.

4 CARÁCTERÍSTICAS GENERALES

4.1 AISLAMIENTO

Los materiales que se emplearán en la ejecución de la instalación, serán los más apropiados para su función. Dependiendo del nivel de aislamiento que se pretenda conseguir, 132 kV o 30 kV, se utilizarán componentes con distintas especificaciones. Normalmente, los dos materiales que más se suelen emplear son la porcelana y el composite. El uso de uno u otro, dependerá fundamentalmente de los costes y entorno en el que se ubica la insalación.

Las distancias que se han considerado tanto para distancias entre equipos como para distancias entre equipos y tierra son las especificadas en el "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión" concretamente, en su ITC–RAT 12.

A continuación, se definen los niveles de tensión de aislamiento en función de los dos valores de tensión nominal existentes en la subestación:

- Para niveles de tensión de 132 kV, que se correponde con un nivel de tensión más elevado de material de 145 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 650 kV de cresta a impulso de tipo rayo y 275 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

- Para niveles de tensión de 30 kV, que se corresponde con un nivel de tensión más elevado de material de 145 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 170 kV de cresta a impulso tipo rayo y 70 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

4.2 DISTANCIAS MÍNIMAS

De acuerdo con el vigente "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión", concretamente en su ITC – RAT 12, Especifica los criterias a seguir para fijar las distancias mínimas de aislamiento a puntos a tensión.

Las distancias, en todo caso, deben de ser siempre superiores a las especificadas en la norma, y que se recogen en la siguiente tabla adjunta:

Tensión nominal (kV)	Tensión soportada nomnal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	Distancia mínima entre fase-tierra en el aire (cm)	Distancia mínima entre fases en el aire (cm)
132	650	130	130
30	170	32	32

Tabla 1. Distancias mínimas.

5 ESTRUCTURAS METÁLICAS, EMBARRADOS Y AISLADORES

5.1 ESTRUCTURA METÁLICA

Aunque normalmente no se suele hablar mucho de esta parte, es un aspecto fundamental, ya que esta será la que soprte a toda la aparamenta. Es de vital importancia hacer una buena elección de la estructura metálica, ya que aparte de estar diseñada para soportar los esfuerzos tanto eléctricos como mecánicos que pueda originar la aparamenta que sustente, una mala elección de esta, puede originar inconvenientes tantos desde el punto de vista de distancias de ailamiento como de coste de adquisición.

Normalmente, para este tipo de instalaciones, se suelen emplear dos tipos de estructruras, tubular y de alma llena. Para este caso concreto, se elige la de estructura tubular, ya que para la cantidad que se va a montar sale más rentable, pese a que el precio de la estructura tubular sea un poco más caro.

Será criterio de diseño obligatorio emplear estructura tubular en toda la aparamenta de 132 kV, en la estructura que soporta los aisladores de barra, e incluso en los pórticos de las líneas. Además de ser la estructura tubular, durante el proceso de fabricación, debe ser sometida a un proceso de galvanizado en caliente, para así, garantizar la integridad de la misma frente a fenómenos de corrosión.

Adicionalmente, exponer que la estructura irá equipada de los herrajes necesarios y uniones atornilladas necesarios para la fijación de cajas de centralización, unión aparamenta-estructura, sujeción de cables, entre otros. En cuanto a la cimentación, será proyectada de ta forma que que garantice la estabilidad frente a vuelco en las peores condiciones.

A continuación, pasaremos a describir de manera rápida y concisa la estructura metálica que se tiene proyectado emplear en el parque de 132 kV:

- Dos (2) columnas en forma de V invertida, destinadas a formar los pórticos de amarre de la línea de 132 kV.
- Una (1) viga de amarre entre las columnas de pórtico.
- Un (1) soporte para el montaje del interruptor.
- Tres (3) soportes individuales para el montaje de los transformadores de tensión.
- Un (1) soporte para la plataforma de acceso al interruptor.
- Tres (3) soportes individuales para el montaje de las autoválvulas.
- Un (1) soporte para el montaje del seccionador tripolar de tres columnas equipado con cuchillas de puesta tierra.
- Un (1) soporte para el montaje de los transformadores de intensidad.
- Cuatro (4) soportes para el montaje de aisladores de barras.

Se considera necesario hacer un breve comentario acerca de las columnas de los pórticos y de la viga de unión entre ambas columnas. En la figura 23, se puede apreciar una representación de la columna de pórtico.

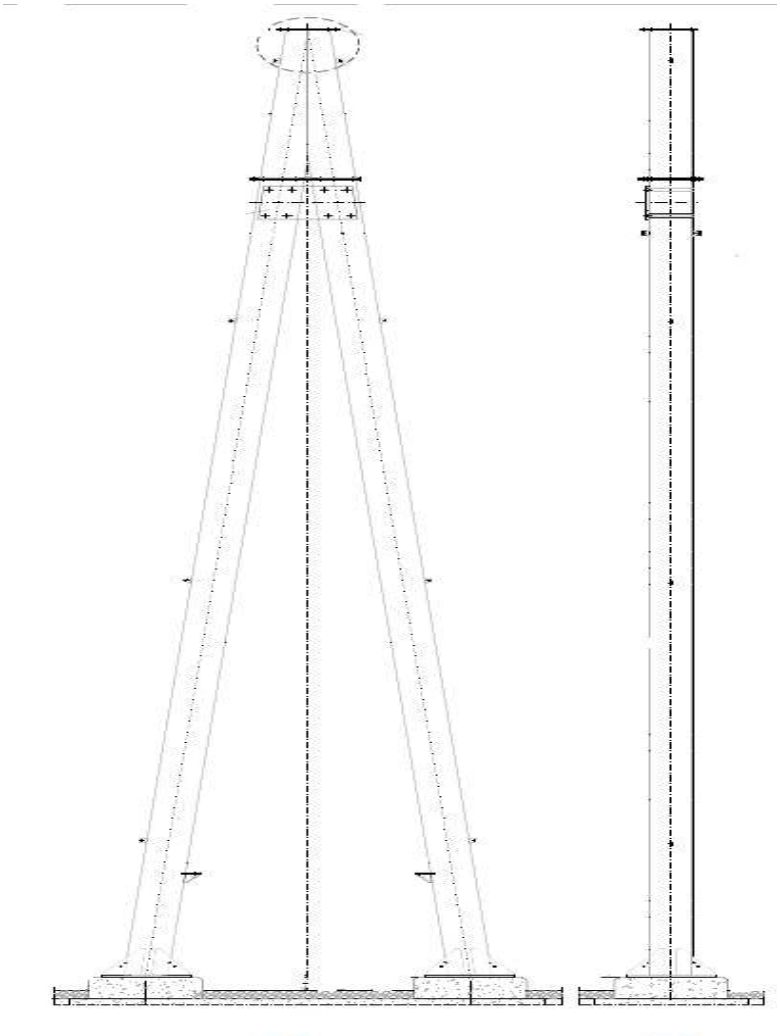


Figura 23. Estructura de columna de pórtico

Comenzando por las columnas, exponer, que ambas serán de tipo amarre, y por tanto, estarán diseñadas para que sean capaces de soportar los tiros totales de los conductores, sin que su extremo superior sufra apenas desplazamiento. Algo similar ocurrirá con la viga de unión entre ambas columnas, esta, será dimensionada de tal forma que sea capaz de soportar los tiros longitudinales de los conductores.

Por otro lado, la estructura metálica empleada en el parque de 30 kV será la siguiente:

- Un (1) soporte para la reactancia de puesta a tierra.
- Un (1) soporte para el embarrado de 30 kV en la salida del transformador, pararrayos y terminales del cable de potencia.

No tan solo, es neceasrio emplear estructura metálica para la paramenta de 132 kV y 30 kV, sino que también, será necesario emplear estructura metálica en las siguientes instalaciones de la subestación:

- Un (1) mástil en el que se ancle la antena de comunicaciones.
- Báculos necesarios para el alumbrado.
- Vallado.
- Estructura de soportes de armarios bastidores.
- Puertas de acceso peatonal y de vehículos.

5.2 EMBARRADOS

La subestación objeto de estudio contará con dos embarrados, el principal y el auxiliar. Ambos, serán diseñados de tal forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40 ºC sobre la temperatura ambiente. Además, deberán de ser capaces de soportar tanto esfuerzos térmicos como electromagnéticos que pueda suer originados por cualquier cortocircuito que se tenga previsto que vaya a ocurrir, sin provocar deformaciones.

Haciendo un breve inciso, decir en que el capítulo 9, correspondiente a cálculos eléctricos y más concretamente, en su apartado 9.4, se mostrarán los cálculos tanto mecánicos como eléctricos que nos han permitido definir embarrados y aisladores.

Continuando con la descripción de los embarrados, decir, que podremos distinguir en la instalación dos tipos de embarrados:

- Embarrados tubulares, apoyados, para las barras principales de la subestación.
- Embarrado de cable para la interconexión de los equipos, ya que así se simplifica la mecánica de la conexión entre la distinta aparamenta.

Para elegir un tipo de embarrado u otro, hay que seleccionarlo o mejor dicho, dimensionarlo en función de dos criterios. Estos criterios son la intensidad nominal y la intensidad de diseño, en régimen permanente de funcionamiento y en régimen de cortocircuito. Los valores que se han escogido para el diseño de los mismos:

- Sistema de 132 kV:
  - Intensidad nominal: 288.67 A por transformador y 581 A como intensidad máxima de diseño de las líneas de alimentación. Se selecciona el conductor LA-280 HAWK.
  - Intensidad nominal de diseño: 800 A
  - Intenisdad de cortocircuito existente: Icc 13.80 kA.
  - Intensidad de cortocircuito de diseño: 31.5 kA.
- Sistema de 30 kV:
  - Intensidad nominal de la instalación: 1058,47 A en la conexión del transformador al sistema de celdas.
  - Intensidad nominal de diseño: 1.250 A para el sistema de celdas.
  - Intensidad de cortocircuito existente (Icc): 10.24 kA (9.24 kA aporte a red y 1 kA aporte a Planta fotovoltaica).
  - Intensidad de cortocircuito de diseño: 25 kA.

A continuación, pasaremos a describir las características más relevantes tanto del embarrado como de los aisladores de sujeción del mismo a la estructura. Como ya se ha dicho al inicio del capítulo, habrá un capítulo específico en el cuál, se mostrarán los cálculos realizados para la obtención de las especificaciones tanto de embarrados como aisladores.

Las barras principales de 132 kV estarán constituidas por:

- Tubos de aleación de aluminio.
- Diámetro del tubo de aluminio:
  - Diámetro exterior: 100 mm.
  - Diámetro interior: 90 mm.
- Diámetro equivalente: 1.495 mm2 de sección nominal.

- Corriente permanente admisible: 2.230 A.

Este embarrado, irá sujeto por cuatro juegos de tres aisladores de porcelana, rígidos ubicado a lo largo de la barra, como se ha podido comprobar en la figura 3, sección de subestación. La estructura metálica que sostiene a los aisladores rígidos y por tanto al embarrado, será única y con forma de pi.

En función de las hipoteis de cálculo, y por tanto, en función de la oscilación que se calcule del embarrado, se le puede instalar un cable de aluminio en el interior del mismo, todo ello, con el ojetivo de atenuar la vibración del embarrado ante inclemencias meteorológicas como pueda ser el viento. Es importante que el embarrado no entre en resonancia con el viento, ya que las uniones a otros equipos mediante los racores de alta tensión podrían verse afectados, llegando incluso, a romperse dichas conexiones.

A continuación, pasamos a mostrar algunas de las características de los aisladores soporte que sustentan los embarrados de 132 kV:

- Tipo……..... C8-650.
- Tensión de aislamiento …….. 145 kV.
- Tensión de servicio nominal …….. 132 kV.
- Tensión de ensayo 1 minuto a 50 Hz ……. 275 kV.
- Tensión de ensayo a un impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs …….. 650 kV.

A parte de exponer las especificaciones eléctricas mínimas e imprescindibles, algo parecido a lo que se ha hecho con el resto de los equipos, para los aisladores, también debemos definir sus especificaciones ante esfuerzos mecánicos. Cuando hablamos de esfuerzos mecánicos, hacemos referencia a los esfuerzos de torsión y flexión a los que pueden estar sometidos los citados aisladores, ya que simplemente, la barra por ser un elemento mecánico, por los cambios de temperatura además del aire, tendrá solicitados dichos esfuerzos, por encontrarse fija en los extremos por los aisladores:

- Tensión de rotura ……..… 4.000 N.
- Tensión de torsión …… 3.000 N.

Para el sistema de 30 kV, habrá un embarrado completamente diferente al de 132 kV. Es fácilmente intuible, que si para el sistema de 132 kV disponíamos de un embarrado de dimensiones ya definidas anteriormente, para el sistema de 30 kV, el embarrado será del mismo tipo, pero de dimensiones distintas, ya que los niveles de tensión varian. Nuevamente, dicho embarrado constará de un tubo de aluminio de 70/60 mm de diámetro, y que admitirá un paso de corriente mayor que el de 132 kV, concretamente, admite un paso de corriente de 1.500 A.

El embarrado de 30 kV será el que vaya desde las bornas del secunadrio del transformador de potencia hasta la estructura empleada para la bajada de los cables aislados.

La conexión entre los embarrados de salida del transformador de potencia y su correspondiente celda de alimentación del módulo de celdas de 30 kV se materializa a través de tres ternas de cable de potencia de tipo HEPRZ1 Al 400 mm2 18/30 kV y terminales flexibles, que proporcionan una intensidad máxima de 1.410 A por fase después de aplicar sus pertinentes coeficientes correctores.

Dado que nos encontramos en el apartado de embarrado de 30 kV y citando literalmete una pequeña frase del párrafo anterior “módulo de celdas” no nos podemos olvidar del embarrado que agrupa a las celdas de 30 kV, que será del tipo pletina, y que atravesará y por tanto unirá a todas las celdas.

5.3 PIEZAS DE CONEXIÓN

Con el objetivo de materializar la unión entre las bornas de la aparamenta y conductores, así como derivaciones de los embarrados, se instalarán piezas de aluminio, de geometría adecuada y diseñadas, obviamente, para soportar las intensidades permanentes y de corta duración previstas sin que existan calentamientos localizados. La tornillería empleada para materializar la unión será de acero inoxidable.

A modo de ejemplo, y para facilitar la comprensión al lector, en la siguiente figura, figura 24, se muestra una pieza de conexión. Dicha pieza, es la borna o terminal monometálico de 90º que se emplea para las uniones de borna a cable. Este terminal, se emplea concretamente en el seccionador de línea y en el embarrado.

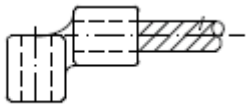


Figura 24. Borna de conexión

Además, con el fin de absorber tanto las dilataciones como contracciones de los embarrados causadas por las variaciones de temperatura, se instalarán piezas que permitan absorber dichas variaciones, es decir, en otras palabras, piezas que hagan de juntas de dilatación. Dichas piezas serán elásticas, e irán instaladas en los puntos más convenientes, de tal forma que estas variaciones puedan ser absorbidas por dichas piezas sin perjudicar conexiones o aisladores de fiajación de embarrados.

6 REDES DE TIERRA

Para el estudio del sistema de puesta a tierra en la instalación, se dispone de los datos de partida obtenidos por el análisis de la red. Concretamente, estos datos son obtenidos a partir de modelos matemáticos y trasladados informáticamente de la red de conxión en las condiciones más desfavorables posibles.

Se realizará el dimensionado de la red de tierra desde le punto de vista térmico con el fin de determinar la sección de los conductores de tierra. Además, también se ejecutará el dimensionamiento desde el punto de vista de la elevación de tensión en el terreno, tensiones que deben ser inferiores a las que marca el "reglamento sobre condiciones técnicas de garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión" y sus instrucciones técnicas complementarias.

La instalación contará con una malla de puesta a tierra, que irá a cota -75 cm sobre la cota cero, o la NTE. Según los criterios de diseño y cálculos realizados, la malla de tierra a instalar será de cobre con una sección de 150 mm2 y con una separación media de los conductores tal que garantice que en caso de que exista una intensidad drenada al terreno, que haya sido causada por una falta, esta, no supere en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y contacto admitidas por el reglamento (ITC–RAT 13), reduciéndose, incluso, a niveles que anulen el peligro de electrocución del personal que circule tanto por el interior como exterior de la subestación.

Para reforzar la malla de puesta a tierra anteriormente mencionada, se instalarán picas de puesta a tierra, que irán electrosoldadas a la malla. Más concretamente, en aquellos puntos en los que se considere necesario mejorar la efectividad de la malla de puesta a tierra.

También, apoyándonos en el reglamento anteriormente citado, por seguridad, hay que poner a tierra todas las partes metálicas que no se hayen normalmente sometidas a tensión, pero que, por cualquier defecto, pudieran someterse a tensión. Con esto, se hace mención, a que todo lo que sea metálico en una subestación, debe encontrarse conectado a la malla de tierra de la subestación.

Por tanto, todas estas uniones entre la malla de tierra de la subestación y cualquier componente metálica, se materializará a través de tornillo y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no generar puntos calientes en el sistema.

Para la unión de los conductores que componen la malla de tierra, se empleará una soldadura aluminotermica, con el fin de evitar corrosiones, ya que esta se encontrará instalada bajo tierra, entre las distintas capas que componen la plataforma de la subestacaión.

7 CUADROS DE CONTROL, ARMARIOS DE PROTECCIONES

En este capítulo, toca hablar del sistema integrado de protección y control de la subestaión, que escrito de forma abreviada sería “SIPCO”. A continuación, pasamos a definir algunas de las funciones más relevantes que desempeña este sistema integrado de protección y control en el desarrollo de la subestación:

- Control local de la instalación.
- Adquisición de datos para el telemando.
- Registro de alarmas y oscilografía.
- Función remota de telemando.

El sistema anteriormente mencionado, se instalará en bastidores ubicados en la sala de control del edificio. Para ser conocedores de manera más precisa, a continuación, se mostrará un esquema, ver figura 25, y posteriormente se detallarán los elementos que componen dicho sistema de protección y control de la subestación.

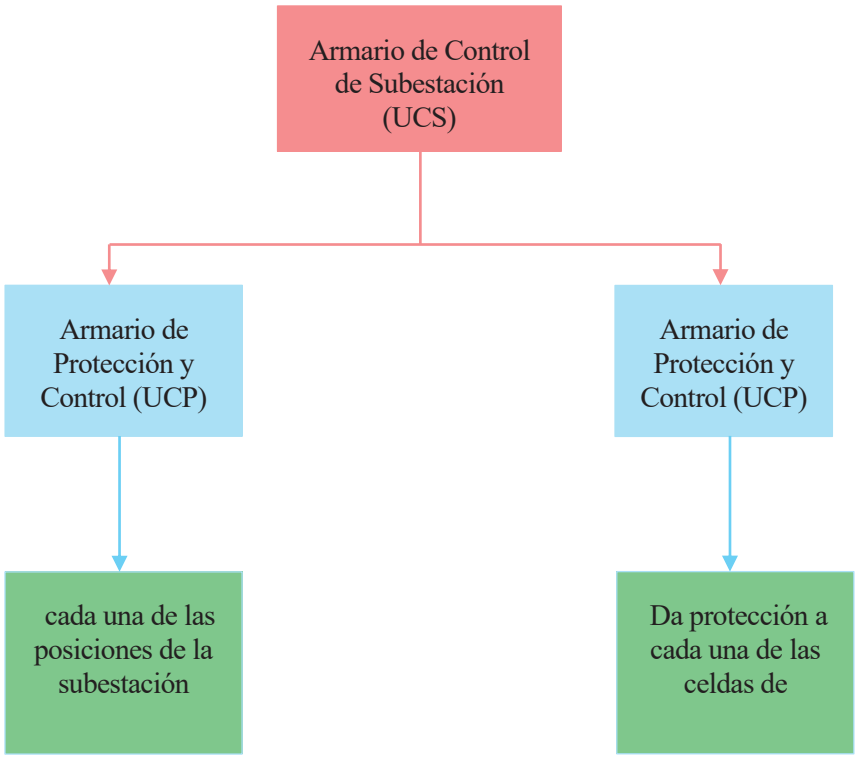


Figura 25. Esquema general del SIPCO

Teniendo ya en mente como es el esquema básico del sistema de portección y control de la futura subestación, pasaremos a describir cada uno de los componentes que lo componen, y cuál es su objeto de funcionamiento.

7.1 UNIDAD DE CONTROL

El sistema integrado de control y protección disñado para la subestación en cuestión será de tipo digital y estrá formado por los siguientes elementos:

- Unidad de control de la subestación (UCS). Ubicada en un armario de chapa de acero, en el que se ubicarán, además, un reloj de sincronización GPS, una unidad de control para la adquisición de las señales de los servicios auxiliares y una bandeja para la instalación de los módems de comunicación, tanto de telememando como de las consolas remotas y puesto de adquisición de protecciones.

- Una unidad de control de posiciones (UCP). Se debe de dispones de una UCP por cada posición de 132 kV, posición línea/trafo. Esta UCP, tendrá como objetivo, realizar tareas de protección, control y medida. Van ubicadas en los armarios de la sala de control.

- Una UCP por cada posición de 30 kV. Estan tienen la misma funcionalida que las anteriormente descritas, sólo que van alojadas en un cubículo de baja tensión de la celda de media tensión.

- Una UCP de servicios generales, ubicada en la UCS en la que se centralizan y recogen las señales de tipo general de la subestación y las asociadas a los cuadros de servicios auxiliares y equipos rectificadores de batería.

En esta subestación, la comunicación entre la UCS y las distintas UCPs se efectuará a través de conexiones de fibra óptica multimodo.

Además de lo anteriormente descrito, indicar que cada UCP permite controlar y actuar localmente sobre cada posición, mientras qe desde la UCS se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medida, alarmas y estados del sistema en general.

7.2 PROTECCIONES

En este apartado, nos centraremos de manera genérica en el apartado de protecciones, diferenciando las de la zona de 132 kV de las de 30 kV y de las de transformador

7.2.1 sistema de 132 kV.

Como se ha podido leer a lo largo del desarrollo teórico del presente trabajo o como se pueda contrastar mediante la interpretación de los esquemas adjuntados en los anexos, el sistema de 132 kV está compuesto por una posición de línea y otra de transformador. Para no mezclar las protecciones, se hará una distinción entre las protecciones de posición de línea y las protecciones de las de posición de transformador.

- Posición de transformador
    - Protección de sobrteintensidades de fase y neutro (50-51) con reenganche.
    - Relé de vigilancia de bobinas.

- Posición de línea
  - Se instalará una protección principal (21+25+67N+79) configurada como protección de distancia (21) de tres fases y tierra funcionando en esquema de distancia escalonada con teleprotección, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro (67N) de reserva integrada, comprobación de sincronismo, con reenganche.
  - Se instalará una protección de respaldo (21-1+67N) configurada como protección de distancia (21) de tres fases y tierra funcionando en esquema de distancia escalonada con teleprotección, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro (67N) de reserva integrada, comprobación de sincronismo, con reenganche.
  - Teleprotecciones de tres órdenes.

7.2.2 Transformador.

Para el sistema de 30 kV, se dsipondrá de las siguientes protecciones:

- Dos protecciones diferenciales de transformador (87) de dos devanados, con frenado porcentual de armónicos, filtrado para la corriente de neutro y función de imagen térmica incorporada.
- Relé para la regulación automática de tensión (90/70) en carga del transformador con supervisión de las tomas del conmutador de tomas del transformador.
- Protección de sobreintensidades de fase y neutro (50TZ-51G).
- Protección voltimetra para máxima y minima tensión y frecuencia (27+59+81M+81m)

7.2.3 Sistema de 30 kV.

Para este nivel de tensión, la gran mayoría de las funciones de protección del sistema se basan en funciones de sobreintensidad y están integradas dentro de las proipias UCPs.

- Posición de línea
  - Una protección de sobreintensidad direccional de fase y neutro (67-67N) con reenganche.
- Posición de servicios auxiliares
  - Una protección de sobreintensidad direccional de fase y neutro (67-67N) con reenganche.
- Posición de transformador
  - Protección de sobreintensidad de fase y neutro (50-51) con reenganche.
  - Una protección de detección de tensión homopolar (64).
- Posición de barras
  - Protección diferencial de barras y fallo de interruptor (87B+FI).

7.3 ARMARIOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.

En total, el número de armarios a instalar será un total de cuatro armarios, todos ellos ubicados en la sala de control de la subestación.

- Unidad de control de subestación UCS y mesa para consolas de control.
- Un armario de protecciones, control y medida, para la posición de trafo 132 kV de intemperie. En el armario de la posición de transformador, se ubicará también las protecciones de máquina.

- Un armario de protecciones, control y medida, para la posición de línea de 132 kV de intemperie.
- Armario de protección diferencial de barras de 132 kV.
- Armario de protección diferencial de barras de 30 kV.

Los armarios de control y protección, se encuentran instalados sobre una bacada metálica instalada en la caseta para tal efecto. Estos armarios, a parte de estar anclados a dicha bancada constituida por perfiles metálicos, se encuentran unidos entre sí. El acceso a los armarios es a través de una puerta frontal pivotante ignífuga.

7.4 TELECONTROL.

Dadas las caracteristicas de la propia ubestación, se explotará sin que una persona lleve el control de la misma, es decir, se explotará en lo que se denomina, “régimen abandonado”. Es por ello, que como ya se ha comentado, la instalación estará dotada de un sistema de telecontrol y telemando. Este sistema, se encargará de recoger las señales, alarmas y medidas de la instalación para su transmisión a los pertinentes centros remotos de operación.

Una vez que la información es transmitida a los centros remotos mediante el sistema de telemando y control, esta es recibida por el sistema de control integrado, que, a su vez, se transmitirá por fibra óptica.

A través de la fibra óptica, se podrán transmitir señales de teledisparoy realizar telemedida.

8 SERVICIOS AUXILIARES

8.1 ASPECTOS GENERALES

Normalmente, los sistemas auxiliares de una subestación se pueden descomponer en dos subsistemas, el de corriente continua (c.c.) y el de corriente alterna (c.a.). En el esquema unifilar adjunto en el último apartado, puede apreciarse la existencia de los dos sistemas citados.

8.2 SERVICIO AUXILIAR DE CORRIENTE CONTINUA

El sistema de servicios auxiliares de corriente continua se proyectará de tal forma que estará compuesto por dos equipos rectificadores de batería de 125 voltios de corriente continua (Vcc). En condiciones normales de operación y funcionamiento, ambos equipos funcionarán de forma separada, alimentando cada uno, a una parte de los servicios de control, fuerza y protecciones, según el reparto de cargas que se establezca.

Los equipos rectificadores-baterias de 125 Vcc, funcionan ininterrumpidamente y de forma individual. Ambos equipos estarán diseñados y calculados para que cuando se diera la hipotética situación de que uno de ellos fallase, el otro fuese capaz de suministrar la totalidad de los consumos de la instalción que se requieren. Durante el proceso de carga y flotación, su funcionamiento responde a un sistema prefijado que actúa automáticamente sin necesitar de ningún tipo de vigilancia o control, lo cual dota de una mayor seguridad a la instalación en lo que a actuaciones de dicho sistema se refiere.

Desde estos equipos, se alimentarán las barras del armario de distribuciónde servicios auxiliares de corriente continua, situado en la sala de control del edificio, donde se alojan los interruptores automáticos de las diversas salidas para servicios auxiliares de corriente continua a la subestación.

Además, para la alimentación de los servicios y equipos de telecomunicaciones, la subestación estará equipada de:

- Un equipo rectificador de batería de 48 Vcc.
- Convertidores de 125/48 Vcc y 48/12 Vcc.
- Dos cuadros eléctricos tipo mural independientes, para cada una de las tensiones de corriente continua necesarias en la instalación, para servicios de telecomunicaciones, a 48 Vcc y 12 Vcc.

8.3 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA

El equipo principal de este sistema lo compone el transformador de 30/0,420-0,242 kV-250 kVA de tipo intemperie, montado junto al edificio de celdas de MT, cuyas características se detallan en el apartado 8.4 del presente documento.

Este transformador de servicios auxiliares alimenta en baja tensión y a través de cables de sección adecuada al armario de distribución de servicios auxiliares de corriente alterna situado en la sala de control del edificio, donde se alojan los interruptores automáticos de las diversas salidas para servicios de corriente alterna a la subestación. Este armario de servicios auxiliares de corriente alterna dispondrá de un contador-registrador de energía activa para la medida de los consumos propios de la instalación.

La protección de este transformador de servicios auxiliares queda garantizada en el lado de alta tensión mediante interruptor automático y en baja tensión por interruptor automático.

Se instalará un grupo electrógeno diésel para garantizar mediante conmutación por relé de falta de presencia de tensión, la alimentación de los SSAA de la subestación en caso de falta en los sistemas de 30 kV o parada de generación en planta.

9 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

9.1 NIVELES DE AISLAMIENTO

Los materiales empleados para el diseño de la subestación objeto de estudio serán escogidos de tal modo, que cumplan con los niveles de aislamiento, dependiendo en todo momento, obviamente, del nivel de tensión en el que se encuentren instalados.

Los niveles de asilamiento seleccionados, tanto para las distancias entre aparamenta como para las distancias en aire, son los marcados en el "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión" en su ITC-RAT 12. Atendiendo a dicho reglamento, y en función de los niveles de tensión normalizados, se podrá admitr:

- Para los niveles de tensión de 132 kV, que se corresponde a su vez con un valor normalizado de tension más elevada para el material de 145 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 650 kV de cresta a impulso tipo rayo y 275 kV eficaces a frecuencia industrial.

- Para los niveles de tensión de 30 kV, que corresponde con un valor normalizado de tensión más elevado para el material de 36 kV, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta 170 kV de cresta a impulso tipo rayo y 70 kV eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

9.2 DISTANCIAS MÍNIMAS

El presente "reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión" en su ITC-RAT 12, expone las distancias mínimas de ailamiento que se deben fijar a puntos que se encuentren en tensión.

Como el espacio para la implantación de la futura subestación eléctrica no era un aspecto crítico, se han mayorado un poco estas distancias, para estar siempre del lado de la seguridad. En un caso de desarrollo real, las distancias serían las mínimas posibles siempre que se cumpla con la mínima distacia que dicta el reglamento, ya que así, se reduciría la plataforma de la subestación, y consecuentemente, habría un ahorro económico.

De cualquier modo, para el caso que nos atañe y para que quede claro, se mostrará una tabla en la que se reflrjarán las distancias mínimas de aislamiento indicadas por el reglamento en su ITC-RAT 12.

Tensión nominal (kV)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	Distancia minima fase-tierra en el aire (cm)	Distancia minima entre fases en el aire (cm)
132	650	130	130
30	170	32	32

Tabla 2. Tabla de distancias

Lo que se ha mostrado en la tabla anterior, no son más que las distancias mínimas que dicta o marca el reglamento. Ahora, pasaremos a exponer las las distancias que han sido consideradas para el desarrollo del proyecto.

- Distancias fase-tierra y entre fases:
  - Para el sistema de 132 kV. Las distancias finalmente proyectadas entre ejes de fases y entre fases y tierra son finalmente de 200 cm, siendo en todo momento superiores a las mínimas marcadas por el reglamento.
  - Para el sistema de 30 kV, la única parte que hay desnuda, sería la correspondiente a los tramos de embarrados, que van desde la salida del secundario del transformador de potencia hasta donde comienza la bajada del cable aislado. En todo momento, la distancia entre las barras será superior a la indicada en el reglamento anteriormente citado, siendo más concretamente 50 cm.
- Distancias en pasillos de servicios y zonas de protección
  Siguiendo las reglamentaciones de la instrucción técnica, ITC-RAT 15, en el punto 4.1.2, los puntos en tensión no protegidos que se encuentran sobre los pasillos deberan estar a una altura mínima H sobre el suelo, medida en centímetros, igual a H = 250 + d, para la que d, será la distancia expresada en centímetros de las tablas 1, 2 y 3 de la ITC-RAT 12. Siendo esto así, la distancia para los diferentes niveles de tensión quedará:
  - Para el parque de 132 kV, de la tabla 2, se puede obtener el valor de d=130 cm. Consecuentemente, el valor de queda como; H = 250 + 130 = 380 cm. Esto quiere decir, que la distancia mínima a la que se debe de instalar el embarrado de interconexión es de 380 cm, que para el caso que nos atañe, se diseña que irá situado a una altura de 450 cm.
  - Por otra parte, para el parque de 30 kV, la variable d, según la tabla 1, toma un valor de 32 cm. Esto hace que, el valor de H sea 282 cm. Para este caso, la altura de los embarrados de salida del secundario del transformador de potencia tendrá una altura de 360 cm, siendo, al igual que ocurría en el caso anterior, superior a las exigencies mínimas que dicta el reglamento.
  - También, todos los elementos que se encuentran en tensión en cualquiera de las zonas accesibles estrán situados a 230 cm, cumpliendo siempre con las indicaciones que dicta la instrucción técnica ITC-RAT 15.

Según la instrucción ITC-RAT 14, en su punto 6.1.1 e ITC-RAT 15 en su punto 4.1.1, tanto en instalaciones de interior como de exterior, la anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones. También, debe permitir el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión, siendo en todo momento, la anchura superior a la mínima exigida indicada:

- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a un solo lado 1,0 m.
- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a ambos lados 1,2 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a ambos lados 1,2 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a un solo lado 0,8 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a ambos lados 1,0 m.

9.3 CABLES AISLADOS

En este apartado, pasaremos a mostrar el procedimiento de cálculo empleado para la elección del cable aislado que se instalará en la parte de media tensión, 30 kV, y que conectará el transformador de potencia y el transformador de servicios auxiliares con sus correspondientes celdas.

Al igual que en los apartados anteriores, mencionar que nos hemos basado en el Reglamento Español sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, Real Decreto 223/2008.

Además, también en la norma UNE 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada

superior o igual a 0.6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.

Recordamos que los cables de M.T a utilizar presentan las siguientes características:

- Nivel de aislamiento: 18/30 kV.
- Material de aislamiento: HEPR.
- Material conductor: Aluminio.
- Sin armadura.
- Con pantalla equivalente a 25 mm2 de cobre para el transformador principal y pantalla equivalente a 25 mm2 de cobre para el transformador de servicios auxiliares.
- Tipo HEPRZ1.
- Sección de conductor: 400 mm2 para el transformador principal y 150 mm2 para el transformador de servicios auxiliares y la restancia de puesta a tierra.

Las condiciones que han sido consideradas para la realización de los cálculos electromecánicos son:

- Temperatura ambiente del aire: 40ºC.
- Cables de bandejas al aire.
- Temperatura ambiente del terreno: 65ºC.
- Temperatura máxima de conductor: 90ºC.
- Frecuencia: 50 Hz.

Según los datos de la norma UNE 211435:

En la siguiente figura, figura 26, se muestra un recorte de la tabla que aparece en la norma UNE 211435. Dicha tabla, será empleada para determinar la intensidad admisible tanto para el cable de sección de 400 mm2 como para el de 150 mm2 . En ella, se ha marcado en azul los valores que les correspondería, siendo los valores de intensidad máxima admisble 660 A y 360 A respectivamente.

Tabla A.4.2 – Cables de distribución de 3,6/6kV a 18/30kV
Aislamiento de HEPR y conductor de aluminio

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de HEPR. Conductor de aluminio Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm²	**Directamente soterrados**	**En tubular soterrada**	**Al aire, protegido del sol**
25	105	95	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660

Figura 26. Tabla para cables de media tensión.

Se utilizarán tres cables por fase en el transformador principal, mientras que en el TSA se utilizará uno. Por tanto, será de aplicación el coeficiente de agrupamiento que indica la norma UNE 211435 y que se indica en la siguiente figura, obtenida directamente de la citada Norma UNE.

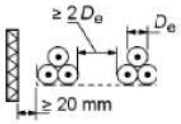
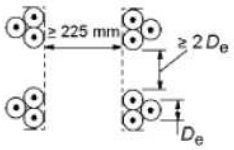
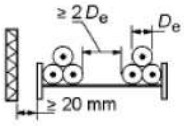
Método de instalación		Número de bandejas	Número de circuitos trifásicos			Factor a utilizar con
			1	2	3	
Bandejas perforadas instaladas horizontalmente (nota 3)	 Separados	1	1,00	0,98	0,96	Un circuito de tres cables en triángulo en contacto
		2	0,97	0,93	0,89	
		3	0,96	0,92	0,86	
Bandejas perforadas instaladas verticales (nota 4)	 Separados	1	1,00	0,91	0,89	
		2	1,00	0,90	0,86	
Bridas, soportes, ménsulas (nota 3)	 Separados	1	1,00	1,00	1,00	
		2	0,97	0,95	0,93	
		3	0,96	0,94	0,90	

Figura 27. Tabla de factres de corrección por agrupación

También, se debe de aplicar un factor de corrección por temperatura, se ha marcado de color azul en la tabla. Se considera una temperatura del conductor máxima de 105ºC para cables con aislamiento de etileno propileno de alto módulo (HEPR) de acuerdo con la norma UNE 211435. El factor de corrección para una temperatura de 65ºC se sacará de la siguiente tabla, considerándolo equivalente al valor que figura como máximo de 60ºC:

Temperatura máxima del conductor, °C	Temperatura del aire ambiente en cables en galerías, °C								
	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
Temperatura máxima del conductor, °C	**Temperatura del terreno en cables soterrados, °C**								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83

Figura 28. Tabla de factor de corrección por temperaturas

Por tanto, la intensidad admisible para los cables del transformador principal final será de:

$$I_{adm_trafo} = 660 * 0.86 * 0.83 = 471.1\ A$$

La intensidad admisible para los cables del transformador de servicios auxiliares sera de:

$$I_{adm_TSA} = 360 * 0.83 = 298.8\ A$$

El transformador de la subestación es de 55 MVA, por lo que la intensidad nominal será:

$$I_n^{34,5kv} = \frac{55\ x\ 1000}{\sqrt{3}\ x\ 30} = 1.058{,}47\ A$$

Por lo que con tres cables de 400 mm^2 por fase se cumple con la intensidad admisible:

$$I_{adm} = 3 * 471.1 = 1413{,}3A > 1058,47A$$

El transformador de servicios auxiliares de la subestación es de 250 kVA, por lo que la intensidad nominal será:

$$I_n^{34,5kv} = \frac{250}{\sqrt{3}\ x\ 30} = 4.81\ A$$

Por lo que con un cable por fase se cumple más que de sobra con la intensidad admisible, siendo en todo momento:

$$298,8\ A > 4,81\ A$$

Como para cualquier dimensionado de cable, ahora toca hacer uso de los dos criterios fundamentales, que son el criterio de cortocircuito y el criterio de caida de tensión:

Criterio de cortocircuito

La intensidad máxima en cortocircuito que soporta un cable depende del tiempo de actuación de los dispositivos de protección. Para calcular esa intensidad admisible se multiplica la sección nominal del cable por la densidad de corriente segun la norma UNE 211435. En la siguiente figura, figura 29, se muestra una tabla en la que se se ha marcado de color azul los valores de cortocircuito, en función del tiempo y de la sección del cable, para un cable de aluminio con aislamiento HEPR

Aislamiento de HEPR								
	Conductor de cobre				Conductor de aluminio			
Sección mm²	Tiempo de cortocircuito, s				Tiempo de cortocircuito, s			
	0,2	0,5	1	2	0,2	0,5	1	2
25	7 650	4 850	3 500	2 500	5 050	3 250	2 300	1 650
35	10 700	6 800	4 850	3 450	7 100	4 500	3 250	2 300
50	15 200	9 700	6 900	4 900	10 100	6 450	4 600	3 300
70	21 300	13 500	9 600	6 850	14 100	8 950	6 400	4 550
95	28 850	18 300	13 000	9 250	19 100	12 150	8 650	6 150
120	36 400	23 100	16 400	11 700	24 100	15 300	10 900	7 750
150	45 450	28 850	20 500	14 550	30 100	19 100	13 600	9 700
185	56 050	35 550	25 250	17 950	37 100	23 550	16 750	11 900
240	72 650	46 100	32 700	23 200	48 050	30 500	21 650	15 400
300	90 800	57 550	40 800	28 950	60 050	38 100	27 050	19 200
400	121 000	76 650	54 350	38 550	80 000	50 750	36 000	25 550
Temperatura inicial 105 °C; Temperatura final 250 °C								

Figura 29. Tabla de intensidades de cortocircuito

Por tanto, teniendo en cuenta la tabla, se puede apreciar que la intensidad de cortocircuito para un tiempo de 0.5 segundos para el cable de 150 mm^2 de sección es de 19,1 kA, mientras que para el cable de sección 400 mm^2 es de 50,75 kA.

Ese valor cubre los requisitos de cortocircuito de 30 kV de la subestación, donde la intensidad de cortocircuitoexpuesta en los primeros apartados del proyecto era de 10,24 kA.

Un aspecto importante, será la pantalla del cable, ya que deberá soportar la intensidad de cortocircuito monofásica a tierra prevista, que estará limitada por la reactancia de puesta a tierra a 1,3 kA. La sección de la pantalla de ambos cables, será de 25 mm^2, tanto para el cable principal como para el cable del transformador de servicios auxiliares, cuyas secciones recordamos que eran 400 mm^2 y 150 mm^2 respectivamente.

En la siguiente figura, figura 30, se muestra una tabla análoga a la que se mostró anteriormente. En dicha tabla, se pueden apreciar de color azul, los valores de intensidad de cortocircuito admisibles para un tiempo para 0,5 s en función de la sección. Se tiene un valor de 4,49 kA según

Pantalla de alambres de cobre								
	Aislamiento de XLPE				Aislamiento de HEPR			
Sección mm²	Tiempo de cortocircuito, s				Tiempo de cortocircuito, s			
	0,2	0,5	1	2	0,2	0,5	1	2
16	4 850	3 200	2 400	1 850	4 380	2 870	2 120	1 590
25	7 600	5 050	3 750	2 900	6 850	4 490	3 320	2 490
35	10 400	6 800	5 000	3 750	9 420	6 110	4 450	3 290
50	14 800	9 700	7 150	5 350	13 450	8 730	6 350	4 690
Temperatura inicial	70 °C				85 °C			
Temperatura final	180 °C				180 °C			

Figura 30. Tabla de intensidades de cortocircuito para pantallas

Por lo que se demuestra, que los cables seleccionados cumplen en todo momento con los criterios de cortocircuito a tierra prevista, ya que se cumple:

$$4.49\ kA > 1.3\ kA$$

Caida de tensión

La comprobación de este criterio, podría considerarse despreciable, ya que la caida de tension, como se podrá comprobar posteriormente, es directamente proporcional a longitud de cable instalado, y para el caso que nos atañe, se consideraría despreciables, debido a la escasa longitud.

De todos modos, se hace la comprobación para el caso más desfavorable, y así poder contrastar su magnitud. Los datos de resistencia y reactancia considerados para el cable, son los obtenidos directamente del catálogo del propio fabricante:

- Cable 400 mm2
- R= 0,102 Ω/km.
- X=0,106 Ω/km.

Se considera el tramo de mayor longitud (unos 20 m para el trafo de potencia) y un cosφ=0,95.

La caida de tensión entre fases se determina con la siguiente expresión:

$$\Delta V\ = \sqrt{3} * L * I * \left(R * \cos(\sigma) + X * sen(\sigma)\right)$$

Sustituyendo los datos en la expresión anterior, obtenemos como resultado, que la caida de tension es de 4,76 V, lo que se corresponde con un valor porcentual de un 0,0159% , valor prácticamente insignificante.

Si se repiten los cálculos, de manera análoga para para el cable del transformador de servicios auxiliares, obtenemos una caida del 0,02 V, cuya correspondencia porceentual sería de un 0,00008%, insignificativa también.

9.4 EMBARRADOS

De igual modo que se ha hecho anteriormente con el cable aislado de media tensión, ahora pasaremos a justificar los embarrados que se han empleado en el diseño de la futura subestación. Anticipar que, el estudio justificativo en el que nos apoyaremos para la elección de un determinado embarrado, estará sustentado por el estudio de capacidad de carga de conductores y diversas comprobaciones electromecánicas que se irán mostrando a lo largo del apartado.

Las normative que se toma como referencia para el diseño del embarrado, es la que se muestra a continuación:

- IEC 60865-1: Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: definiciones y métodos de cálculo.

- IEEE 738-2012: Norma para el cálculo de la relación intensidad-temperatura en conductores aéreos desnudos.

A continuación, pasaremos a exponer las especificaciones que definen los embarrados, tanto el de 132 kV como el de 30 kV, no sin nates hacer un breve inciso. Hasta ahora, cuando hemos hablado de embarrado, sólo hemos hecho referencia a las barras (tubos de aluminio) tanto de 132 kV como de 30 kV. En el argot del mundo de las subestaciones, cuando se habla de embarrado, también se hace mención a la interconexión entre aparamenta y entre aparamenta y embarrado. Habiendo hecho este breve comentario, pasaremos a exponer las características de diseño del embarrado de 132 kV.

- Denominación ……..…. Tubo de alumninio.
- Material ……...… Aluminio.
- Diámetro exterior …….. 100 mm.
- Diámetro interior …… 90 mm.
- Sección ……..……. 1495 mm2.
- Peso ……... 4,0925 Kg/m.
- Resistencia a rotura …….. 245 N/mm2.

También debemos definir los aisladores que se emplearán para fijar el embarrado a la estructura metálica, ya que nos serán de utilidad a la hora de relaizar cálculos electromecánicos. Estos aisladores, también tendrán justificada su elección. Por tanto, se han considerado unos aisladores C8-650, que, según catálogo, poseen una carga de rotura de 8000 N.

Como ya se hizo mención anteriormente, una parte importante del embarrado de la subestación se corresponde con el cableado de unión entre equipos y, entre equipos y barras. Este se puede materializar tanto con barra de aluminio, como lo proyectado para las barras principales de 132 kV, o con cable aéreo desnudo. La elección de una solución u otra dependerá fundamentalmente del factor económico.

Es por ello, que, para esta subestción, se ha empleado como solución para la unión entre equipos y equipos y embarrado, el cable aéreo desnudo. Dicho cable de interconexión, presenta las siguientes especificaciones eléctricas:

- Denominación …… ARBUTUS.
- Material ……..…….. Aluminio.
- Hilos de aluminio ……..……. 37.

- Diámetro exterior ……...……..26,04 mm.
- Sección ……..……...……...…… 1495 mm^2 .
- Peso ……..……. 432,5 Kg/Km.
- Resistencia a rotura ……..…….. 63,06 N/mm^2 .
- Resistencia a 20ºC DC ……...…….. 0,088 Ohm/km.

Finalmente, en lo que respecta al embarrado del sistema de 30 kV, decir que se ha proyectado un embarrado que presenta las siguientes características:

- Denominación ……. Tubo de alumninio.
- Material ……...…… Aluminio.
- Diámetro exterior ……..…….. 80 mm.
- Diámetro interior …… 64 mm.
- Sección ……...…… 1807 mm^2 .
- Peso ……. 4,886 Kg/m.
- Resistencia a rotura ……..…….. 245 N/mm^2.

De igual modo que se hizo para el embarrado de 132 kV, el embarrado de 30 kV también deberá ir sujeto por aisladores. Estos, serán del tipo C4-170, con una carga de rotura de 4.000 N.

A continuación, pasaremos a explicar los dos criterios de diseño empleados en la elección tanto del embarrado como del cable de interconexión entre equipos y equipos y barras.

Capacidad de carga continua de los conductores.

Para calcular la intensida que circular tanto por los conductores como por el embarrado, se hará uso de la siguiente ecuación de balance térmico (efecto Joule y radiación solar frente a radiación emitida por el conductor y refrigeriación por convección), que, de acuerdo con la norma anteriormente citada, Norma para el cálculo de la relación intensidad-temperatura en conductores aéreos desnudos IEEE 738-2012, a expresión a utilizar será:

$$I = \sqrt{\frac{[1.01 * 0.0372 * \left(\frac{v * d * \rho_f}{\mu_f}\right)^{0.52}] * k_f * (T_2 - T_1) * 10^3 + e * \pi * \sigma * d * [(T_2 + 273)^4 - (T_1 + 273)^4] - \alpha * S_i * d}{R * [1 + K * ((T_2 - 20))]}}$$

En la que los parámetros tanto eléctricos como mecánicos del cable ARBUTUS son:

- T2 = 90; temperature del conductor (ºC).
- T1 = 45; Temperatura ambiente (ºC).
- V = 0.6; velocidad del viento (m/s).
- e = 0.5; coeficiente de emisimidad de radiación frente a la de un cuerpo negro (entre 0 y 1).

- α = 0.5; constante de absorción solar (entre 0 y 1).
- Si = 1100; Radiación solar ncidente media máxima (W/m^2).
- Σ = 5,6E-08; Constante de Stefan.
- d = 26,04; diámetro del conductor (mm).
- R = 0,0715; Resistencia eléctrica del conductor a 20ºC (Ω/km).
- K = 0,00394; Coeficiente de variación de constante electrica (ºC-1).

Sustituyendo todos los valores anteriormente proporcionados en la fórmula anterior, obtenemos que el valor de la intensidad máxima admisible para el cable empleado en la unión de equipos es de 824 A. Para los embarrados de 132 kV y 30 kV, se realizan cálculos homólogos. Es por ello, que las intensidades máximas admisibles para los cables son:

- Cable Arbutus: 820 A.
- Tubo 100/90 mm Al (132 kV): 2230 A.
- Tubo 80/64 mm Al (30 kV): 2300 A.

Si, además, temenos en cuenta que el transformador que se va a instalar en dicha subestación es de 55 MVA, la intensidad nominal que va a circular por la barra principar de la posición de línea sería de:

$$I_n^{132\ kv} = \frac{55 * 1000}{\sqrt{3}\ x\ 132} = 240{,}56\ A$$

Por lo que tanto el embarrado como el cable elegido para el sistema de 132 kV, cumplen con estas condiciones. De igual modo, si hacemos el cálculo de la intensidad nominal que circula por el embarrado de 30 kV, obtenemos que:

$$I_n^{30\ \mathrm{kV}} = \frac{55 * 1000}{\sqrt{3}\ x\ 30} = 1058{,}47\ A$$

Se puede apreciar, que el embarrado empleado en el sistema de 30 kV cumple holgadamente con dicho criterio.

Cálculo mecánico.

Habiendo comprobado que tanto embarrados como cable aéreo desnudo cumplen con el criterio de capacidad de carga contínua, ahora pasaremos a realizar las comprobaciones mecánicas pertinentes. Para estas comprobaciones, lo que se hace es verificar que, fundamentalmente los embarrados cumplen con aspectos mecánicos frente a diferenntes solicitaciones, es decir, frente a la carga continua, esfuerzos de cortocircuito y tensiones. Además, mientras se ejecutan dichas comprobaciones, también se verificará que los aisladores empleados tanto en el sistema de 132 kV como 30 kV cumplen contra creiterios de carga de rotura.

- Capacidad de carga continua del embarrado.

  Los embarrados deben ser dimensionados de tal forma que sean capaces de soportar las tensiones debidas a los esfuerzos del peso propio, viento, hielo y cortocircuito.

  Para obtener dicho valor, se sigue la siguiente secuencia:

  - Peso própio: Peso por unidad de longitud.
  - Viento: se considera una presión sobre superficies cilíndricas originada por viento de 140 km/h. La fuerza por unidad de longitude correspondiente sería (según la RLAT):

$$q = 70 * \left(\frac{140}{120}\right)^2 = 95{,}27\ daN/m^2$$

$$Fc = q * Apol = 95{,}27 \frac{daN}{m^2} * 0{,}025\ m^2 = 2{,}38\ daN$$

  - Hielo: Se considerarán cargas por hielo de modo que se haga más crítico dicho condicionante.
  - Fuerzas electrodinámicas: Los esfuerzos electrodinámicos se calculan según lo establecido en la norma IEC 60865-1.

- Esfuerzos de cortocircuito

  Para realizar el cálculo de de los esfuerzos de cortocircuito se hará uso de la siguinete expresión:

$$Fs = \frac{\sqrt{3}}{2} * \frac{\mu 0 * Ip^2 * l}{2 * \pi * a}$$

  Donde, Ip, es el valor de cresta máximo de la intensidad de cortocircuito (A), que se obtiene de la siguiente expresión:

$$Ip = \chi * \sqrt{2} * Icc$$

  En la que:

$$\chi = 1{,}02 + 0{,}98 * e^{-3R/X}$$

  Siendo R/X la relación de impedancia equivalentes del sistema en el punto de cortocircuito. Se toma un valor de 1,81 para el conjunto:

  - μ0 = 4πx10-7: Permeabilida magnética del vacío (N/A2).
  - a = distancia entre fases (m).

Hasta ahora, se ha mostrado cómo se realiza el cálculo de las fuerzas estáticas. Para obtener los esfuerzos dinámicos, se deben de multiplican las fuerzas estáticas por coeficientes que dependan de la frecuencia propia de vibración del vano:

- Fuerza electrodinámica a considerer para el cálculo de reacción en los apoyos:

$$Fda = Vr * Vf * Fs * \alpha \ \ (N/m)$$

- Para el cálculo de la tensión en el tubo se considerará:

$$\theta tot = Vr * V\theta * Fs * \beta * \frac{l}{8 * z * 10000} \ (N/mm^2)$$

Donde α: factor que depende del tipo y número de soportes. Según la figura 31, el valor α toma el valor de 0,4 para el apoyo A y 1,1 para el apoyo B, siendo la fila "tres o mas vanos apoyados" para la zona de 132 kV y para la zona de 30 kV valdrá 0,5, siendo la fila "soportes simples". Factor que depende del tipo y número de soportes. Acorde a la misma tabla el valor de α tomaría el valor de 0,73 para tres o más vanos apoyados y 1 para la zona de 30 kV.

Los coeficientes V_σ, V_f, V_r, se obtienen de los gráficos o fórmulas recogidas en la norma, a partir de los valores de la frecuencia propia del vano y la frecuencia de la red (f=50 Hz). El coeficiente Vr sólo se aplica si existe posibilidad de reenganchar por falta trifásica. Para nuestro estudio, se considera que existe.

Por tanto, la frecuencia del propio vano se calcula mediante la expresión:

$$fc = \frac{\gamma}{l^2} * \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}$$

Donde, γ: Constante que depende de los tipos de apoyos. Para la zona de 132 kV, se toma el valor 3,56, mientras que para la zona de 30 kV se toma el valor de 1,57, según la siguiente figura, tabla obtenida directamente de la norma.

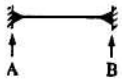
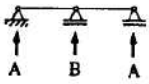
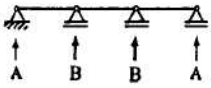
Tipo de viga y de soporte		Factor α	Factor β*	Factor γ
Vigas de un solo vano	A y B: soportes simples	A: 0,5 B: 0,5	1,0	1,57
	A: soporte empotrado B: soporte simple	A: 0,625 B: 0,375	0,73	2,45
	A y B: soportes empotrados 	A: 0,5 B: 0,5	0,5	3,56
Vigas continuas con soportes equidistantes	Dos vanos 	A: 0,375 B: 1,25	0,73	2,45
	Tres o más vanos 	A: 0,4 B: 1,1	0,73	3,56

Figura 31. Tabla de vigas y soportes

- Tensiones en el embarrado.

  La tensión en el tubo se calculará para cada acción, teniendo en cuenta que las acciones del viento, peso propio más el peso del manguito de hielo y las fuerzas electrodinámicas (no aplican aqui).

  Las expresiones a utilizar en este apatado son:

  - Tensión por esfuerzos dinámicos (N/mm^2)

$$\sigma_m = \frac{F_{dt} \cdot l^2}{8 \cdot z}$$

  Siendo Z, el módulo resistente de la sección del conductor, y l, la longitude del vano (m).

$$\sigma_m \leq q * \text{Rp0.2}$$

  La figura 32, muestra una tabla extraida directamente de la norma IEC 0865-1, empleada para calcular directamente el valor del factor de la resistencia del conductor.

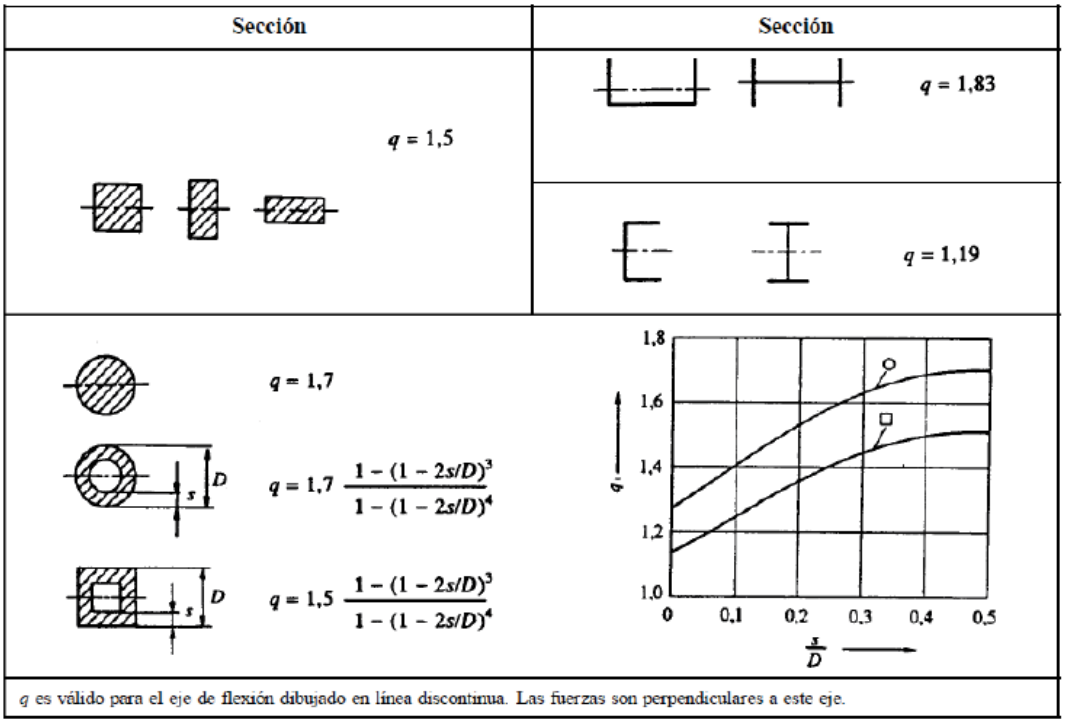


Figura 32. Tabla de factor de resistencia del conductor q

- Tensión por esfuerzos estáticos (N/mm^2)

  La tensión estática de trabajo vendrá dada por la suma geométrica de las tensiones producidas por el peso propio (σ_p) y viento (σ_v):

$$\sigma_t = \frac{q * l^2}{8 \cdot z}$$

  Donde q sería la carga por metro lineal que produce el esfuerzo considerado. Finalmente, la tensión total se obtiene como:

$$\sigma_t = \sqrt{{\sigma_p}^2 + {\sigma_v}^2}$$

  El coeficiente de seguridad del tubo frente al límite elástico es:

$$\frac{R_{p0.2}}{\sigma_t} > 1{,}25$$

- Comprobación asilador.

  La carga de rotura del aislador debe ser en todo momento mayor que la fuerza producida por los esfuerzos dinámicos y por los esfuerzos estáticos. Además, siempre, para estar del lado de la seguridad, estos valores deben ir multiplicados por un factor de seguridad de 1,25:

$$F_{dA_corregida} = V_r * V_f * F_S * \alpha_A * 1{,}25\ (N)$$

$$F_{dB_corregida} = V_r * V_f * F_S * \alpha_B * 1{,}25\ (N)$$

  El aislador trabajará en las peores condiciones, por lo que debera soportar la mayor fuerza que se produzca.

- Resistencia térmica al cortocircuito.

  A continuación, se deberá de comprobar cómo el efecto térrmico del cortocircuito no tiene influencia en el diseño de los embarrados, ya que los valores admisibles son mucho mayores que los valores de las corrientes de cortocircuito previstas.

  Para ello, se partirá de una temperatura del conductor de 65ºC y una temperatura máxima admisible en cortocircuito del cobre de 200 ºC, por ejemplo, de la figura 33, que es una gráfica obtenida directamente de la norma IEC-60865-1, la densidad de corriente soportada para una duración de la falta de 1 s.

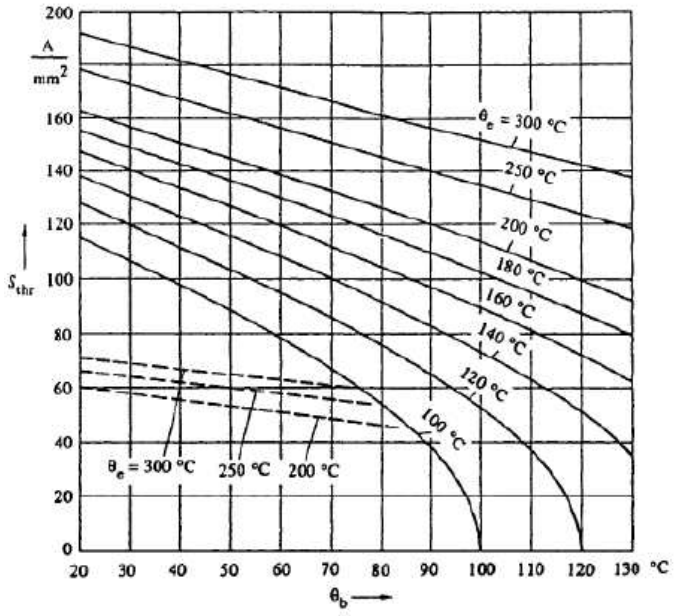


Figura 33. Gráfica de obtención de densidad de corriente

El valor para 1 segundo es de 135 A/mm2. La intensidad térmica en cortocircuio viene dada según IEC 60865-1 por la expresión:

$$I_{th} = I''_k * \sqrt{m+n}$$

Donde, m y n son los coeficientes térmicos de disipación, que se obtienen de las gráficas o fórmulas de la citada norma.

9.5 CÁLCULO DE REDES DE TIERRA.

Ahora, procederemos al cálculo de la malla de tierra. Dicho cálculo, es de vital importancia en cualquier subestción, ya que cualquier punto de la subestación que pueda ser accesible por personas o en que puedan permanecer debe quedar protegido frente a cualquier tensión peligrosa de defecto que pueda surgir en la instalación.

Para comprobar que la red de tierra que se instalará en la futura subestación eléctrica cumple con las condiciones de seguridad, nos apoyaremos en las consideraciones de la ITC-RAT 13, del "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones de alta tensión".

Antes de comenzar con los cálculos, habrá que hacer unas consideraciones o hipótesis que pasaremos a describir.

- Datos del sistema eléctrico
  - Frecuencia ……..…….50 Hz.
  - Relación de impedancias (X/R)…….10.
  - Tiempo de despeje de falta (tf) ……..0,5 s.
  - Relación de tensiones ……...…132/30 kV.
- Datos del terreno y de los conductores
  - Profundidad a la que estaría enterrada la malla (h) …….. 0,6 m.
  - Espesor de la capa superficial de grava …… 0,1 m.
  - Resistividad de la capa superficial ……..… 3000 Ohm x m^{-1}.
  - Resistividad media del terreno ……..100 Ohm x m^{-1}.
  - Cable de tierra del conductor ……...… Cu 150 mm^2 .
  - Coeficiente térmico de resistividad (20ºC) ……..……..0,00393 $ºC^{-1}$.
  - Resistividad 20ºC ……. 1,72 μΩ/cm.
  - Factor de capacidad térmica ……TCAP=3,42 J/cm3/ºC.
  - Temperatura máxima admissible …….. Tm = 300ºC.
- Datos geométricos
  - Longitud del lado mayor de la malla (Lx) ……....84 m.
  - Longitud del lado menor de la malla (Ly) ……... 77 m.
  - Número de picas (e) ……...……... 15.
  - Longitud de las picas (Le) ……. 2 m.

La malla de tierras de dicha subestación, sobresale entorno a un metro de la plataforma de la subestación, por ambos laterales. El cerramiento de la subestación, se encuentra

conectado a la malla de tierra.

- Dato intensidad de cortocircuito

  Para poder obtener la intensidad de cortocircuito, nos hemos apoyado en un software de simulación para proyectar la red de tierra ante distintas hipótesis de fallo. Hay que tener en cuenta, que, a la hora de realizar simulaciones, debemos hacerlas de tal forma que, la futura malla que se vaya a instalar esté dimensionada para asimiliar cortocircuitos y faltas que puedan suceder en un futuro, es decir, hay que dimensionarla teniendo en cuenta la evolución futura de la red, simulando comportamiento a 25 años futuros.

  A tal efecto, haciendo uso de los datos que se pueden obtener de REE, exponer que los cortocircuitos monofásicos (3x I_0) más perjudiciales son: Icc = 18,2 kA (monofásica).

- Metodología y herramientas utilizadas.

  El software empleado, utiliza diferentes módulos de cálculo basados en leyes físicas universalmente reconocidas. La base de cálculo principal es la resolución de las Ecuaciones de Maxwell empleando el método de elementos finitos. Estas ecuaciones son simplificadas (por ejemplo, no consideran la inductancia mutua entre conductores dado que son fenómenos de baja frecuencia).

  En todo momento, los datos que se han ido obteniendo del software de simulación se han ido comparando con los criterios que establece la ITC-RAT 13 del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas.

  El proceso desarrollado se ha ajustado al siguiente esquema:

  1. Diseño de la malla de tierra →Hacemos uso del Módulo GRUND GRID SYSTEM. Cálculo simplificado de las ecuaciones de Maxwell. 1º Solución inicial considerando los valores de contorno. 2ºresolución matricial mediante las ecuaciones de Green empleando el método de las imágenes o la integración de Sommerfeld.

  2. El estudio de la intensidad derivada a través de las líneas por conducción y por inducción → Módulo GROUND GRID. Elementos finitos.

  3. Determinación de las tensiones de paso y contacto.

  Finalmente, los datos que devuelte el software de simulación para el conductor de tierra son los siguiente:

  - 3 I0 total = 18,200 kA …….. suma fasorial total.
  - Tf = 0,5 s ……..... Tiempo de defecto.
  - Ta=40ºC……..... Temperatura ambiente.

  Con estos valores, según la ITC-RAT 13, a efectos de dimensionado de las secciones, el tiempo mínimo a considerer para duración del defecto, a la frecuencia de la red será de un segundo, no pudiendose superar una densidad de corriente para el cobre de 160 A/mm^2 (considerando que se admite un aumento de la temperatura final del cable de 300 ºC, sin suponer riesgo de incendio) se obtien, por tanto, que para el cobre:

$$S_{min} = \frac{3 * I_{0\,tot}}{160 * \frac{A}{mm^2} * 1{,}2} = \frac{18200}{160 * \frac{A}{mm^2} * 1{,}2} = 94{,}79\ mm^2$$

  Por tanto, se se elige como sección de cobre tanto para los conductores de puesta a tierra de estructuras, así como de la malla de tierra, una sección de 150 mm2.

- Cálculo de tensiones de paso y contacto

Para el cálculo de las tensiones de paso y contacto se hara uso de los valores admisible que se muestran en la figura 34, tabla de tensiones de paso y contacto:

Duración de la corriente de falta, t_F (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, Uca (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Figura 34. Tabla de tensiones de paso y contacto

Habiendo visto cuáles serán las tensiones de contacto aplicadas, pasaremos a calcular las tensiones máximas admisibles tanto de paso como de contacto. Para ello, haremos uso de las siguiente expresiones:

$$U_C = U_{Ca} * \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B}\right] = U_{Ca} * [1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 * \rho_s}{1000}]$$

$$U_p = U_{pa} * \left[1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B}\right] = 10 * U_{Ca} * [1 + \frac{2R_{a1} + 6 * \rho_s}{1000}]$$

Donde:

- Ra: Resistencia total adicional. Se obtiene como la suma de las resistencias adicionales individuales.
- Ra1: Hace referencia a la resistencia equivalente correspondiente a la suela del calzado de un pie. Se empleará como valor de referencia un valor 2000 **Ω**.
- Ra2: Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie. Ra2=3 s, donde ρ s es la resistividad del suelo cerca de la superficie.
- Uca: Tensión de contacto máxima admisible. Es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.

- Upa: Tensión de paso máxima admisible. Es la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies (diez veces superior a la tensión de contacto máxima admisible)
- Uc: Tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas.
- Up: Tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas.

Para calcular la reistividad superficial aparente del terreno, en los casos en los que el terreno se recubra de una capa adicional de elevada resistividad (grava, hormigón, etc.) se multiplicará por un factor adicional, reductor. Dicho coeficiente reductor, se obtendrá haciendo uso de la siguiente fórmula:

$$Cs = 1 - 0{,}106 * \left[\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_s + 0{,}106} \right]$$

Para la que:

- C_S: coeficiente reductor de la resistividad de la capa de terreno superficial.
- Hs: Espesor de la capa de terreno superficial.
- ρ: Resistividad del terreno natural.
- ρ^*: Resistividad de la capa superficial.

Finalmente, los resultados obtenidos de los cálculos para las tensiones de paso y contacto que han sido obtenidos son los que se muestran en la siguiente tabla:

Cs (coeficiente reductor)	0,67
Uc (grava)	1.018,6 V
Up (grava)	34.624 V
Uc (tensión dec ontacto máxima transferida)	935.2 V
Up (tensión de paso máxima transferida)	864 V

Tabla 3. Resultados tensiones de paso y contacto

- Conclusión

El criterio a seguir: Ec < Eca y Ep < Epa. Como este criterio se cumple, la instalación cumple con lo dictaminado en la ITC-RAT 13.

	CRITERIO	RESULTADO	
$E_{contacto}$	Uc < Ucmax	935,2 V < 1.018,6 V	CUMPLE REGLAMENTO
E_{paso}	Up < Upmax	864 V < 34.624 V	CUMPLE REGLAMENTO

Tabla 4. Comprobación de criterio de paso y contacto

9.6 CÁLCULO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS

En este aparatdo, se hará una breve reseña de los cálculos que se han empleado para la estructura metálica que se proyectará en la subestación objeto de estudio. Dicha estructura, será la correspondiente a los pórticos de las líneas de 132 kV, a los soportes de la aparamenta del mismo sistema de tensión, así como los soportes en el sistema de 30 kV, correspondiente a embarrados de salida de los transformadores de potencia.

La elección de este tipo de estructura ha sido de tipo tubular de acero en los pilares coronados en su parte superior por perfiles metálicos para la sujección de la aparamenta. Se complementan con herrajes y tornillería para la fijación de cajas de centralización, sujección de cables y otros elementos accesorios.

Para este apartado de cálculo estructural, la normativa a empleada será:

- EAE-11: Instrucción de Acero Estructural
- RLAT: Reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión.

Los materiales empleados para la elaboración de la estructura es el acero laminado. Una vez que la estructura ya está creada, se le aplica galvanizado, para conferirle así una capa de protección frente a las agresiones externas de origen meteorológico. En definitiva, las características serán:

- Tipo de acero ……. Acero laminado S 275 JR.
- Límite elástico ……..... 2.804 kg/cm^2.
- Tensión de rotura ……..... 4.027 kg/cm^2.
- Peso específico ……..…… 7,85 kg/dm^3.
- Coeficiente de Poisson …… 0.3.
- Coeficiente de dilatación ……..…….. 1.2E-5 m/mºC.
- Coeficiente de minoración ……...…… 1,10; 1,10; 1,25.

Ahora pasamos a describir las solicitaciones a las que se encontrará sometida a la estructura. Estas solicitaciones, se pueden descomponer como acciones permanentes y acciones variables:

- Acciones permanentes (G): Dentro de este tipo de acciones a las que se verá sometida la estructura, se pueden contemplar la acción del peso propio de la estructura (se consideran las dimensiones de la sección transversal de los perfiles multiplicadas por su peso específico 7,85 kg/dm^3) y de los cables y cadenas (según catálogo).

- Acciones variables (Q): Las solicitaciones que se contemplan de esta naturaleza son:
  - Las acciones debidas al uso o carga operacional por mantenimiento. Se considera una carga de 100 kg vertical y hacia abajo, simulando el peso de un operario.

- Las acciones climáticas, como la carga del viento. La acción del viento se simula como una fuerza perpendicular a la superficie. El reparto se distribuirá de manera continua en cada barra y en las direcciones perpendiculares "x" y "z". Conforme a lo dictaminado en el reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión, se ha considerado una velocidad de viento de v = 140 km/h.

  De esta forma, la incidencia de la fuerza del viento sobre la superficie de la estructura metálica, pero con superficie pana sería:

$$Fc = Ap * q = Ap * \left[100 * \left(\frac{v}{120}\right)^2\right] = (Ap * 136{,}11)daN = (Ap * 138{,}83)kg$$

  Expresión, en la que, Ap, sería el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento en m^2.

  Por otra parte, la expresión que nos mostraría la fuerza que ejerce la acción del viento sobre superficies curvas sería la siguiente:

$$Fc = Ap * q = Ap * \left[70 * \left(\frac{v}{120}\right)^2\right] = (Ap * 97{,}28)daN = (Ap * 97{,}18)kg$$

  De igual modo a lo ocurrido en el caso anterior, Ap, el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento, en m^2.

  Claro, hasta ahora, se ha mostrado la expresión que nos permite calcular la fuerza que ejerce el viento a las diferentes superficies metálicas que se tiene previsto instalar en la subestación, es decir, superficies metálicas planas y curvas. Hay que caer en la cuenta, de que deberíamos de introducir un factor de apantallamiento, ya que, hay más de una una estructura metálica en la instalación, y estas, se pueden provocar "sombras" deviento entre sí. Este factor, dependerá fundamentalmente de la separación existente entre elementos y la altura de los mismos. Este coeficiente o factor, queda recogido en la norma española IAP-11, de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{A_n}{A_{tot}}$$

  En esta expresión, los parámetros tienen el siguiente siguiente significado:

  - λ: Relación de solidez correspondiente al elemento de barlovento más próximo.
  - A_n: Área sólida neta o real (descontando los huecos) que el elemento de barlovento presenta al viento.
  - A_{tot} : Área bruta o total (sin descontar los huecos) del elemento del barlovento delimitada por su contorno extremo.

La siguiente expresión, hace referencia al espaciamiento relativo, quedando definido como:

$$S_r = \frac{S}{h_p}$$

- S_r: Espaciamiento relative entre el elemento de barlovento y el de sotavento
- S: Distancia horizontal entre las superficies de ambos elementos.
- h_p: Altura protegida u ocultada por el elemento de barlovento.

- Acciones accidentales (A): Definimos acciones accidentales, como aquellas acciones que pueden ocurrir de forma espontánea, y que, por tanto, son poco frecuentes, y que generalemente, son de corta duración teniendo como consecuencia, efectos importantes sobre la instalación o elemento en el que ocurren. Dentro de estas acciones, las más destacables son:
  - Sismo: Aplicando la normativa sismorresistente NCSE-02, la normative sísmica establece que la aceleración de cálculo es de 0,23 veces la aceleración de la gravedad. El valor de la fuerza sismica, será por tanto el product de la aceleración sísmica por la masa del element, aplicada en el centro de gravedad del elemento.
  - De acuerdo a lo establecido en la mencionada norma NCSE-02, las cargas sísmicas se aplican según la regla del 30%, es decir, que en la dirección horizontal y perpendicular a la dominante se aplica un 30% de la fuerza total de la dominante. Además, se suele despreciar la componente vertical de la carga sísmica, debido a las cortas luces que hay entre los soportes y la flexibilidad relativa de los conductores.
  - Hipótesis de rupture del cable: Esta hipótesis es de aplicación en pórticos. Se trata de una situación accidental, que se produce, como el propio nobre indica, por la ruptura de los cables del pórtico.
  - Fuerza de cortocircuito: esta hipótesis, a diferencia de la anterior, es applicable en aparamenta. Se empleará la Resistencia máxima de los aisladores para el embarrado calculado.
- Combinación de cargas. Para ello, tomando como base los coeficientes de combinación de Eurocódigo y EAE, los valores para la mayoración y combinación de las acciones serán los mostrados en las siguientes tablas:

Coeficientes de mayoración	
Cargas permanentes	1,35
Cargas variables	1,50
Cargas de viento no simultáneas	1,50
Cargas de sismo no simultáneas	1,00
Cargas accidentales	1,00

Tabla 5. Tabla de coeficientes de mayoración.

Coeficiente de combinación			
Tipo de carga	**Ψ0**	**Ψ1**	**Ψ2**
Cargas gravitatorias	0,70	0,50	0,30
Cargas de viento	0,60	0,50	0,00

Tabla 6. Tabla de coeficientes de mayoración.

Ahora pasaremos a mostrar, para las estructuras más importantes de la instalación, los esfuerzos de los cuales hemos hablado anteriormente:

- Pórticos de amarre de línea
  - Cargas
    - Peso propio de la estructura: Densidad = 7.850 kg/m³.
    - Peso propio del cable y cadenas: En dirección descendente en el eje Y 105 kg - dispuestosobre la viga en cada una de las fases.
    - Tiro de los cables de fase (132 kV):
      - Total por fase (ángulo de 15º entre fuerzas): 1.069,5 kg
      - Desglosado por fase en las tres direcciones del espacio:
        - Dirección eje X: 268 kg
        - Dirección eje Y: 268 kg
        - Dirección eje Z: 1.000 kg
    - Tiro de los cables de fase (66 kV o inferior):
      - Total por fase (ángulo de 15º entre fuerzas): 855,8 kg
      - Desglosado por fase en las tres direcciones del espacio:
        - Dirección eje X: 215 kg
        - Dirección eje Y: 215 kg

        - Dirección eje Z: 800 kg
    - Tiro de los cables de tierra (132 kV):
        - Total por fase (ángulo de 15º entre fuerzas): 855,5 kg
        - Desglosado por fase en las tres direcciones del espacio:
            - Dirección eje X: 214,5 kg
            - Dirección eje Y: 214,5 kg
            - Dirección eje Z: 800 kg
    - Tiro de los cables de tierra (66 kV o inferior):
        - Total por fase (ángulo de 15º entre fuerzas): 684,7 kg
        - Desglosado por fase en las tres direcciones del espacio:
            - Dirección eje X: 172 kg
            - Dirección eje Y: 172 kg
            - Dirección eje Z: 640 kg
    - Sobrecarga por mantenimiento: En dirección descendente en el eje Y 100 kg - dispuesto enel centro de vano de la viga.
    - Viento aplicado de forma continua en las caras, con un valor de q = 138,83 kg/m^2 sobre superficies planas y q = 97,18 kg/m^2 sobre superficies curvas (según indicado en el apartadoanterior)
    - Sismo: Se considera sismo según NCSE-02, con un valor de aceleración sísmica básica de0,22 y una K de 1,1, que es el máximo nivel que nos podemos encontrar en España. Se aplica la regla del 30%.
    - Ruptura de cable: Se trata de una hipótesis cuyo valor es del mismo valor y dirección, pero de sentido contrario a uno de los tiros del cable (que se supone roto).

- Soportes de la aparamenta
    - Cargas
        - Peso propio de la estructura: Densidad = 7.850 kg/m^3
        - Peso asociado a cadenas y cables: En dirección negativa en el eje Y peso propio del equipo.
        - Sobrecarga por mantenimiento: En dirección negativa en el eje Y 100 kg.
        - Viento aplicado de forma continua en las caras, con un valor de q = 138,83 kg/m^2 sobre superficies planas y q = 97,18 kg/m^2 sobre superficies curvas (según indicado en el apartado anterior).
        - Sismo: Se considera sismo según NCSE-02, con un valor de aceleración sísmica básica de 0,22 y una K de 1,1, que es el máximo nivel que nos podemos encontrar en España. Se aplica la regla del 30%.
        - Carga electromecánica: En dirección positiva y negativa en el eje Z máxima resistencia de los aisladores en el embarrado.

10 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

10.1 OBJETO

El obteivo del presente apartado, no es otro que el de realizar un estudio de los campos electromagnéticos de la subestación eléctrica y sus inmediaciones más cercanas. Este estudio, se centra en obtener los valores máximos del campo electromagnético que se pueden llegar a alcanzar tanto en la subestación como en sus inmedicaciones, y compararlos con los límites establecidos por la normativa vigente.

Para ello, nos apoyaremos en todo momento en el RD 337/2014 (Reglamento de subestaciones) donde se indica que se deberá realizar para comprobar que los cálculos obtenidos no superan el valor establecido por el Real Decreto 1066/2001.

10.2 NORMATIVA VIGENTE Y DE APLICACIÓN

La normatica que es de aplicación para verificar que los niveles de radiación electromagnética están dentro de lo que dicta la norma son:

- RD 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioelectricas y medidas de protección sanitarias frente a emisiones radioeléctricas.
- RD 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalción eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

10.3 CRITERIOS DE APLICACIÓN

Haciendo empleo de los reales decretos anteriormente presentados, en el RD 1066/2001, establece en el punto 3.1 Niveles de campo, los niveles de referencia para campos eléctricos y magnéticos. Conforme a ello, en la siguiente fugura, se muestra una figura de una tabla de dicho Real Decreto, en la que se puede apreciar que el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz es de 100 microteslas.

Gama de frecuencia	Intensidad de campo E (V/m)	Intensidad de campo H (A/m)	Campo B (μT)	Densidad de potencia equivalente de onda plana (W/m^2)
0-1 Hz		$3,2 \times 10^4$	4×10^4	
1-8 Hz	10.000	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	
8-25 Hz	10.000	4.000/f	5.000/f	
0,025-0,8 kHz	250/f	4/f	5/f	
0,8-3 kHz	250/f	5	6,25	
3-150 kHz	87	5	6,25	
0,15-1 MHz	87	0,73/f	0,92/f	
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	0,73/f	0,92/f	
10-400 MHz	28	0,073	0,092	2
400-2.000 MHz	$1,375\ f^{1/2}$	$0,0037\ f^{1/2}$	$0,0046\ f^{1/2}$	f/200
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

Figura 35. Tabla Real Decreto 1066/2001

10.4 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Como ya se ha expuesto en apartados anteriores, la subestación proyectada, es una subestación eléctrica de transformación, 132/30 kV con todos los equipos de alta tensión de 132 kV instalados en intemperie.

De acuerdo con lo estipulado en el Real Decreto 1066/2001 en el que se aconseja tomar medidas que limitan las radiaciones de campo eléctrico y magnético, pasamos a describir aquellos criterios que han sido considerados con objeto de minimizar la emisión de campos electromagnéticos y poder así, cumplir con los límites establecidos en el anterior Real Decreto.

- Los cables subterráneos que poseen una pantalla metálica atenúan el campo eléctrico. Además, si son distribuidos en ternas, de tal forma que se compensa el campo magnético que genera cada cable, lo que supone un eficaz método de reducir las emisiones magnéticas.
- Los transformadores de potencia se encuentran en intemperie / interiores separados una distancia prudencial del cerramiento minimizando de esta forma las emisiones al exterior.
- Zanjas y atarjeas de cables se diseñan retranqueadas del cerramiento para minimizar las emisiones de campo magnéticos de las mismas.
- Las acometidas de cables de AT/MT se encuentran distribuidas en diferentes puntos como medida de limitar el valor máximo de campo magnético.

10.5 CRITERIOS Y CONSIDERACIONES

Dado que la futura subestación será de caracter privado y por tanto inaccessible, los valores de campo electromagnético se estudiarán fuera de los límites de las mismas. Únicamente, se ha considerado como fuentes de campo electromagnético los equipos y los cables existentes en el interior del cerramiento y no los tramos de cable que pudiese haber en el esterior del cerramiento y otros equipos eléctricos ajenos a la subestación.

Para la simulación del estudio, se ha considerado un grado de carga del 100% en cada uno de los principals equipos (transformador, líneas, transformadores de tensión, intensidad, interruptores,) para poder así, considerer una situación lo más desfavorable posible, en la que la emisión de campos electomagnéticos es lo mayor posible.

Siendo conocidas las emisiones electromagnéticas de cada fuente de emisión, mediante el presente estudio, se estipulan los valores reales, teniendo en cuenta la superposición de los mismos.

10.6 APLICAIÓN DE SUPERPOSICIÓN

A continuación, se representarán los valores de los resultados obtenidos tras el estudio de campos electromagnéticos realizado.

Todas las instalaciones eléctricas, para el caso de Europa, funcionan a baja frecuencia, 50 Hz, situándose por tanto la emisión de campos electromagnéticos dentro de los límites establecidos en la Recomendación del Consejo de la Unión Europea (199/519/CE).

En lo que atañe al caso de la subestación de tipo intemperie, todos los equipos de alta tensión, incluidos los transformadores, que se ubican en el parque de exterior:

- Todos los equipos de nivel de alta tensión conforman un sistema de intemperie a distancia lo suficientemente importante del cerramiento para que el campo electromagnético sea insignificante en el exterior de la ST.
- Los transformadores se sitúan en el parque de intemperie y disponen de partes en tensión accesibles por disponer en ambos niveles de tensión de bornas de intemperie en los diferentes niveles de tensión y no suponen, en contra de la creencia popular, una fuente significativa por si misma de campo eléctrico o magnético.

- Los cables de alta y media tensión poseen una pantalla metálica que anula el campo eléctrico y disminuye el magnético. Además, son distribuidos en ternas, que es la configuración que genera menor campo magnético, al estar las fases más próximas entre sí, y por tanto compensarse el campo magnético generado por cada uno de los cables.

En último lugar, cabe destacar, que es conocido que los niveles del campo magnético decrecen muy rápidamente con la distancia, estando, como ya se ha podido obserbar en figuras anteriormente mostradas, el transformador de potencia a una distancia de 11 metros del cerramiento perimetral, siendo, además, el punto más cercano a la tensión de 132 kV a 11,70 metros lineales en planta con el cerramiento.

Es importante recordar, que el campo magnético creado por un conductor respecto a un punto, es inversamente proporcional a la distancia que hay entre el conductor y el punto p, y, directamente proporcional a la intensidad de corriente que circula a través de él, tal como se puede apreciar e la siguiente fórmula:

$$B_P = \frac{\mu_0 \cdot 2I}{4\Pi R}$$

La direccón del campo electromagnético, se dibuja siempre perpendicular a la dirección del plano en la que circula la corriente. El sentido de dicho campo se determina por la regla de la mano derecha. Para los valores máximos nominales de intensidad de la instalación en servicio, 30 kV y 1058 A, se obtienen la siguiente tabla de valores.

d(m)	B(T)	B(μT)
DISTANCIA	TESLAS	MICROTESLAS
0,1	0,0002116	211,6
0,2	0,0001058	105,6
0,3	7,05333E-05	70,53
0,4	0,0000529	52,9
0,5	0,00004232	42,32
0,6	3,52667E-05	35,26
0,7	3,02286E-05	20,228
0,8	0,00002645	26,45
0,9	2,35111E-05	23,51
1	0,00002116	21,16

Tabla 7. Tabla de valores de campos electromagnéticos

Hay que reseñar de estos simples cálculos, que para los niveles de tensión antriormente citados, ante conductores al aire y sin apantallamiento, cuando nos encontramos a 40 cm de los conductores, el campo magnético ya se encentra a un 52% de valor fijado por la organización mundial de la salud.

11 SISTEMA DE ALUMBRADO Y FUERZA

11.1 OBJETIVO

El presente capítulo, tiene como objetivo, mostrar los aspectos más significativos del sistema de alumbrado y fuerza proyectado para la subestación electrica transformadora que se está estudiando.

La tensión de alimentación considerada para los equipos pertienentes será de (3F + N) 400/230 Vca. Y 50 Hz.

11.2 ALUMBRADO Y FUERZA

11.2.1. descipción del edificio

La subestación eléctrica contará con un edificio de control y comunicaciones así como también habrá instalados un edificio de celdas de media tensión. Todos ellos, serán diseñados como edificios de una sola planta, y prefabricados de hormigón.

Cada edificio, estará formado por varias salas compartimentadas mediante tabiques. A continuación, pasamos a describir la composición de cada uno de ellos:

- Edificio de control
  - Una (1) sala de control.
  - Una (1) sala de Comunicaciones.
- Sala de celdas

La disposición de todas las instalaciones, puede verse en el plano de planta de la subestacaión eléctrica, contemplado en el ultimo capítulo del presente proyecto

En la sala de control, se instalarán los cuadros de alumbrado y fuerza, desde donde se distribuiran las conexiones eléctricas para las distintas zonas del edificio.

11.2.2. instalación de alumbrado

Teniendo como idea dotar a la instalación de una Buena calidad lumínica se establecerán los siguientes niveles de tensión lumínicos en función de cada una de las salas:

- Sala de control: 500 luxes.
- Sala de celdas: 200 luxes.

A grandes rasgos, pasaremos a definer a continuación, el sistema de iluminación de interior para el edificio, que se compone de:

- Alumbrado general mediante pantallas LED. Se instalarán en todas las salas y su ubicación y será resultado del calculo luminotérmico.
- Alumbrado de emergencia LED, para la identificación de puertas de emergencia y salida. Estos dispositivos, serán instalados para que ante la falta de suministro energético puedan encenderse e indicar la salida.
- Alumbrado de emergencia general, relaizado por las mismas pantallas fluorescentes del alumbrado general, con una autonomía mínima de dos horas de funcionamiento y que permite realizar el encendido/apagado de uno de sus tubos mediante un kit de emergencia ante la falta de

coriente de alterna de alimentación.

Como ya se haya comentado anteriormente, la alimentación a estos circuitos de iluminación se hace en corriente alterna y a traves del armario de corriente aleterna.

11.2.3. instalación de fuerza

Pasando a describir el sistema de fuerza, exponer que se instalarán los siguientes sistemas:

- Para cada sala de control y para cada sala de celdas: Cuadro con protección IP-44 que poseerá una toma de corriente de 2F+T-16 A a 230 V, una toma de corriente de 3F+T-16 A 400 V con protecciones magnetotérmicas 2F-16A y 3F-16 A, con una curva característica de disparo de tipo C de 6 kA.
- Para la sala de Comunicaciones, se instalará un cuadro protegido IP-44, que contendrá dos tomas de corriente de 2F+T-16A 230 V, con una protección magnetotérmica 2F-16 Acon curva de disparo tipo C de 6 kA.
- En el falso suelo de la sala de control de la subestación como en el parque, se instalará un punto ofimático con dos enchufes tipo schuko, toma de teléfonos y de datos.

11.2.4. cables y conexionados

La instalación de sistema de alumbrado y fierza terminará con la instalación del cableado, conexionado y cajas de derivación. El cableado proyectado para dicha isntalación presentará las siguientes características:

- Tensión máxima de servicio …….. 750 V.
- Sección mínima ……...2,5 mm2.

Con esta instalación, nos aseguramos de cumplir con el criterio de caida de tensión, que debe ser inferior a 3% en los circuitos de alumbrado, e inferior a un 5% en los circuitos de fuerza, según criterios establecidos en el R.E.B.T, Real Decreto 842/2002.

11.3 ALUMBRADO EXTERIOR

En lo que resspecta al sistema de alumbrado exterior, encargado de iluminar parque intemperie, accesos, viales interiores y exteriores de la subestación, se optará por un sistema de iluminación normal, adoptando criterios de uniformidad y evitando deslumbramientos. La xona exterior, parquet intemperie, estrá iluminada con proyectores y farolas.

Al igual que se hizo anteiormente, pasaremos a definir los siguientes niveles de tensión lumínicos en función de la zona de instalación:

- Vial principal de acceso: 50 luxes.
- Parque: 20 luxes.
- Perímetro: 5 luxes.

Definiendo el sistema de iluminación esterior, podremos decir que se compone de:

- Alumbrado general del parque intemperie, mediante proyectores LED, colocados sobre columnas de acero galvanizado de entre tres y cuatro metros de altura.
- Alumbrado de vial principal de acceso y cerramiento mediante farolas con diffusor perimático de bajo deslumbramiento. Las farolas, se dispondrán junto al cerramiento, cada 15 o 20 metros.
- El alumbrado exterior del edificio sobre las puertas de acceso, para la iluminación de las puertas y zonas de muelles.

- El alumbrado de la Puerta de acceso a la instalación contará con dos luminarias de tipo LED.
- Alumbrado de emergencia compuesto por luminarias adicionales que se instalarán en el mismo báculo o soporte alumbrado.

El encendido de la luminaria estrior, contará con dos modos de encendido y apagado, Manuela y autónomo. El autónomo se materializará a través de un reloj astronómico, para controlar el encendido-apagado.

El alumbrado de emergencia, estrá compuesto por unidades autónomas que se incorporen en los soportes, se encenderá de forma automática ante la falta de energía.

La alimentación a este sistema de alumbrado exterior, se efectuará a través del armario de corriente alterna, por medio de circuitos protegidos con interruptores magnetotérmicos y relés diferenciales.

12 VENTILACIÓN Y CLIMATIZACIÓN

12.1 OBJETO

El presente capítulo, tiene como objetivo realizar una descripción del sistema de ventilación y climatización de la subestación transformadora, así como, describir los equipos proyectados. Todo ello, se lleva a cabo con la idea de mantener unas condiciones ambientales óptimas, permitiendo así, el correcto funcionamiento de los equipos instalados.

12.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE VENTILACIÓN Y CLIMATIZACIÓN

Ahora pasaremos a definir las características más generales de cada sistema de ventilación y climatización instalado en cada una de las salas del edificio.

12.2.1 sala de celdas, almacén y ssaa

Para la sala de celdas y sala de servicios auxiliares se proyectará una ventilación forzada mediante una única unidad de extracción de tipo mural de 3.000 m3/h instalada en pared, para la extracción del aire caliente generado en la sala y garantizar la correcta ventilación de la misma. La toma de aire se dispondrá en la propia puerta de acceso a la sala incorporando esta una rejilla, situándose la unidad de ventilación en el lado opuesto y diagonal a la toma de aire.

Se dispondrá un cuadro de control para el sistema de ventilación de todas las salas pudiendo activarse de forma manual o automática por termostato. En caso de alarma de incendios la ventilación se parará de forma automática y en ese caso solo podrá activarse de forma manual para ventilar la sala. Así mismo, se dispondrá también de un sistema de calefacción.

12.2.2 sala de control y comunicaciones

Debido a que la sala de control tendrá instalados sistemas electrónicos y que, además, será empleada como sala central de la subestación, tanto para situaciones de funcionamiento normal como para mantenimiento, será necesario, disponer de un sitema de climatización que garantice una temperatura adecuada y de confort.

Para la climatización de dicha sala y sala de comunicaciones, se instalarán dos unidades de aire acondicionado mural, sistema Split, tipo partido, con bomba de calor aire-aire, gama súper invertir. Las unidades compensarán las pérdidas térmicas de los equipos de la sala de control y sala de telecomunicaciones enfriando en verano y calentando en invierno, con funcionamiento regulado por termostato.

Así mismo se incorporará en la sala de control, próximo a la ubicación a los equipos cargador ‑ batería, una ventilación forzada mediante un extractor de arranque manual para la extracción de los gases producidos durante operaciones de carga excepcional de estos equipos en fase de mantenimiento. Durante el funcionamiento normal de los equipos cargador ‑ batería en regimen de flotación se considera la ventilación natural que también incorpora la sala.

13 SISTEMA CONTRAINCENDIOS

13.1 REGLAMENTACIÓN

El sistema previsto y proyectado para la instalación contraincendios de la subestación objeto de estudio en este proyecto está basada de acuerdo con todas las normas, reglas técnicas y reglamentos que son de obligado cumplimiento.

- Normas UNE que sean de aplicación.
- Reglas Técnicas CEPREVEN que se citan.
- Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (RIPCI-2017), aprobado por RD 513/2017.
- Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RSCIEI), aprobado por el RD 2267/2004.
- Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Código técnico de la edificación (CTE), aprobado por el Real Decreto 314/2006.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado por RD 337/2014.
- Reglamento Electrotécnico para baja Tensión (RBT), aprobado por Real Decreto 842/2002, e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 97/23/CE, relativa a los equipos de presión, dictadas por Real Decreto 769/1999.

Las instalaciones eléctricas asociadas al sistema deberán diseñarse y construirse de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de BT y los materiales y equipos deberán responder a las normas UNE, así como, CEI aplicables.

13.2 MEDIDAS ADOPTADAS

13.2.1 sectorización

Teniendo en cuenta el reglamento de seguridad contra incendios, más concretamente, su anexo II, se permite establecer la superficie total del edificio como un único sector. Por otra parte, si tenemos en consideración lo establecido en la instrucción técnica ITC-RAT 14 de “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” se debe de realizar una sectorización en dicho edificio.

Siendo de aplicación ambos criterios de diseños para el sistema contra incendios, nos quedamos con la más restrictiva. Es por ello, que se obtendrán sectores de incendio diferentes:

- Sala de control.
- Telecomunicaciones.
- Salas de media tensión.

13.2.2 exigencia de comportamiento al fuego de los materiales

La capacidad de combustión de los materiales empleados en techos, paredes y suelos deberá cumplir con lo establecido en la normativa. De todos modos, los productos de construcción pétreos, cerámicos y metálicos, así como morteros, hormigones y yesos empleados están considerados de clase A1.

Respecto a los productos empleados en falsos suelos, techos, todos los cables empleados. Todos, presenta la peculiaridad que están hechos de elementos no propagadores de fuego, conforme a lo dictado en la norma.

13.2.3 resistencia al fuego de elementos constuctivos. cerramientos.

Para todos los cerramientos la norma exige un comportamiento frente al fuego no inferior a la estabilidad al fuego de la estructura de su zona de incendio. Esto supone exigir R 60 (EF-60) en sótanos y R 30 (EF-30) en plantas sobre rasante.

Para todas las salas anteriormente descritas, los elementos empleados para realizar la compartimentación de estas salas deben alcanzar una resistencia al fuego de 120 minutos. Los huecos de paso de cables entre salas quedarán sellados adecuadamente mediante una barrera para alcanzar un grado de resistencia de 120 minutos.

Todas las puertas peatonales de paso entre sectores tendrán la resistencia al fuego que imponga la norma. Todos los huecos que comuniquen sectores de incendio con otros sectores estarán obturados para mantener la misma resistencia al fuego del sector de incendio.

13.2.4 evacuación.

En principio, no se exigen medidas de evacuación, ya que la subestación proyectada será operada por telemando y la presencia de personal de forma contnua será prácticamente nula. No obstante, la evacuación de la subeatción debe satisfacer lo indicado en el anexo II, puntos 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5, del RSCIEI y la sección SI-3 de documento básico DB-SI del CTE.

13.2.5 ventilación y eliminación de humos y gases.

Conforme a lo estipulado en la normativa empleada, no se hace necesaria la instalación de un sistema de ventilación para la extracción de humos y gases. De todos modos, pese a que no se haga necesaria, se cuenta con los extractores existentes en las salas, que podrán realizar la labor de extraer humo en caso de que sea necesario.

13.2.6 instalaciones técnicas de servicio

En lo restante a los cables de potencia de media y alta tensión serán de tipo de alta seguridad para su mayor resistencia al fuego, sin emisión de halógenos y con emisiones de humos y opacidad reducida.

Así mimso, los cables de control empleados en dicha instalación serán no propagadores de llama, sin emisión de halógenos y con emisión de humo y opacidad reducida.

13.3 REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES

Según el reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales, en el artículo 14, todos los aparatos, equipos, sistemas y componentes de las instalaciones de protección contra incendios, así como el diseño, ejecución, puesta en funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones deben cumplir con lo dictaminado en el reglamento de instalaciones de protección contra incendios (RIPCI).

13.4 DESCRICIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.

13.4.1 generales

El sistema de detección de alarma de incendios deberá cubrir todos los sectores en los que se ha descompuesto el edificio, incluido el falso suelo, y teniendo en cuenta la configuración de los mismos por existencia de vigas que forman alveolos, y controlará los elementos de control y actuación del sistema de extinción previsto para la subestación.

El sistema de protección contra incendios a instalar estará constituido por los siguientes elementos:

- Sistema de detección de alarma.
- Medios complementarios de extinción.
- Red eléctrica de interconexión.

13.4.2 descripción del sistema contra incendios

El sistema contra incendios estará compuesto por los siguientes equipos:

- Centralita de incendio

  Se instalará una centralita en la sala de control del edificio. Esta centralita, será la maestra, para el mando y control del sistema, trsnamitiendo señales de alarma y fuego, activación de sistema de detección y alarma de incendios, y defecto del sistema de protección. Es indispensable que dicha alarma contenga una fuente de alimentación ininterrumpida para que cuando un exista la posibilidad de suministro eléctrico, está, pueda contar con suministro.

- Detectores

  En las distintas dependencias de los edificios se instalarán detectores de las características que se indican a continuación, siendo la señal de dos detectores de la misma sala la que activará la alarma de incendios en la central de señalización y mando

  - Sala de control y comunicaciones: detectores ópticos.
  - Salas de celdas: detectores óptico-térmicos.

- Sistema manuale de alarmas de incendios

  En las distintas zonas sectorizadas de los edificios, se procederá a la instalación de pulsadores manuales de alarma. Esta alarma, será de carácter telemandada al centro regional de operaciones. Dichos pulsadores, deberán estar en lugares fácilmente accesibles y señalizados con carteles indicadores, conteniendo estos, anagrama, texto y borde fotoluminuscente, para que sea fácilmente visible en caso de cualquier emergencia.

- Medios de alarma acústicos

  Se dispondrá de uns sistema de acustico de alarmas, activadas por el sistema de detección, que las activará automáticamente al detectarse un incendio.

13.4.3 medios complementarios de extinción

Se instalarán extintores potátiles de incendio en todos y cada uno de las zonas sectorizadas de la subestación eléctrica. La ubicación de los mismos se hará teniendo en cuenta que sean fácilmente visibles, y deberán estar situados en aquella zona en la que se prevea que habrá una mayor probabilidad de iniciarse un incendio. El número de los mismos vendrá determinado por las dimensiones de las áreas sectorizadas. Tanto extintores como su agente extintor será señeccionado e instalado de acuerdo con lo indicado en el apéndice I del RIPCI y en el anexo III, punto 8, del RSCIEI.

A continuación, pasamos a exponer el número de extintores previstos:

- Sala de control y comunicaciones: 1 extintor de CO2 de 5 Kg.
- Salas de celdas (por sala): 1 extintor de CO2 de 5 Kg.
- Parque intemperie: En esta zona, se instalará por cada transformador de potencia, un extintor móvil sobre ruedas de polvo seco ABC 50 Kg, que estará ubicado a una distancia máxima de 15 m de los mismos.

13.5 ALUMBRADO DE EMERGENCIA

Teniendo como objetivo proporcionar una adecuada visibilidad que permita la correcta evacuación del personal en situación de emergencia, se instalará un sistema de alumbrado de emergencia en todos los sectores de incendio que se han creado en la subestación.

13.6 SEÑALIZACIÓN

Todos los carteles señalizadores de salidas y equipos deberán ser de poliestireno, con anagrama, texto y borde fotoluminiscente.

14 OBRA CIVIL

14.1. EXPLANACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO

Se tiene previsto la ejecución de una plataforma para la subestión a un nivel aproximado de cota +855 m. Para ello, se deberá llevar a cabo acciones de desbroce y retirada de la primera capa de cubierta vegetal. Dicho terreno retirado, se preveé que se acopiará en obra para su extendido final en las zonas libres exteriores a la explanada. Para poder dar comienzo a la ejecución de esta fase, será neceasrio realizar un acceso provisional que facilite tanto entrada como salida de la maquinaria que sea necesaria utilizar para el movimiento de tierras.

Debido a que la plataforma de la subetsación y el terreno natural se van a quedar a distinta cota, se preveé la ejecución de taludes que permitan dar continuidad a los distintos niveles de terreno.

A medida que se va ejecutando la plataforma sobre la que se instalará la subestación, se deberá instalar la malla de tierra, es decir, en una de las capas intermedias de la plataforma. Pese a que se hablará más adelnate del sistema de puesta a tierra, indicar que este irá instalado a una profundidad de 60 cm sobre el nivel final de la plataforma.

Siempre, antes de comenzar cualquier labor de movimientos de tierras de la plataforma, se deberá de contar tanto con un estudio topográfico como con un estudio geotécnico. Teniendo estos, ambos, se podrá relaizar un estudio de ingeniería y determinar entre otros muchos puntos, cuál será la cota a la que se establezca la plataforma. Es importante determinar la misma, porque lo ideal, es siempre aportar la menor cantidad de material posible, para ahorrar coste y tiempo. Dicho ahorro se consigue estableciendo una buena cota de subestación, en la que la zona de terraplen y desmonte sean compesadas.

14.2. ACCESOS Y VIALES INTERIORES

Dado que esta subestación es una subestación de transformación, para evacuar energía fotovoltaica, se creará un camino nuevo que conecte con los de la planta fotovoltaica. Este camino de acceso, será de un firme rígido, de hormigón, hasta la puesta de entrada de la propia subestación. Este camino, deberá de estar adpatado, filtrando cualquier desnivel de terreno o radio de curvatura que pueda dificultar el acceso de los transportes pesados de equipos y materiales, especialmente, los transformadores de potencia.

En cuanto a los viales interiores de la subestación, se construirán de tal forma que permitan el acceso de los vehículos de transporte y mantenimientos requeridos para el montaje y conservación de los elementos de la subestación. Más concretamente:

- Vial principal. Este vial, será de hormigón con mallazo, de 5 metros de ancho contando a ambos lados con bordillos prefabricados, permitiendo así, la circulación de vehículos pesados hasta las bancadas de los transformadores y hasta las edificaciones.
- Viales de acceso. Serán viales de tres metros de anchura mínima, no hormigonados, pero sí reafirmados con zahorras y cubiertos con una capa superficial de grava gruesa de 10 cm. Dichos viales, estarán balizados con postecillos de hormigón pintados de color rojo, de 40 cm de altura libre y 10 cm de diámetro, distanciados entre ellos 5 metros.

14.3. CERRAMIENTO PERIMETRAL Y PUERTA DE ACCESO

El cerramiento de la subestación destinado a delimitar el terreno de la subestación del que no lo es, estará compuesto fundamentalmente por una malla metálica sujeta sobre postes metálicos colocados cada 2,5 metros. La fijación de los postes metálicos al suele se materializa mediante el uso de dados de hormigón, y entre los dados de hormigón, se empleará bordillo prefabricado. La parte superior de la valla, se rematará con la istalación de alambre espinoso. Con todo ello, el cerramiento proyectado tendrá una altura de 2,30 metros de altura sobre el terreno, cumpliendo así, con la altura mínima reglamentaria establecida de 2,20 metros.

Además, el cerramiento contará con una puerta principal de acceso a la subestación que constará de dos hojas metálicas giratorias, con un ancho de 6 metros. Adosada a esta, también existirá una puerta de aceso peatonal, metálica y de 1 metro.

14.4. EDIFICIOS

14.4.1. descrición general

De acuerdo con lo ya desarrollado en el proyecto y pudiéndolo comprobar en el documento nº4 “planos”, la subestación eléctrica que se esta desarrollando en el presente proyecto contará con:

- Un edificio prefabricado para las celdas de media tensión.
- Un edificio prefabricado para la zona de control, es decir, para el edificio de control. Este edificio, albergará la sala de control y la sala de comunicaciones.

14.4.2. edificio de sistemas, celdas y control

Cada edificio de los que hemos desdrito anteriormente, se desarrollará en función de las disposiciones o tipos de salas:

- Las salas de control, comunicaciones y reuniones, contarán conun suelo técnico, dejando huecos necesarios por debajo del mismo para el tendido de los cables de control ytelecomunicaciones.
- Las salas de celdas de media tensión y transformador de servicios auxiliares, incorporan un suelo forjado prefabricado soportado por vigas, disponiendo bajo el forjado el foso cables.
- La sala de almacenén, se rematará con una solera de hormigón.

A continuación, paseremos a describir:

- Cimentación y estructura: Se realizarán las cimentaciones necesarias para soportar el edificio, teniendo en cuenta el estudio geotécnico del terreno. Las cimentaciones serán prefabricadas, corridas y con forma de “T invertida. En el nivel superior de la cimentación apoyaran los paneles del cerramiento del edificio. El forjado de las salas de celdas y servicios auxiliares se compone de losas de hormigón armado o pretensado de 15 cm de espesor, con una capa de compresión de hormigón de 10 cm. En la citada capa de compresión de 10 cm se dejará embebida toda la perfileria metálica necesaria para el apoyo de las celdas y tapas. Las losas del forjado se apoyan sobre diafragmas de hormigón prefabricado con los huecos necesarios para el paso de cables.
- Ceramiento del edificio: La fachada de los edificios se realizarán con paneles prefabricados aligerados tipo “sandwich” de homigón armado dispuesto verticalmente de 20 cm de espesor con aislamiento térmico en su interior.
- Cubierta: La cubierta de los edificios será de paneles prefabricados de hormigón armados.
- Carpinteria exterior: Toda la carpintería metálica será de acero S275 JR y tendrá un tratamiento anticorrosión de galvanizado en caliente. Las puertas de acceso a los edificios, serán de chapa de

acero lisa con ailamiento interior de lana de roca. Ser´na de hojas abatibles de apertura hacia el exterior, teniendo unas dimensiones de 2,50 x 2 m (alto x ancho) para la sala de control y zonas de trabajo. Para las salas de celdas y almacenes, serán de 3,00 x 2,40 m (alto x ancho).

- Acabados: El acabado exterior d ellos paneles del cerramiento de cada edificio será fratasado liso par pintar. El acabado interior de los paneles será pulido y lso para pintar. A la carpintería metálica, se le aplicará un tratamiento de pintura sobre galvanizado.

Ahora, pasaremos a describir cada una de las salas que componen los distintos edificios:

- Sala de comunicaciones: La sala de comunicaciones se extenderá sobre una superficie aproximada de 34,5 m^2 , teniendo unas dimensiones mínimas de 9,20 x 3,75 m y una altura de 3 metros. A esta sala, no se puede acceder desde el exterior.
- Sala de control: la sala de control y comunicaciones ocupará unas dimensiones de 128,6 m^2 , con unas dimensiones mínimas interiores de 9,12 x 9,20 m y una altura libre de 3 metros. A esta sala, se puede acceder tanto del exterior como a través de las puertas interiores de la sala de comunicaciones. Esta sala, contará con un sistema de climatización, de tipo Split, con bomba de calor.
- Sala de celdas: La sala de celdas tendrá una superficie aproximada de 35 m^2 , con unas dimensiones mínimas de 3,8 x 9,20 metros y una altura libre de 3,50 metros. En el suelo, se practicarán unos huecos en los paneles de la sala y puertas con rejillas para ventilación de aire mediante extractores.

14.5. INSTALACIÓN DE MALLA DE PUESTA A TIERRA.

La idea de instalar una malla de puesta a tierra, no es otra, que la de conseguir niveles adecuados para las tensiones de paso y contacto. Para ello, apoyándonos en la ITC-RAT 13, se proyecta una subestación con una malla de puesta a tierra formada por un cable de cobre de 150 mm^2.

En lo que concierne al edificio, decir que la mallad e tierra inferiores deberá ir enterrada a 0,6 metros por debajo de la cota inferior de la zapata, fomando retículas de 5 x 5 metros. Como se puede preveer, cuando se tiende el cable y s forma la retícula de 5 x 5, los vértices de las mismas se fundirán con soldaduras aluminotérmicas.

Otro elemento imprescindible para mejorar el mallado de puesta a tierra es la instalación de picas de puesta a tierra, que tendrán una longitud de dos metros y se irán colocando a lo largo de toda la malla.

Todo lo expuesto hasta ahora, se puede contrastar en el capítulo siguiente, donde se encuentran los planos más representativos de la instalación.

14.6. BANCADA DEL TRANSFORMADOR.

El transformador de potencia irá ubicado sibre una bancada construida in-situ. Dicha bancada, será de hormigón armado, compuesta por una cimentación de apoyo y una cubeta solidaria con dicha cimentación para recogida del aceite del transformador en caso de derrame del mismo.

La bancada, dispondrá sobre la cimentación de apoyo carriles de rodadura para la disposición del transformador con ruedas y fijación del mismo en la bancada. Para posibilitar el drenaje del aceite a la cubeta que forma parte de la bancada y evitar así su pérdida y eliminar el peligro de incendio, se le incorpora a la bancada uns sistema compuesto por dos parrillas tramex, para así, facilitar el drenaje del aceite a la cubeta que forma parte de la bancada.

En el último capítulo del presente proyecto se pueden ver la representación de un plano en detalle de la bancada del transformador de potencia.

14.7. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS.

Las canalizaciones necesarias para los cables de potencia, control, alumbrado, fuerza y telecomunicaciones irán construidas en base de zanjas registrables, zanjas bajo tubo o arquetas registrables según el caso, todas

Las zanjas se construirán con bloques de hormigón prefabricado, colocados sobre un relleno filtrante en el que se dispondrá un conjunto de tubos porosos que constituirán parte de la red de drenaje, a través de la cual se evacuará cualquier filtración manteniéndose las canalizaciones libres de agua.

14.8. SISTEMA DE DRENAJE.

La explanación del terreno generada para la infraestructura de la subestación con todas sus unidades de servicios, deben ser protegidas y mantenidas en las condiciones de diseño originales, dotándola de una red de drenaje superficial que sea capaz de captar y conducir al exterior del recinto las aguas procedentes de las lluvias o del subsuelo para proteger contra la humedad a los edificios, viales, cimentaciones, obras de contención de tierras, etc...

El drenaje de las aguas pluviales se realizará mediante una red de recogida formada por tuberías drenantes y arquetas que canalizarán las mismas a través de un colector hasta el exterior de la subestación. Se dispondrán pozos de registro a mitad del trazado del colector para facilitar las tareas de mantenimiento, y así poder hacerlo accesible en toda su longitud.

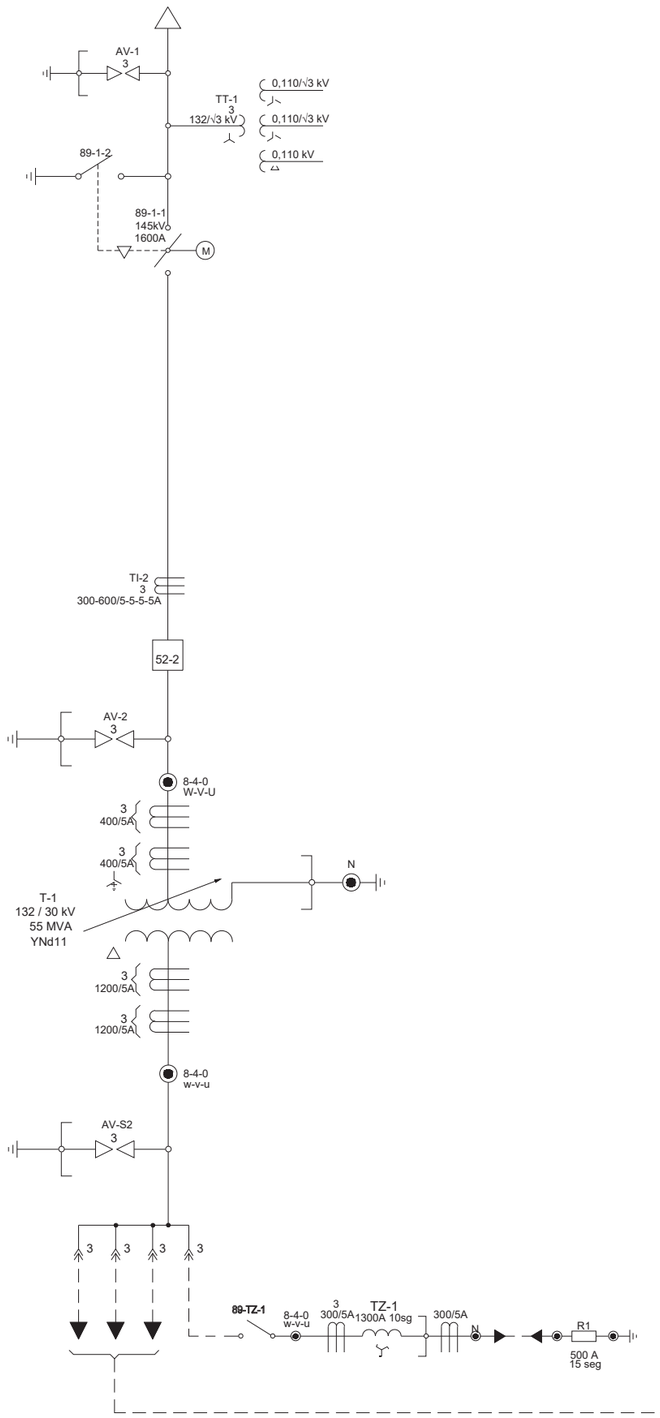
14.9. CIMENTACIONES.

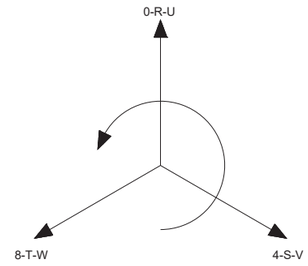
Se realizarán las cimentaciones necesarias para la fijación y anclaje de las estructuras metálicas de la aparamenta de intemperie y otros elementos auxiliares tales como soportes iluminación, antena telecomunicaciones, detectores antiintrusos, carteles de obra etc...

15 PLANOS

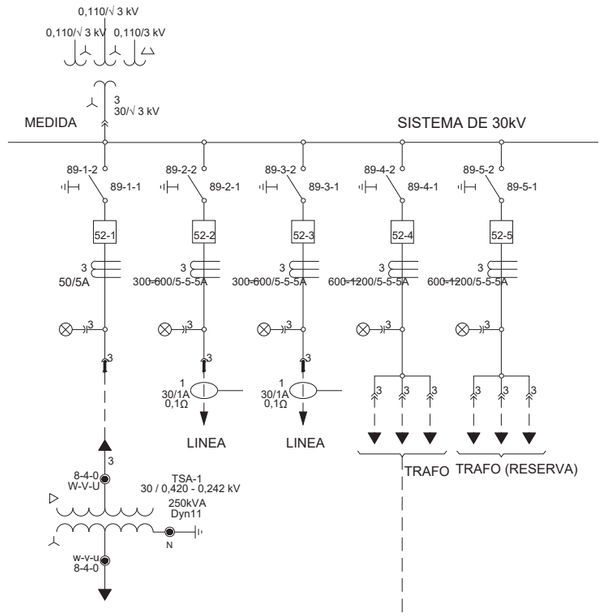
Llegados al último capítulo del presente proyecto fin de máster, pasamos a mostrar los planos más significativos e ilustrativos de la instalación. Estos planos son:

- Esquema unifilar.
- Planta de la instalación.
- Sección longitudinal de la instalación.
- Red de tierras.
- Detalles del montaje del transformador de sevicios auxiliares.
- Detalles del montaje de la resistencia de puesta a tierra.
- Detalles del montaje del interruptor de potencia.
- Detalles del montaje del seccionador de línea.
- Detalles del montaje del transformador de intensidad.
- Detalles del montaje del transformador de tensión.
- Detalles del montaje autoválvula.
- Detalles del montaje del transformador de potencia.
- Detalles del montaje bancada de transoformador





SECUENCIA Y CORRESPONDENCIA
DE FASES

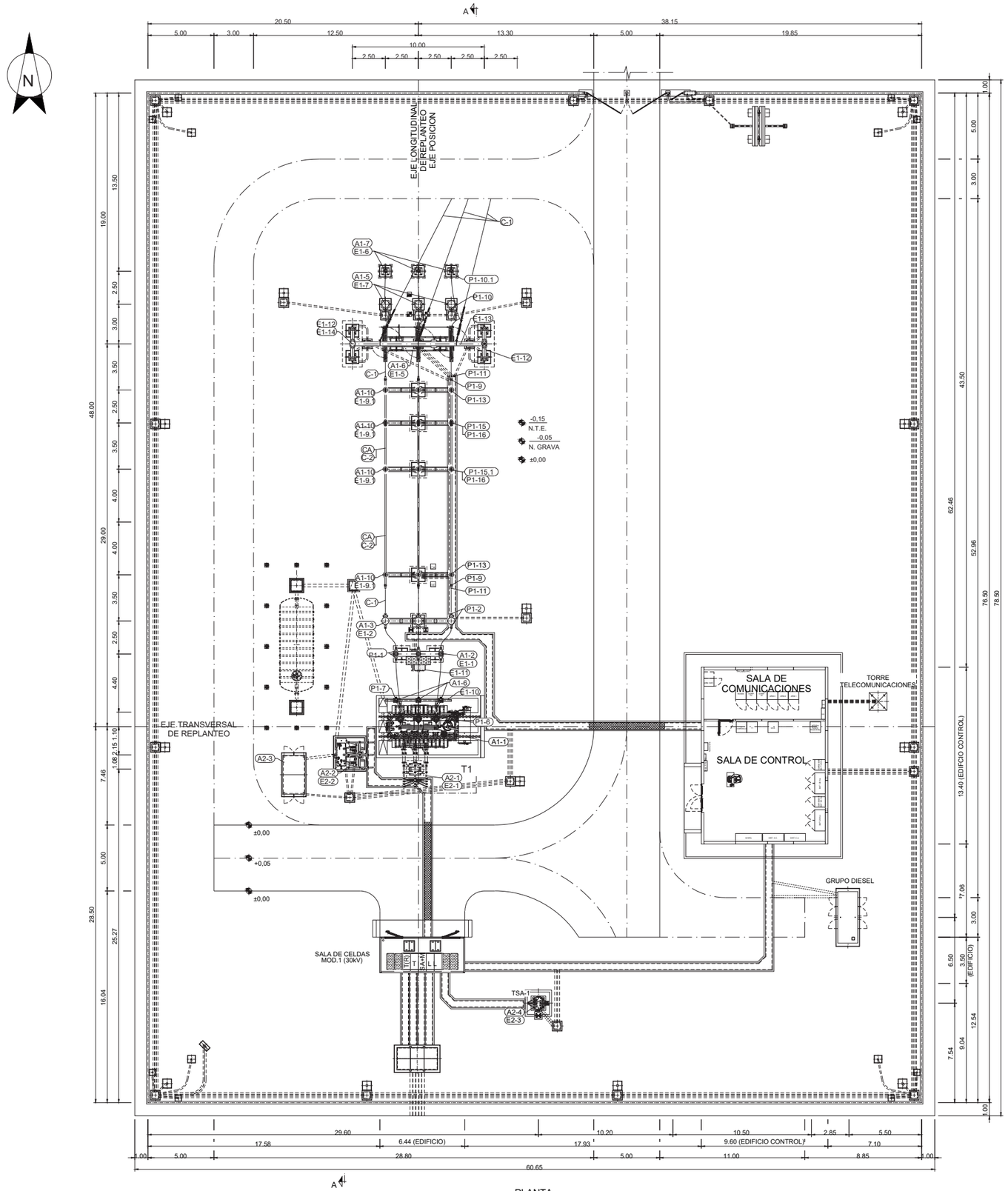


FRENTE DE CELDAS

NOTAS.-

1.- LA TENSIÓN DE LA DOBLE BATERÍA SERÁ DE 125+10%-15% V C.C.
2.- LA TENSIÓN DE SERVI. AUX. DE CA.A SERÁ DE 420/242V C.A.
3.- EN ESTA ST SERÁ INSTALADO UN SISTEMA INTEGRADO DE PROTECCIÓN Y CONTROL (SIPCO) PARA EL SISTEMA DE 132 kV Y PARA LOS MÓDULOS DE CELDAS DE 30 kV, CONSTITUIDO POR UNIDADES DE CONTROL DE POSICIÓN (UCP) Y UNIDAD DE CONTROL DE SUBESTACIÓN (UCS) QUE REALIZA LAS FUNCIONES DE ESTACIÓN REMOTA DEL TELEMANDO.
4.- SE BLOQUEARÁ EL BUCHHOLZ DEL TRAFO POR ARRANQUE DE LAS UNIDADES INSTANTANEAS DE LA PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD DEL LADO DE BAJA DEL TRAFO.
5.- ESTA ST SERÁ TELEMANDADA

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	
Contratista :			Clasificación:		S.T. FV MONTILLA 132/30 kV
			Tipo :		SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV
Autor : José Manuel Prieto Montilla			Fichero :		GENERALES
			Nº :		ESQUEMA UNIFILAR
Emisión inicial: 16/06/2021			Cliente :		PLANTA GENERAL ELECTRICA
Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob		Código : Rev :
					Reemplaza : Hoja:



PLANTA

CA	-	CABLE DESNUDO ANTIVIBRATORIO ARBUTUS NOM 54.60.028 SEGÚN NI 54.60.01	
C-2	-	TUBO ALUMINIO Ø100/90 mm	
C-1	-	CABLE DESNUDO AL Ø26.04 mm (ARBUTUS) NOM. 5460028 SEGÚN NI 54.60.01	
POS.	CANT.	CABLES,CONDUCTORES Y AISLADORES	
E2-3	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	
E2-2	1	SOPORTE REACTANCIA	
E2-1	1	SOPORTE CABLES DE POTENCIA 30kV	
POS.	CANT.	DENOMINACIÓN ESTRUCTURA METÁLICA	
A2-4	1	MONTAJE TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	
A2-3	1	MONTAJE RESISTENCIA DE P. A T.	
A2-2	1	MONTAJE REACTANCIA	
A2-1	1	MONTAJE BAJADA DE CABLES DE POTENCIA 30kV	
POS.	CANT.	DENOMINACIÓN APARELLAJE	
		SISTEMA DE MT	
E1-14	2	HERRAJE FIJACIÓN CAJA F.O. EN PILARES PÓRTICO 132kV.	
E1-13	2	VIGA (PÓRTICO 10M.) 132kV.	
E1-12	4	COLUMNA PÓRTICO 132kV.	
E1-11	3	PLATAFORMA INT. 132KV (SIEMENS-3AP1FG)	
E1-10	1	SOPORTE PARARRAYOS SOBRE CUBA 132kV.	
E1-9.1	4	SOPORTE AISLADORES DE BARRAS 132kV.	
E1-7	6	SOPORTE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN DE LÍNEA 132kV.	
E1-6	6	SOPORTE PARARRAYOS 132kV ACOMETIDA DE LÍNEA.	
E1-5	2	SOPORTE SECCIONADOR DE LÍNEA CON P. A.T. 132kV.	
E1-2	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 132kV.	
E1-1	3	SOPORTE INTERRUPTOR 132KV (SIEMENS-3AP1FG)	
POS.	CANT.	DENOMINACIÓN ESTRUCTURA METÁLICA	
		SISTEMA ELÉCTRICO DE 132KV	
A1-11	3	MONTAJE PARARRAYOS 132kV EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
A1-10	4	MONTAJE 3 AISLADORES DE BARRAS 132kV.	
A1-8	3	MONTAJE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO 132kV.	
A1-7	3	MONTAJE PARARRAYOS 132kV EN ACOMETIDA DE LÍNEA.	
A1-6	1	MONTAJE SECCIONADOR DE LÍNEA CON P. A.T. 132kV.	
A1-3	1	MONTAJE 3 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD 132kV.	
A1-2	1	MONTAJE INTERRUPTOR 132kV. (SIEMENS 3APFG-1)	
A1-1	1	MONTAJE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
POS.	CANT.	DENOMINACIÓN APARELLAJE	
		SISTEMA ELÉCTRICO DE 132KV	

LEYENDA:

- MANDO MANUAL SECCIONADOR P.AT.
- MANDO ELÉCTRICO SECCIONADOR LÍNEA Y SECCIONADOR BARRAS
- CAJA DE CENTRALIZACIÓN T/I (POS. LINEA)
- CAJA DE CENTRALIZACIÓN T/I (POS. TRAFO)
- CAJA MEDIDA PUNTO FRONTERA INTENSIDADES
- CAJA DE CENTRALIZACIÓN T/t
- CAJA DE CENTRALIZACIÓN T/I BARRAS
- CAJA MEDIDA PUNTO FRONTERA TENSIONES
- CAJA DE RESISTENCIAS TENSIONES
- CAJA DE CORRIENTE ALTERNA
- CAJA DE CORRIENTE CONTINUA
- CAJA DE FIBRA ÓPTICA (CABLE DE GUARDA)
- CAJA DE ALIMENTACIÓN DE SS.AA. DE 250kVA
- EXTINTOR TIPO CARRO 25KG POLVO A,B,C

NOTAS:

1. COTAS Y ELEVACIONES EN METROS.
2. LA COTA RELATIVA ±0,00 (VIALES Y CANALES).
3. LA COTA RELATIVA -0,05 (ACABADO GRAVA).
4. LA COTA RELATIVA -0,15 (N.T.E., NIVEL TERRENO EXPLANADO).
5. LA MARCA * INDICA COTAS Y NIVELES APROXIMADOS PENDIENTES DE CONFIRMAR.

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	

Contratista :

Autor :
José Manuel Prieto Montilla

Emisión inicial: 16/06/2021

Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob

Clasificación:

Tipo :

Fichero :

Nº :

Cliente :

S.T. FV MONTILLA 132/30 kV

SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV

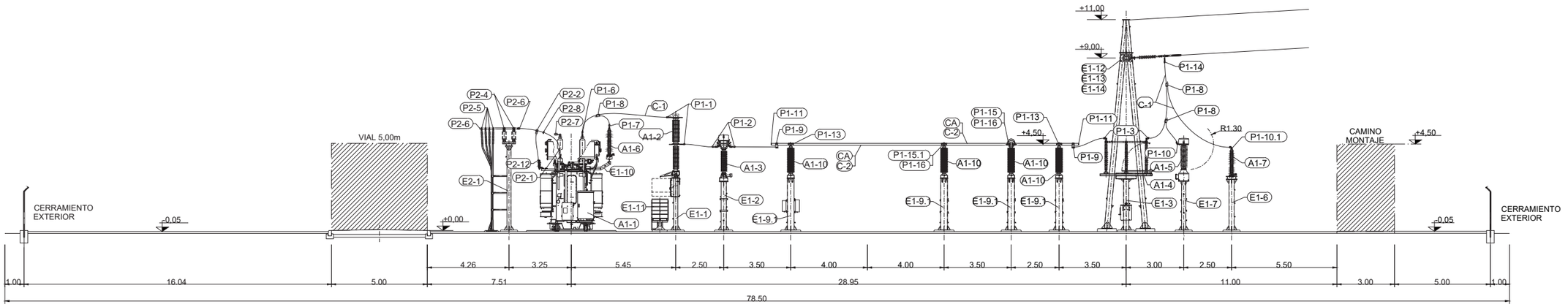
GENERALES

IMPLANTACION

PLANTA GENERAL ELECTRICA

Código : Rev :

Reemplaza : Hoja: Sigue:



SECCION A-A

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado		Aprobado

Contratista :	Clasificación: / Tipo :
Autor : José Manuel Prieto Montilla	Fichero : / Nº :
Emisión inicial: 16/06/2021	Cliente :
Dibuj. Prep Rev. Aprob	

S.T. FV MONTILLA 132/30 kV

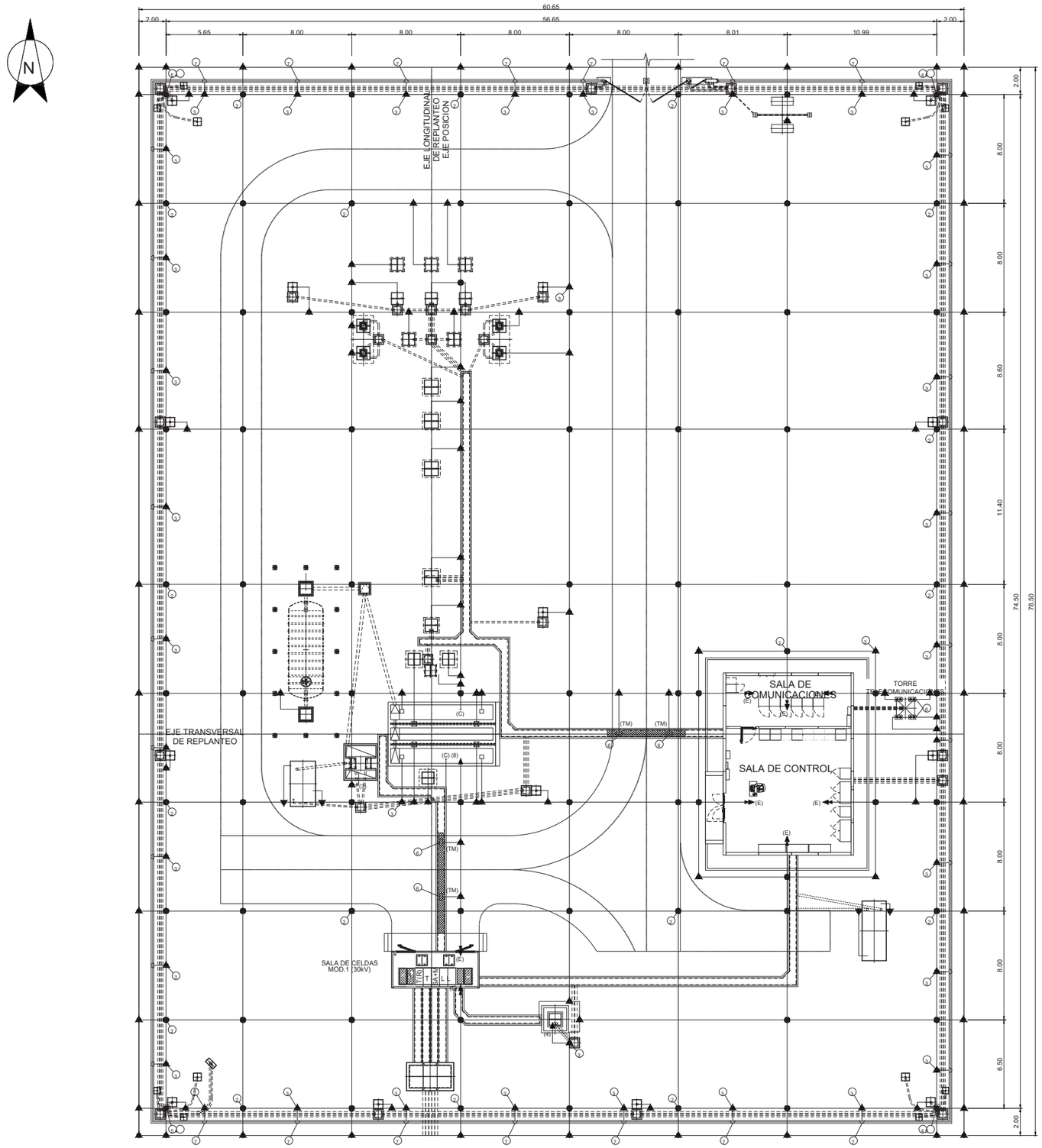
SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV

GENERALES

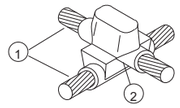
IMPLANTACION

SECCION GENERAL ELECTRICA

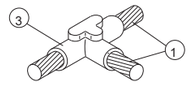
Código :			Rev :
Reemplaza :	Hoja:	Sigue: -	DIN :



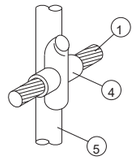
SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN CRUZ



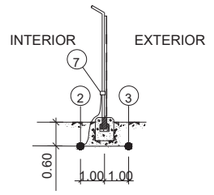
SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN TE



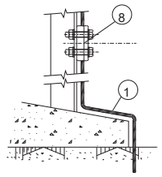
SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA A PICA



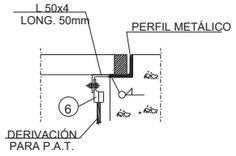
PUESTA A TIERRA CERRAMIENTO



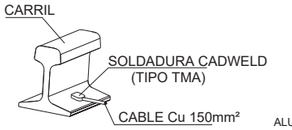
CONEXIÓN MALLA DE TIERRA A ESTRUCTURA PRINCIPAL



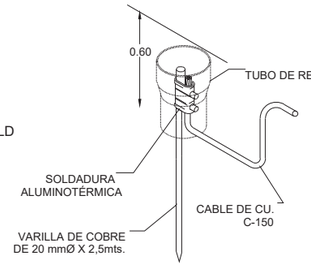
PUESTA A TIERRA PARA TAPAS METÁLICAS



DETALLE SOLDADURA A VIAS DE BANCADA



PUESTA A TIERRA PARA PICAS



LEYENDA

- P.A.T. DE BARANDILLAS Y CIERRE
- (E) - LATIGUILLO DE PUESTA A TIERRA PARA UNIR A MALLA DE TIERRA EN INTERIOR DE EDIFICIO (10m DE LONGITUD)
- (TM) - LATIGUILLO DE PUESTA A TIERRA PARA TAPAS METÁLICAS (VER DETALLE)
- LATIGUILLO DE PUESTA A TIERRA PARA VIAS DE TRANSFORMADORES
- LATIGUILLO DE PUESTA A TIERRA PARA REJILLA TRAMEX
- (C) - LATIGUILLO DE PUESTA A TIERRA PARA CUBA DEL TRAFO DE POTENCIA (4m LIBRES DESDE SALIDA EN SUELO)
- (4) - LATIGUILLO DE PUESTA A TIERRA PARA TSA (4m LIBRES DESDE SALIDA EN SUELO)
- (3) - LATIGUILLO DE PUESTA A TIERRA PARA TZ (3m LIBRES DESDE SALIDA EN SUELO)

POS.	DENOMINACIÓN
8	GRAPA P.T. DOBLE 2C 95/150 mm²
7	GRAPA PARA TUBO DE ACERO Ø48/50 Y CABLE CU-150mm²
6	TERMINAL DE PAT DE CABLE Cu-75/150mm² A PLETINA
5	PICA BIMETÁLICA Ø19 MM Y 2 METROS DE LONGITUD
4	SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA PARA PICA Ø19 MM Y CABLES Cu-150
3	SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN TE PARA Cu-150
2	SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA EN CRUZ PARA Cu-150
1	METROS DE CABLE CU-150mm²

NOTAS:

1.- COTAS Y ELEVACIONES EN METROS.

2.- EL CABLE DE LA MALLA DE P. A T. DEBERÁ IR ENTERRADO A 0,6m DE PROFUNDIDAD Y SERÁ DE COBRE DESNUDO DE 150 mm².

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado

Contratista :

Autor: José Manuel Prieto Montilla

Emisión inicial: 16/06/2021

Dibuj. | Prep. | Rev. | Aprob.

Cliente :

Clasificación:

Tipo :

Fichero :

Nº :

Código :

Rev :

Reemplaza :

Hoja:

Sigue:

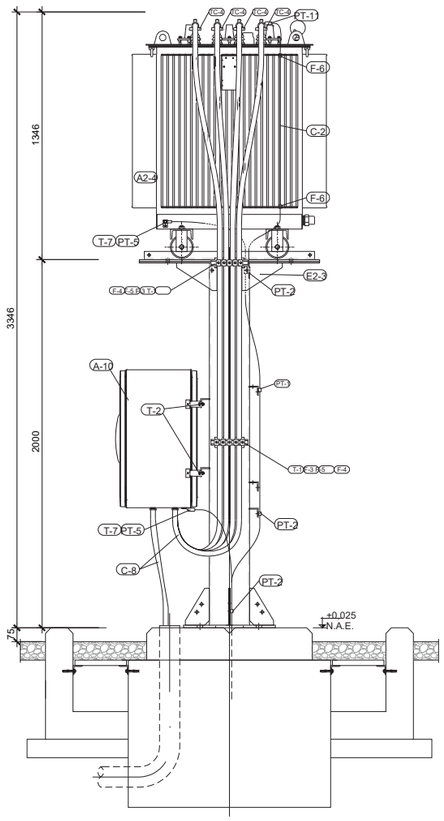
S.T. FV MONTILLA 132/30kV

SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV

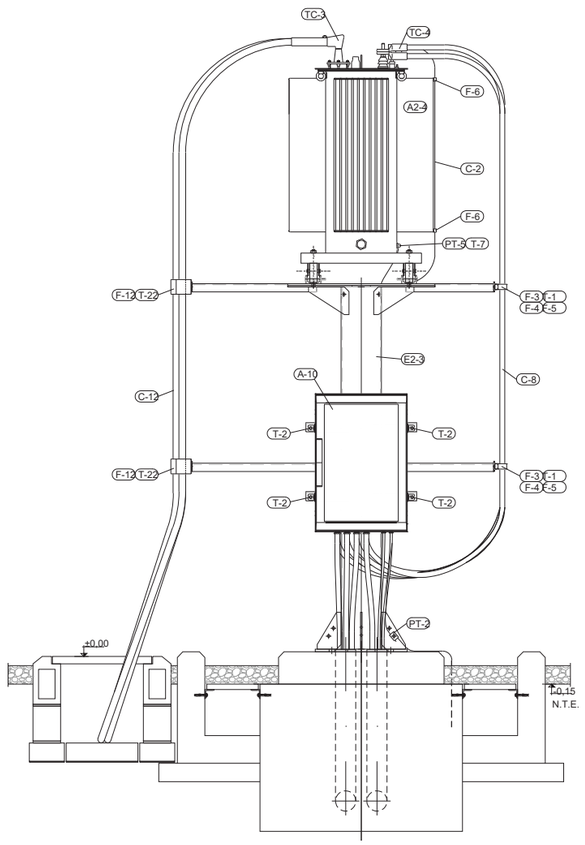
GENERALES

PUESTA A TIERRA

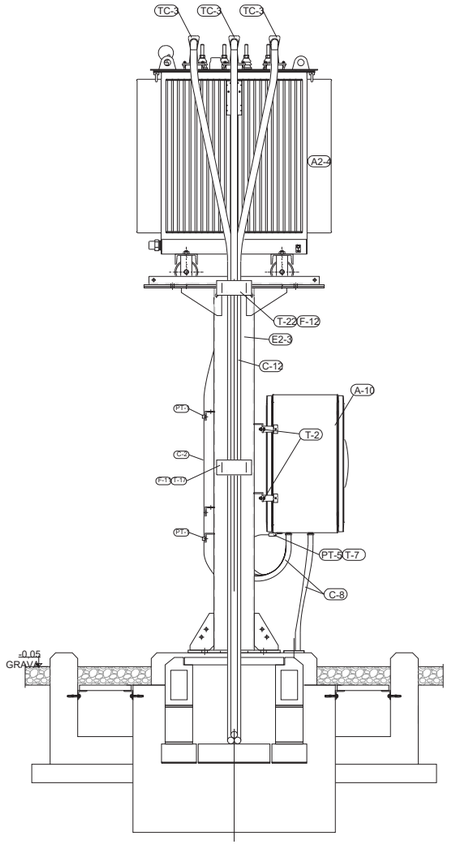
RED DE TIERRAS INFERIORES



- LATERAL DERECHIO -



- ALZADO -



-LATERAL IZQUIERDO-

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A2-4	1	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 30/0,42 kV 250kVA
		TERMINALES CONEXIÓN
TC-3	3	TERMINAL ACODADO ENCHUFABLE PARA 36 kV MODELO EUROMOLD M400LR/G DE NEXANS O SIMILAR
TC-4	4	TERMINAL DE PRESION DE Cu PARA CABLE DE 240mm2 CON TALADRO Ø22mm PARA CONECTAR A TORNILLO M20 MODELO T-240 DE SOFAMEL O SIMILAR
		ESTRUCTURA METALICA
E2-3	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES
		ACCESORIOS
F-3	2	PERFIL DE MONTAJE DE 200mm.
F-4	10	ABRAZADERA
F-5	10	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
F-6	2	GRAPA DE FIJACIÓN AL TRANSFORMADOR
F-12	2	ABRAZADERA CABLES TRIPOLAR KOZ TR 38-53
		CABLES
C-2	4,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-8	0,0m	CABLE RHZ1 0,6/1 kV Cu DE 1x240mm²
C-12	0,0m	CABLE UNIPOLAR HEPRZ1 (AS) 18/30 kV 1x400 mm² K AL+H25
		CAJAS DE CENTRALIZACION
A-10	1	CAJA DE ALIMENTACIÓN DE SS.AA. DE 250kVA
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	2	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-2	2	GRAPA P.T. SENCILLA 2C Cu. 50/150 mm²
PT-5	2	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA
PT-11	1	TERMINAL RECTO ATORNILLADO CABLE 150mm² A BORNA Ø22
		TORNILLERIA
T-1	2	TORNILLO HEXAGONAL M6x25 (DIN 933), CON TUERCA M6 (DIN 934), ARANDELA 6,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 6 (DIN 7980)
T-2	4	TORNILLO HEXAGONAL M8x40 (DIN 933), CON TUERCA M8 (DIN 934), ARANDELA B 8,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 8 (DIN 7980)
T-7	2	TORNILLO HEXAGONAL M12x45 (DIN 931), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA B 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)
T-22	4	TORNILLO HEXAGONAL M12x150 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)

CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 1

NOTAS:

1.- COTAS EN MILÍMETROS Y ELEVACIONES EN METROS
2.- EL NÚMERO DE PIEZAS QUE FIGURA EN EL CUADRO CORRESPONDE A UN CONJUNTO
3.- TORNILLERÍA DE CALIDAD 5.6

0 10 20 30 40 50 60cm 1:10

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	

Contratista :

Autor : José Manuel Prieto Montilla

Clasificación:
Tipo :
Fichero :
Nº :

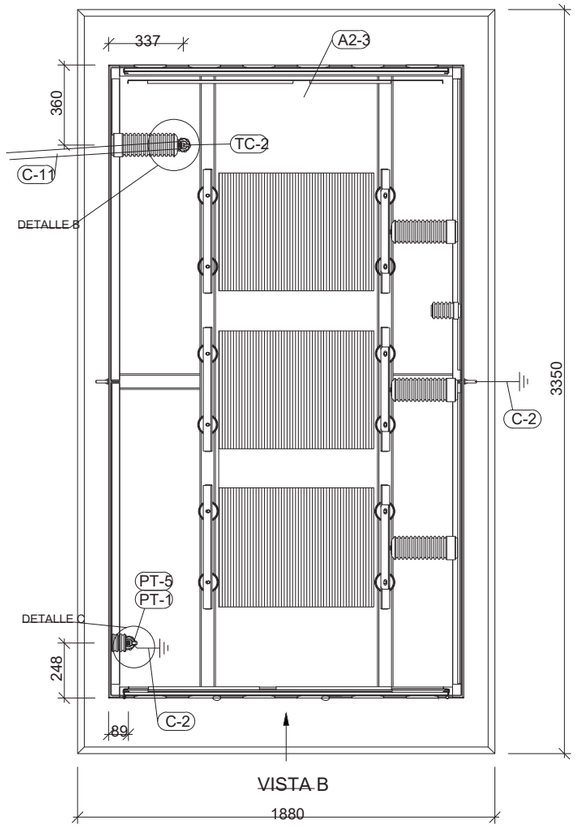
Emisión inicial: 16/06/2021

Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob.

Cliente :

S.T. FV MONTILLA 132/30kV
OBRA ELECTROMECÁNICA
SERVICIOS AUXILIARES
TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES
MONTAJE DEL TRANSFORMADOR DE SS.AA. 250KVA

Código :
Rev :
Reemplaza :
Hoja:
Sigue: _



VISTA B

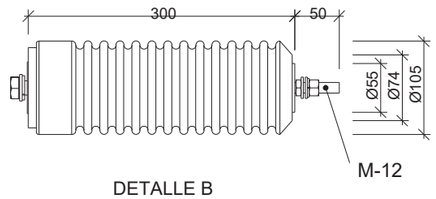
1880

PLANTA

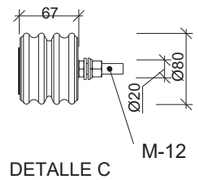
ESCALA 1:20

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A2-3	1	RESISTENCIA P.a T. RSM/30/d
		TERMINALES CONEXIÓN
TC-2	1	TERMINAL EXTERIOR TE/36/150/240
		CABLES
C-2	0,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-11	0,0m	CABLE UNIPOLAR HEPRZ1 (AS) 18/30 kV 1x150 mm² K AL+H25
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	1	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-5	1	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA

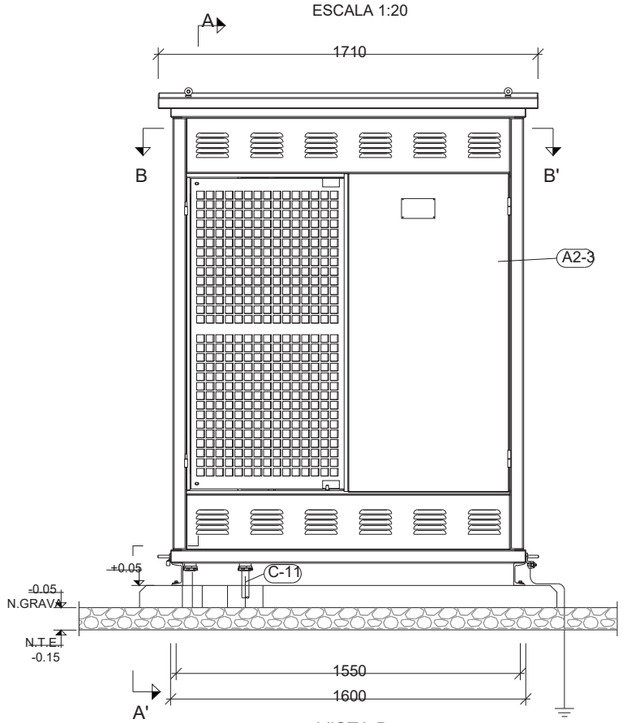
CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 1



DETALLE B
AISLADOR DE ENTRADA
E: 1/5

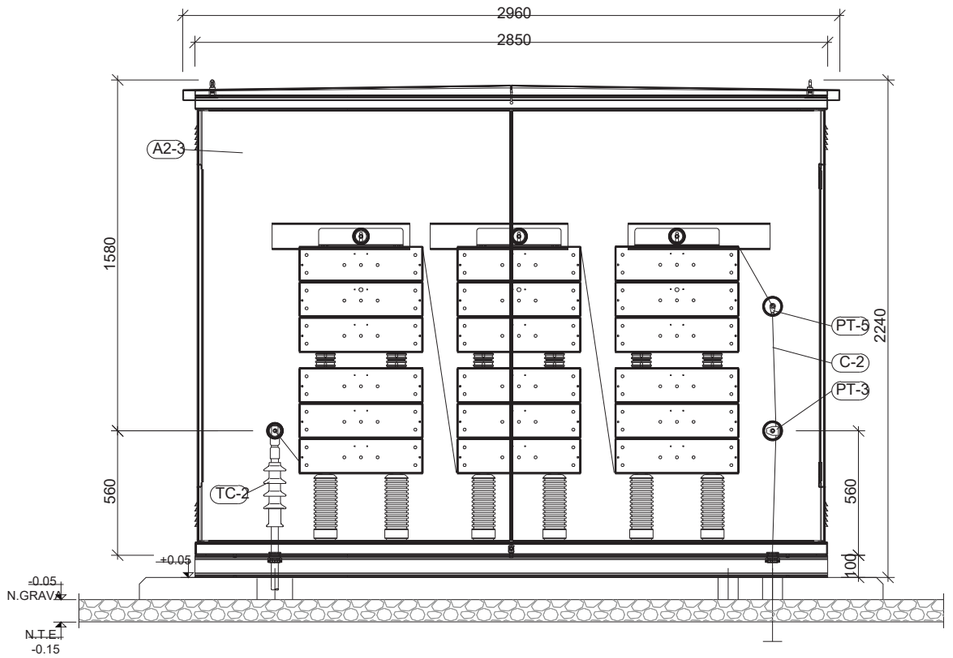


DETALLE C
AISLADOR DE SALIDA
E: 1/5



VISTA B

ESCALA 1:20



SECCIÓN A-A'

ESCALA 1:20

NOTAS.-

1.- COTAS EN MILIMETROS Y ELEVACIONES EN METROS
2.- TORNILLERIA DE CALIDAD 5.6

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	

Contratista :

Clasificación:

Tipo :

Autor :
José Manuel Prieto Montilla

Fichero :

Nº :

Emisión inicial: 16/06/2021

Cliente :

Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob.

S.T. FV MONTILLA 132/30kV

OBRA ELECTROMECÁNICA

SISTEMA ELECTRICO 30kV

PUESTA A TIERRA

MONTAJE RESISTENCIA P.a T. SIN TI SOBRE CIMIENTO

Código :

Rev :

Reemplaza :

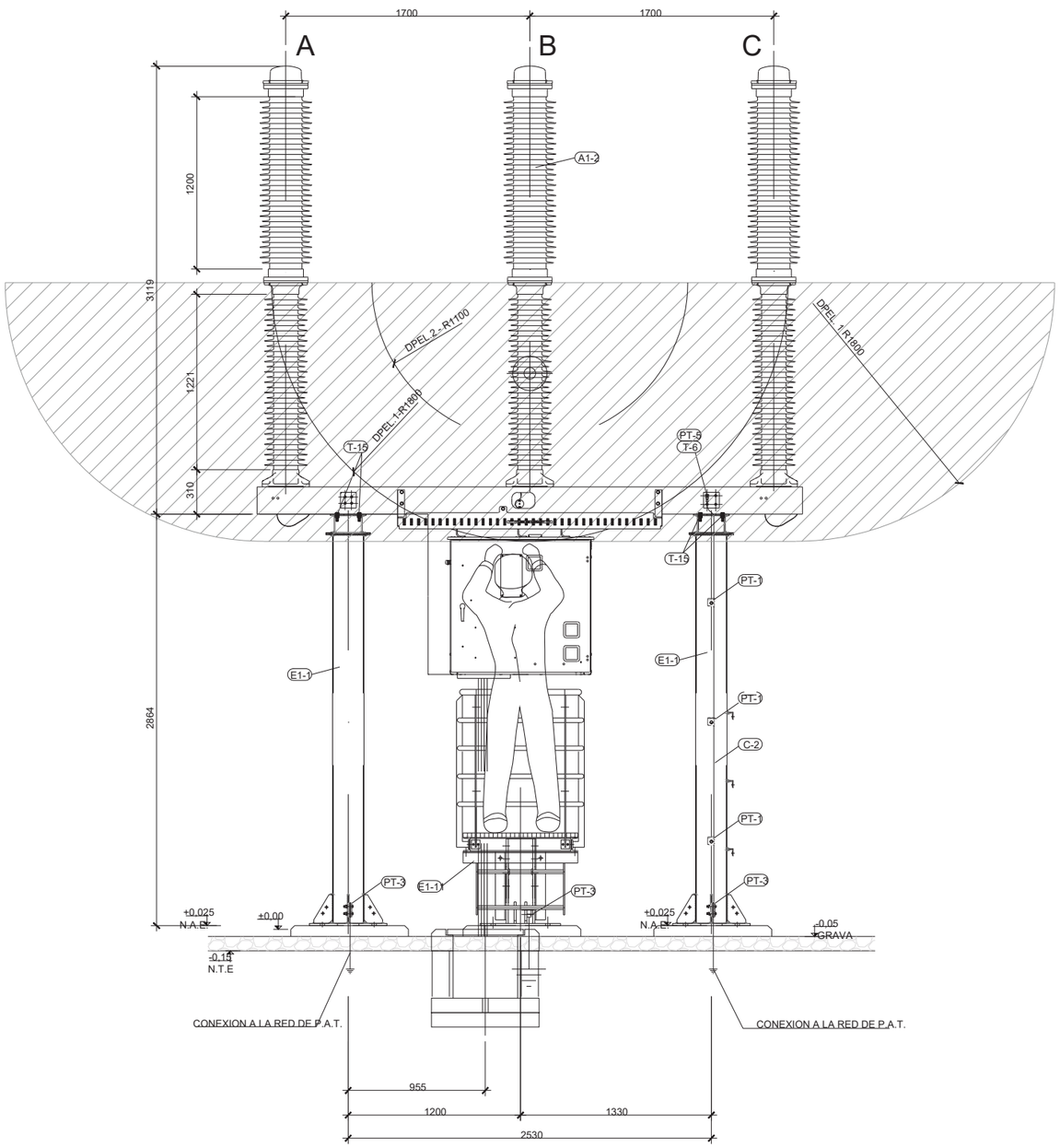
Hoja:

Sigue: _

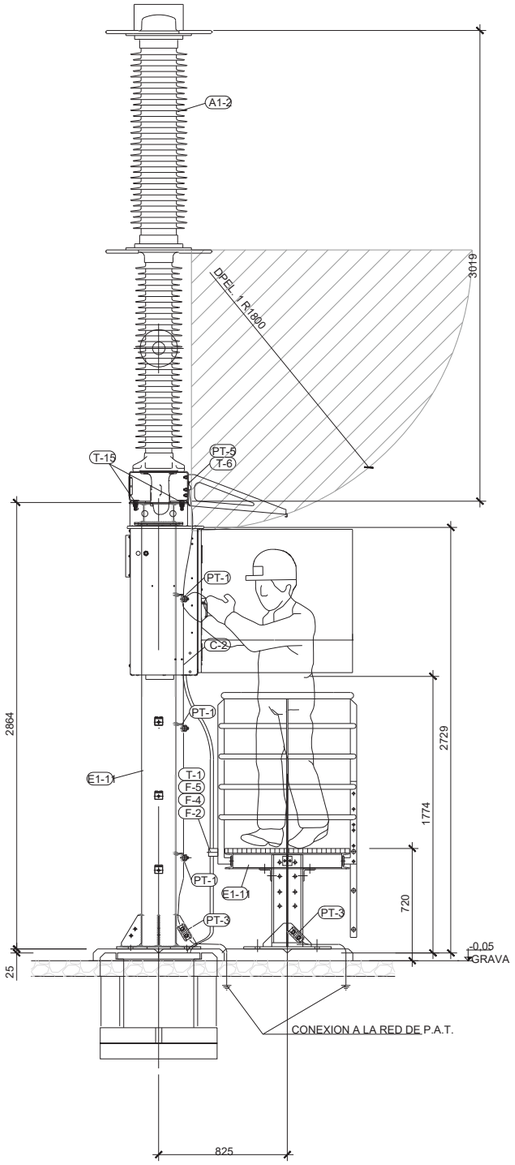
DIN :

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-2	1	INTERRUPTOR TRIPOLAR TIPO 3AP1FG145 SIEMENS
		ESTRUCTURA METALICA
E1-1	1	SOPORTE INTERRUPTOR TRIPOLAR TIPO 3AP1FG SIEMENS
E1-11	1	PLATAFORMA SOPORTE INTERRUPTOR TRIPOLAR TIPO 3AP1FG SIEMENS
		ACCESORIOS
F-2	1	PERFIL DE MONTAJE DE 150mm.
F-4	5	ABRAZADERA
F-5	5	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
		CABLES
C-2	3,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	3	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-3	3	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	1	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-250 A PLETINA
		TORNILLERIA
T-1	1	TORNILLO HEXAGONAL M6x25 (DIN 933), CON TUERCA M6 (DIN 934), ARANDELA 6,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 6 (DIN 7980)
T-6	1	TORNILLO HEXAGONAL M12x35 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)
T-15	8	TORNILLO HEXAGONAL M16x50 (DIN 933), CON TUERCA M16 (DIN 934), ARANDELA U18 (DIN 434) Y ARANDELA DE MUELLE 16 (DIN 7980)

CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 1



ALZADO
ESCALA 1:20

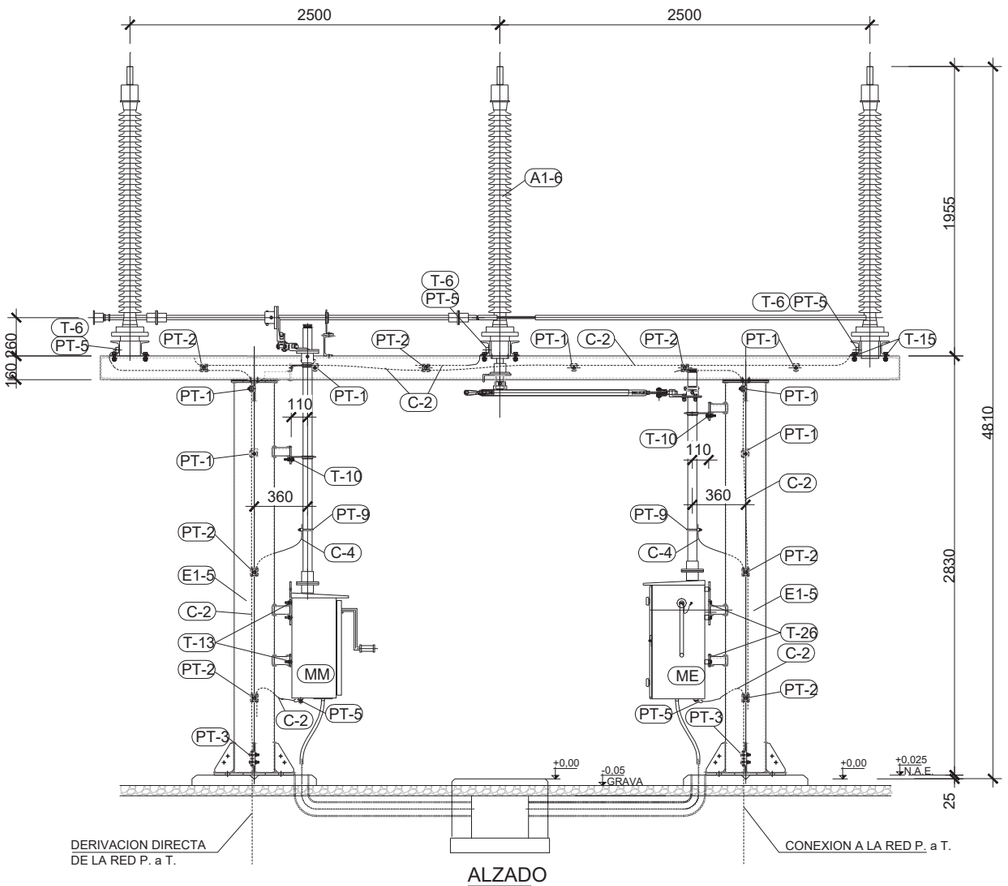


PERFIL
ESCALA 1:20

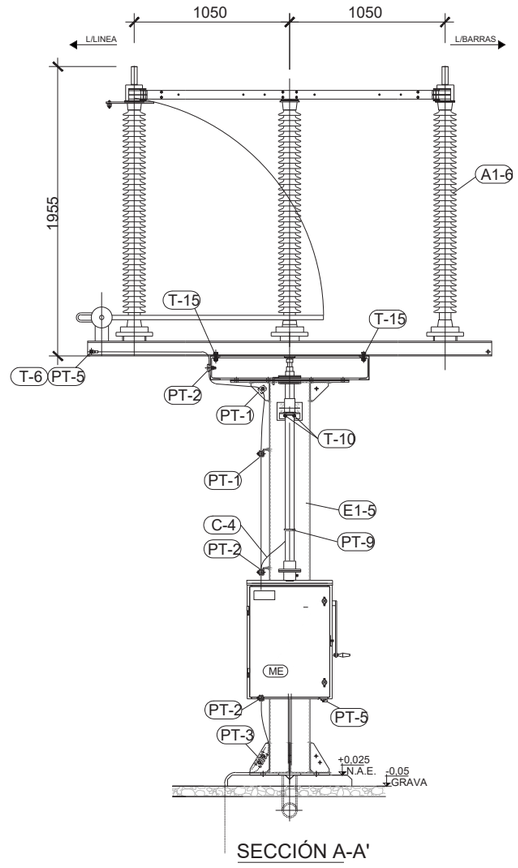
NOTAS.-

1.- COTAS MILIMETROS Y ELEVACIONES EN METROS
2.- EL NUMERO DE PIEZAS QUE FIGURA EN EL CUADRO CORRESPONDE A UN CONJUNTO
3.- TORNILLERIA DE CALIDAD 5,6. SEGUN NI: 18.03.00

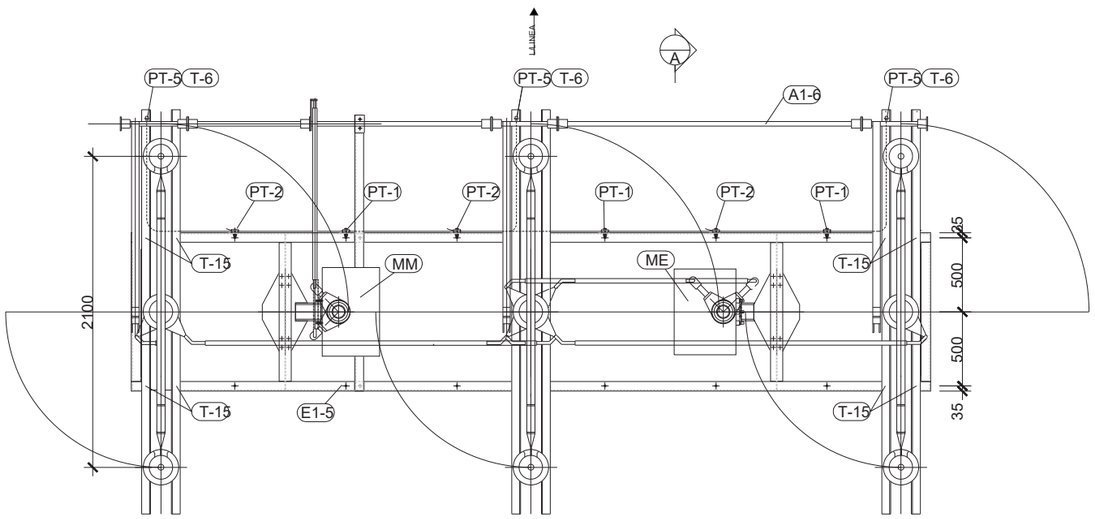
Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	
Contratista.:			Clasificación:		S.T. FV MONTILLA 132/30kV
			Tipo :		OBRA ELECTROMECÁNICA
			Fichero :		SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV
			Nº :		INTERRUPTORES
Emisión inicial: 16/06/2021			Cliente :		Código : Rev :
Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob.		Reemplaza : Hoja: Sigue:



ALZADO
VISTA DESDE BARRAS



SECCIÓN A-A'



PLANTA
VISTA DESDE BARRAS

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE

POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-6	1	SECCIONADOR TRIPOLAR CON CUCHILLAS DE P.a T. MESA SG3CT-145kV 1600A
		ESTRUCTURA METALICA
E1-5	1	SOPORTE SECCIONADOR DE LÍNEA CON P. A T. 132kV
		CABLES
C-2	14,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-4	2,0m	CABLE EXTRAFLEXIBLE Cu. 50mm²
		MANDOS SECCIONADORES
ME	1	MANDO ELÉCTRICO AE-90 MESA
MM	1	MANDO MANUAL AE-85M MESA
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	7	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-2	7	GRAPA P.T. SENCILLA 2C Cu. 50/150 mm²
PT-3	2	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	5	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA
PT-9	2	GRAPA DE ENLACE CON TIERRA ENTRE TUBO Ac. Ø2" Y CABLE EXTRAFLEXIBLE Cu 50mm²
		TORNILLERIA
T-6	3	TORNILLO HEXAGONAL M12x35 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)
T-10	8	TORNILLO HEXAGONAL M12x55 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)
T-13	5	TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE (DIN 7980)
T-15	12	TORNILLO HEXAGONAL M16x50 (DIN 933), CON TUERCA M16 (DIN 934), ARANDELA U18 (DIN 434) Y ARANDELA DE MUELLE 16 (DIN 7980)
T-26	5	TUERCA M16 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE (DIN 7980)

CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 1

NOTAS:

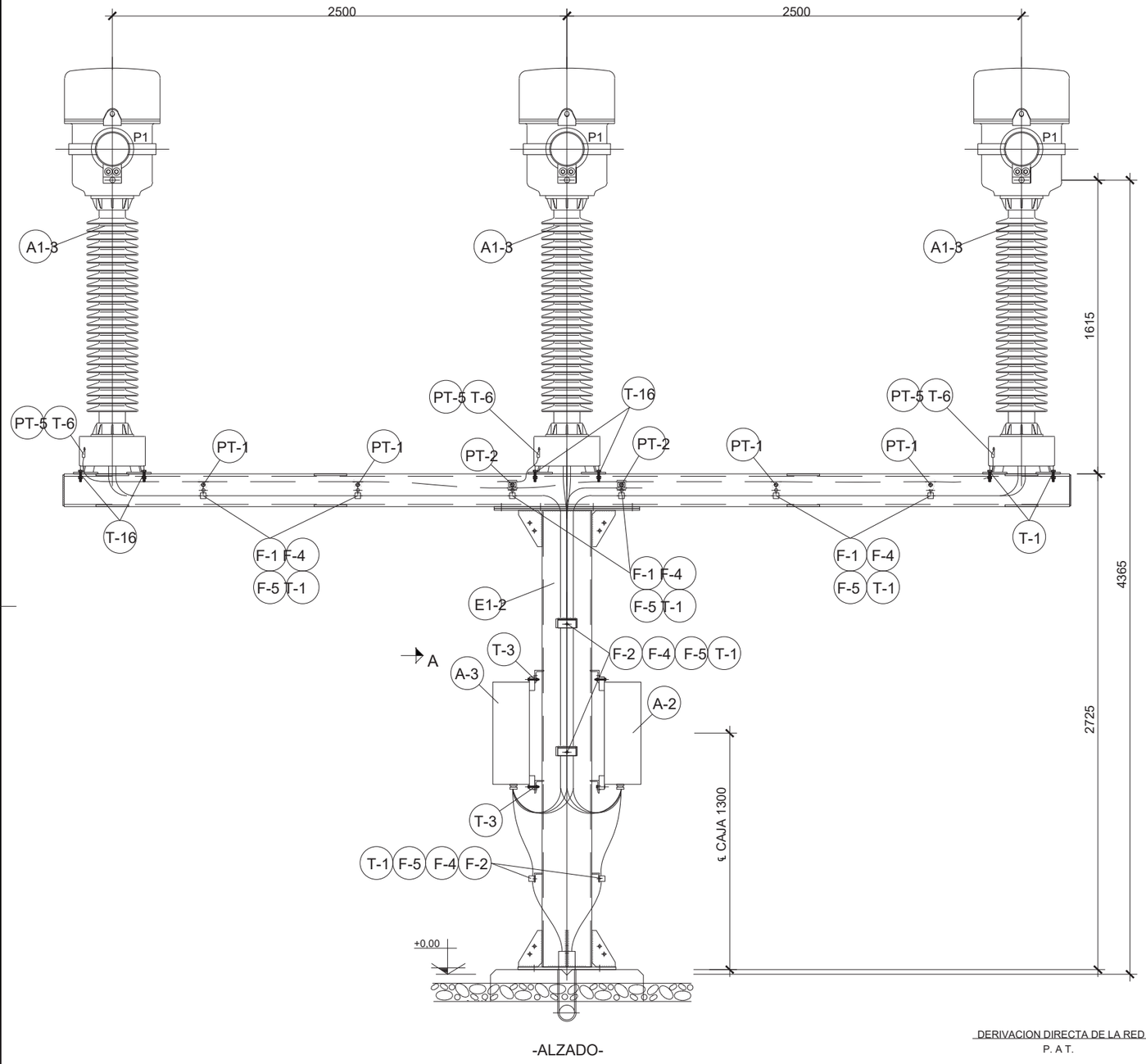
1.- COTAS EN MILÍMETROS Y ELEVACIONES EN METROS
2.- EL NÚMERO DE PIEZAS QUE FIGURA EN EL CUADRO CORRESPONDE A UN CONJUNTO
3.- TORNILLERÍA DE CALIDAD 5.6

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	

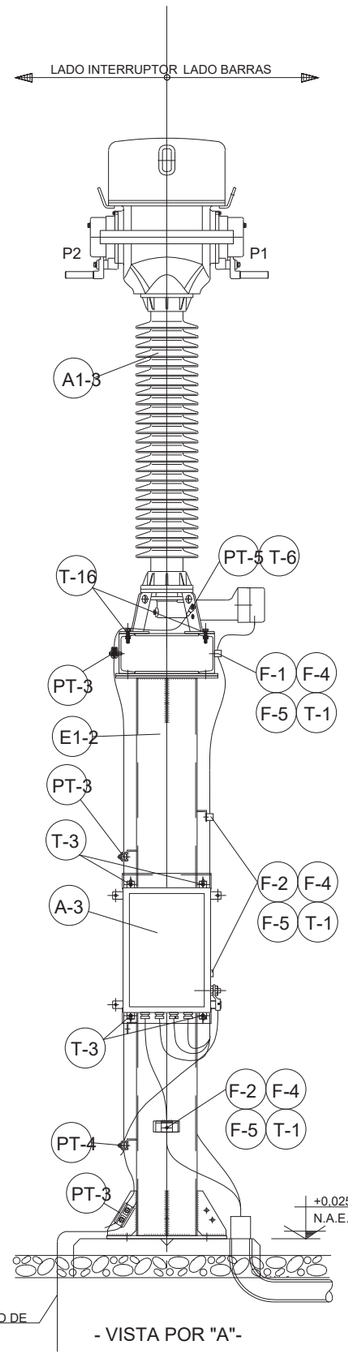
Contratista :
Clasificación:
Tipo :
Autor : José Manuel Prieto Montilla
Fichero :
Nº :
Emisión inicial: 16/06/2021
Dibuj. | Prep. | Rev. | Aprob.
Cliente :
Código :
Rev :
Reemplaza :
Hoja:
Sigue:
DIN :

S.T. FV MONTILLA 132/30kV

OBRA ELECTROMECÁNICA
SISTEMA ELÉCTRICO DE 132 kV
SECCIONADORES



-ALZADO-



- VISTA POR "A"-

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE

POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-3	3	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD TIPO CA-145 DE ARTECHE
		ESTRUCTURA METALICA
E1-2	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 132kV. (POS. TRAFO)
		ACCESORIOS
F-1	6	PERFIL DE MONTAJE DE 50mm.
F-2	3	PERFIL DE MONTAJE DE 150mm.
F-4 (NOTA 6)	29	ABRAZADERA
F-5 (NOTA 6)	29	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
		CABLES
C-2	10,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
		CAJAS DE CENTRALIZACION
A-2	1	CAJA DE CENTRALIZACIÓN T/i (POS. TRAFO)
A-3	1	CAJA MEDIDA PUNTO FRONTERA INTENSIDADES
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	5	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-2	3	GRAPA P.T. SENCILLA 2C Cu. 50/150 mm²
PT-3	1	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	3	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA
		TORNILLERIA
T-1	12	TORNILLO HEXAGONAL M6x25 (DIN 933), CON TUERCA M6 (DIN 934), ARANDELA 6,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 6 (DIN 7980)
T-3	4	TORNILLO HEXAGONAL M8x55 (DIN 933), CON TUERCA M8 (DIN 934), ARANDELA 8,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 8 (DIN 7980)
T-6	3	TORNILLO HEXAGONAL M12x35 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)
T-16	12	TORNILLO HEXAGONAL M16x65 (DIN 933) CON TUERCA M16 (DIN 934), ARANDELA U18 (DIN 434) Y ARANDELA DE MUELLE 16 (DIN 7980)

CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 1

NOTAS.-

1.- COTAS MILIMETROS Y ELEVACIONES EN METROS

2.- EL NUMERO DE PIEZAS QUE FIGURA EN EL CUADRO CORRESPONDE A UN CONJUNTO

3.- TORNILLERIA DE CALIDAD 5,6. SEGUN NI: 18.03.00

4.- ESTE MONTAJE APLICA A TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD CON CODIGO 7251075, 7551078, 7251070 Y 7251073

5.- LAS HOJAS DEL DOCUMENTO 758070 QUE APLICAN VAN EN FUNCION DEL EQUIPO QUE SE MONTA

6.- EL NUMERO DE UNIDADES PUEDE VARIAR EN FUNCION DE LOS CABLES QUE SE INSTAL

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado		

Contratista :

Autor : José Manuel Prieto Montilla

Emisión inicial: 16/06/2021

Dibuj. | Prep. | Rev. | Aprob.

Clasificación:

Tipo :

Fichero :

Nº :

Cliente :

S.T. FV MONTILLA 132/30kV

OBRA ELECTROMECÁNICA

SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV

TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Código :

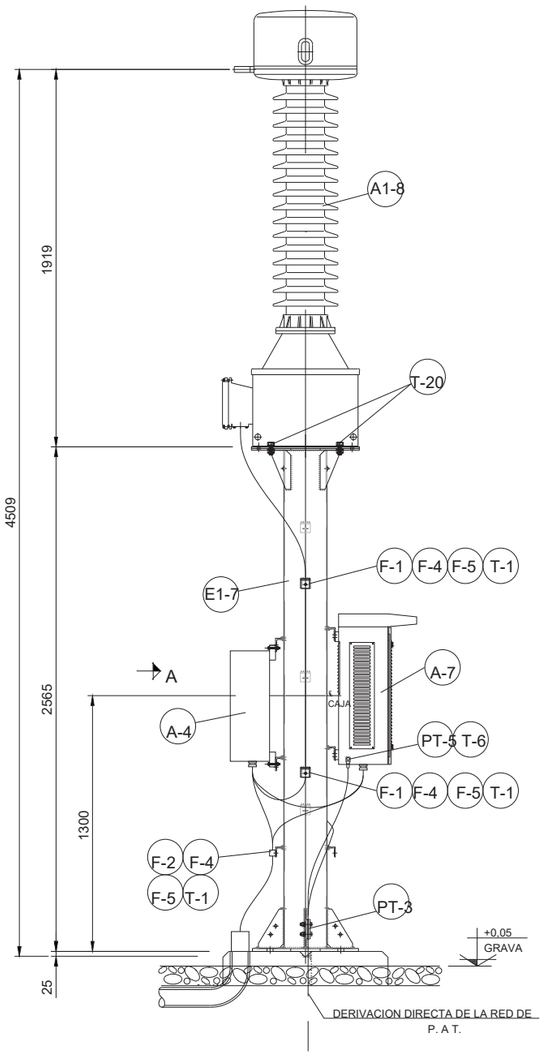
Rev :

Reemplaza :

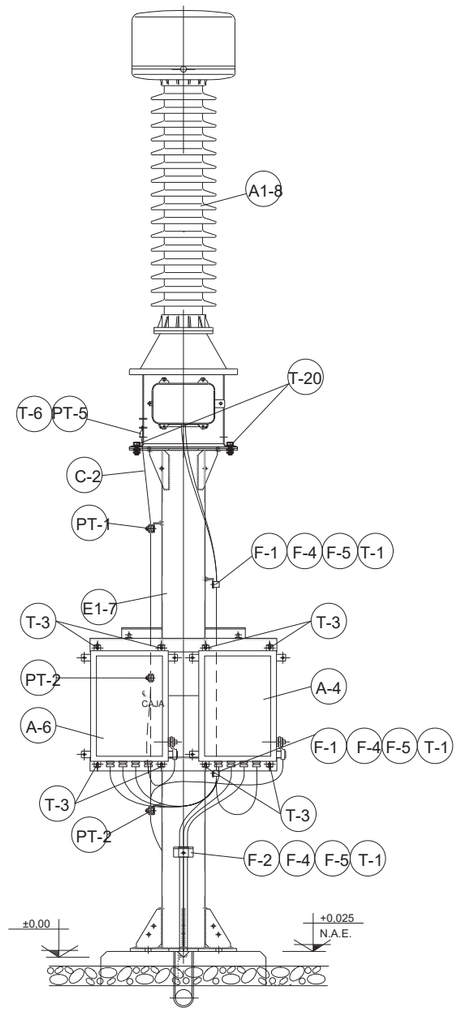
Hoja:

Sigue: -

DIN :



-ALZADO-



- VISTA POR "A"-

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-8	1	TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO TIPO UTE-145 DE ARTECHE
		ESTRUCTURA METALICA
E1-7	1	SOPORTE TRANSFORMADOR DE TENSIÓN DE LÍNEA 132kV
		ACCESORIOS
F-1	2	PERFIL DE MONTAJE DE 50mm.
F-2	1	PERFIL DE MONTAJE DE 150mm.
F-4 (NOTA 4)	50	ABRAZADERA
F-5 (NOTA 4)	50	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
		CABLES
C-2	3,5m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
		CAJAS DE CENTRALIZACION
A-4	1	CAJA DE CENTRALIZACIÓN T/t
A-6	1	CAJA MEDIDA PUNTO FRONTERA TENSIONES
A-7	1	CAJA DE RESISTENCIAS TENSIONES
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	2	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-2	1	GRAPA P.T. SENCILLA 2C Cu. 50/150 mm²
PT-3	1	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	2	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA
		TORNILLERIA
T-1	3	TORNILLO HEXAGONAL M6x25 (DIN 933), CON TUERCA M6 (DIN 934), ARANDELA 6,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 6 (DIN 7980)
T-3	12	TORNILLO HEXAGONAL M8x55 (DIN 933), CON TUERCA M8 (DIN 934), ARANDELA 8,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 8 (DIN 7980)
T-6	2	TORNILLO HEXAGONAL M12x35 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)
T-20	4	TORNILLO HEXAGONAL M12x45 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA U14 (DIN 434) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)

CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 1

NOTAS.-

1.- COTAS MILIMETROS Y ELEVACIONES EN METROS

2.- EL NUMERO DE PIEZAS QUE FIGURA EN EL CUADRO CORRESPONDE A UN CONJUNTO

3.- TORNILLERIA DE CALIDAD 5,6. SEGUN NI: 18.03.00

4.- EL NUMERO DE UNIDADES PUEDE VARIAR EN FUNCION DE LOS CABLES QUE SE INSTALEN.

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	

Contratista :

Clasificación:

Tipo :

Autor : José Manuel Prieto Montilla

Fichero :

Nº :

Emisión inicial: 16/06/2021

Dibuj. | Prep. | Rev. | Aprob.

Cliente :

S.T. FV MONTILLA 132/30kV

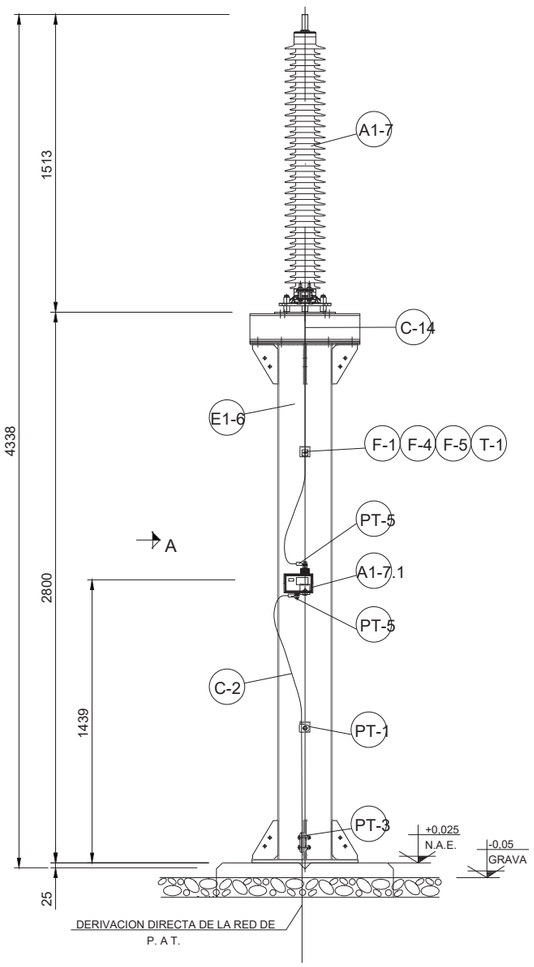
OBRA ELECTROMECÁNICA

SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV

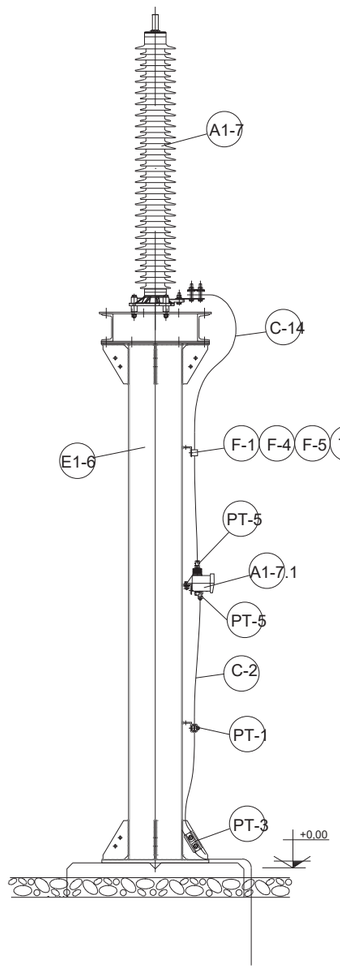
TRANSFORMADORES DE TENSION INDUCTIVOS

Código : | Rev :

Reemplaza : | Hoja: | Sigue: _ | DIN :



-ALZADO-



- VISTA POR "A"-

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
		APARELLAJE
A1-7	1	PARARRAYOS TIPO SBKC 132/SM-II DE TRIDELTA
A1-7.1	1	CONTADOR DE DESCARGAS TIPO DCC 2 DE TRIDELTA
		ESTRUCTURA METALICA
E1-6	1	SOPORTE PARARRAYOS 132kV ACOMETIDA DE LÍNEA
		ACCESORIOS
F-1	1	PERFIL DE MONTAJE DE 50mm.
F-4	2	ABRAZADERA
F-5	2	CONTRA MEDIA CAÑA PARA ABRAZADERA
		CABLES
C-2	1,5m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-14	1,5m	CABLE "RV" 0,6/1 kV Al DE 1x150mm²
		PIEZAS DE P.A.T.
PT-1	1	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-3	1	GRAPA P.T. DOBLE 2C Cu. 50/150mm²
PT-5	2	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-250 A PLETINA
		TORNILLERIA
T-1	1	TORNILLO HEXAGONAL M6x25 (DIN 933), CON TUERCA M6 (DIN 934), ARANDELA 6,4 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 6 (DIN 7980)

CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 3

NOTAS.-

1.- COTAS MILIMETROS Y ELEVACIONES EN METROS

2.- EL NUMERO DE PIEZAS QUE FIGURA EN EL CUADRO CORRESPONDE A UN CONJUNTO

3.- TORNILLERIA DE CALIDAD 5,6. SEGUN NI: 18.03.00

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	

Contratista :

Autor :
José Manuel Prieto Montilla

Emisión inicial: 16/06/2021

Dibuj. | Prep. | Rev. | Aprob.

Clasificación:

Tipo :

Fichero :

Nº :

Cliente :

S.T. FV MONTILLA 132/30kV

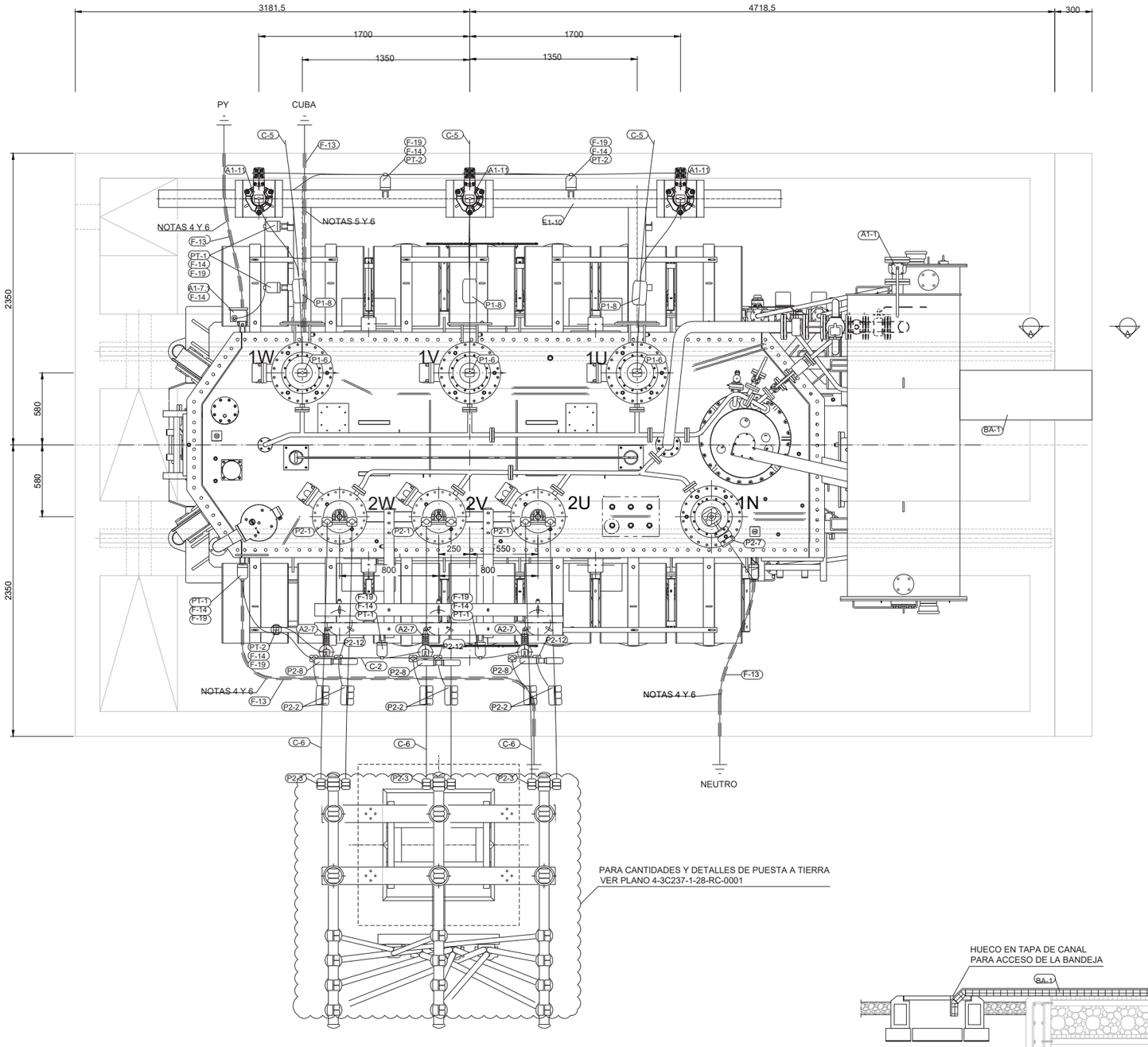
OBRA ELECTROMECÁNICA

SISTEMA ELECTRICO DE 132 kV

PARARRAYOS

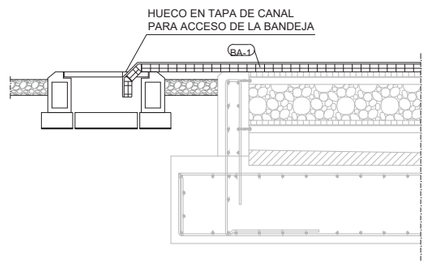
Código : | Rev :

Reemplaza : | Hoja: | Sigue: - | DIN:



PARA CANTIDADES Y DETALLES DE PUESTA A TIERRA
VER PLANO 4-3C237-1-28-RC-0001

PLANTA
ESCALA 1:20



SECCION A-A
ESCALA 1:20

RELACION DE MATERIALES NECESARIOS PARA EL MONTAJE		
POS.	CANT.	DENOMINACION
	APARELLAJE	
A1-1	1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 132/30kV 55MVA DE SGB
A1-11	3	PARARRAYOS TIPO SBKC 132/SM-II DE TRIDELTA
A1-7.1	1	CONTADOR DE DESCARGAS TIPO DCC 2 DE TRIDELTA
A2-7	3	PARARRAYOS TIPO HE-33 DE TRIDELTA
	ESTRUCTURA METALICA	
E1-10	1	SOPORTE PARARRAYOS SOBRE CUBA 132kV
	ACCESORIOS	
F-13	-	CUBIERTA PARA EL FORRADO DE CABLES DESNUDOS
F-14	14	GRAPA C-30 ERICO
F-19	14	AISLADOR JO4-60
	CABLES	
C-2	40,0m	CABLE DESNUDO DE COBRE 150mm²
C-5	-	CABLE DESNUDO ARBUTUS (Ø26,04 mm)
C-6	-	CABLE DUPLEX ARBUTUS (Ø26,04 mm)
	BANDEJAS	
BA-1	2,0m	BANDEJA "REJIBAND" 400x60 CON TAPA
	PIEZAS DE P.A.T.	
PT-1	14	GRAPA P.T. SENCILLA Cu. 50/150mm²
PT-2	4	GRAPA P.T. SENCILLA 2C Cu. 50/150 mm²
PT-5	3	TERMINAL RECTO ATORNILLADO PARA CABLE C-150 A PLETINA
	TORNILLERIA	
T-10	3	TORNILLO HEXAGONAL M12x55 (DIN 933), CON TUERCA M12 (DIN 934), ARANDELA 13 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 12 (DIN 7980)
T-27	12	TORNILLO HEXAGONAL M16x55 (DIN 933), CON TUERCA M16 (DIN 934), ARANDELA 17 (DIN 125) Y ARANDELA DE MUELLE 16 (DIN 7980)

CANTIDAD DE UNIDADES A MONTAR = 1

NOTAS SOBRE ACOPIO DE MATERIALES AVIFAUNA

- CUP-18-S Y CUP-26-S SE SUMINISTRAN EN ROLLOS COMPLETOS DE 75 Y 50m RESPECTIVAMENTE
- LA CINTA GOSI SE SUMINISTRA EN ROLLOS COMPLETOS DE 9m
- EL RESTO DE ELEMENTOS O PIEZAS DE CONEXION SE SUMINISTRAN DE ACUERDO AL NUMERO DE UNIDADES INDICADAS.

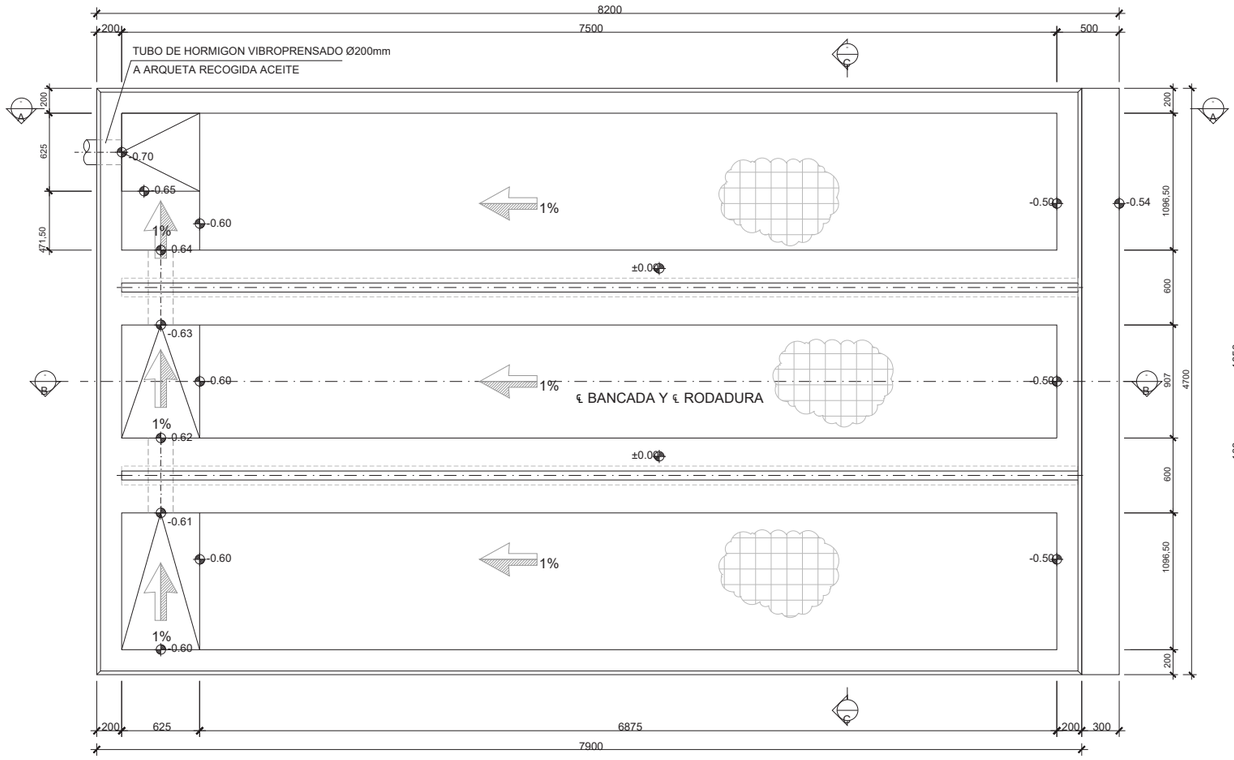
ELEMENTOS PROTECCION AVIFAUNA			
DESIGNACION POSIBLE FABRICANTE	DESIGNACION NI	CANT.	DENOMINACION
MVLC-18A/241	CUP-18-S	9m	PROTECCION CABLE Cu. 150mm²
MVLC-38A/241	CUP-26-S	12m	PROTECCION CABLE TUBO DE AL. Ø80mm
MVFT-G-2-12	GOSI-25	90m	PROTECCION CABLE ARBUTUS / GLADIOLUS
BCAC-8D/14	CPTA-3	4	PROTECCION BORNAS MT TRAFO
BCAC-5D/6	CPTA-6	3	PROTECCION PY MT
BCIC-SG-201	FOAA-1	6	PROTECCION AISLADORES
BCIC-7/12/7-H	FOTC-2	6	PROTECCION TERMINALES CABLE AISLADO
BCIC-4.75	FOGS-1	6	PROTECCION PIEZA DERIVACION T
BCIC-LATCH	TPUF	323	TORNILLERIA

NOTAS:

1. DIMENSIONES EN mm
2. EL NUMERO DE PIEZAS QUE FIGURA EN EL CUADRO, CORRESPONDE AL MONTAJE DE UN CONJUNTO
3. TORNILLERIA CALIDAD 5,6
4. DEJAR LATIGUILLO DE 8m PARA P. A T. RIGIDA DE NEUTRO Y PY
5. DEJAR LATIGUILLO DE 4m PARA P. A T. RIGIDA DE LA CUBA DEL TRAFO.
6. TODO TRAMO DE CABLE DESNUDO PARA PUESTA A TIERRA DE NEUTRO Y/O DE LOS PARARRAYOS SERÁ AISLADO CON CUP-18-S
7. UTILIZAR DOS TROZOS DE COBERTOR CUP-26-S DE LONGITUD EQUIVALENTE A LAS PIEZAS DE CONEXION A CUBRIR. LOS DOS TROZOS SE COMBINARÁN INVIERTIÉNDOLAS HASTA QUE ENCAJEN. EN EL CASO DE QUE FUERA INSUFICIENTE, SE PODRÍAN COMBINAR CON OTRO COBERTOR CUP-18-S CONFORMANDO UNA PIEZA TRIANGULAR.
8. DEBEN DEJARSE EN LOS TRAMOS DE CONDUCTORES DEL EMBARRADO DE CONEXIÓN ALGÚN TRAMO SIN PROTEGER PARA PERMITIR LA CONEXIÓN DE TIERRAS PORTÁTILES. ESTOS PUNTOS NO PROTEGIDOS SE DISPONDRÁN ALTERNOS EN CADA FASE

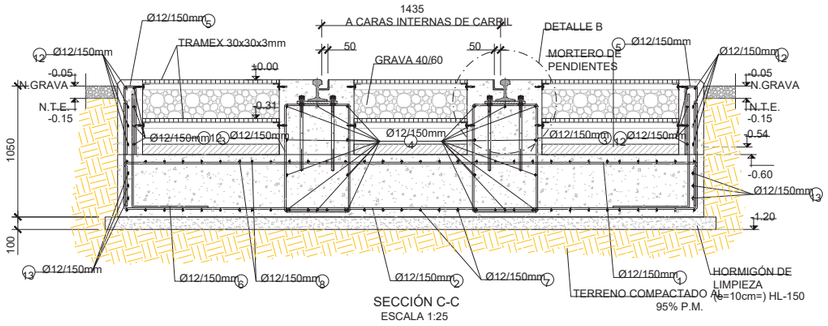
Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	
Contratista :			Clasificación:		S.T. FV MONTILLA 132/30kV
Autor : José Manuel Prieto Montilla			Tipo :		OBRA ELECTROMECÁNICA
			Fichero :		TRANSFORMADOR DE POTENCIA
			Nº :		PLANO DE MONTAJE
Emisión inicial: 16/06/2021			Cliente :	-	MONTAJE TRANSFORMADOR 132/30kV (PLANTA)
Dibuj.	Prep.	Rev.	Aprob.		Código : Rev :
					Reemplaza : Hoja: Sigue: DIN

PLANTA

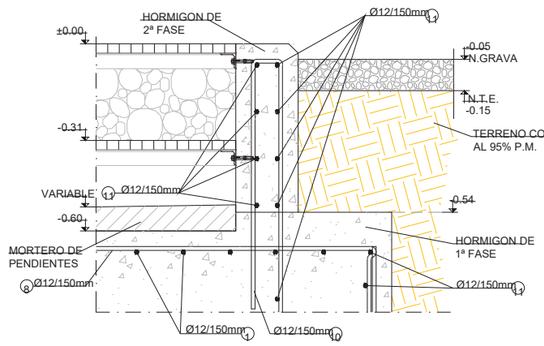


NOTAS:

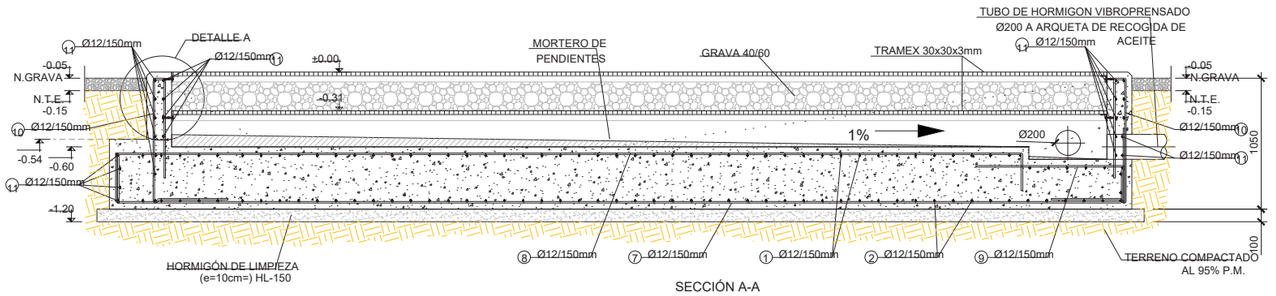
1.- COTAS EN MILÍMETROS Y NIVELES EN METROS.
2.- LA COTA ±0.00 CORRESPONDE AL NIVEL SUPERIOR DE LOS RAILES DE LA BANCADA DEL TRANSFORMADOR.
3.- EL CARRIL DE RODADURA PARA RUEDAS CON PESTAÑA SERÁ EL NORMALIZADO TIPO 60E1 SEGÚN UNE EN 13674 DE 60.21Kg/m Y 72mm DE ANCHO DE CABEZA.
4.- SE PONDRÁ A TIERRA LOS CARRILES Y LOS TRAMEX SUPERIOR E INFERIOR.
5.- EL HORMIGONADO DE LA BANCADA DEL TRANSFORMADOR DEBE SER CONTINUO, SIN PRODUCIR JUNTAS DE HORMIGONADO VERTICAL EN LA CUBETA DE RECOGIDA DE ACEITE.



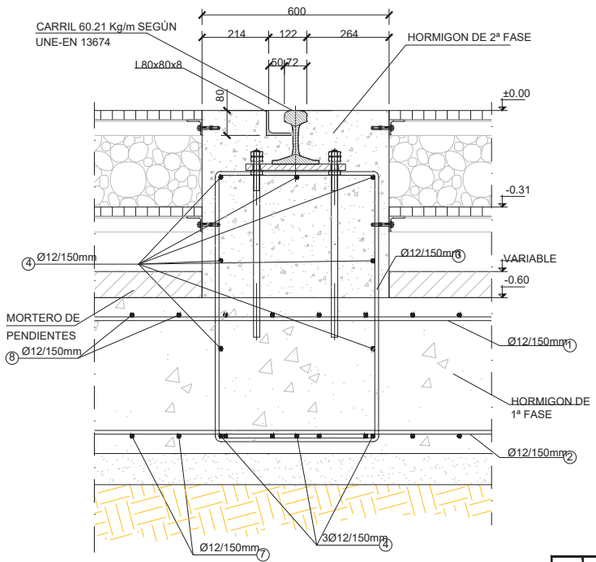
SECCIÓN C-C
ESCALA 1:25



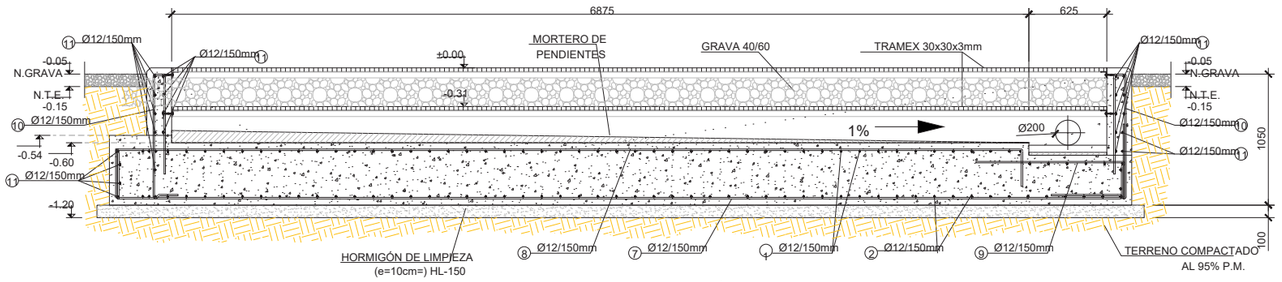
DETALLE A
ESCALA 1:10



SECCIÓN A-A
ESCALA 1:25



DETALLE B
ESCALA 1:10



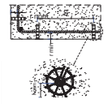
SECCIÓN B-B
ESCALA 1:25

CUADRO DE CARACTERÍSTICAS

	Normativa EHE-08
HORMIGÓN: HA-25/B/20/IIa	
Resistencia característica: fck=25 N/mm².	Art. 39.1
Consistencia: Blanda (Asentamiento cono de Abrams 6-9cm ±1cm).	Art. 31.5
Tamaño máximo del árido: TMA Ø=20 mm.	Art. 28.3
Exposición ambiental tipo: IIa	Art. 8.2.2 Art. 8.2.3
HORMIGÓN DE LIMPIEZA: HL-150/B/20	Normativa EHE-08
Dosificación mínima: 150 kg/m³.	Art. 39.1
Consistencia: Blanda	Art. 31.5
Tamaño máximo del árido: TMA Ø=20 mm.	Art. 28.3 Art. 8.2.1
ACERO: B 500 S	Normativa EHE-08
BARRAS CORRUGADAS Tipo: B 500 S	Art. 32.2
Límite elástico: fy > 500 N/mm² .	Art. 32.2
CONTROL DE EJECUCIÓN: NORMAL Art. 95.1	Normativa EHE-08
Acciones Variables Q=1.50	Art. 95.5
Coeficientes parciales de seguridad: Permanentes G=1.35	Art. 95.5
Materiales Hormigón gC=1.50	Art. 15.3
Coeficientes parciales de seguridad: Acero gC=1.15	Art. 15.3
RECUBRIMIENTO NOMINAL Art. (37.2.4 - 37.2.5)	Normativa EHE-08

r min = 25 mm
Dr = 10 mm r nom = 25+10 = 35 mm

Piezas hormigonadas contra el terreno.
r nom = 70+10 = 80 mm



DISPOSICIÓN DE SEPARADORES		(S) máx cm.
ZAPATAS	PARRILLA SUPERIOR	50 Ø ó 100
	PARRILLA INFERIOR	50 Ø ó 50

FRAGUADO DEL HORMIGÓN
*Se efectuará un fraguado del hormigón de como mínimo 3 días desde el hormi
*Se recomienda realizar el fraguado, colocando una lámina de plástico superfic
o instalando un sistema de riego por aspersión.

VARIABLE GEOTECNICA:
σ≥2kg/cm²
Suelo no agresivo, sin contenido de sulfatos

VOLUMETRÍA CIMENTACIÓN BANCADA TRANSFORMADOR

ID	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD
1	EXCAVACIÓN DE TIERRA EN POZOS A VERTEDEROS	m3	50.44
2	RELLENO DE PIEDRA EN CUBETA DE TRANSFORMADOR	m3	7.60
3	HORMIGÓN DE LIMPIEZA HL-150, 10cm	m2	46.63
4	HORMIGÓN ARMADO HA-25 1ª FASE	m3	21.93
5	HORMIGÓN ARMADO HA-25 2ª FASE	m3	8.81
6	ENCOFRADO AGLOMERADO FENÓLICO	m2	62.78
7	ACERO CORRUGADO B500S	Kg	2.145,07
8	NIVELACIÓN CARRILES	ml	15.40
9	TIPO 60E1 SEGÚN UNE EN 13674 DE 60.21Kg/m	Kg	975.40
10	ANGULAR TRANSFORMADOR PNL 45x45x5 Y PERNOS	ml	109.14
11	ANGULAR CARRIL PNL80x80x8	Kg	148.30
12	REJILLA TRAMEX 30x30 Y 30x3 TRANSFORMADOR	m2	55.30
13	GANCHO TRANSFORMADOR 40mm	Ud	1.00
14	MORTERO DE NIVELACIÓN	m3	1.43

ARMADO PARA LOSAS

ID	Nº	Ø	BD	BT	L	BT BD	TOTAL	TOTAL mts	TOTAL Kg	FORMA
1	51	12	0.00	0.35	4.60	0.35 0.00	5.30	270.30	240.03	
2	56	12	0.00	0.85	4.60	0.85 0.00	6.30	352.80	313.29	
3	82	12	0.10	0.50	1.66	0.50 0.10	2.86	234.52	208.25	
4	20	12	0.00	0.20	7.75	0.20 0.00	8.15	163.00	144.74	
5	82	12	0.00	0.55	0.10	0.55 0.00	1.20	98.40	87.38	
6	82	12	0.00	0.60	0.90	0.00 0.00	1.50	123.00	109.22	
7	34	12	0.00	0.60	8.10	0.40 0.00	9.10	309.40	274.75	
8	34	12	0.00	0.30	7.25	0.40 0.00	7.95	270.30	240.03	
9	34	12	0.00	0.30	1.20	0.00 0.00	1.50	51.00	45.29	
10	68	12	0.00	0.80	1.10	0.60 0.00	2.50	170.00	150.96	
11	25	12	0.00	0.35	4.60	0.35 0.00	5.30	132.50	117.66	
12	20	12	0.00	0.35	7.80	0.35 0.00	8.50	170.00	150.96	
13	8	12	0.00	0.35	8.10	0.35 0.00	8.80	70.40	62.52	
								TOTAL	2145.07	

TABLA DE IDENTIFICACIÓN:

ID	- IDENTIFICADOR
Nº	- NUMERO DE BARRAS
Ø	- DIAMETRO
BD	- BARRA DOBLADA
BT	- BARRA TRANSVERSAL
L	- LONGITUD
TOTAL	- LONGITUD (incluido el doblado)

Rev.	Fecha	Dibujado	Preparado	Revisado	Aprobado

Contratista :
Autor : José Manuel Prieto Montilla
Emisión inicial: 16/06/2021
Dibuj. | Prep. | Rev. | Aprob
Cliente :
Clasificación:
Tipo :
Fichero :
Nº :
Código :
Rev :
Reemplaza :
Hoja:
Sigue:

S.T. FV MONTILLA 132/30kV

OBRA CIVIL
TRANSFORMADORES DE POTENCIA
BANCADAS Y CUBETAS