
ANEJO Nº 30: INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN

ÍNDICE

1	ANTECEDENTES.....	1
2	COMPAÑÍA SUMINISTRADORA	2
3	LEGISLACIÓN APLICABLE	3
4	SUBESTACIÓN DE MANIOBRA Y REPARTO (SMR)	6
	4.1 Celdas 45 kV	6
	4.2 Aparellaje	6
	4.3 Transformador de Servicios Auxiliares:	7
	4.4 Edificios	7
	4.5 Resto de instalaciones	8
	4.6 SISTEMA DE ALTA TENSIÓN (45 kV).....	8
	4.7 CELDAS DE ALTA TENSIÓN	9
4.7.1	DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES	9
4.7.2	DESCRIPCIÓN DE LA APARAMENTA	11
	4.7.2.1 Características de los interruptores	11
	4.7.2.2 Características de los seccionadores de aislamiento y puesta a tierra	12
	4.7.2.3 Características de los transformadores de intensidad	12
	4.7.2.4 Características de los transformadores de tensión	13
	4.8 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES (TSA).....	13
	4.9 RED DE TIERRAS.....	15
	4.10 CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES.....	16
4.10.1	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	16
4.10.2	UNIDADES DE CONTROL.....	16
4.10.3	PROTECCIONES.....	17
	4.10.3.1 Sistema de 45 kV	17
	4.10.3.2 Armarios de control y protecciones	18
	4.11 SERVICIOS AUXILIARES	20
4.11.1	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA.....	20
4.11.2	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA	21
5	PROGRAMAS DE CÁLCULO	21
6	REQUISITOS DE DISEÑO LÍNEA DE SUMINISTRO A ESTACIÓN DE BOMBEO.....	22
	6.1 DATOS DE PARTIDA	22
	6.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CORRIENTE	22
	6.3 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE FASE	23
	6.4 CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO	24
6.4.1	DESCRIPCIÓN.....	24
6.4.2	TIPOS DE CADENAS.....	24

6.4.2.1	CADENAS DE SUSPENSIÓN	¡Error! Marcador no definido.
6.4.2.2	CADENAS DE SUSPENSIÓN DE CRUCE	¡Error! Marcador no definido.
6.4.2.3	CADENAS DE ANCLAJE-AMARRE	¡Error! Marcador no definido.
6.4.2.4	CADENAS DE ANCLAJE-AMARRE DE CRUCE	¡Error! Marcador no definido.
6.4.3	CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS	24
6.4.4	CIMENTACIONES	26
6.4.5	TIERRAS	26
6.4.6	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	27
6.4.6.1	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO	27
6.4.6.2	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	27
6.4.7	AVIFAUNA	27
6.4.8	CRUZAMIENTOS	27
7	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	28
7.1	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR	29
7.2	CAÍDA DE TENSIÓN	29
7.3	POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR	29
7.3.1	POTENCIA MÁXIMA POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR	29
7.3.2	POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR POR CAÍDA DE TENSIÓN	30
7.4	CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO (TIPOS DE CADENAS)	31
7.4.1	CADENAS DE SUSPENSIÓN	31
7.4.2	CADENAS DE ANCLAJE-AMARRE	31
7.5	CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR	31
7.6	CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES	32
7.7	CONSTANTE DE CATENARIA PARA EL TRAZADO DE LA LÍNEA	32
7.8	VANO DE REGULACIÓN	33
7.9	COMPONENTE HORIZONTAL MÁXIMA	34
7.10	ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES	35
7.11	CÁLCULO DE FLECHAS	36
8	CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS	37
8.1	DESCRIPCIÓN DE LOS APOYOS	37
8.2	CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS	37
8.3	ESFUERZOS VERTICALES QUE ACTÚAN SOBRE LOS APOYOS	38
8.3.1	HIPÓTESIS DE VIENTO	38
8.3.2	HIPÓTESIS DE HIELO	40
8.3.3	HIPÓTESIS COMBINADA DE VIENTO Y HIELO	41
8.4	ESFUERZOS PRODUCIDOS POR LA ACCIÓN DE LOS CONDUCTORES SOBRE LOS APOYOS	43
8.4.1	ESFUERZO DEL VIENTO	43
8.4.2	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	44
8.4.3	ROTURA DE CONDUCTORES	45
8.4.4	RESULTANTE DE ÁNGULO	45
8.4.5	HIPÓTESIS DE VIENTO	46

8.4.6	HIPÓTESIS DE HIELO	46
8.4.7	HIPÓTESIS COMBINADA DE VIENTO MÁS HIELO.....	47
8.4.8	DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES EN APOYOS DE ALINEACIÓN-SUSPENSIÓN POR LA ACCIÓN DEL VIENTO 47	
8.4.9	DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES EN APOYOS DE ÁNGULO-SUSPENSIÓN POR LA ACCIÓN DEL VIENTO 48	
8.5	CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS QUE ACTÚAN SOBRE LOS APOYOS.....	49
8.5.1	APOYO DE ALINEACIÓN-SUSPENSIÓN	49
8.5.2	APOYO DE ALINEACIÓN-AMARRE.....	54
8.5.3	APOYO DE ALINEACIÓN-ANCLAJE.....	58
8.5.4	APOYO DE ÁNGULO-SUSPENSIÓN	63
8.5.5	APOYO DE ÁNGULO-AMARRE.....	68
8.5.6	APOYO DE ÁNGULO-ANCLAJE.....	74
8.5.7	APOYO PRINCIPIO/FINAL DE LÍNEA.....	80
8.6	CIMENTACIONES DE LOS APOYOS	86
8.6.1	CIMENTACIONES MONOBLOQUE.....	86
8.6.2	TIERRAS	88
9	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	89
9.1	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO	89
9.2	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	89
10	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	92
10.1	INTRODUCCIÓN	92
10.2	CARACTERÍSTICAS.....	92
10.3	OBJETO	92
10.4	Reglamentación y Disposiciones Oficiales.....	92
10.5	Características Generales del Centro de Transformación	95
10.6	Programa de necesidades y potencia instalada en kVA	95
10.7	Descripción de la instalación	95
10.8	Instalación Eléctrica.....	98
10.8.1	CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE ALIMENTACIÓN	98
10.8.2	CARACTERÍSTICAS DEL CT Y OBRA CIVIL	98
10.8.3	CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN	99
10.8.4	LIMITACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS	115
10.9	CÁLCULOS.....	116
10.9.1	INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN.....	116
10.9.2	INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN	116
10.9.3	CORTOCIRCUITOS.....	117
10.9.4	DIMENSIONADO DEL EMBARRADO	118
10.9.5	PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS.....	122
10.9.6	DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE AT	123
10.9.7	DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	123

10.9.8	DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS	124
10.9.9	CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA	124
10.9.9.1	Investigación de las características del suelo	124
10.9.9.2	Investigación de las tensiones transferibles al exterior	135
10.9.9.3	Corrección y ajuste del diseño inicial	136
11	TABLAS RESUMEN LÍNEA DE SUMINISTRO ESTACIÓN DE BOMBEO	137
12	DOCUMENTACIÓN LÍNEA REMITIDA POR UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN	138

1 ANTECEDENTES

Para llevar a cabo la modernización del regadío del Canal de Villadangos (León), será necesario el suministro eléctrico a las estaciones de bombeo pertenecientes al “Proyecto de modernización del regadío de la Comunidad de Regantes del Canal de Villadangos.

El suministro eléctrico para la alimentación de las bombas y los servicios auxiliares de la estación se ha proyectado según Escrito (Propuesta Técnica) de Compañía Distribuidora Unión Fenosa Distribución Ref: EXP948222040106, para una potencia solicitada de 7.300,00 kW.

Se recogen en este anejo todas las instalaciones necesarias en media tensión, para ello, se proyecta partiendo de una derivación de la línea eléctrica propiedad de la Compañía Distribuidora Unión Fenosa eléctrica de 45 kV donde se construirá una subestación de acuerdo a las prescripciones de la Compañía.

El alcance de las instalaciones en media tensión recoge los siguientes elementos:

- Subestación de 45 kV en el punto de alimentación designado por la Compañía de la que partirán dos líneas eléctricas para los sectores 1 y 2.
- Línea eléctrica elevada (tramos subterráneo en autovía y ferrocarril) para sector 1.
- Centro de transformación con dos transformadores para bombas y servicios auxiliares al final de la línea, ubicados anexos a la estación de bombeo sector 1.
- Línea eléctrica elevada para sector 2.
- Centro de transformación con dos transformadores para bombas y servicios auxiliares al final de la línea, ubicados anexos a la estación de bombeo sector 2.

En dicha subestación se instalarán las celdas de seccionamiento, protección y medida especificadas en la propuesta técnica, bajo las directrices indicadas por Unión Fenosa Distribución Grupo Naturgy para autorizar dicha línea.

De la subestación parten dos líneas eléctricas de 45 kV para suministrar de energía a las estaciones de bombeo de los sectores 1 y 2, correspondientes a la modernización del regadío del Canal de Villadangos.

La línea eléctrica correspondiente al sector 1 discurre mediante cable aéreo a excepción del cruce conjunto de la autopista AP-71 y FFCC Palencia-La Coruña, cuyo tramo discurrirá enterrado.

La línea eléctrica de alta tensión proyectada transcurre por terrenos que pertenecen al término municipal de Villadangos del Páramo, Santa Marina del Rey y Bustillo del Páramo en la provincia de León.

La línea eléctrica correspondiente al sector 2 discurre mediante cable aéreo en su totalidad.

Cada una de las estaciones de bombeo consta de las siguientes bombas, 5 bombas de 500 KW y un caudal de 620 l/s y 2 bombas de 250 KW y un caudal de 310 l/s, así como los equipos auxiliares necesarios.

Las nuevas líneas eléctricas aéreas son de simple circuito a 45 kV, siendo su longitud: línea de alimentación a la estación de bombeo del Sector I 3.793,00 metros, de los cuales 175,00 metros son enterrados y el resto aéreos; la línea de alimentación a la estación de bombeo Sector II 3.470,00 metros en aéreo.

Al final de cada línea aérea de alta tensión, en el punto de conexión de la línea con la estación de bombeo se proyecta un centro de transformación compuesto por dos transformadores, uno de ellos de 3.700 kW para la alimentación de las bombas y otro de 100 KVA para los equipos auxiliares con tensión primaria de 15 KV y secundaria de 400 V, todos ellos trifásicos.

Para la realización de los cálculos siguientes de las líneas eléctricas de alta tensión se basó en el proyecto tipo publicado por la empresa distribuidora de la zona, Unión Fenosa distribución, que figura con el siguiente nombre:

Proyecto Tipo para la construcción de líneas eléctricas aéreas de Alta Tensión de Un > 20 kV, puede ser consultado en la siguiente página

<https://www.ufd.es/instaladores/normativa/>

Las líneas eléctricas incluidas en este reglamento se clasificarán, atendiendo a su tensión nominal, en las categorías siguientes: a) Categoría especial: Las de tensión nominal igual o superior a 220 kV y las de tensión inferior que formen parte de la red de transporte conforme a lo establecido en el artículo 5 del 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.

Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.

2 COMPAÑÍA SUMINISTRADORA

La empresa Unión Fenosa Distribución es la compañía suministradora.

La energía será suministrada a **la tensión de 45 kV en trifásica y la frecuencia de red será de 50 Hz**, siendo la línea tanto principal como de socorro aérea y los distintos centros de reflexión, de control y medida, de seccionamiento y de transformación en casetas prefabricadas de hormigón.

3 LEGISLACIÓN APLICABLE

En la realización del proyecto se han tenido en cuenta las siguientes normas y reglamentos:

- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (B.O.E. núm. 310 de 27/12/2013).
- 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. núm. 310 de 27/12/2000).
- 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 19/03/2008).
- 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. núm. 139 de 09/06/2014).
- 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, B.O.E. núm. 224 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 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental y sus modificaciones (B.O.E. núm. 296 de 11/12/2013).
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular

(B.O.E. núm. 85 de 09/04/2022).

- 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 (B.O.E. núm. 15 de 18/01/2005).
- 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.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (B.O.E. núm. 38 de 13/02/2008).
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido (B.O.E. núm. 276 de 18/11/2003).
- 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 (B.O.E. núm. 301 de 17/12/2005).
- 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 (B.O.E. núm. 254 de 23/10/2007).
- 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 (B.O.E. núm. 178 de 26/07/2012).
- Orden PCI/1319/2018, de 7 de diciembre, por la que se modifica el Anexo II del 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 del ruido ambiental.
- Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios (RIPCI) (Aprobado por Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, B.O.E. núm. 139 de 12/06/2017).
- Reglamento de Seguridad Contra Incendios en los Establecimientos Industriales (RSCIEI) (Aprobado por Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, B.O.E. núm. 303 de 17/12/2014).

- Código Técnico de la Edificación (CTE) (Aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, B.O.E. núm. 74 de 28/03/2006).
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos afectados por las instalaciones.

NORMATIVA AUTONÓMICA (Castilla y León):

- Decreto Legislativo 1/2015, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Prevención Ambiental de Castilla y León. (Modificada por Ley 2/2017, de 4 de julio, de Medidas Tributarias y Administrativas).
- Ley 5/2009, de 4 de junio, del ruido de Castilla y León, y sus modificaciones.
- Instrucción técnica IT-RUIDO-001 de la Dirección General de Calidad y Sostenibilidad Ambiental relativa a la incertidumbre de ensayos acústicos (2016).
- “Decreto 127/2003, de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Castilla y León (modificado parcialmente por el Decreto 13/2013, de 18 de abril)”.
- “Decreto 6/2016, de 3 de marzo, por el que se modifica el Reglamento de Urbanismo de Castilla y León para su adaptación a la Ley 7/2014, de 12 de septiembre, de medidas sobre rehabilitación, regeneración y renovación urbana, y sobre sostenibilidad, coordinación y simplificación en materia de urbanismo”.

NORMATIVA LOCAL

- Ordenanzas Municipales y/o PGOU del Ayuntamiento de Villadangos del Páramo

NORMATIVA Unión Fenosa distribución (UFd)

- ES.0104.ES.RE.EIC. Especificaciones Particulares para Instalaciones de Conexión. Líneas conectadas a redes de Alta Tensión de $U_n > 20$ kV
- ES.03950.ES-DE.TME. Norma de Medidas AT Unión Fenosa Distribución. Especificación Particular
- IT.07974.ES-DE.NOR Especificaciones Particulares. Requisitos Técnicos de Construcción de

Subestaciones conectadas a redes de Alta Tensión de $Un > 36$ kV.

- IT.07971.ES-DE.NOR. Especificaciones particulares. Requisitos Técnicos para Conexión de Instalaciones en Alta Tensión de $Un > 36$ kV

4 SUBESTACIÓN DE MANIOBRA Y REPARTO (SMR)

ALCANCE

4.1 CELDAS 45 KV

La instalación de 45 kV presenta una configuración de simple barra que se alimenta de la línea de 45 kV propiedad de UFd. Es un sistema de interior con aislamiento SF6, formada por un módulo de celdas normalizadas de ejecución metálica para interior, compuesta por las siguientes posiciones:

- Dos (2) posiciones de línea blindadas de interior con interruptor para conexión del circuito para simple entrada-salida.
- Una (1) posición de conexión y entrega al tercero blindada de interior con interruptor.
- Una (1) posición de medida de tensión de barras blindada de interior sin interruptor.
- Una (1) posición de alimentación a transformador de servicios auxiliares blindada de interior con interruptor.

Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un interruptor automático de corte en SF6, excepto los circuitos de servicios auxiliares y los circuitos de medida que se conectan por medio de fusibles calibrados de alto poder de ruptura.

4.2 APARELLAJE

El aparellaje con que se equipa cada posición es el siguiente:

- Posición de línea y conexión:
 - Un (1) interruptor automático, tripolar, de corte en SF6.
 - Un (1) seccionador tripolar de conexión de barras.
 - Tres (3) transformadores de intensidad.
 - Un (1) transformador de tensión.
 - Tres (3) terminales unipolares para conexión cables.
- Posición de transformador de servicios auxiliares:
 - Un (1) interruptor automático, tripolar, de corte en SF6.

- Un (1) seccionador tripolar de conexión a barras.
- Tres (3) transformadores de intensidad.
- (3) Terminales para conexión de los cables.
- Medida:
 - Uno (1) seccionador tripolar de conexión a barras.
 - Tres (3) transformadores de tensión de barras.

4.3 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES:

La celda de servicios auxiliares alimenta un (1) transformador trifásico de 100 kVA, relación 45 kV +2,5+5+7,5+10% / 0,420 – 0,242 kV, el cual irá instalado en intemperie próximo al edificio en el que se aloja la celda a las que se conecta.

4.4 EDIFICIOS

La Subestación Tipo de Maniobra de 45 kV se compone en esencia de un edificio con dos salas independientes: sala de control y sala sistema de celdas 45 kV.

Será en una sola planta, prefabricado y compuesto por dos salas separadas mediante un tabique intermedio. Será de uso exclusivo de UFd, no ubicando el tercero ningún elemento de su propiedad en el mismo:

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

Atendiendo a las implantaciones proyectadas y a la plataforma explanada la SR tiene unas dimensiones aproximadas: Simple barra con TSA 45kV/BT: 27,22 x 22,00 m (incluido cerramiento) con una superficie total de 598,84 m². El edificio cuenta con unas dimensiones exteriores de 12,92 x 5,90 metros.

Todos los edificios serán prefabricados, de una sola planta y de escasa entidad. Esto unido al hecho de que la instalación se explotará el régimen abandonado (y por tanto, sin personal permanentemente), hace que no sea necesario Proyecto Constructivo asociado a esta tipología de edificios. La disposición en planta de las edificaciones puede verse en el documento nº 4 “Planos” así como en el Anexo correspondiente a la “Obra Civil”.

4.5 RESTO DE INSTALACIONES

Además de los circuitos y elementos principales descritos en los anteriores apartados, también 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 los sistemas de distribución de servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua desde los respectivos equipos rectificadores-batería.

Por sus características, estos aparatos son de instalación interior, y para su control y fácil maniobrabilidad, se han ubicado en cuadros y armarios situados en las salas de control y comunicaciones, habilitadas en el edificio donde se instalan todos aquellos componentes que, por su función, centralizan de alguna manera el control de la subestación.

4.6 SISTEMA DE ALTA TENSIÓN (45 KV)

El sistema de 45 kV tiene una configuración de simple barra partida y está compuesto por celdas blindadas, ensambladas entre sí, en el interior de cada una de las cuales se dispondrá el aparellaje que se indica en el Esquema Unifilar de Alta Tensión, de acuerdo a los Planos adjuntos. Las posiciones están constituidas por aparamenta bajo envolvente metálica con aislamiento en SF6.

En el sistema de celdas la aparamenta se dispone bajo una envolvente metálica blindada con aislamiento en SF6, tecnología que confiere al sistema una serie de ventajas tales como dimensiones reducidas, insensibilidad contra la contaminación atmosférica y el polvo, además de presentar una alta fiabilidad y disponibilidad.

En este tipo de instalación, con el sistema de AT compuesto por celdas blindadas de interior y empleándose conexiones con cable aislado y terminales enchufables entre las celdas y el resto de la aparamenta, existiendo embarrados desnudos para el TSA de 45 kV.

En la conexión de las líneas de alimentación y de la conexión del tercero a las celdas se empleará cable de aislamiento seco HEPRZ1 26 / 45 kV de 630 mm² Al de acuerdo con la NI 56.44.01. Otras conexiones con cable aislamiento seco que se dan en esta instalación:

- Celda – TSA 45kV/BT. Aplicable cable de sección mínima 300 mm².

Se empleará siempre cable “AS” por su mayor resistencia al fuego y por tanto menor necesidad de medidas pasivas contra incendios.

La conexión de los cables aislados a las celdas se realizará mediante conectores adecuados al tipo de celda, en este caso de cono interno. En la conexión al TSA 45 kV/BT se emplearán conectores según NI 56.80.04.

Las uniones entre bornas de aparamenta y conductores (aplicable a la conexión del TSA 45 kV/BT), se realizarán mediante piezas que cumplirán con la NI 58.07.05. Esta norma se aplicará también a las conexiones para puesta a tierra, es decir grapas y terminales de puesta a tierra.

4.7 CELDAS DE ALTA TENSIÓN

4.7.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES

Las celdas estarán instaladas agrupadas constituyendo un conjunto en un único módulo. Dicho módulo está ubicado en una de las salas destinadas para las celdas de 45 kV. Este módulo, tras la instalación de las cinco nuevas celdas de línea, queda distribuido de la siguiente manera:

Las celdas se instalarán agrupadas constituyendo un conjunto de un módulo. El módulo se distribuye de la siguiente manera:

Módulo I:

- Dos (2) celdas de línea.
- Una (1) celda de línea de particular.
- Una (1) celda de transformador de servicios auxiliares.
- Una (1) celda de medida de tensión de barras.

En el documento nº 4 “Planos” puede verse la disposición prevista de las celdas en el interior del edificio de la Subestación.

Las celdas son del tipo “fases agrupadas” y baja presión de trabajo (0,4 bar de presión relativa). Están dotadas de interruptores automáticos y las diferentes funciones de cada circuito están compartimentadas para minimizar la extensión ante cualquier incidente interno, aparte de permitir realizar de forma segura trabajos de mantenimiento sinperturbar el servicio.

Las características eléctricas principales de estas celdas son las siguientes:

• Tipo de celda gas SF6	Blindada, aislada en
• Servicios	Continuo, interior.
• Temperatura ambientes	-5°C a +40°C
• Tensión de aislamiento asignada	52 kV
• Tensión de servicio nominales	45 kV
• Tensión de ensayo 1 minuto 50Hz	95 kV
• Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs	250 kV
• Frecuencia nominal	50 Hz
• Intensidad asignada de servicio continuo:	
◦ Derivación celdas de línea	630 A
◦ Derivación celda de conexión tercero	630 A
◦ Derivación celda de TSA	630 A
◦ Barras	1.250 A
• Intensidad de cortocircuito asignada (1s)	25 kA
• Intensidad de cortocircuito (valor de cresta)	63 kA

La aparamenta con la que va dotada cada tipo de celdas el siguiente:

Celdas de línea:

- Un interruptor automático con intensidad asignada en servicio continuo de 630 A.
- Un seccionador de aislamiento barras de tres posiciones, abierto, cerrado y puesta a tierra de 630 A.
- Tres transformadores de intensidad 300-600/5-5 A.
- Un transformador de tensión 44:√3 / 0,110:√3 0,110:3 kV.
- Terminales unipolares para conexión cables para una terna de 52 kV.

Celdas de conexión del tercero:

- Un interruptor automático con intensidad asignada en servicio continuo de 630 A.
- Un seccionador de aislamiento barras de tres posiciones, abierto, cerrado y puesta a tierra de 630 A.
- Tres transformadores de intensidad 300-600/5-5 A.
- Un transformador de tensión 44:√3 / 0,110:√3 0,110:3 kV.
- Terminales unipolares para conexión cables para una terna 52 kV.

Celda de medida:

- Un seccionador de aislamiento barras de tres posiciones, abierto, cerrado y puesto a tierra de 630 A.
- Tres transformadores de tensión de barras 44:v3 / 0,110:v3 0,110:3 kV.

Celda de transformador de servicios auxiliares:

- Un interruptor automático con intensidad asignada en servicio continuo de 630 A.
- Un seccionador de aislamiento barras de tres posiciones, abierto, cerrado y puesta a tierra de 630 A.
- Tres transformadores de intensidad 300-600/5-5 A.
- Terminales unipolares para conexión cables para una terna de 52 kV

4.7.2 DESCRIPCIÓN DE LA APARAMENTA

4.7.2.1 Características de los interruptores

El compartimiento principal que utiliza gas SF6 como medio de aislamiento y contiene el interruptor automático, está situado en la parte central de la celda y a él se conectan los cables de potencia y el embarrado general a través de pasatapas. Las características eléctricas más esenciales de los interruptores que incorporan las celdas son:

• Tensión de aislamiento asignada	52 kV
• Tensión de servicio nominal	45 kV
• Frecuencia	50 Hz
• Intensidad asignada de servicio continuo:	
◦ Derivación celdas de línea	630 A
◦ Derivación celda de conexión tercero	630 A
◦ Barras	1.250 A
• Intensidad de cortocircuito asignada (1s)	25 kA
• Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	95 kV
• Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μs	250 kV
• Duración nominal de la corriente de cortocircuito	1s
• Medio de aislamiento	SF6 de la propia celda
• Medio de extinción del arco	SF6 o vacío
• Ciclo nominal de maniobra asignado	O-0,3s-CO-15s-CO
• Tipo de reenganche	Trifásico

4.7.2.2 Características de los seccionadores de aislamiento y puesta a tierra

Cumplirán las características técnicas de la celda detallada que les apliquen, las cuales se recogen en las. La normativa aplicable a los seccionadores es la IEC 62271-102.

Los seccionadores de aislamiento y de puesta a tierra serán de accionamiento manual. Las características eléctricas más esenciales de los seccionadores que incorporan las celdas son:

- Tensión de aislamiento asignada 52 kV
- Tensión de servicio nominal 45 kV
- Nivel de aislamiento a tierra y entre polos
 - Tensión ensayo a 50 Hz 1 minuto 95 kV
 - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s 250 kV (val. Cresta)
- Nivel de aislamiento sobre la distancia de seccionamiento:
 - Tensión ensayo a 50 Hz 1 minuto 110 kV
 - Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 μ s 290 kV (val. Cresta)
- Intensidad asignada de servicio continuo:
 - Celdas de línea 630 A
 - Celda de conexión tercero 630 A
 - Celdas de enlace de barras 1.250 A
- Intensidad admisible de corta duración (1s) 25 kA (val. Eficaz)
- Intensidad admisible (valor de cresta) 63 kA

4.7.2.3 Características de los transformadores de intensidad

Se procede a distinguir entre las características v de los transformadores de intensidad para la configuración de simple ra, ya que en el momento de realizarse la presente edición del M.T. existen diferencias en la referente al número de secundarios y potencias – clase de precisión que aplica en las posiciones tipo de línea. A este respecto se seguirá siempre lo definido en la normativa específica de UFd

Las características eléctricas más esenciales de los transformadores de intensidad que incorporan las celdas son:

- Tensión de aislamiento asignada 52 kV
- Tensión de servicio nominal 45 kV
- Relación de transformación:
 - Posiciones de conexión tercero y TSA (1 terna – 630A) 300-600/5-5 A

- Posición línea y conex. tercero (630 A) 300-600/5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
 - Arrollamiento medida 10 VA Cl. 0,5
 - Arrollamiento protección 20 VA 5P20

Las celdas de línea llevarán un transformador de intensidad toroidal 30/1 A y carga 0,1Ω para la protección homopolar.

4.7.2.4 Características de los transformadores de tensión

Se instalarán transformadores de tensión para medida y protección en las posiciones de medida tensión barras (3 por barra), línea (1) y en la posición de conexión del tercero (1). Las características eléctricas más esenciales de los transformadores de tensión que incorporan las celdas son:

- Frecuencia 50 Hz
- Tensión de aislamiento asignada 52 kV
- Tensión de servicio nominal 45 kV
- Relación de transformación:
 - Primer arrollamiento 44:√3 / 0,110:√3kV
 - Segundo arrollamiento 44:√3 / 0,110:3kV
- Potencias y clases de precisión (de potencias no simultaneas):
 - Primer arrollamiento 50 VA Cl. 0,5 – 3 P
 - Segundo arrollamiento 50 VA – 3 P

En las celdas de 45 kV homologadas por UFd los transformadores de tensión de línea se situarán dentro de las celdas.

4.8 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES (TSA)

Para garantizar los servicios auxiliares de corriente alterna (c.a.) se ha considerado una configuración de simple alimentación trifásica mediante transformador de servicios auxiliares 45 kV/BT de 100 kVA de tipo intemperie, montado sobre soporte metálico y conectado al sistema de 45 kV en celda dedicada.

La solución de TSA 45kV/BT constituye una opción alternativa en el caso en que no sea posible llevar a la instalación una línea de media tensión, como es el caso del presente proyecto.

Este transformador se conecta a su correspondiente celda de 45 kV, a través de una terna de cable de aislamiento seco HEPRZ1 (AS) 26 / 45 kV 300 mm² Al. En la conexión de los cables aislados con la salida de bornas del transformador y con la celda se emplearan terminaciones enchufables. Se conectarán en baja tensión a los cuadros de servicios básicos de c.a. instalados en el interior del edificio.

El transformador de servicios auxiliares cumplirá con la norma NI 72.30.09 y las características principales son las siguientes:

-Tipo transformador	Trifásico intemperie
-Tensión de aislamiento asignada	52 kV
-Tensión de servicio nominal	45 kV
-Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	95 kV
-Tensión de ensayo a impulso tipo rayo onda 1,2/50 µs	250 kV
-Tensión primaria	45+2,5+5+7,5+10% kV
-Tensión secundaria	0,420 – 0,242 kV
-Potencia nominal	100 kVA
-Grupo de conexión	Dyn11
-Refrigeración	KNAN
-Aislamiento	Líquido clase K
-Tipo de servicio	Continuo exterior
-Tipo pasatapas desnuda	Abierto, con salida

Contarán con las siguientes protecciones propias:

- Relé Buchholz (63B) de dos flotadores con contactos de alarma y disparo.
- Liberador de presión en el transformador (63L) con contacto de alarma.
- Nivel de aceite del transformador (71NT) con dos contactos de alarma, máximo y mínimo.
- Termómetro de contacto (26) indicador de temperatura del aceite del transformador con dos contactos ajustables

4.9 RED DE TIERRAS

Para el estudio del sistema de puesta a tierra en la instalación se dispone de los datos de partida suministrados por el análisis de la red. Estos datos se obtienen a partir de los modelos, tratados informáticamente, de la red en las condiciones más desfavorables.

Se realizará el dimensionamiento de la red de tierras desde el punto de vista térmico con el fin de determinar la sección de los conductores y 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 y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Para la instalación de puesta a tierra se ha diseñado una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 m de profundidad sobre la cota de explanación, o lo que es lo mismo a la cota -0,75 m sobre la cota cero puesto que la cota explanación es la -0,15 m. La malla de tierra está compuesta por conductor de cobre de 95 mm² y con una separación media entre los conductores que la forman calculada de forma que se garantice que, en caso de intensidad drenada en el terreno por el hecho de una falta, no se supere en ningún punto de la instalación las tensiones de paso y de contacto admitidas por el Reglamento (ITC - RAT 13), reduciéndolas a niveles que anulen el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

Además, se instalarán picas de puesta a tierra de 18,3 mm de diámetro y 2 m de profundidad, conectadas todas ellas a la malla, en todos aquellos puntos en los que se considere necesario mejorar la efectividad de la puesta a tierra, como por ejemplo en los bordes y las esquinas de la malla.

Cumplimentando la Instrucción Técnica Complementaria ITC – RAT 13, se conectarán a la tierra de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pudieran estarlo como consecuencia de averías, sobretensiones por descarga atmosféricas o tensiones inductivas.

Por este motivo, se unen a la malla: estructuras metálicas, bases de aparamenta, neutros de transformadores de potencia, reactancias, puertas metálicas de edificios, cerramientos metálicos, etc.

Estas conexiones se fijarán a la estructura y carcasas de la aparamenta mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

En el Anexo 1 “Cálculos Eléctricos” se adjunta el cálculo de la malla de puesta a tierra.

En el documento nº 4 “Planos” del presente proyecto puede verse un plano con la red de tierras.

4.10 CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES

4.10.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Se ha previsto la instalación de un sistema integrado de protecciones y control (SIPCO), que englobará las siguientes funciones:

- Control local de la instalación.
- Registro de alarmas y oscilografía.
- Adquisición de datos para el telemando (alarmas, estados, órdenes).
- Remota de telemando.

El mando y control de la subestación transformadora, así como los equipos de protección y automatismo, se instalarán en armarios ubicados en la sala de control del edificio y en las propias celdas.

El Sistema de Control Integrado podrá realizarse según los protocolos de comunicaciones PROCOME o IEC 61850 de acuerdo con los criterios de normalización y aplicabilidad vigentes en el momento de realizarse el proyecto. Este aspecto será determinado en el inicio del proyecto por UFd, ya que los equipos de control y protección homologados y los esquemas normalizados son distintos en cada protocolo de comunicaciones (PROCOME o IEC 61850).

4.10.2 UNIDADES DE CONTROL

El Sistema Integrado de Protecciones y Control (SIPCO) será de tipo digital y de configuración distribuida, estando formado por los siguientes elementos:

- Unidad de Control de Subestación (UCS) dispuesta en un armario de chapa de acero, en el que se ubicarán, además de la unidad de control propiamente dicha, una pantalla y un teclado en el frente, 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 módem de comunicación tanto con el Telemando como con las consolas remotas y puesto de adquisición de protecciones a través de RTC (Red Telefónica Conmutada).

- Una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 132 kV: línea, transformador y partición de barras. Estas UCPs tendrán funciones de control y medida, están constituidas por un rack de 19" y van alojadas en armarios en la sala de control del edificio.
- Una Unidad de Control de Servicios Generales (UCP) incorporada 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 rectificador-batería.

Las comunicaciones entre las diferentes UCP's y la UCS correspondiente se realizará a través de una estrella óptica con fibra de cristal multimodo de 62,5/125 μm .

Desde cada UCP se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición asociada, y desde la UCS se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado del sistema en general.

4.10.3 PROTECCIONES

4.10.3.1 Sistema de 45 kV

Todas las funciones de protección del sistema de media tensión se basan en funciones de sobreintensidad y están integradas dentro de las propias unidades de control de posición (UCP's) como un conjunto único.

Equipamiento y funciones normalizadas para subestaciones realizadas con protocolo comunicaciones PROCOME.

Posición de Línea:

- Equipo de control, protección y medida UCP con funciones de protección de sobreintensidad direccional defases y neutro (67-67N), imagen térmica, mínima frecuencia, localizador de falta, reenganche, vigilancia de bobinas y comprobación de sincronismo incorporadas. Así mismo incorporará funcionalidad de protección diferencial de barras y fallo interruptor.
- Protección principal configurada como protección de distancia (21), con función adicional de sobreintensidad direccional del neutro (67N) de reserva integrada. Esta protección solo se incorporará en la configuración de doble barra.

Posición de Transformador de Servicios auxiliares:

- Equipo de control, protección y medida UCP con funciones de protección de sobreintensidad de fases y neutro (51 50-51N-50N), reenganche y vigilancia de bobinas incorporadas. Así mismo incorporará funcionalidad de protección diferencial de barras y fallo interruptor.

Posición de Barras:

- Protección Diferencial de Barras y Fallo Interruptor (PDB). Se utilizará una protección diferencial de barras distribuida compuesta por una unidad central y unidades de bahía a dotar en cada posición.

Posición de Conexión del Tercero:

Como norma general en la posición de conexión y entrega al tercero se equiparán las mismas protecciones que equipaUFd en sus posiciones tipo. En concreto:

- Equipo de control, protección y medida UCP con funciones de protección de sobreintensidad direccional defases y neutro (67-67N), imagen térmica, mínima frecuencia, localizador de falta, reenganche, vigilancia de bobinas y comprobación de sincronismo incorporadas. Así mismo incorporará funcionalidad de protección diferencial de barras y fallo interruptor.

4.10.3.2 Armarios de control y protecciones

Se instalarán los siguientes armarios de control y protecciones, ubicados en la sala de control:

- Unidad de control de subestación UCS y mesa para consolas de control.
- Un armario de seguridad anti-intrusos.
- Armario para la Protección Diferencial de Barras.

Los armarios de control y protección estarán compuestos por chasis construidos con perfiles metálicos, cerrados por paneles laterales fijos, acceso anterior con chasis pivotante y puerta frontal de cristal o policarbonato ignífugo, lo cual permite una gran visibilidad, protección contra polvo y suciedad, y fácil manejo y acceso a los aparatos instalados.

Las interconexiones entre la aparamenta y los armarios de protección, control y medida que componen la instalación, se realizarán con cables aislados de control sin halógenos.

Se utilizaran contadores externos al sistema de control para las lecturas de energía activa y reactiva en la parte de baja tensión del transformador. Posteriormente esta información se recogerá mediante pulsos en el equipo de control de la posición de baja del transformador.

En la tabla adjunta se indican las variables que se medirán en función de la posición:

Posición	VLin	VBarr	A	P	Q	Wh	Varh
Línea 45 kV	X		X	X	X		
Barras		X					

El punto de medida se establecerá en la instalación del tercero lo más próximo posible a la frontera o límite de propiedad con UFd. Los equipos para medida y facturación de energía del tercero quedarán en su propiedad y cumplirán con cuantas normas se establezcan y regulen los aspectos de la medida. En “Documentos y Normas de Consulta” aparecen las referencias a la legislación vigente y a la normativa particular de UFd; no obstante, se atenderá a los documentos que deroguen, modifiquen, amplíen o puntualicen el contenido de los citados en este apartado.

El personal del dpto. de Medidas de UFd tendrá acceso libre y permanente a los equipos de medida ubicados en las instalaciones del tercero, para lo cual se establecerá el correspondiente acuerdo entre UFd y tercero para el paso y acceso a los equipos del punto de medida.

4.10.4 TELECONTROL

La instalación se explotará en régimen abandonado, por lo que se dotará a la subestación de un sistema de Telecontrol y Telemando, el cual se encargará de recoger las señales, alarmas y medidas de la instalación para su transmisión a los centros remotos de operación.

La información a transmitir será tratada y preparada por el sistema de control integrado y la transmisión se realizará por fibra óptica, instalada en la línea eléctrica.

A través de esta vía de comunicación se podrán transmitir señales de teledisparo y realizar telemedida.

La instalación que pase a ser propiedad de UFd incluyendo la posición del tercero, deberá estar totalmente preparada para ser telecontrolada desde el citado Centro de Operación de UFd

La información a transmitir será tratada y preparada por el sistema de control integrado y la transmisión se realizará mediante la solución que se determine en la Propuesta de Solución de Comunicaciones.

Se confeccionará la Lista de Puntos de Telecontrol según el tipo y alcance de la instalación en base al M.T. 3.51.01 Puntos a Telecontrolar en las Instalaciones de Distribución Eléctrica para su aprobación por UFd

Por las especiales características de esta instalación en la que la posición del tercero se cede a UFd para explotación, operación y mantenimiento, de dicha posición se enviará al Centro de Operación y Control de UFd toda la información de la misma como en una posición propia de UFd

4.11 SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión de corriente alterna (c.a.) y de corriente continua (c.c.).

4.11.1 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA

Se van a instalar un transformador de 45/0,420-0,242 kV – 100 kVA

Estos transformadores de servicios auxiliares alimentan en baja tensión y a través de cables de sección adecuada al armario de distribución de servicios auxiliares de c.a. 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 c.a. dispondrá de un contador-registrador de energía activa para la medida de los consumos propios de la instalación.

La protección de estos transformadores de servicios auxiliares queda garantizada en el lado de alta tensión mediante fusible de alto poder de ruptura y en baja tensión por interruptor automático.

4.11.2 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA

Para los servicios auxiliares de c.c. se ha proyectado la instalación de dos equipos compactos rectificador - batería de 125 Vcc. En condiciones normales ambos equipos funcionarán de forma separada alimentando cada uno, una parte de los servicios de control, fuerza y protecciones según reparto de cargas establecido.

Los equipos rectificador – batería de 125 Vcc. funcionan ininterrumpidamente e individualmente. Ambos equipos estarán diseñados y calculados para que en el caso de que uno de ellos este fuera de servicio, el otro sea capaz de suministrar la totalidad de los consumos de la instalación.

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 da mayor seguridad en el mantenimiento de un servicio permanente.

Desde estos equipos se alimentarán las barras del armario de distribución de servicios auxiliares de c.c. 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.

Adicionalmente la instalación incorpora la siguiente infraestructura de alimentaciones para los servicios y equipos de telecomunicaciones:

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

5 PROGRAMAS DE CÁLCULO

Este proyecto ha sido redactado de acuerdo con la vigente reglamentación (Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero), elaborado con ayuda del programa Andelec, cumpliendo con la actual normativa.

6 REQUISITOS DE DISEÑO LÍNEA DE SUMINISTRO A ESTACIÓN DE BOMBEO

6.1 DATOS DE PARTIDA

- Tipo de instalación: Aérea
- Tensión: 45 kV
- Tipo de línea: Simple circuito
- Tipo de conductor: LA-110 (116,20 mm²)
- Tipo de montaje: tresbolillo
- Denominación: Línea eléctrica a 45 KV de alimentación de las balsas de riego del Canal de Villadangos del Páramo.
- Ayuntamientos afectados: Villadangos del Páramo, Santa Marina del Rey y Bustillo del Páramo
- Organismos afectados: Diputación de León/ Confederación Hidrográfica del Duero / Unión Fenosa Red Eléctrica

6.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CORRIENTE

- Tensión máxima de servicio: 45 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Factor potencia: 0,800
- Clase de corriente: Alterna-trifásica

Características de la línea:

- Longitud de la línea Sector 1: 3.793,0 m.
- Longitud de la línea Sector 2: 3.470,00 m.
- Cota mínima del terreno: 868,3 m.
- Cota máxima del terreno: 878,5 m.
- Zona/s: B
- Nº de apoyos Sector 1: 24
- Nº de apoyos Sector 1: 21

- Apoyo con menor cota: 868,3 m
- Apoyo con mayor cota: 878,5 m
- Superficie total ocupación apoyos Sector 1: 60,44 m²
- Superficie total ocupación apoyos Sector 2: 52,92 m²
- Nº de vanos Sector 1: 23
- Nº de vanos Sector 2: 20
- Nº de vanos de regulación: 14
- Nº de alineaciones Sector 1: 8
- Nº de alineaciones Sector 2: 4
- Nº de derivaciones afectadas: 0
- Separación de conductores mínima de cálculo: 0,57 m
- Separación de conductores máxima de cálculo: 1,42 m

6.3 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE FASE

Para los tramos aéreos, se proyecta la línea con cable de Aluminio-Acero de 116,20 mm² de sección total, con las características que a continuación se citan.

Conductor LA-110 (116,20 mm²):

- Designación: LA-110
- Sección (mm²): 116,20
- Diámetro (mm): 14,00
- Carga de rotura (daN): 4.400
- Peso (daN/m): 0,432
- Módulo de elasticidad (daN/mm²): 8.200
- Coeficiente de dilatación (°C-1): 0,00001774
- Resistencia kilométrica (Ohm/km): 0,314
- Composición: 30+7

Para el tramo enterrado, se proyecta la línea con cable de media tensión de aluminio, clase 2, según UNE-EN 60228, con aislamiento de HEPR libre de alógenos, de sección 3x240 mm² de sección, con las características que a continuación se citan.

Conductor HEPRZ1 (3x240 mm²):

- Designación: HPERZ1

- Sección (mm²): 3X240
- Espesor aislamiento (fase mm): 4,3
- Diámetro exterior (fase mm): 36,0
- Carga de rotura (daN): 8.500
- Peso (daN/m): 4,761
- Módulo de elasticidad (daN/mm²): 8.200
- Coeficiente de dilatación (°C-1): 0,0000192
- Resistencia kilométrica (Ohm/km): 0,314
- Composición: 30+7

6.4 CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO

6.4.1 DESCRIPCIÓN

Todos los apoyos llevarán cadenas de aisladores del tipo polimérico, según queda definido en este proyecto.

6.4.2 TIPOS DE CADENAS

Los tipos de cadena de aislamiento son, de alineación para los apoyos en línea o cadenas verticales y de amarre o cadenas horizontales para los apoyos de anclaje, ángulo o principio y fin de línea.

6.4.2.1 CADENAS DE SUSPENSIÓN

Las características y especificaciones son en función del tipo de cadena:

- Tipo de cadena: Cadena de polimérica y suspensión simple y protección avifauna para conductor LA-110 y 45 kV de tensión
 - Código de la cadena: LA110-45kV-SUS-SIM-POL-AVI
 - Nº de elementos: 27 Ud
 - Tipo de elementos: 52 kV
 - Longitud: 607,00 mm
 - Peso: 2,577 daN
 - Línea de fuga: 728,00 mm
 - Carga de destrucción electromecánica: 5000,000 daN

6.4.2.2 CADENAS DE ANCLAJE-AMARRE

Doble cadena, cada cadena estará compuesta por:

- Tipo de cadena: Cadena polimérica de anclaje simple y protección avifauna para conductor LA-110 y 45 kV de tensión.
 - Código de la cadena: LA110-45kV-ANC-SIM—POL-AVI
 - Nº de elementos: 72 Ud
 - Tipo de elementos: 52 kV
 - Longitud: 702,00 mm
 - Peso: 3,018 daN
 - Línea de fuga: 728,00 mm
 - Carga de destrucción electromecánica: 5000,000 daN

6.4.3 **CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS**

Todos los apoyos serán metálicos y galvanizados en caliente, resueltos con fuste en barras atornilladas o electro-soldadas y cabeza en cuerpo único soldado o atornillado, según el catálogo *Andel S.A. o similar* bajo especificación *Unión Fenosa*. Dispuestos para llevar cadenas de aisladores de suspensión en los apoyos de suspensión y cadenas de amarre o anclaje en los ángulos y alineaciones (amarres y anclajes), y fin de línea.

Los apoyos están formados por:

- CABEZA-ARMADO: Prismática de sección cuadrada en un cuerpo único atornillado, de celosía simple o doble, las crucetas estarán realizadas en celosía, formando de esta forma un conjunto.
- FUSTE: Tronco piramidal de sección cuadrada, formado por distintos tramos según la altura a conseguir, cada uno se compone de cuatro montantes unidos por celosía sencilla o doble atornillada en cuerpos.

Las crucetas podrán ir en varios tipos de montaje, pero con una separación mínima de 1,5 m, para que permita cumplir con las distancias mínimas de seguridad establecidas en la ley de protección de avifauna, en cuanto a medidas de anti electrocución.

Las funciones, esfuerzos, alturas, tipo de montaje, separación entre crucetas y número de apoyos quedan definidos en el capítulo de cálculos.

Todos los apoyos irán empotrados en el terreno, mediante macizos de hormigón únicos o fraccionados, calculados para que las condiciones más desfavorables cumplan con los coeficientes de seguridad exigidos en la vigente reglamentación.

6.4.4 CIMENTACIONES

La cimentación de los apoyos descritos en este proyecto, cuando utilicen macizo único, han sido calculados siguiendo el método Sulzberger, adoptándose los parámetros que figuran en el cuadro incluido en el anexo de cálculos y resultados de cálculo a tal efecto.

Por el contrario, los apoyos con macizos de cimentación fraccionados han sido calculados arreglo al método de talud natural. Los parámetros de cálculo figuran en el cuadro incluido en el anexo de cálculos y resultados de cálculo a tal efecto.

6.4.5 TIERRAS

Todas las estructuras metálicas de los apoyos, irán unidas directamente a tierra mediante conductores de 50 mm² de cobre y picas de 14 mm de diámetro con m de longitud.

La puesta a tierra se realiza de acuerdo al punto 7 de la ITC-LAT 07, de forma que se asegure la difusión de la corriente de puesta a tierra mediante los electrodos escogidos.

Asimismo, en los apoyos emplazados en zonas de pública concurrencia, tendrán la consideración de apoyos frecuentados, las tomas de tierra se dispondrán en anillo cerrado con picas y enterrado alrededor del empotramiento del apoyo, a un metro de distancia de las aristas del macizo de la cimentación.

De esta forma también será ejecutada la instalación de toma de tierra en anillo en aquellos apoyos que soporten elementos de maniobra de cualquier tipo.

Para los apoyos cuyo emplazamiento no sea en zonas de pública concurrencia tendrán la consideración de apoyos no frecuentados, reservando para ellos una puesta a tierra mediante una pica de cobre de 14 mm de diámetro.

El proceso de cálculo de la puesta a tierra está expuesto en el anexo y resultados de cálculo.

6.4.6 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

6.4.6.1 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

La distancia de los conductores al terreno, según el punto 5.5 de la ITC-LAT 07 del Reglamento los apoyos deben tener una altura suficiente para que los conductores cuando se produzca su flecha máxima vertical, queden siempre por encima de cualquier punto del terreno o superficies de agua no navegable, con un mínimo de 6 metros.

6.4.6.2 DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

Viene definida por la longitud del vano, y su flecha máxima vertical, para cada caso se define, la separación de crucetas más adecuada, con un mínimo establecido para el cumplimiento de las distancias establecidas en la ley de avifauna.

El Reglamento de líneas en su punto 5.4 de la ITC-LAT 07, obliga a que los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, la distancia tiene que ser suficiente para que no exista riesgo de cortocircuito entre fases ni a tierra. Teniendo siempre presentes los efectos de oscilación de los conductores debidos a la acción del viento y al desprendimiento de la nieve que se pueda acumular en la superficie de estos.

6.4.7 AVIFAUNA

Para definición de la línea aérea objeto del proyecto, se han tenido en cuenta las medidas anti electrocución y anticolidión de protección de la avifauna, según la actual reglamentación.

6.4.8 CRUZAMIENTOS.

La L.A.A.T. proyectada en su recorrido afectara a distintos accidentes, produciendo cruzamiento con los organismos a continuación descritos:

LÍNEA SECTOR 1:

- Entre los apoyos 1 y 2 (vano 2) cruzamiento:
 - Línea eléctrica, competencia de Grupo Naturgy.
- Entre los apoyos 5 y 6 (vano 5) cruzamiento:
 - Carretera N-120, competencia de la Dirección General de Carreteras.
- Entre los apoyos 9 y 10 cruzamiento enterrado:
 - Autopista AP-71 León-Astorga, competencia de la Dirección General de Carreteras.
 - FFCC Palencia-La Coruña, competencia de ADIF.

LÍNEA SECTOR 2:

- Entre los apoyos 3 y 4 (vano 3) cruzamiento:
 - Carretera LE-443, competencia de la Junta de Castilla y León.

7 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

La reactancia kilométrica de la línea viene dada por la siguiente ecuación.

$$X_K = \omega L_K = 2\pi f L_K$$

(A.C 1)

En donde:

X_K : Reactancia kilométrica de la línea en Ω/km .

ω : Pulsación de la corriente eléctrica.

L_K : Coeficiente de autoinducción por kilómetro de línea en H/km.

f : Frecuencia de la red en Hz.

Para calcular el coeficiente de autoinducción por kilómetro de la línea utilizamos la expresión.

$$L_K = \frac{1}{n_{Cir}} * \left[\frac{\mu}{2 * n} + 4,605 * \log_{10} \frac{DMG}{r_{eq}} \right] * 10^{-4}$$

(A.C.2)

En donde:

L_K : Coeficiente de autoinducción por kilómetro de línea en H/km.

n_{cir} : Número de circuitos de la línea.

μ : Permeabilidad magnética del conductor. Que para el cobre, aluminio, aluminio-acero tiene un valor de 1.

n : Número de conductores por fase.

DMG : Separación media geométrica en milímetros.

r_{eq} : Radio equivalente del conductor en milímetros.

7.1 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR

De acuerdo con el punto 4.2.1 de la ITC-LAT 07, para el conductor utilizado en la presente línea eléctrica de sección 116,20 mm² la densidad máxima de corriente permitida es de 2,737 A/mm². Por tanto, la intensidad máxima admitida por el conductor se obtendrá mediante la ecuación.

$$I_{M\acute{a}x.} = \delta * S$$

(A.C.3)

En donde:

$i_{M\acute{a}x.}$: Intensidad máxima soportada por el conductor por límite térmico en amperios.

δ : Densidad máxima de corriente en A/mm².

S : Sección del conductor en milímetros.

7.2 CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión por resistencia y reactancia de la línea, despreciando la capacidad viene dada por:

$$\Delta V = I [R_K \cos(\varphi) + X_K \sin(\varphi)] L$$

(A.C.4)

En donde:

ΔV : Caída de tensión en voltios.

I : Intensidad de la línea en A.

R_K : Resistencia kilométrica de la línea en Ω /km.

X_K : Reactancia kilométrica de la línea en Ω /km.

φ : Factor de potencia.

L : Longitud de la línea en km.

7.3 POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR

7.3.1 POTENCIA MÁXIMA POR INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR

Para calcular la potencia que máxima que se puede transportar por la línea por intensidad se utilizará el valor de intensidad máxima obtenido según el apartado 7.1, ecuación (A.C.3) del presente anexo, por tanto para calcular la potencia aparente se utilizará la expresión:

$$S_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} * I_{M\acute{a}x} * V$$

(A.C.5)

En donde:

$S_{M\acute{a}x}$: Potencia aparente máxima por límite térmico en kVA.

$I_{M\acute{a}x}$: Intensidad máxima soportada por el conductor por límite térmico en amperios.

V : Tensión eléctrica de la línea en kV.
Y para la potencia aparente:

$$P_{M\acute{a}x} = \sqrt{3} * I_{M\acute{a}x} * V * \cos(\varphi)$$

(A.C.6)

En donde:

$P_{M\acute{a}x}$: Potencia activa máxima por límite térmico en kW.

$I_{M\acute{a}x}$: Intensidad máxima soportada por el conductor por límite térmico en amperios.

V : Tensión eléctrica de la línea en kV.

7.3.2 POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR POR CAÍDA DE TENSIÓN

Para comprobar la potencia que se puede transportar con la longitud de la línea con una determinada caída de tensión. Para ello utilizaremos el momento eléctrico, que nos ofrece la siguiente ecuación.

$$P_{Max} = \frac{U^2 * u\%}{(R_K + X_k * tg(\varphi)) * L_{L\acute{i}nea} * 100}$$

(A.C.7)

En donde:

$P_{M\acute{a}x}$: Potencia activa máxima por caída de tensión en kW.

U : Tensión eléctrica de la línea en kV.

u : Caída de tensión porcentual en %.

R_K : Resistencia kilométrica de la línea en Ω /km.

X_K : Reactancia kilométrica de la línea en Ω /km.

φ : Factor de potencia.

$L_{L\acute{i}nea}$: Longitud de la línea en km.

7.4 CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO (TIPOS DE CADENAS)

7.4.1 CADENAS DE SUSPENSIÓN

Las características y especificaciones son en función del tipo de cadena:

- Tipo de cadena: Cadena de polimérica y suspensión simple y protección avifauna para conductor LA-110 y 45 kV de tensión
 - Código de la cadena: LA110-45kV-SUS-SIM-POL-AVI
 - Nº de elementos: 27 Ud
 - Tipo de elementos: 52 kV
 - Longitud: 607,00 mm
 - Peso: 2,577 daN
 - Línea de fuga: 728,00 mm
 - Carga de destrucción electromecánica: 5000,000 daN

7.4.2 CADENAS DE ANCLAJE-AMARRE

Doble cadena, cada cadena estará compuesta por:

- Tipo de cadena: Cadena polimérica de anclaje simple y protección avifauna para conductor LA-110 y 45 kV de tensión.
 - Código de la cadena: LA110-45kV-ANC-SIM—POL-AVI
 - Nº de elementos: 72 Ud
 - Tipo de elementos: 52 kV
 - Longitud: 702,00 mm
 - Peso: 3,018 daN
 - Línea de fuga: 728,00 mm
 - Carga de destrucción electromecánica: 5000,000 daN

7.5 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Se proyecta la línea con cable de Aluminio-Acero de 116,20 mm² de sección total, con las características que a continuación se citan.

Conductor LA-110 (116,20 mm²):

- Designación: LA-110

- Sección (mm²): 116,20
- Diámetro (mm): 14,00
- Carga de rotura (daN): 4400
- Peso (daN/m): 0,432
- Módulo de elasticidad (daN/mm²): 8200
- Coeficiente de dilatación (°C-1): 0,00001774
- Resistencia kilométrica (Ohm/km): 0,314
- Composición: 30+7

7.6 CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

El trazado de la línea está comprendido entre las cotas 944,0 m. y 893,8 m. por lo que según el vigente Reglamento esta línea se encuentra en ZONA B.

7.7 CONSTANTE DE CATENARIA PARA EL TRAZADO DE LA LÍNEA

La constante de catenaria viene definida por la siguiente expresión:

$$C = \frac{T}{p}$$

(A.C.8)

En donde:

C: Constante de la catenaria en m.

T: Tensión mecánica en daN.

p: Peso del conductor en daN/m.

Para el trazado de la línea se deberá utilizar la curva catenaria que produzca las flechas verticales máximas, dichas flechas máximas se producirán en cada zona en las hipótesis que muestra la siguiente tabla:

Zona	Hipótesis
A	- Temperatura considerada con el peso propio del conductor

B	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura considerada con el peso propio del conductor - 0° más la sobrecarga de hielo
C	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura considerada con el peso propio del conductor - 0° más la sobrecarga de hielo

La constante menor y más vertical determinará la constante con la que se dibujará la línea eléctrica. Estas dos constantes son.

$$c_{Temp.} = \frac{T_{Temp.}}{p_{Cond}}$$

(A.C.9)

$$c_{0+H} = \frac{T_{0+H}}{S_H}$$

(A.C.10)

En donde:

C: Constante de la catenaria en m.

T_{Temp.}: Tensión mecánica en las condiciones de temperatura máxima fijada para el conductor en daN.

p: Peso del conductor sin sobrecarga en daN/m.

T: Tensión mecánica en las condiciones de 0° y la sobrecarga de hielo en daN.

S_H: Peso del conductor más el manguito de hielo considerado en las zonas B y C en daN/m.

Se escogerá la menor constante de las hipótesis anteriores, que por otra parte será la que produzca una curva más vertical, o más cerrada, que origina unas flechas máximas mayores y tensiones menores. Esta constante es aproximada y posteriormente se calculará la constante real en cada alineación o vano de regulación existentes en la línea. Este valor de la constante de catenaria real en cada alineación figura en la tabla del anexo de cálculos.

7.8 VANO DE REGULACIÓN

Los tramos de línea que se encuentran entre apoyos de amarre y anclaje, de alineación o ángulo y final/principio de línea, que proporcionan puntos fuertes a la línea, tramos entre los cuales se encuentran colocados apoyos de alineación-suspensión o ángulo-suspensión, que deben tener las

cadena perfectamente verticales, se deben igualar las componentes horizontales de la tensión en cada uno de los vanos para que estas cadenas no sufran desviación alguna. Si varían las condiciones de equilibrio aparecen diferencias entre las componentes horizontales de la tensión en los distintos vanos, situación que queda en la realidad compensada por la desviación de las cadenas, que en estas condiciones dejan de estar perfectamente en equilibrio. Por tanto, como se puede demostrar las condiciones de equilibrio al modificarse hacen que las componentes horizontales de los vanos que componen la alineación varíen en la misma magnitud, del mismo modo que lo harían las componentes horizontales de un vano con una longitud ficticia denominado vano de regulación. El cálculo de este vano de regulación se realiza para cada una de las alineaciones de las que está compuesta la línea eléctrica, para este cálculo utilizamos la siguiente ecuación.

$$a_r = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{b_i^2}{a_i}} * \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

(A.C.11)

En donde:

a_r : Longitud del vano de regulación en m.

b_i : Longitud real de cada uno de los vanos que componen el vano de regulación en m.

a_i : Longitud proyectada de cada uno de los vanos que componen el vano de regulación en m.

7.9 COMPONENTE HORIZONTAL MÁXIMA

Cuando se ha realizado el trazado de la línea utilizando la constante de catenaria de flechas máximas para trazado elegida, se calcularán las componentes horizontales máximas para cada una de las alineaciones de que consta la línea. Para ello utilizaremos la siguiente ecuación.

$$T_0 = \frac{\left(T_A - \frac{p * |h|}{2}\right) + \sqrt{\left(T_A - \frac{p * |h|}{2}\right)^2 - \frac{b^2 * p^2}{2}}}{2 * \frac{b}{a}}$$

(A.C.12)

En donde:

T_0 : Componente horizontal máxima en daN.

TA: Tensión en el punto más elevado de fijación del conductor, correspondiente a la carga de rotura del conductor dividida por un coeficiente de seguridad de la línea en daN.

a: Longitud proyectada del vano en m.

b: Longitud real del vano en m.

h: Desnivel del vano en m.

p_z: Sobrecarga correspondiente a la zona de cálculo en daN/m.

Esta ecuación se aplicará a cada uno de los vanos que componen cada alineación, escogiendo en cada una de las alineaciones el valor más pequeño de la componente horizontal de la tensión, ya que esta componente horizontal de valor menor dará lugar a tensiones menores y por tanto a flechas verticales mayores.

7.10 ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES

Para el cálculo de las tensiones en la línea eléctrica se utilizará la ecuación de cambio de condiciones, dicha ecuación es la siguiente.

$$\delta * a * (t - t_0) + \frac{a}{S * E} * (T - T_0) = \frac{a^3}{24} * \left(\frac{p^2}{T^2} - \frac{p_0^2}{T_0^2} \right)$$

(A.C.13)

En donde:

δ: Coeficiente de dilatación lineal en °C⁻¹.

a: Longitud proyectada del vano en m.

t: Temperatura en las condiciones finales de cálculo de la tensión en °C.

t₀: Temperatura de correspondiente a la zona de cálculo en °C.

S: Sección del conductor en mm².

E: Módulo de elasticidad en daN/mm².

T: Componente horizontal en las condiciones finales de cálculo en daN.

T₀: Componente horizontal máxima en cada alineación en daN.

p: Peso del conductor en las condiciones finales de cálculo en daN/m.

p₀: Sobrecarga correspondiente a la sobrecarga correspondiente a la zona de cálculo en daN/m.

Operando con la ecuación de cambio de condiciones se puede obtener otra ecuación que permita el cálculo de la tensión buscada, como resultado se obtiene la siguiente ecuación.

$$T^2 * (T + A) = B$$

(A.C.14)

Ecuación en la que los coeficientes A y B se pueden obtener fácilmente de la ecuación de cambio de condiciones aplicándose las siguientes ecuaciones.

$$A = \delta * (t - t_0) * S * E - T_0 + \frac{a^2 * p_0^2}{24 * T_0^2} * S * E$$

(A.C.15)

$$B = \frac{a^2 * p^2}{24} * S * E$$

(A.C.16)

Resolviendo la ecuación de tercer grado se obtienen tres soluciones, dos imaginarias conjugadas y una tercera real que corresponderá al valor de la tensión en las condiciones de cálculo buscadas.

7.11 CÁLCULO DE FLECHAS

Para el cálculo de flechas se utiliza la longitud real del vano, la ecuación que permite el cálculo de la flecha se obtiene a partir del desarrollo en serie por la fórmula de Mac Laurin de la función.

$$y = c * ch \frac{x}{c}$$

(A.C.17)

En donde:

X: Longitud en m.

C: Constante de la catenaria.

Desarrollando esta ecuación por Mac Laurin hasta el tercer término se obtiene la expresión a utilizar para el cálculo de flechas en las hipótesis de cálculo requeridas y cuya forma es.

$$f = \frac{a * b * p}{8 * T} * \left(1 + \frac{a^2 * p^2}{48 * T^2} \right)$$

(A.C.18)

En donde:

f: Valor de la flecha en metros.

- p*: Peso del conductor en la hipótesis de cálculo en daN/m.
a: Longitud proyectada del vano en metros.
b: Longitud real del vano en metros.
T: Valor de la tensión en las condiciones de cálculo en daN.

El resumen de cálculos de tensiones y flechas, tanto para las hipótesis Reglamentarias, como para la tabla de tendido, figuran en las tablas del anexo de cálculos.

8 CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS

8.1 DESCRIPCIÓN DE LOS APOYOS

Aquí se hace una parte para media con apoyos RU y otra para los apoyos de transporte

8.2 CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS

Aquí pasa igual que en el caso anterior la introducción está hecha para RU, habría que hacer una para cada uno e introducirlo desde el programa.

Como es conocido en los apoyos metálicos contruidos sobre la base de perfiles laminados en los cuales sus características resistentes están determinadas por los esfuerzos que pueden soportar en dos direcciones perpendiculares, que como es lógico coinciden con la dirección de los dos ejes de simetría del apoyo, y que coinciden con la dirección de la línea y su perpendicular.

Si algún esfuerzo a los que se somete el apoyo no coincide con estas dos direcciones, no se podría utilizar la hipótesis de que el esfuerzo se reparte por igual en las caras de apoyo, dando como resultado en los montantes un esfuerzo superior al que estaría sometido el apoyo si dicho esfuerzo tuviera la dirección de alguno de los ejes de simetría. Por tanto, se deberá obtener el esfuerzo equivalente dirigido según el eje de simetría que produzca el mismo esfuerzo aplicado sobre el montante más cargado. Este esfuerzo equivalente se puede calcular con la siguiente expresión.

$$F = F' \left(\cos(\alpha) + \frac{d_1}{d_2} \operatorname{sen}(\alpha) \right) = F'_X + \frac{d_1}{d_2} F'_Y$$

(A.C.19)

En donde:

F : Esfuerzo equivalente en la dirección del eje de simetría en daN.

F' : Esfuerzo actuante en daN que no se encuentra en la dirección del eje de simetría.

d_1 y d_2 : Distancia entre perfiles en las caras del apoyo en m.

F_X' y F_Y' : Componentes del esfuerzo en los ejes de simetría del apoyo en daN.

α : Ángulo formado por el esfuerzo con el eje de simetría.

En la línea objeto del proyecto se han utilizado apoyos metálicos de sección cuadrada, apoyos en los cuales d_1 es igual a d_2 , por tanto, la ecuación anterior como es fácil de deducir para apoyos metálicos de sección cuadrada queda.

$$F = F_X' + F_Y'$$

(A.C.20)

8.3 ESFUERZOS VERTICALES QUE ACTÚAN SOBRE LOS APOYOS

Para el cálculo de las cargas verticales se deberán distinguir dos hipótesis, la de viento y la de hielo, y la opcional de viento y hielo combinadas en líneas de categoría no especial y obligatoria en las de categoría especial, por tanto, para cada una de ellas utilizaremos una ecuación diferente.

La ecuación de viento se utilizará en todas las hipótesis de cálculo de apoyos en la zona A y la primera hipótesis de las zonas B y C. Por el contrario, la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo se utilizará para el cálculo de las hipótesis 2ª, 3ª y 4ª de las hipótesis de cálculo de apoyos reglamentarias para las zonas B y C.

Si la hipótesis de viento más hielo está presente, se utilizará en la segunda correspondiente en las zonas B y C, en las 3ª y 4ª de las líneas de categoría especial.

Veamos las ecuaciones a utilizar en el cálculo de las cargas verticales o permanentes que gravitan sobre el apoyo.

8.3.1 HIPÓTESIS DE VIENTO

Para esta hipótesis de viento tendremos:

$$V_{Viento} = p * \left(\frac{a_1 + a_2}{2} + c_V * [tg(n_1) \pm tg(n_2)] \right) + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.21)

En donde:

- V_{Viento} : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- C_V : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.
Se debe recordar en este punto la ecuación de cálculo de la constante de la catenaria.

$$C = \frac{T}{p}$$

(A.C.22)

En donde:

- C : Constante de la catenaria en m.
- T : Tensión mecánica en daN.
- p : Peso del conductor en daN/m.

Que para las condiciones de cálculo de la hipótesis de viento quedará en la siguiente forma.

$$C_V = \frac{T_V}{p_V}$$

(A.C.23)

En donde:

- C_V : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.
- T_V : Componente horizontal de la tensión a la temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.
- p_V : Sobrecarga del conductor en las condiciones de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.

El valor de la sobrecarga debida a la acción del viento se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$p_V = \sqrt{p^2 + (v * d)^2}$$

(A.C.24)

En donde:

p_V : Sobrecarga de viento en daN/m.

p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

d : Diámetro en m del conductor.

Para el cálculo de las dos tangentes utilizaremos las siguientes expresiones:

$$tg(n_1) = \frac{h_1}{a_1}$$

(A.C.25)

$$tg(n_2) = \frac{h_2}{a_2}$$

(A.C.26)

En donde:

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

h_1 : Desnivel del vano anterior al apoyo en m.

h_2 : Desnivel del vano posterior al apoyo en m.

8.3.2 HIPÓTESIS DE HIELO

Para la hipótesis de hielo tendremos:

$$V_{Hielo} = p_H * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_H * [tg(n_1) \pm tg(n_2)] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.27)

En donde:

V_{Hielo} : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

- p_h : Peso por metro lineal del conductor mas la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

El cálculo de la sobrecarga de hielo se obtiene utilizando las siguientes expresiones para las zonas B y C.

$$p_H = p + M_H * \sqrt{d}$$

(A.C.28)

En donde:

- p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- M_H : Manguito de hielo mínimo según zona en daN.
- d : Diámetro del conductor en mm.

El manguito de hielo tendrá un valor mínimo de 0,18 daN/m y 0,36 daN/m para las zonas B y C respectivamente, por último d es el valor del diámetro del conductor.

Para altitudes superiores a 1500 m, ha de justificarse el valor del manguito de hielo mediante estudios realizados sobre la zona por donde transcurre la línea, no pudiendo en ningún caso considerar valores inferiores a los indicados anteriormente.

8.3.3 HIPÓTESIS COMBINADA DE VIENTO Y HIELO

En este caso utilizaremos.

$$V_{V+H} = p_H * \left(\frac{a_1 + a_2}{2} + c_{VH} * [tg(n_1) \pm tg(n_2)] \right) + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.29)

En donde:

V_{V+H} : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_{VH} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C , en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En esta ocasión la constante de catenaria se tendrá que calcular en las condiciones de viento más hielo según sigue:

$$C_V = \frac{T_{VH}}{P_{VH}}$$

(A.C.30)

En donde:

C_V : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.

C_{VH} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C , en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07.

p_{VH} : Sobrecarga del conductor en las condiciones de viento y hielo combinado según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.

La sobrecarga de viento más hielo, se obtiene como muestra la siguiente ecuación:

$$p_{VH} = \sqrt{p_H^2 + (V_{VH} * d_{MH})^2}$$

(A.C.31)

En donde:

p_{VH} : Sobrecarga de viento más hielo en daN/m.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en

daN/m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

d_{MH} : Diámetro en m del manguito de hielo en m.

8.4 ESFUERZOS PRODUCIDOS POR LA ACCIÓN DE LOS CONDUCTORES SOBRE LOS APOYOS

8.4.1 ESFUERZO DEL VIENTO

El esfuerzo del viento sobre los conductores de la línea eléctrica se considera que actúa en la dirección perpendicular a esta, la ecuación que permite el cálculo del esfuerzo del viento sobre los conductores es la siguiente.

$$E_V = \frac{a_1 + a_2}{2} * v * d + E_{VCAD} * N_{CAD}$$

(A.C.32)

En donde:

E_V : Esfuerzo del viento sobre los conductores de la línea en daN.

d : Diámetro del conductor en m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

Esta ecuación es válida para apoyos que tengan sus vanos orientados en la dirección de la línea como ocurre en los apoyos de alineación en suspensión, amarre y ángulo, además de principio/final de línea. Pero en los apoyos de ángulo la acción del viento no se produce en la dirección perpendicular a la línea eléctrica sino que lo hace en la dirección de la bisectriz del ángulo que forma la línea. Por tanto será necesario en estos casos multiplicar el esfuerzo anterior por un coeficiente modificándose por tanto la ecuación para el cálculo del esfuerzo del viento en la siguiente forma para los apoyos de ángulo.

$$E_V = \frac{a_1 + a_2}{2} * v * d * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + E_{VCAD} * N_{CAD}$$

(A.C.33)

En donde:

E_V : Esfuerzo del viento sobre los conductores de la línea en daN.

d : Diámetro del conductor en m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

8.4.2 DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES

El desequilibrio de tracciones actúa en la dirección de la línea y se calcula mediante la siguiente expresión.

$$D_T = \%P * T$$

(A.C.34)

En donde:

D_T : Esfuerzo producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

P : Porcentaje de cálculo según Reglamento en su ITC-LAT 07 en su apartado 3.1.4, este porcentaje será del 8% para tensiones inferiores o iguales a 66 kV y 15% para tensiones superiores a 66 kV en apoyos de alineación y ángulo con cadenas de suspensión, 15% para tensiones inferiores o iguales a 66 kV y 25% para tensiones superiores a 66 kV en apoyos de alineación y ángulo con cadenas de amarre, 100% para apoyos de final/principio de línea y 50% para apoyos de anclaje.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Los apoyos de amarre y anclaje, tanto en alineación como ángulo dividen dos alineaciones sucesivas de la línea por lo cual en cada uno de sus lados existe una componente horizontal diferente de la tensión, de esta forma el criterio de cálculo seguido en estos tipos de apoyos es utilizar en la ecuación anterior el valor de la componente horizontal de la tensión máxima mayor de las dos alineaciones anterior y posterior al apoyo en cuestión, obteniendo así el esfuerzo mayor que se podría producir por desequilibrio de tracciones.

Esta ecuación solo es válida para apoyos metálicos de sección cuadrada que son los utilizados en esta línea.

8.4.3 ROTURA DE CONDUCTORES

Según lo indicado anteriormente en esta memoria se puede prescindir del cálculo del esfuerzo de torsión de rotura de conductores para los apoyos de suspensión y amarre, si se cumplen las condiciones impuestas en la ITC-LAT 07 en su punto 3.5.3. Por el contrario si se calculan para los apoyos de anclaje, final/principio de línea en todas las ocasiones.

Como indica el Reglamento en su ITC-LAT 07 apartado 3.1.5, se deberá calcular el esfuerzo de torsión producido por la rotura de un conductor, para calcular el esfuerzo de torsión producido por la rotura de conductores utilizaremos la siguiente expresión.

$$R_C = \%P * T_0$$

(A.C.35)

En donde:

R_C : Esfuerzo de torsión producido por la rotura de conductores en daN.

P : Porcentaje de cálculo según Reglamento en su ITC-LAT 07 en su apartado 3.1.4, este porcentaje será del 100% para apoyos de final/principio de línea, 100% para apoyos de anclaje, 100% para apoyos de amarre y 50% para apoyos de suspensión de ángulo o alineación.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

8.4.4 RESULTANTE DE ÁNGULO

En los apoyos de ángulo es necesario calcular la resultante de ángulo para las hipótesis 1ª y 2ª, correspondiente a las condiciones de viento, hielo y en caso de estar presente en viento más hielo.

También será necesario en la 3ª y 4ª hipótesis. Las ecuaciones de cálculo de la resultante de ángulo son las siguientes.

8.4.5 HIPÓTESIS DE VIENTO

Esta ecuación se aplicará en la 1ª hipótesis de la zona A, B y C, así como en la 3ª y 4ª hipótesis de la zona A. La ecuación es la siguiente.

$$R_{AV} = \sqrt{\left[(T_{V1} + T_{V2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{V1} - T_{V2}) * \sen\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.36)

En donde:

R_{AV} : Resultante de ángulo en las condiciones de viento en daN.

T_V : Componente horizontal de la tensión a la temperatura de -5°C, -10°C y -15°C, como mínimo en zonas A, B y C respectivamente, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en los vanos de regulación anterior y posterior identificados con el subíndice 1 y 2 respectivamente.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

8.4.6 HIPÓTESIS DE HIELO

En esta caso la expresión que sigue a continuación será aplicable en la 2ª hipótesis de hielo en las zonas B y C, así como en la 3ª y 4ª hipótesis en líneas de categoría no especial en zonas B y C.

$$R_{AH} = \sqrt{\left[(T_{H1} + T_{H2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{H1} - T_{H2}) * \sen\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.37)

En donde:

R_{AH} : Resultante de ángulo en las condiciones de hielo en daN.

T_H : Componente horizontal de la tensión bajo las condiciones de temperatura -15°C como mínimo y sobrecarga debida al hielo según zona para la zona B, y -20°C como mínimo y sobrecarga debida al hielo según zona para la zona C en daN, en los vanos de regulación anterior y posterior identificados con el subíndice 1 y 2 respectivamente.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

8.4.7 HIPÓTESIS COMBINADA DE VIENTO MÁS HIELO

Si esta hipótesis es considerada en líneas de categoría no especial, se aplicará la ecuación de cálculo en la 2ª hipótesis de viento más hielo en zonas B y C. En líneas de categoría especial, se aplicará además de la anteriormente mencionada de 2ª hipótesis de viento más hielo en la 3ª y 4ª para línea situadas en zonas B y C.

$$R_{AVH} = \sqrt{\left[(T_{VH1} + T_{VH2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{VH1} - T_{VH2}) * \sen\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.38)

En donde:

R_{AH} : Resultante de ángulo en las condiciones de viento más hielo en daN.

T_{VH} : Componente horizontal de la tensión bajo las condiciones de temperatura -15°C como mínimo y sobrecarga debida al viento más hielo según zona para la zona B, y -20°C como mínimo y sobrecarga debida al viento más hielo según zona para la zona C en daN, en los vanos de regulación anterior y posterior identificados con el subíndice 1 y 2 respectivamente.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

8.4.8 DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES EN APOYOS DE ALINEACIÓN-SUSPENSIÓN POR LA ACCIÓN DEL VIENTO

Es necesario calcular el ángulo máximo que se desvían las cadenas de aisladores del tipo suspensión bajo la acción del viento para que los conductores y sus partes en tensión nunca superen la distancia mínima a los apoyos.

Para el cálculo de esta desviación de las cadenas de aisladores se considerará según ITC-LAT 07 apartado 5.4.2 del Reglamento una presión debida a la mitad de la acción del viento, la ecuación que proporciona el ángulo que se desvían las cadenas de alineación debido a la acción del viento en los apoyos de alineación es la siguiente.

$$\tan(\gamma) = \frac{\frac{v}{2} * d * \frac{a_1 + a_2}{2} + \frac{E_{Vcad}}{2}}{p * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_{VM} * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) + \frac{P_{Cad}}{2}}$$

(A.C.39)

En donde:

- γ : Ángulo de desviación de la cadena de aisladores en apoyos de alineación bajo la acción del viento.
- d : Diámetro del conductor en m.
- v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1. Este valor será de 60 daN/m² para conductores con un diámetro igual o inferior a 16 mm y 50 daN/m² para conductores con un diámetro superior a 16 mm.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- T_{VM} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de temperatura de -5°C, -10°C y -15°C, para las zonas A, B y C respectivamente y sobrecarga debida a la mitad de la presión del viento, con una velocidad de 120 km/h en daN.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- E_{Vcad} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

8.4.9 DESVIACIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES EN APOYOS DE ÁNGULO-SUSPENSIÓN POR LA ACCIÓN DEL VIENTO

En este caso la ecuación a aplicar es.

$$\tan(\gamma) = \frac{2 * T_{VM} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + \frac{v}{2} * d * \frac{a_1 + a_2}{2} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + \frac{E_{Vcad}}{2}}{p * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_{VM} * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) + \frac{P_{Cad}}{2}}$$

(A.C.40)

En donde:

- γ : Ángulo de desviación de la cadena de aisladores en apoyos de alineación bajo la acción del viento.

- d : Diámetro del conductor en m.
- v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1. Este valor será de 60 daN/m² para conductores con un diámetro igual o inferior a 16 mm y 50 daN/m² para conductores con un diámetro superior a 16 mm.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- T_{VM} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , para las zonas A, B y C respectivamente y sobrecarga debida a la mitad de la presión del viento, con una velocidad de 120 km/h en daN.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- E_{Vcad} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.
- β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.
- α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

8.5 CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS QUE ACTÚAN SOBRE LOS APOYOS

En este apartado se va a tratar el cálculo de los apoyos con sus diferentes hipótesis según fija el Reglamento en su ITC-LAT 07 apartado 3.5.3. Para ello se van a exponer el cálculo de los diferentes tipos de apoyos que fija este artículo del Reglamento.

En estos apartados se van a desarrollar los esfuerzos para el conductor de fase, si la línea estuviera construida con conductor de tierra, los cálculos serían análogos, simplemente con cambiar los parámetros del conductor de tierra por los del conductor de fase.

8.5.1 APOYO DE ALINEACIÓN-SUSPENSIÓN

1ª hipótesis viento

La 1ª hipótesis de cálculo es común a las tres zonas de cálculo. En primer lugar las tablas de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3, obliga al cálculo de los verticales, deberemos utilizar la ecuación de que permite el cálculo de estas cargas en las condiciones de viento y temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , respectivamente en las zonas A, B y C, dicha ecuación es la siguiente.

$$V = p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_V * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.41)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- C_V : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En cuanto a esfuerzos transversales, la primera hipótesis indica que se debe calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores, para ello se utilizará la ecuación que se expone seguidamente.

$$T = d * v * \frac{a_1 + a_2}{2} + E_{VCAD} * N_{CAD}$$

(A.C.42)

En donde:

- T : Esfuerzo transversal en daN.
- d : Diámetro del conductor en m.
- v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

2ª hipótesis hielo

Esta hipótesis solo se calculará para las zonas B y C ya que en la zona A no está presente el hielo. Para los apoyos de alineación solo será necesario calcular el valor del esfuerzo vertical, ya que tanto el esfuerzo transversal como el longitudinal no se aplican en esta hipótesis, como se indica en la tabla de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento, por tanto en este caso se utilizará la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo y que es la siguiente.

$$V = \left[p_H * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_H * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.43)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- T_H : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en daN.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

Los esfuerzos transversal y longitudinal no aplican para esta hipótesis de cálculo.

2ª hipótesis viento más hielo

Está hipótesis es opcional en las líneas de categoría no especial, y obligatoria en las de categoría especial. Si está presente, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales según.

$$V = p_H * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{VH} * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.44)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- C_{VH} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C , en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.
En esta hipótesis también aplica el esfuerzo transversal que se deberá calcular como sigue.

$$T = d_M * v_{60} * \frac{a_1 + a_2}{2} + E_{VCAD60} * N_{CAD}$$

(A.C.45)

En donde:

- T : Esfuerzo transversal en daN.
- d_M : Diámetro del conductor con el manguito de hielo en m.
- v_{60} : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1, a una velocidad mínima de 60 km/h.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- E_{VCAD60} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores a 60 km/h mínimo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.
- El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

3ª hipótesis de equilibrio de tracciones

La hipótesis de equilibrio de tracciones se deberá calcular en las tres zonas de cálculo, pero con valores de temperatura y sobrecarga diferente en cada una de ellas.

En primer lugar, el Reglamento obliga a calcular el esfuerzo vertical, para la zona A de cálculo se procederá como para la 1ª hipótesis de cálculo, por el contrario para las zonas B y C se procederá

como para la 2ª hipótesis de cálculo correspondiente a las condiciones de hielo, en líneas de categoría no especial, y como la 2ª hipótesis de viento más hielo en las líneas de categoría especial.

En esta 3ª hipótesis de cálculo se deberá calcular es esfuerzo correspondiente al desequilibrio de tracciones, correspondiente al esfuerzo longitudinal. El porcentaje que fija el Reglamento ITC-LAT 07 3.1.4.1, cuyo valor es el 8% para líneas con tensión nominal igual o inferior a 66 kV, y el 15% para líneas con tensión superior a 66 kV, por tanto, el esfuerzo resultante por desequilibrio de tracciones para apoyos de alineación será, para el primer tipo de líneas:

$$L = \frac{8}{100} * T_0$$

(A.C.46)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Y para el segundo tipo:

$$L = \frac{15}{100} * T_0$$

(A.C.47)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

4ª hipótesis rotura de conductores

Se puede prescindir de la 4ª hipótesis en las líneas de tensión nominal hasta 66 kV según la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento cumpliendo las siguientes condiciones.

- Carga de rotura del conductor inferior a 6600 daN.
- Que los conductores tengan un coeficiente de seguridad de tres como mínimo.
- Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- Que se instalen apoyos de anclaje cada tres kilómetros como máximo.

De no cumplirse alguna de estas premisas, o bien cumpliéndose todas y optar por el cálculo de la 4ª hipótesis, el esfuerzo será correspondiente al longitudinal y se deberá realizar su cálculo de acuerdo a la siguiente expresión, con un porcentaje de cálculo del 50 por ciento:

$$L = \frac{50}{100} * T_0$$

(A.C.48)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo. Y el vertical será el mismo que para la tercera hipótesis.

8.5.2 APOYO DE ALINEACIÓN-AMARRE

1ª hipótesis viento

La 1ª hipótesis de cálculo es común a las tres zonas de cálculo. En primer lugar, las tablas de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3, obliga al cálculo de los verticales, deberemos utilizar la ecuación de que permite el cálculo de estas cargas en las condiciones de viento y temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , respectivamente en las zonas A, B y C, dicha ecuación es la siguiente.

$$V = p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{V1} * \tan(n_1) - C_{V2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.49)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_{V1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación anterior.

C_{V2} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación posterior.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En cuanto a esfuerzos transversales, la primera hipótesis indica que se debe calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores, para ello se utilizará la ecuación que se expone seguidamente.

$$T = d * v * \frac{a_1 + a_2}{2} + E_{VCAD} * N_{CAD}$$

(A.C.50)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d : Diámetro del conductor en m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

2ª hipótesis hielo

Esta hipótesis solo se calculará para las zonas B y C ya que en la zona A no estar presente el hielo. Para los apoyos de alineación solo será necesario calcular el valor del esfuerzo vertical, ya que tanto el esfuerzo transversal como el longitudinal no se aplican en esta hipótesis, como se indica en la tabla de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento, por tanto en este caso se utilizará la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo y que es la siguiente.

$$V = \left[p_H * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_{H1} * \tan(n_1) - T_{H2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.51)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en

daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

T_{H1} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación anterior en daN.

T_{H2} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior en daN.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.
El esfuerzo transversal y longitudinal no aplican para esta hipótesis de cálculo.

2ª hipótesis viento más hielo

Esta hipótesis es opcional en las líneas de categoría no especial, y obligatoria en las de categoría especial. Si está presente, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales según.

$$V = p_{HF} * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{VH1} * \tan(n_1) - C_{VH2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.52)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_{VH1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C, en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación anterior.

C_{VH2} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C, en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación posterior.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En esta hipótesis también aplica el esfuerzo transversal que se deberá calcular como sigue.

$$T = d_M * v_{60} * \frac{a_1 + a_2}{2} + E_{VCAD60} * N_{CAD}$$

(A.C.53)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d_M : Diámetro del conductor con el manguito de hielo en m.

v_{60} : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1, a una velocidad mínima de 60 km/h.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD60} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores a 60 km/h mínimo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

3ª hipótesis desequilibrio de tracciones

La hipótesis de desequilibrio de tracciones se deberá calcular en las tres zonas de cálculo, pero con valores de temperatura y sobrecarga diferente en cada una de ellas.

En primer lugar el Reglamento obliga a calcular el esfuerzo vertical, para la zona A de cálculo se procederá como para la 1ª hipótesis de cálculo, por el contrario para las zonas B y C se procederá como para la 2ª hipótesis de cálculo correspondiente a las condiciones de hielo para líneas de categoría no especial y la 2ª de viento más hielo en líneas de categoría especial.

En esta 3ª hipótesis de cálculo se deberá calcular es esfuerzo correspondiente al desequilibrio de tracciones, correspondiente al esfuerzo longitudinal. El porcentaje que fija el Reglamento ITC-LAT 07 3.1.4.2, cuyo valor es el 15% para líneas con tensión nominal igual o inferior a 66 kV, y el 25% para líneas con tensión superior a 66 kV, por tanto el esfuerzo resultante por desequilibrio de tracciones para apoyos de alineación será, para el primer tipo de líneas:

$$L = \frac{15}{100} * T_0$$

(A.C.54)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Y para el segundo tipo:

$$L = \frac{25}{100} * T_0$$

(A.C.55)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

4ª hipótesis rotura de conductores

Se puede prescindir de la 4ª hipótesis en las líneas de tensión nominal hasta 66 kV según la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento cumpliendo las siguientes condiciones.

- Carga de rotura del conductor inferior a 6600 daN.
- Que los conductores tengan un coeficiente de seguridad de tres como mínimo.
- Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- Que se instalen apoyos de anclaje cada tres kilómetros como máximo.

De no cumplirse alguna de estas premisas, o bien cumpliéndose todas y optar por el cálculo de la 4ª hipótesis, el esfuerzo será correspondiente al longitudinal y se deberá realizar su cálculo de acuerdo a la siguiente expresión, con un porcentaje de cálculo del 50 por ciento:

$$L = T_0$$

(A.C.56)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo. Y el vertical será el mismo que para la tercera hipótesis.

8.5.3 APOYO DE ALINEACIÓN-ANCLAJE

1ª hipótesis viento

La 1ª hipótesis de cálculo es común a las tres zonas de cálculo. En primer lugar las tablas de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3, obliga al cálculo de los verticales, deberemos utilizar la ecuación de que permite el cálculo de estas cargas en las condiciones de viento y temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , respectivamente en las zonas A, B y C, dicha ecuación es la siguiente.

$$V = p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{V1} * \tan(n_1) - C_{V2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.57)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- C_{V1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación anterior.
- C_{V2} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación posterior.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En cuanto a esfuerzos transversales, la primera hipótesis indica que se debe calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores, para ello se utilizará la ecuación que se expone seguidamente.

$$T = d * v * \frac{a_1 + a_2}{2} + E_{VCAD} * N_{CAD}$$

(A.C.58)

En donde:

- T : Esfuerzo transversal en daN.
- d : Diámetro del conductor en m.
- v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

2ª hipótesis hielo

Esta hipótesis solo se calculará para las zonas B y C ya que en la zona A no estar presente el hielo. Para los apoyos de alineación solo será necesario calcular el valor del esfuerzo vertical, ya que tanto el esfuerzo transversal como el longitudinal no se aplican en esta hipótesis, como se indica en la tabla de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento, por tanto en este caso se utilizará la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo y que es la siguiente.

$$V = \left[p_H * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_{H1} * \tan(n_1) - T_{H2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.59)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

T_{H1} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación anterior en daN.

T_{H2} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior en daN.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

El esfuerzo transversal y longitudinal no aplican para esta hipótesis de cálculo.

2ª hipótesis viento más hielo

Está hipótesis es opcional en las líneas de categoría no especial, y obligatoria en las de categoría especial. Si está presente, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales según.

$$V = p_{HF} * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{VH1} * \tan(n_1) - C_{VH2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.60)

En donde:

- V*: Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p_h*: Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- a₁*: Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a₂*: Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- C_{VH1}*: Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C, en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación anterior.
- C_{VH2}*: Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C, en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación posterior.
- n₁*: Pendiente del vano anterior.
- n₂*: Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD}*: Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD}*: Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.
- En esta hipótesis también aplica el esfuerzo transversal que se deberá calcular como sigue.

$$T = d_M * v_{60} * \frac{a_1 + a_2}{2} + E_{VCAD60} * N_{CAD}$$

(A.C.61)

En donde:

- T*: Esfuerzo transversal en daN.
- d_M*: Diámetro del conductor con el manguito de hielo en m.
- v₆₀*: Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1, a una velocidad mínima de 60 km/h.
- a₁*: Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a₂*: Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- E_{VCAD60}*: Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores a 60 km/h mínimo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

3ª hipótesis desequilibrio de tracciones

La hipótesis de desequilibrio de tracciones se deberá calcular en las tres zonas de cálculo, pero con valores de temperatura y sobrecarga diferente en cada una de ellas.

En primer lugar, el Reglamento obliga a calcular el esfuerzo vertical, para la zona A de cálculo se procederá como para la 1ª hipótesis de cálculo, por el contrario para las zonas B y C se procederá como para la 2ª hipótesis de cálculo correspondiente a las condiciones de hielo para líneas de categoría no especial y la 2ª de viento más hielo en líneas de categoría especial.

Para calcular el esfuerzo por desequilibrio de tracciones utilizaremos la expresión propuesta anteriormente, y que según ITC-LAT 07 apartado 3.1.4.3 del Reglamento tiene un porcentaje del 50%.

$$L = \frac{50}{100} T_0$$

(A.C.62)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

4ª hipótesis rotura de conductores

Al contrario de lo que sucedía con los dos tipos de apoyos anteriores para los de amarre o suspensión si será necesario calcular la hipótesis de rotura de conductores en cualquiera de las tres zonas de cálculo reglamentarias. En primer lugar, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales que como en la hipótesis anterior si la línea transcurre por la zona A se calcularan igual que las correspondientes a la primera hipótesis, y como las correspondientes a la segunda hipótesis si la línea transcurre por las zonas B y C de cálculo reglamentarias, en función de si la línea es o no de categoría especial.

Según fija en la ITC-LAT 07 apartado 3.1.5.4 del Reglamento será la correspondiente a la rotura de un conductor sin reducción de esfuerzo. Por tanto la expresión de cálculo quedará.

$$L = T_0$$

(A.C.63)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo. Y el vertical será el mismo que para la tercera hipótesis.

8.5.4 APOYO DE ÁNGULO-SUSPENSIÓN

1ª hipótesis viento

La hipótesis de viento se tendrá que calcular en las tres zonas de cálculo reglamentarias, en las condiciones de -5°C , -10°C y -15°C de temperatura, para las zonas A, B y C y con la sobrecarga correspondiente a la presión del viento.

En primer lugar, según la ITC-LAT 07 3.5.3 del Reglamento se tendrán que calcular los esfuerzos verticales, para ello utilizaremos la ecuación correspondiente a la hipótesis de viento.

$$V = p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_V * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.64)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_V : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En cuanto a esfuerzos transversales, la primera hipótesis indica que se debe calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores. Además en este caso al ser un apoyo de ángulo será necesario valorar también la resultante de ángulo, para ello se utilizará la ecuación que se expone seguidamente.

$$T = d * v * \frac{a_1 + a_2}{2} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + E_{VCAD} * N_{CAD} + 2 * T_V * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

(A.C.65)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d : Diámetro del conductor en m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

T_V : Componente horizontal en las condiciones de viento en daN.

β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

2ª hipótesis hielo

La segunda hipótesis de cálculo para apoyos de ángulo solo será necesario su cálculo en las zonas B y C reglamentarias ya que en la zona A no existe la hipótesis de hielo. En primer lugar se tendrán que calcular las cargas permanentes aplicando la ecuación correspondiente a las condiciones de hielo.

$$V = \left[p_H * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_H * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.66)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

Al ser un apoyo de ángulo si aplica el esfuerzo transversal, que en este caso será.

$$T = 2 * T_H * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

(A.C.67)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

T_H : Componente horizontal de la tensión en condiciones de hielo en daN.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

2ª hipótesis viento más hielo

Está hipótesis es opcional en las líneas de categoría no especial, y obligatoria en las de categoría especial. Si está presente, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales según.

$$V = p_H * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{VH} * (\tan(n_1) - \tan(n_2)) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.68)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_{VH} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C , en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En esta hipótesis también aplica el esfuerzo transversal, que combinará el esfuerzo por viento sobre el manguito de hielo más la resultante de ángulo correspondiente, y deberá calcular como sigue.

$$T = d_{MH} * v_{60} * \frac{a_1 + a_2}{2} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + E_{VCAD60} * N_{CAD} + 2 * T_{VH} * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

(A.C.69)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d_M : Diámetro del conductor con el manguito de hielo en m.

v_{60} : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1, a una velocidad mínima de 60 km/h.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD60} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores a 60 km/h mínimo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

T_{VH} : Componente horizontal en las condiciones de viento más hielo en daN.

β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

3ª hipótesis desequilibrio de tracciones

La hipótesis de desequilibrio de tracciones se deberá calcular en las tres zonas de cálculo, pero con valores de temperatura y sobrecarga diferente en cada una de ellas.

En primer lugar el Reglamento obliga a calcular el esfuerzo vertical, para la zona A de cálculo se procederá como para la 1ª hipótesis de cálculo, por el contrario para las zonas B y C se procederá como para la 2ª hipótesis de cálculo correspondiente a las condiciones de hielo, en líneas de categoría no especial, y como la 2ª hipótesis de viento más hielo en las líneas de categoría especial.

También es necesario calcular el esfuerzo transversal debido a la resultante de ángulo, que este caso corresponde según sigue.

$$T = 2 * T_0 * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

(A.C.70)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

En esta 3ª hipótesis de cálculo se deberá calcular el esfuerzo correspondiente al desequilibrio de tracciones, correspondiente al esfuerzo longitudinal. El porcentaje que fija el Reglamento ITC-LAT 07 3.1.4.1, cuyo valor es el 8% para líneas con tensión nominal igual o inferior a 66 kV, y el 15% para líneas con tensión superior a 66 kV, por tanto el esfuerzo resultante por desequilibrio de tracciones para apoyos de alineación será, para el primer tipo de líneas:

$$L = \frac{8}{100} * T_0$$

(A.C.71)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Y para el segundo tipo:

$$L = \frac{15}{100} * T_0$$

(A.C.72)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

4ª hipótesis rotura de conductores

Se puede prescindir de la 4ª hipótesis en las líneas de tensión nominal hasta 66 kV según la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento cumpliendo las siguientes condiciones.

- Carga de rotura del conductor inferior a 6600 daN.

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

- Que se instalen apoyos de anclaje cada tres kilómetros como máximo.

De no cumplirse alguna de estas premisas, o bien cumpliéndose todas y optar por el cálculo de la 4ª hipótesis, el esfuerzo será correspondiente al longitudinal y se deberá realizar su cálculo de acuerdo a la siguiente expresión, con un porcentaje de cálculo del 50 por ciento:

$$L = \frac{50}{100} * T_0$$

(A.C.73)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Los esfuerzos verticales y transversales serán los mismos que para la tercera hipótesis.

8.5.5 APOYO DE ÁNGULO-AMARRE

1ª hipótesis viento

La 1ª hipótesis de cálculo es común a las tres zonas de cálculo. En primer lugar las tablas de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3, obliga al cálculo de los verticales, deberemos utilizar la ecuación de que permite el cálculo de estas cargas en las condiciones de viento y temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , respectivamente en las zonas A, B y C, dicha ecuación es la siguiente.

$$V = p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{V1} * \tan(n_1) - C_{V2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.74)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_{V1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5

de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación anterior.

C_{V2} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación posterior.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En cuanto a esfuerzos transversales, la primera hipótesis indica que se debe calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores. En este caso habrá que combinarlo con la acción de la resultante de ángulo que se produce en este tipo de apoyos, para ello se utilizará la ecuación que se expone seguidamente.

$$T = d * v * \frac{a_1 + a_2}{2} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + E_{VCAD} * N_{CAD} + \sqrt{\left[(T_{V1} + T_{V2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right]^2 + \left[(T_{V1} - T_{V2}) * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right]^2}$$

(A.C.75)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d : Diámetro del conductor en m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

T_{V1} : Componente horizontal en las condiciones de viento en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{V2} : Componente horizontal en las condiciones de viento en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

2ª hipótesis hielo

Esta hipótesis solo se calculará para las zonas B y C ya que en la zona A no estar presente el hielo. Para los apoyos de alineación solo será necesario calcular el valor del esfuerzo vertical, ya que tanto el esfuerzo transversal como el longitudinal no se aplican en esta hipótesis, como se indica en la tabla de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento, por tanto en este caso se utilizará la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo y que es la siguiente.

$$V = \left[p_H * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_{H1} * \tan(n_1) - T_{H2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.76)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p_H : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- T_{H1} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación anterior en daN.
- T_{H2} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior en daN.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

También es necesario calcular el esfuerzo transversal debido a la resultante de ángulo, que este caso corresponde según sigue.

$$T = \sqrt{\left[(T_{H1} + T_{H2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{H1} - T_{H2}) * \sen\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.77)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

T_{H1} : Componente horizontal máxima de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{H2} : Componente horizontal máxima de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

2ª hipótesis viento más hielo

Esta hipótesis es opcional en las líneas de categoría no especial, y obligatoria en las de categoría especial. Si está presente, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales según.

$$V = p_{HF} * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{VH1} * \tan(n_1) - C_{VH2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.78)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_{VH1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C, en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación anterior.

C_{VH2} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C, en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación posterior.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En esta hipótesis también aplica el esfuerzo transversal que se deberá calcular como sigue, combinando el esfuerzo del viento sobre el manguito de hielo más la resultante de ángulo correspondiente.

$$T = d_{MH} * v_{F60} * \frac{a_1 + a_2}{2} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + E_{VCAD 60} * N_{CAD} + \sqrt{\left[(T_{VH1} + T_{VH2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right]^2 + \left[(T_{VH1} - T_{VH2}) * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right]^2}$$

(A.C.79)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d_M : Diámetro del conductor con el manguito de hielo en m.

v_{60} : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1, a una velocidad mínima de 60 km/h.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD60} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores a 60 km/h mínimo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

T_{VH1} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de viento más hielo en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{VH2} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de viento más hielo en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

3ª hipótesis desequilibrio de tracciones

La hipótesis de desequilibrio de tracciones se deberá calcular en las tres zonas de cálculo, pero con valores de temperatura y sobrecarga diferente en cada una de ellas.

En primer lugar el Reglamento obliga a calcular el esfuerzo vertical, para la zona A de cálculo se procederá como para la 1ª hipótesis de cálculo, por el contrario para las zonas B y C se procederá como para la 2ª hipótesis de cálculo correspondiente a las condiciones de hielo para líneas de categoría no especial y la 2ª de viento más hielo en líneas de categoría especial.

En cuanto al esfuerzo transversal será en correspondiente a la resultante de ángulo en las condiciones de esta tercera hipótesis, según sigue:

$$T = \sqrt{\left[(T_{01} + T_{02}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{01} - T_{02}) * \sen\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.80)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de la tercera hipótesis en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de la tercera hipótesis en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

En esta 3ª hipótesis de cálculo se deberá calcular es esfuerzo correspondiente al desequilibrio de tracciones, correspondiente al esfuerzo longitudinal. El porcentaje que fija el Reglamento ITC-LAT 07 3.1.4.2, cuyo valor es el 15% para líneas con tensión nominal igual o inferior a 66 kV, y el 25% para líneas con tensión superior a 66 kV, por tanto el esfuerzo resultante por desequilibrio de tracciones para apoyos de alineación será, para el primer tipo de líneas:

$$L = \frac{15}{100} * T_0$$

(A.C.81)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Y para el segundo tipo:

$$L = \frac{25}{100} * T_0$$

(A.C.82)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

4ª hipótesis rotura de conductores

Se puede prescindir de la 4ª hipótesis en las líneas de tensión nominal hasta 66 kV según la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento cumpliendo las siguientes condiciones.

- Carga de rotura del conductor inferior a 6600 daN.
- Que los conductores tengan un coeficiente de seguridad de tres como mínimo.
- Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- Que se instalen apoyos de anclaje cada tres kilómetros como máximo.

De no cumplirse alguna de estas premisas, o bien cumpliéndose todas y optar por el cálculo de la 4ª hipótesis, el esfuerzo será correspondiente al longitudinal y se deberá realizar su cálculo de acuerdo a la siguiente expresión, con un porcentaje de cálculo del 50 por ciento:

$$L = T_0$$

(A.C.83)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Los esfuerzos verticales y transversales serán los mismos que para la tercera hipótesis.

8.5.6 APOYO DE ÁNGULO-ANCLAJE

1ª hipótesis viento

La 1ª hipótesis de cálculo es común a las tres zonas de cálculo. En primer lugar, las tablas de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3, obliga al cálculo de los verticales, deberemos utilizar la ecuación de que permite el cálculo de estas cargas en las condiciones de viento y temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , respectivamente en las zonas A, B y C, dicha ecuación es la siguiente.

$$V = p * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{V1} * \tan(n_1) - C_{V2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.84)

En donde:

- V*: Cargas verticales por conductor y fase en daN.
p: Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
a₁: Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
a₂: Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
C_{V1}: Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C, -10°C y -15°C, en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación anterior.
C_{V2}: Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C, -10°C y -15°C, en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación posterior.
n₁: Pendiente del vano anterior.
n₂: Pendiente del vano posterior.
P_{CAD}: Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
N_{CAD}: Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En cuanto a esfuerzos transversales, la primera hipótesis indica que se debe calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores. En este caso habrá que combinarlo con la acción de la resultante de ángulo que se produce en este tipo de apoyos, para ello se utilizará la ecuación que se expone seguidamente.

$$T = d * v * \frac{a_1 + a_2}{2} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + E_{VCAD} * N_{CAD} + \sqrt{\left[(T_{V1} + T_{V2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{V1} - T_{V2}) * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.85)

En donde:

- T*: Esfuerzo transversal en daN.
d: Diámetro del conductor en m.
v: Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.
a₁: Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
a₂: Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

T_{V1} : Componente horizontal en las condiciones de viento en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{V2} : Componente horizontal en las condiciones de viento en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

2ª hipótesis hielo

Esta hipótesis solo se calculará para las zonas B y C ya que en la zona A no estar presente el hielo. Para los apoyos de alineación solo será necesario calcular el valor del esfuerzo vertical, ya que tanto el esfuerzo transversal como el longitudinal no se aplican en esta hipótesis, como se indica en la tabla de la ITC-LAT 07 apartado 3.5.3 del Reglamento, por tanto en este caso se utilizará la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo y que es la siguiente.

$$V = \left[p_H * \frac{a_1 + a_2}{2} + T_{H1} * \tan(n_1) - T_{H2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.86)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

T_{H1} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación anterior en daN.

T_{H2} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior en daN.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

También es necesario calcular el esfuerzo transversal debido a la resultante de ángulo, que este caso corresponde según sigue.

$$T = \sqrt{\left[(T_{H1} + T_{H2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{H1} - T_{H2}) * \sen\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.87)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

T_{H1} : Componente horizontal máxima de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{H2} : Componente horizontal máxima de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

2ª hipótesis viento más hielo

Esta hipótesis es opcional en las líneas de categoría no especial, y obligatoria en las de categoría especial. Si está presente, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales según.

$$V = p_H * \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_{VH1} * \tan(n_1) - C_{VH2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.88)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_{VH1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C , en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-

LAT 07 en el vano de regulación anterior.

C_{VH2} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C , en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación posterior.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En esta hipótesis también aplica el esfuerzo transversal que se deberá calcular como sigue, combinando el esfuerzo del viento sobre el manguito de hielo más la resultante de ángulo correspondiente.

$$T = d_{MH} * v_{F60} * \frac{a_1 + a_2}{2} * \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + E_{VCAD\ 60} * N_{CAD} + \sqrt{\left[(T_{VH1} + T_{VH2}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right]^2 + \left[(T_{VH1} - T_{VH2}) * \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right]^2}$$

(A.C.89)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d_M : Diámetro del conductor con el manguito de hielo en m.

v_{60} : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1, a una velocidad mínima de 60 km/h.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

E_{VCAD60} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores a 60 km/h mínimo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

T_{VH1} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de viento más hielo en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{VH2} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de viento más hielo en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

β : Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

El esfuerzo longitudinal para esta hipótesis no aplica.

3ª hipótesis desequilibrio de tracciones

La hipótesis de desequilibrio de tracciones se deberá calcular en las tres zonas de cálculo, pero con valores de temperatura y sobrecarga diferente en cada una de ellas.

En primer lugar el Reglamento obliga a calcular el esfuerzo vertical, para la zona A de cálculo se procederá como para la 1ª hipótesis de cálculo, por el contrario para las zonas B y C se procederá como para la 2ª hipótesis de cálculo correspondiente a las condiciones de hielo para líneas de categoría no especial y la 2ª de viento más hielo en líneas de categoría especial.

En cuanto al esfuerzo transversal será en correspondiente a la resultante de ángulo en las condiciones de esta tercera hipótesis, según sigue:

$$T = \sqrt{\left[(T_{01} + T_{02}) * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2 + \left[(T_{01} - T_{02}) * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right]^2}$$

(A.C.90)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de la tercera hipótesis en el vano de regulación anterior al apoyo en daN.

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en condiciones de la tercera hipótesis en el vano de regulación posterior al apoyo en daN.

α : Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

Para calcular el esfuerzo por desequilibrio de tracciones utilizaremos la expresión propuesta anteriormente, y que según ITC-LAT 07 apartado 3.1.4.3 del Reglamento tiene un porcentaje del 50%.

$$L = \frac{50}{100} T_0$$

(A.C.91)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo.

4ª hipótesis rotura de conductores

Al contrario de lo que sucedía con los dos tipos de apoyos anteriores para los de amarre o suspensión si será necesario calcular la hipótesis de rotura de conductores en cualquiera de las tres zonas de cálculo reglamentarias. En primer lugar, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales que como en la hipótesis anterior si la línea transcurre por la zona A se calcularan igual que las correspondientes a la primera hipótesis, y como las correspondientes a la segunda hipótesis si la línea transcurre por las zonas B y C de cálculo reglamentarias, en función de si la línea es o no de categoría especial.

Según fija en la ITC-LAT 07 apartado 3.1.5.4 del Reglamento será la correspondiente a la rotura de un conductor sin reducción de esfuerzo. Por tanto la expresión de cálculo quedará.

$$L = T_0$$

(A.C.92)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El esfuerzo transversal no aplica para esta hipótesis de cálculo. Y el vertical será el mismo que para la tercera hipótesis.

8.5.7 APOYO PRINCIPIO/FINAL DE LÍNEA

1ª hipótesis viento

Como en los demás apoyos la primera hipótesis de cálculo será aplicable en las tres zonas de cálculo, pero en este caso como ocurría con el apoyo de ángulo actúan dos esfuerzos simultáneamente como se verá más adelante. En primer lugar, se deberá calcular el esfuerzo vertical debido a la acción del viento sobre conductores y cadenas de aisladores, a la temperatura de -5°C , -10°C y -15°C , para las zonas A, B y C, cuya expresión es la que sigue.

- Principio de línea.

$$V = p * \left[\frac{a_2}{2} - C_{V2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.93)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- C_{V2} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación posterior.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

- Final de línea.

$$V = p * \left[\frac{a_1}{2} + C_{V1} * \tan(n_1) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.94)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p : Peso por metro lineal del conductor en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- C_{V1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , -10°C y -15°C , en zonas A, B y C respectivamente como mínimo, y sobrecarga de viento según el apartado 3.1.5 de la ITC-LAT 07, en el vano de regulación anterior.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

Como se dijo anteriormente en esta hipótesis se dan simultáneamente dos esfuerzos que son la presión del viento sobre conductores y cadena de aisladores y el desequilibrio de tracciones. En primer lugar, calcularemos el esfuerzo transversal debido a la acción del viento, para los conductores utilizaremos la ecuación que sigue.

$$T = d * v * \frac{a}{2} + E_{VCAD} * N_{CAD}$$

(A.C.95)

En donde:

- T : Esfuerzo transversal en daN.

d : Diámetro del conductor en m.

v : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1.

a : Longitud proyectada del vano en m.

E_{VCAD} : Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

Seguidamente tendremos que calcular el esfuerzo longitudinal por desequilibrio de tracciones, que en este caso de la primera hipótesis se tendrá que calcular bajo las condiciones de -5°C , -10°C y -15°C de temperatura, para las zonas A, B y C y con la sobrecarga correspondiente a la presión del viento, por otra parte el porcentaje a aplicar en este tipo de apoyos según al ITC-LAT 07 apartado 3.1.4.4 del Reglamento será del cien por cien de las tracciones unilaterales de los conductores, así pues la ecuación quedará en la forma.

$$L = \%P * T_0$$

(A.C.96)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en la hipótesis en daN.

2ª hipótesis hielo

La segunda hipótesis para el apoyo final/principio de línea difiere un poco de las de los demás apoyos ya que en ella se integra el cálculo del esfuerzo debido al desequilibrio de tracciones. En primer lugar se tendrá que calcular los esfuerzos verticales que gravitan sobre el apoyo, como en anteriores casos utilizaremos la ecuación propuesta para el caso de la hipótesis de hielo, dicha ecuación es la que sigue.

- Principio de línea.

$$V = \left[p_H * \frac{a_2}{2} - T_{H2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.97)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

T_{H2} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior en daN.

n_2 : Pendiente del vano posterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

- Final de línea.

$$V = \left[p_H * \frac{a_1}{2} + T_{H1} * \tan(n_1) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.98)

En donde:

V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

T_{H1} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación anterior en daN.

n_1 : Pendiente del vano anterior.

P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

Aquí tenemos también que calcular el esfuerzo longitudinal por desequilibrio de tracciones de acuerdo a la siguiente expresión.

$$L = \%P * T_0$$

(A.C.99)

En donde:

L : Esfuerzo longitudinal producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión a aplicar en la hipótesis en daN.

2ª hipótesis viento más hielo

Está hipótesis es opcional en las líneas de categoría no especial, y obligatoria en las de categoría especial. Si está presente, se tendrán que calcular los esfuerzos verticales según.

- Principio de línea.

$$V = p_H * \left[\frac{a_2}{2} - C_{VH2} * \tan(n_2) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.100)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- a_2 : Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.
- T_{H2} : Componente horizontal de la tensión en las condiciones de hielo en el vano de regulación posterior en daN.
- n_2 : Pendiente del vano posterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

$$V = p_H * \left[\frac{a_1}{2} + C_{VH1} * \tan(n_1) \right] + P_{CAD} * N_{CAD}$$

(A.C.101)

En donde:

- V : Cargas verticales por conductor y fase en daN.
- p_h : Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.
- a_1 : Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.
- C_{VH1} : Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -15°C y -20°C, en zonas B y C respectivamente, y sobrecarga de viento más hielo según el apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07 en el vano de regulación anterior.
- n_1 : Pendiente del vano anterior.
- P_{CAD} : Peso de la cadena de aisladores dispuesta en el apoyo en daN.
- N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

En esta hipótesis también aplica el esfuerzo transversal que se deberá calcular como sigue, combinando el esfuerzo del viento sobre el manguito de hielo más la resultante de ángulo correspondiente.

$$T = d_{MH} * v_{60} * \frac{a}{2} + E_{VCAD60} * N_{CAD}$$

(A.C.102)

En donde:

T : Esfuerzo transversal en daN.

d_{MH} : Diámetro del conductor con el manguito de hielo en m.

v_{60} : Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1, a una velocidad mínima de 60 km/h.

α : Longitud proyectada del vano en m.

$E_{V_{CAD60}}$: Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores a 60 km/h mínimo en daN.

N_{CAD} : Número de cadenas de aisladores instaladas en el apoyo por fase.

Aquí tenemos también que calcular el esfuerzo longitudinal por desequilibrio de tracciones de acuerdo a la siguiente expresión.

$$L = T_0$$

(A.C.103)

En donde:

L : Esfuerzo producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión a aplicar en la hipótesis en daN.

3ª hipótesis desequilibrio de tracciones

Esta hipótesis queda anulada en este tipo de apoyos ya que como se ha visto en anteriores apartados queda integrada dentro de la primera y segunda hipótesis por tanto ya está calculada y el Reglamento prescinde de ella.

4ª hipótesis rotura de conductores

Esta hipótesis es de obligado cálculo en las tres hipótesis reglamentarias, en primer lugar se tendrán que calcular los esfuerzos verticales, que para el caso de la zona A se procederá de la igual forma que en la primera hipótesis y para las zonas B y C de igual forma que en la segunda hipótesis de cálculo en las líneas de categoría no especial y como la segunda de viento más hielo en líneas de categoría especial.

El porcentaje a aplicar en el cálculo de esta hipótesis según dicta el Reglamento en su ITC-LAT 07 apartado 3.1.5.4, es del cien por cien, por tanto la ecuación a utilizar es la siguiente.

$$L = T_0$$

(A.C.104)

En donde:

L : Esfuerzo de torsión producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

El número de conductores que actúan sobre el apoyo será de uno, excepto en el caso del montaje tresbolillo que serán dos, ya que al romper el conductor que se encuentra solo en uno de los lados, son dos conductores los que no encuentran equilibrio, por tanto son los que producen momento de torsión sobre el apoyo, por tanto en este caso del montaje tresbolillo la rotura de conductores se obtendrá.

$$L = T_0 * 2$$

(A.C.105)

En donde:

L : Esfuerzo de torsión producido por la rotura de conductores en daN.

T_0 : Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

En el anexo de cálculo, se ilustran los resultados de cálculo para la presente línea, que definen el árbol de cargas específicas, resultantes de las condiciones de trabajo de cada uno de los apoyos utilizados en este proyecto, de los cuales la empresa fabricante suministradora, ha de certificar y garantizar que sus productos elegidos a tal efecto han de cumplir con dichas especificaciones.

8.6 CIMENTACIONES DE LOS APOYOS

8.6.1 CIMENTACIONES MONOBLOQUE

Sobre el apoyo se producen dos momentos flectores que debe soportar el macizo de cimentación que sustenta al apoyo. En primer lugar, se produce el momento flector debido a la acción del tiro de conductores y que se calculará mediante la siguiente expresión.

$$M_{VC} = E_{Cond} * \left(H_{RC} + \frac{2}{3} * h \right)$$

(A.C.106)

En donde:

M_{VC} : Momento de vuelco debido a la acción del tiro de conductores en daNm.

E_p : Esfuerzo transversal más longitudinal producido por los conductores en daN.

H_{RC} : Altura del punto de aplicación del esfuerzo en metros.

h : Altura del macizo de cimentación en metros.

El segundo momento de vuelco que actúa sobre el apoyo es el debido a la acción del viento sobre la superficie del apoyo, que se calculará con la ecuación.

$$M_{VV} = E_{V_{Apoyo}} * \left(\frac{H_T}{2} + \frac{2}{3} * h \right)$$

(A.C.107)

En donde:

M_{VV} : Momento del vuelco debido a la acción del viento sobre la superficie del apoyo en daNm.

$E_{V_{Apoyo}}$: Esfuerzo producido por el viento sobre la superficie del apoyo en daN.

H_T : Altura de la silueta del apoyo expuesta al viento en metros.

h : Altura del macizo de cimentación en metros.

Para el cálculo de la cimentación se utiliza el método utilizado por la asociación de ingenieros suizos, el método se basa en la ecuación de Sulzberger. Según la ITC-LAT 07 apartado 3.6.1 del Reglamento, se fija un coeficiente de seguridad para las hipótesis normales de 1,5.

$$M_{VC} + M_{VV} \leq \frac{M_{ABS}}{1,5}$$

(A.C.108)

En donde:

M_{VC} : Momento de vuelco debido a la acción del tiro de conductores en daNm.

M_{VV} : Momento del vuelco debido a la acción del viento sobre la superficie del apoyo en daNm.

M_{ABS} : Momento estabilizador absorbido por la cimentación en daNm.

Se adopta como forma para el cimientado del apoyo un prisma de sección cuadrada, prolongándose este 20 cm por encima del nivel del terreno de forma que sirva de protección para el apoyo. Por otra parte se establece un ángulo de giro máximo para el cimientado definido por su tangente de 0,01.

El momento estabilizador del cimientado está formado por dos componentes, el primero es el debido al empotramiento lateral del macizo en el terreno y el segundo es el que ofrece la reacción del terreno debido al peso del macizo de cimentación, apoyos, cables y cadenas de aisladores con sus

herrajes correspondientes. Estos dos momentos dan lugar al momento estabilizador de la cimentación según la ecuación de Sulzberger.

$$M_{ABS} = 139 * C_2 * a * h^4 + a^3 * (h + S) * R_H * \left(0,5 - \frac{2}{3} * \sqrt{\frac{1,1 * h}{10 * a * C_2}} \right)$$

(A.C.109)

En donde:

M_{ABS} : Momento estabilizador absorbido por la cimentación en daNm.

a : Anchura del cimiento en metros.

b : Largo del cimiento en metros.

h : Profundidad del cimiento en metros.

C_2 : Coeficiente de compresibilidad del terreno a 2 metros de profundidad en daN/cm³.

8.6.2 TIERRAS

Todas las estructuras metálicas de los apoyos, irán unidas directamente a tierra mediante conductores de 50 mm² de cobre y picas de cobre.

Dada la naturaleza del terreno, y no pudiendo prever la resistencia de difusión de la puesta a tierra que se obtendrá en cada uno de los apoyos, se ha proyectado esta instalación de acuerdo con la ITC-LAT 07 en su apartado 7.

Asimismo, en los apoyos emplazados en zonas de pública concurrencia, las tomas de tierra se dispondrán en anillo cerrado y enterrado alrededor del empotramiento del apoyo, a un metro de distancia de las aristas del macizo de la cimentación.

De esta forma también será ejecutada la instalación de toma de tierra en anillo en aquellos apoyos que soporten elementos de maniobra de cualquier tipo.

Teniendo en cuenta que el sistema de protecciones existente en todas las Subestaciones de esta Empresa suministradora, está concebido de tal forma que los relés de protección están tarados para una intensidad de arranque del 6% de la intensidad nominal del transformador de intensidad y puesto que los transformadores de intensidad usados son los de relación 400/5 ó 200/5 A, en el caso más desfavorable, el de relación 400/5 A, el umbral de funcionamiento es de 0,06 x 400 = 24 A.

Como la intensidad de defecto a tierra está limitada a 300 A. en las líneas de distribución (por la resistencia de puesta a tierra del transformador), el 50% de esta intensidad es de 150 A, valor muy superior a los 24 A de intensidad de arranque del sistema de protecciones.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto, será totalmente reglamentaria la existencia de resistencias de difusión a tierra con valores superiores a 20 Ω en aquellos apoyos que no estén en zonas de pública concurrencia, ni soporten aparatos de maniobra.

Los cálculos de la puesta a tierra se dan en los anexos de cálculo correspondientes.

9 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

9.1 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

Según la ITC-LAT 07 apartado 5.5 del Reglamento los apoyos deben tener una altura suficiente para que los conductores cuando se produzca su flecha máxima vertical, queden siempre por encima de cualquier punto del terreno o superficies de agua no navegable, dicha altura mínima viene fijada por la siguiente ecuación:

$$5,3 + d_{el}(m)$$

(A.C.110)

En donde:

d_{el}: Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva ente conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. Puede ser tanto interna como externa, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externas, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo.

Con un mínimo de 6 metros, para el caso del proyecto que nos ocupa será mayor de 10,0 m.

El caso más desfavorable de este proyecto es de 12,37 m.

9.2 DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

Viene definida por la longitud del vano, para cada caso se define, según el programa, la separación de crucetas más adecuada.

El Reglamento de líneas en su ITC-LAT 07 apartado 5.4 obliga a que los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, la distancia tiene que ser suficiente para que no exista riesgo de

cortocircuito entre fases ni a tierra. Teniendo siempre presentes los efectos de oscilación de los conductores debidos a la acción del viento y al desprendimiento de la nieve que se pueda acumular en la superficie de estos. La expresión que calcula según Reglamento esta distancia mínima entre conductores es la que sigue:

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

(A.C.111)

En donde:

- D*: Separación entre conductores en metros.
- K*: Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.
- F*: Flecha máxima en metros según ITC-LAT 07 apartado 3.2.3 del Reglamento de líneas.
- L*: Longitud de la cadena de suspensión en metros. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores fijos esta longitud de cadena será de cero metros.
- K'*: Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea $K'=0,85$ para líneas de categoría especial y $K'=0,75$ para el resto de líneas.
- D_{pp}*: Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido

Para el cálculo del coeficiente K, se utilizará la siguiente expresión en la zona A:

$$tg(\gamma) = \frac{v * d}{p}$$

(A.C.112)

En donde:

- v*: Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1. Este valor será de 60 daN/m² para conductores con un diámetro igual o inferior a 16 mm y 50 daN/m² para conductores con un diámetro superior a 16mm.
- d*: Diámetro en metros del conductor.
- P*: Peso del conductor en daN/m.

Y para las zonas B y C:

$$tg(\gamma) = \frac{v * d}{S_H}$$

(A.C.113)

En donde:

v: Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según ITC-LAT 07 apartado 3.1.2.1. Este valor será de 60 daN/m² para conductores con un diámetro igual o inferior a 16 mm y 50 daN/m² para conductores con un diámetro superior a 16mm.

d: Diámetro en metros del conductor.

S_H: Peso del conductor más el manguito de hilo según zona en daN/m.

Con el valor del ángulo resultante del ángulo de oscilación y utilizando la tabla siguiente extraída de la ITC-LAT 07 apartado 5.4.1 del Reglamento se obtendrá el valor correspondiente para el coeficiente K a aplicar la ecuación del cálculo de la distancia entre conductores.

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

No obstante, se dispondrá de un mínimo de: 1,20 m, en el caso más desfavorable de este proyecto.

10 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

10.1 INTRODUCCIÓN

Este anejo especifica las características del Centro de Transformación según característica definidas por la distribuidora de la zona Unión Fenosa Distribución en su documento de proyecto tipo para la construcción de Centro de transformación en envolvente prefabricada y no prefabricada con Código: IT.08021.ES-DE.NOR Ed.1 con fecha 30/07/2017

10.2 CARACTERÍSTICAS

Potencia Unitaria de cada Transformador y Potencia Total en kVA

· Potencia del Transformador 1:	3.700 kVA
· Potencia del Transformador 2:	100 kVA
· Potencia Total:	3.800 kVA

10.3 OBJETO

Este proyecto tiene por objeto definir las características de un centro destinado al suministro de energía eléctrica, así como justificar y valorar los materiales empleados en el mismo.

10.4 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES

Normas Generales

- **Real Decreto 223/2008**, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de mayo, por el que se aprueban el **Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión**, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión**. Aprobado por Decreto 842/2002, de 02 de agosto, B.O.E. 224 de 18-09-2002.

- **Instrucciones Técnicas Complementarias, denominadas MI-BT.** Aprobadas por Orden del MINER de 18 de septiembre de 2002.
- **Autorización de Instalaciones Eléctricas.** Aprobado por Ley 40/94, de 30 de diciembre, B.O.E. de 31-12-1994.
- **Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional** y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-1994.
- **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).
- **Real Decreto 614/2001, de 8 de junio,** sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- **Ley 24/2013** de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía,** Decreto de 12 Marzo de 1954 y **Real Decreto 1725/84** de 18 de Julio.
- **Real Decreto 2949/1982** de 15 de Octubre de Acometidas Eléctricas.
- **NTE-IEP.** Norma tecnológica de 24-03-1973, para **Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra.**
- Normas **UNE / IEC.**
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Ordenanzas municipales del ayuntamiento donde se ejecute la obra.
- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones.
- Normas particulares de la compañía suministradora.
- Cualquier otra normativa y reglamentación de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones.

- Normas y recomendaciones de diseño del edificio:

- **CEI 62271-202** **UNE-EN 62271-202**
Centros de Transformación prefabricados.
- **NBE-X**
Normas básicas de la edificación.

- Normas y recomendaciones de diseño de aparata eléctrica:

- **CEI 62271-1** **UNE-EN 62271-1**
Estipulaciones comunes para las normas de aparata de Alta Tensión.
- **CEI 61000-4-X** **UNE-EN 61000-4-X**
Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida.
- **CEI 62271-200** **UNE-EN 62271-200**
Aparata bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- **CEI 62271-102** **UNE-EN 62271-102**
Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- **CEI 62271-103** **UNE-EN 62271-103**
Interruptores de Alta Tensión. Interruptores de Alta Tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- **CEI 62271-100** **UNE-EN 62271-100**
Interruptores automáticos de corriente alterna para tensiones superiores a 1 kV.
- **CEI 60255-X-X** **UNE-EN 60255-X-X**
Relés eléctricos.
- **UNE-EN 60801-2**
Compatibilidad electromagnética para los equipos de medida y de control de los procesos industriales. Parte 2: Requisitos relativos a las descargas electrostáticas.

- Normas y recomendaciones de diseño de transformadores:

- **CEI 60076-X**
Transformadores de Potencia.
- **UNE 21428-1-1**
Transformadores de Potencia.

- *Reglamento (UE) Nº 548/2014 de la Comisión de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes (Ecodiseño)*

10.5 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El Centro de Transformación, tipo cliente, objeto de este proyecto tiene la misión de suministrar energía, realizándose la medición de la misma en Media Tensión.

La energía será suministrada por la compañía UFd (Unión Fenosa distribución) a la tensión trifásica de 45 kV y frecuencia de 50 Hz, realizándose la acometida por medio de cables subterráneos.

Los tipos generales de equipos de Alta Tensión empleados en este proyecto son:

-Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

10.6 PROGRAMA DE NECESIDADES Y POTENCIA INSTALADA EN KVA

Se precisa el suministro de energía a una tensión de 400 V y 690 V, con una potencia máxima simultánea de 3.700 kW.

Para atender a las necesidades arriba indicadas, la potencia total instalada en este Centro de Transformación es de 3.800 kVA.

10.7 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

OBRA CIVIL

En este apartado, el Centro de Transformación se encuentra dividido en dos edificios: uno destinado a albergar la aparamenta de la compañía suministradora, y otro que contendrá la aparamenta del cliente, los transformadores y elementos para distribución en BT.

Para el diseño de este Centro de Transformación se han tenido en cuenta todas las normativas anteriormente indicadas.

Edificio de Transformación: ***prefabricado de medida aproximada 15x10 m.***

- Descripción

Los edificios **prefabricado** para Centros de Transformación, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de AT, hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presentan estos edificios prefabricados es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.

- Envolvente

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

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

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

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

El espacio para el transformador, diseñado para alojar el volumen de líquido refrigerante de un eventual derrame, dispone de dos perfiles en forma de "U", que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

- Placa piso

Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de MT y BT a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

- Accesos

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180º) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación.

- Ventilación

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

- Acabado

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

- Calidad

Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad ISO 9001.

- Alumbrado

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

- Varios

Sobrecargas admisibles y condiciones ambientales de funcionamiento según normativa vigente.

- Cimentación

Para la ubicación de los edificios PFU para Centros de Transformación es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

- Características Detalladas

Nº de transformadores:	2
Tipo de ventilación:	Especial
Puertas de acceso peatón:	1 puerta

10.8 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

10.8.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE ALIMENTACIÓN

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 15 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos suministrados por la compañía eléctrica, es de 375 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 14,434 kA eficaces.

10.8.2 CARACTERÍSTICAS DEL CT Y OBRA CIVIL

Según MIE-RAT 15 “Las instalaciones eléctricas de exterior deberán ir dispuestas en parques convenientemente vallados en su totalidad”, es por ello por lo que se proyecta la construcción de una valla de rejilla de 2,2 m de altura, según se indica en el apartado planos, medida desde el exterior del recinto del centro de transformación, de (15 x 10) metros de perímetro, provista de señales de advertencia de peligro de alta tensión en cada una de sus orientaciones, con objeto de advertir sobre el peligro de acceso al recinto a las personas ajenas al servicio.

Para el diseño de este Centro de Transformación se han observado todas las normativas antes indicadas, teniendo en cuenta las distancias necesarias para pasillos, accesos, etc.

Se prevé asimismo el acceso al recinto mediante una puerta de 4 m de anchura con cerradura para evitar el acceso al recinto al personal no autorizado.

Deberá ponerse a tierra todo el vallado del recinto perimetral, interconectándose a la instalación de tierra general.

Con objeto de reducir las posibles tensiones de paso y contacto se aplicará una capa de gravilla.

Para el control y la recogida de una posible fuga del líquido de refrigeración (aceite mineral ONAN), tanto del transformador de 45000/690 V, como del transformador de 690/400 V de los servicios auxiliares, se ha previsto el montaje soterrado de un depósito de decantación de aceites. Este depósito deberá de poder albergar como mínimo la totalidad del aceite contenida en ambos transformadores, en este caso 4000 litros.

10.8.3 CARACTERÍSTICAS DE LA APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN

Seccionador

Se ha previsto la instalación de un seccionador tripolar giratorio de apertura lateral para servicio exterior, montaje en vertical sobre el pórtico de recepción de línea, según norma UNE 20100/CEI 129, con aisladores de porcelana tipo C IV 250, cuchillas de puesta a tierra y mando manual giratorio de las siguientes características:

- Tensión nominal 52 kV.
- Intensidad nominal 630 A.
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo a tierra y entre polos 250 kV.
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo sobre la distancia de seccionamiento 290 kV.
- Tensión soportada a frecuencia industrial a tierra y entre polos 95 kV.
- Tensión soportada a impulsos tipo rayo sobre la distancia de seccionamiento 110 kV.
- Intensidad admisible de corta duración (1 seg.) 31,5 kA.
- Intensidad máxima admisible 80 kA.
- Mando de apertura manual para una distancia de 12 m.
- Cuchillas de puesta a tierra.

Este seccionador se alimentará en su entrada con conductor de aluminio-acero tipo LA-110 proveniente de las cadenas de amarre de la línea, con terminal de conexión adecuado. La salida del seccionador se conectará a tubo de cobre de 30 mm de \varnothing mediante un conector flexible pintado en cada fase con los colores de las fases normalizados, rojo, blanco y azul bajando por el pórtico sujeto a aisladores hasta la entrada del interruptor automático.

Debe ponerse a tierra los herrajes del seccionador, interconectándose a la instalación de tierra general del centro de transformación.

Interruptor automático

Todas las instalaciones a que se refiere el RAT deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos, que puedan originar las corrientes de cortocircuito y las de sobrecarga cuando éstas puedan producir averías y daños en las instalaciones.

Para la protección del transformador de distribución de 3700 kVA se ha previsto un interruptor automático tripolar de SF6 con mando a resortes motorizado, con las siguientes características:

Normas de ensayo CEI 56-2.

- Tensión nominal 52 kV.
- Frecuencia nominal 50 Hz.
- Intensidad nominal de servicio continuo In 2000 A.
- Intensidad de corte bajo cortocircuito IA 25 kA.
- Intensidad de cierre bajo cortocircuito (valor cresta) Ic 62,5 kA.
- Ciclo de maniobra 0-0,3s-CO-3min-CO.
- Tensión soportada a 50 Hz durante 1 min. Uw 95 kV.
- Tensión soportada a ondas de choque Ub 250 kV.
- Presión nominal SF6 0,7 MPa (abs).
- Altitud de montaje del interruptor hasta 1000 m.
- Distancia entre fases 700 mm.
- Vigilancia de la presión de SF6 mediante densímetro.
- Línea de fuga aisladores 25 mm/kV.
- Previsto para dar la prioridad a la apertura respecto al cierre.
- Posibilidad de apertura y cierre manual a través de una manivela.
- Relé antibombeo.
- Iluminación del cuadro de mando.
- Cerradura de enclavamiento tipo Herpe.
- Barrera de protección para mando en local y carga de gas.
- Mando tipo FSA 1, tensión de bobinas y motor 48VCC.

El interruptor automático será accionado desde el cuadro de protecciones del centro de transformación por el relé multiprotección (sobrecorriente, protección de neutro y de cuba), por sobretensión en el transformador, por relé Buchholz y finalmente por sobrepresión en el transformador. Si baja la presión de SF6 en los polos de éste, se bloqueará su disparo.

El objetivo del interruptor automático será proteger la instalación, manteniendo la selectividad con las protecciones aguas arriba y aguas abajo.

La entrada del interruptor automático se alimentará con conductor de cobre de 150 mm² unido por un extremo al embarrado de cobre y por el otro al terminal de conexión del interruptor.

Transformadores de medida.

Con objeto de disminuir el coste y el peligro de las altas tensiones dentro de los aparatos de medida, se dispone de estos dispositivos electromagnéticos que representan a escalas muy pequeñas, las grandes magnitudes de tensión y corriente que se dan en el centro de transformación.

El Centro de Transformación objeto de este anejo es del tipo abonado o cliente, realizándose por lo tanto la medición de energía en Media Tensión. Para la medida de la energía consumida se instalarán tres transformadores de tensión y tres de intensidad, serán de tipo inductivo y cumplirán lo prescrito en la norma UNE EN 60044-2 (Tensión) y UNE-EN-60044-1 (Intensidad). Los transformadores de intensidad tendrán triple secundario, uno dedicado a la medida, otro para el sistema de “inyección 0” de la instalación fotovoltaica y el último destinado a la protección del centro de transformación.

Del mismo modo, los de tensión dispondrán de tres secundarios, medida, sistema de “inyección 0” de la instalación fotovoltaica y el conectado al relé multiprotección del centro de transformación.

Los transformadores de medida se instalarán de forma que sean fácilmente accesibles para su verificación o eventual sustitución. Según se indica en los documentos planos, éstos se situarán de tal forma que la línea de contacto del aislador con su zócalo o soporte esté a una altura mínima sobre el suelo de 230 cm. Los secundarios de los trafos deberán estar conectados a tierra individualmente y a su vez a una toma de tierra general que puede ser la de herrajes del centro de transformación. El sistema de medida será de 4 hilos.

Así mismo, se instalará a pie de pórtico, un armario de centralización de tensiones e intensidades, conteniendo en su interior un bloque de pruebas para el circuito de medida voltimétrico, y otro para el circuito de medida amperimétrico.

Cableado de los transformadores:

El cableado de interconexión entre los transformadores de tensión y el dispositivo de verificación instalado en el armario de medida tendrá la sección suficiente para garantizar una caída

de tensión inferior al uno por mil y en ningún caso será inferior a 6 mm², además estos conductores deberán de ser apantallados y con el marcado en sus extremos.

Transformadores de tensión:

La relación de transformación será tal que la tensión nominal del primario esté comprendida entre el 80% y el 120 % de la tensión nominal del circuito de potencia primario.

La tensión de los secundarios de medida será de 110/√3 V y la del secundario de protección 110/3 V. Las características de los transformadores de tensión se indican a continuación en la siguiente tabla:

Transformador de tensión tipo inductivo, aislamiento papel-aceite, hermético, para servicio exterior.	
Modelo	UTB-52
Tensión nominal más elevada de la red	52 kV
Tensión soportada al choque (onda 1,2/50 μs)	250 kV cresta
Tensión de ensayo rigidez dieléctrica, 1 min.	95 kV
Primario	3 kV
Secundario	
Frecuencia de la red	50 Hz
Relación de transformación	44000:√3/110:√3-110:√3 – 110:3 V
Potencias y clases de precisión	110:√3 V 10 VA Cl: 0,2
<input type="checkbox"/> Secundario 1	110:√3 V 10 VA Cl: 0,2
<input type="checkbox"/> Secundario 2	110:3 V 10 VA Cl: 3P
<input type="checkbox"/> Secundario 3	
Sobretensión admisible en permanencia	1,2 UN
Factor de tensión	1,9 UN/8H
Tamaño	B
Aislador	Porcelana marrón
Material bornes primarios y secundarios	Latón

Transformadores de intensidad:

La relación de transformación de los transformadores será tal, que la intensidad correspondiente a la potencia contratada máxima de los periodos de discriminación horaria se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del transformador. Las características de los transformadores de intensidad se indican a continuación en la siguiente tabla:

Transformador de intensidad con aislamiento seco, resina epoxy más porcelana, para servicio exterior.	
Modelo	CXG-52
Tensión nominal más elevada de la red	52 kV
Tensión soportada al choque (onda 1,2/50 μs)	250 kV cresta
Tensión de ensayo rigidez dieléctrica, 1 min.	95 kV
Primario	3 kV
Secundario	

Frecuencia de la red	50 Hz
Relación de transformación	50-100/5-5-5 A
Potencias y clases de precisión	5 A 10 VA Cl: 0,2S Fs 5
<input type="checkbox"/> Secundario 1	5 A 10 VA Cl: 0,2S Fs 5
<input type="checkbox"/> Secundario 2	5 A 30 VA Cl: 5P 10
<input type="checkbox"/> Secundario 3	
Intensidad límite térmica	5 kA/ 1 s
Intensidad límite dinámica	12,5 kA p
Sobreintensidad admisible en permanencia	120 %
Tamaño	E
Aislador	Porcelana marrón
Bornes primarios	Latón
Material	M16
Dimensiones	
Bornes secundarios	Latón
Material	M6
Dimensiones	
Conexión de tierra	M12
Peso total	186 kG

El terminal de entrada de los transformadores de intensidad se interconexionará con conductor de 150 mm² Cu proveniente de la salida del interruptor automático. El terminal de salida de éstos se interconexionará con tubo de cobre de 30 mm de Ø pintado en color normalizado y unido al terminal del transformador de tensión.

Autoválvulas

Según MIE-RAT 09 “las instalaciones eléctricas deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas tanto de origen interno como de origen atmosférico, para ello se utilizarán pararrayos autoválvulas de resistencia variable”. Se instalará una autoválvula por fase, los bornes de tierra de éstas autoválvulas se unirán entre sí, y a la toma de tierra de herrajes del centro. Las autoválvulas se instalarán lo más cerca posible del transformador según se indica en los documentos planos.

En la elección de las autoválvulas se ha tenido en cuenta una tensión nominal adecuada para que la tensión de operación de la autoválvula no se acerque en exceso al nivel máximo de aislamiento del equipo a proteger (transformador), lo cual podría provocar que éste se dañara.

Las características de las autoválvulas se indican a continuación:

- Tensión asignada Ur 48 kV.
- Tensión máxima de funcionamiento continuado Uc 39 kV.
- Frecuencia asignada 50Hz.
- Clase de descarga de larga duración 2/10 kA.

Las autoválvulas se conectarán mediante conductor de 150 mm² Cu al tubo de cobre, protegido con elementos avifauna.

Transformadores de distribución.

Como se ha comentado anteriormente se instalará un transformador de 3700 kVA trifásico, en baño de aceite, refrigeración natural, construcción abierta, para instalación intemperie, conmutador de tensión en vacío, aisladores de A.T. y B.T. sobre tapa, válvulas de llenado y vaciado con las siguientes características:

- Tensión primaria: 45 kV \pm 2,5 % \pm 5 %.
- Tensión secundaria: 690 V.
- Devanados en aluminio.
- Refrigeración mediante aletas.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Conexión: Dyn 11.
- Norma: UNE 20101, UNE 21428 y UNE-EN 60076. Norma europea ecodiseño 548-2014.
- Refrigeración por aceite.
- Disipación de calor mediante aletas.
- Peso total: 10000 Kg.
- Peso refrigerante: 3000 kg.

Además, dispondrá de relé Buchholz, depósito de expansión, termómetro, termostato, desecador de silicagel, válvula de sobrepresión y nivel magnético. Tanto el relé Buchholz, como el termómetro, válvula de sobrepresión y nivel dispondrán de contactos de alarma y disparo, llevándose las señales de éstos al cuadro de protecciones haciendo disparar el interruptor automático en caso de fallo.

El trafo rodeando a los bornes de BT contendrá una brida con taladros para posibilitar la instalación de un cajón cubrebornas.

El transformador irá situado sobre un zócalo de hormigón según se indica en el documento planos, con el fin de que la altura de la línea de contacto del aislador de A.T. esté situado a una distancia sobre el suelo mínima de 2,3 m.

Los devanados de alta tensión se alimentarán con conductor de 150 mm² Cu conectado al tubo de cobre mediante terminal proveniente de los transformadores de medida, unido

mediante terminal adecuado al aislador de A.T. del transformador, esta conexión se la hace flexible para que en caso de sustituir el transformador por otro de otra potencia su conexión a la red de A.T. sea rápida.

A título informativo se indica que la salida del devanado de B.T. se efectuará mediante canalización eléctrica prefabricada, encapsulada en resina y con un grado de protección IP-68, según norma UNE 20460-4-473. El neutro no se distribuye, ya que los receptores monofásicos que existen funcionan a una tensión de 230 V en vez de 400 V que es la tensión simple de este transformador, según se documenta en el anejo correspondiente a la instalación interior de baja tensión. El neutro va puesto a tierra, independiente de la del centro de transformación, de tal forma que el esquema de distribución es el TT según REBT, aunque no se distribuya el neutro.

En la puesta a tierra del neutro se intercalará un transformador de intensidad, para proporcionar la protección por neutro, tipo IFH-1, la salida de este transformador será llevada al cuadro de protección del centro de transformación, donde será analizada por el relé multiprotección. Este transformador será para servicio exterior con las siguientes características:

- Relación de transformación: 50/5 A.
- Diámetro interior: 60 mm.
- Potencia: 10 VA.
- Clase: 5P

La puesta a tierra del neutro se realizará con conductor de cobre tipo RV 0,6/1 kV de 50 mm². Esta puesta a tierra se llevará a cabo haciendo una red de tierras independiente de la de herrajes del centro de transformación.

La cuba del transformador será puesta a tierra, a la tierra del centro de transformación, mediante conductor de cobre desnudo de 95 mm². Para proteger la instalación contra fugas a tierra por la cuba del transformador se intercalará en la puesta a tierra de la cuba un transformador de corriente tipo IFH-1 de idénticas características al anterior, llevando la señal del secundario hasta el cuadro de protección del centro de transformación, donde será evaluada por el relé de multiprotección.

Para evitar que en caso de fuga a través de la cuba del transformador ésta se transmita por el zócalo de hormigón, atenuando la medida del transformador de corriente, originando tensiones peligrosas, se intercalará entre el transformador y el zócalo de hormigón una placa de baquelita.

Asimismo se instalará un autotransformador de servicios auxiliares de 100 kVA con las siguientes características

- Tensión primaria: 690 V \pm 2,5 % \pm 5 %.
- Tensión secundaria: 400 V.
- Devanados en aluminio.
- Refrigeración mediante aletas.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Conexión: Dyn 11.
- Norma: UNE 20101, UNE 21428 y UNE-EN 60076. Norma europea ecodiseño 548-2014.
- Refrigeración por aceite.
- Disipación de calor mediante aletas.
- Peso total: 880 Kg.

Equipo de medida trifásica

El equipo de medida trifásico estará compuesto por el contador electrónico alojado en su armario correspondiente, el cual medirá la energía consumida por los receptores alimentados por el transformador trifásico y su propia energía de pérdidas. Para elegir qué tipo de contador es necesario, previamente hay que conocer qué valores de energía anual se va a consumir, la energía consumida será inferior a 5 GWh. Dependiendo de este valor los consumidores se califican en tres tipos, tipo 1, tipo 2 y tipo 3. Este valor está dentro del tipo 2, según R.D. 385/2002, que abarca a aquellos consumidores que consumen 750 MWh o más hasta 5 GWh.

En función del tipo de medida se establece la clase de precisión que deben tener los equipos de medida, en este caso el contador debe de ser electrónico con una clase de precisión para la energía activa \leq 0,5S y reactiva \leq 1.

Asimismo, también establece que los puntos de medida Tipos 1 y 2 deben de disponer de comunicaciones exclusivas, es decir, deberán disponer de línea telefónica dedicada exclusivamente a la medida o disponer de módem GSM. En este caso se dispondrá de un módem GSM instalado en el cuadro de medida.

Será obligatorio instalar, en los secundarios de los transformadores de medida dispositivos que permitan la separación, para su verificación o sustitución, de los aparatos por ellos alimentados o la inserción de otros, sin necesidad de desconectar la instalación y en el caso de los

transformadores de intensidad, sin interrumpir la continuidad del circuito secundario. Este dispositivo será una regleta de verificación de 10 contactos visibles y se ubicará en el armario de medida.

Para conseguir lo dicho en el apartado anterior en el armario de medida de contadores se instalará un dispositivo de verificación por cada contador tipo bloque de prueba de, al menos seis polos para el circuito de intensidades y otro bloque de pruebas de, al menos cuatro polos para el circuito de tensiones o regleteros-borneros equivalente de al menos diez polos que englobe circuito de intensidad y tensión.

Dichos bloques permitirán la separación para la verificación o sustitución del contador sin necesidad de desconectar la instalación y, en caso de los transformadores de intensidad sin interrumpir la continuidad del circuito secundario. Los bloques de prueba o regleteros deberán permitir realizar las operaciones que se indican a continuación:

- Ser precintables.
- Las partes sometidas a tensión deberán ser inaccesibles sin el levantamiento de su tapa o cubierta precintable.
- Apertura y cierre de cualquier circuito de tensión.
- Puesta en cortocircuito o no de cualquier circuito de intensidad.
- Realizar mediciones en serie de los circuitos de intensidad y en paralelo de los circuitos de tensión.
- Cambiar el contador y modificar conexiones sin necesidad de cortar el suministro al cliente.
- Verificación del contador con patrón de medida.
- Dejar conectados equipos de comprobación temporalmente sin desconexión del equipo principal.

El armario de medida será uno de los normalizados por la compañía suministradora para los equipos de medida en A.T. tipo exterior, para clientes tipo 2 y 3, se instalará en el vallado exterior de la estación y cumplirá las siguientes características:

- Contador electrónico combinado trifásico a 4H.
- Bloques de pruebas o regletero bornero para verificación y cambio de aparatos de medida.
- La envolvente será de material aislante con grado protección IP43 e IK09.

- Dispondrá una placa soporte sobre la que se instalarán canales protectoras de PVC provistas de tapas
- desmontables que permitan la interconexión de los diferentes elementos de la medida.
- La puerta de dicho armario dispondrá de bisagras intercambiables para poder optar por su apertura a
- derecha o izquierda según las necesidades.
- Sus dimensiones mínimas serán de 750x500x300 mm.

Los cables de interconexión entre los secundarios de los transformadores de medida de tensión e intensidad y el bloque de pruebas dispuestas al efecto en el armario de medida serán apantallados, con la pantalla conectada a tierra en el extremo de los transformadores y en el extremo del armario se dejará aislada.

El cableado será sin solución de continuidad entre los transformadores de medida y el dispositivo de verificación situado en el armario de medida.

El cableado de interconexión entre los transformadores de tensión y el dispositivo de verificación instalado en el armario de medida tendrá la sección suficiente para garantizar una caída de tensión inferior al uno por mil y en ningún caso será inferior a 6 mm², además estos conductores deberán de ser apantallados y con el marcado en sus extremos.

Equipos de protección contra cortocircuitos y fugas a tierra

El centro de transformación estará dotado de un conjunto de elementos que garanticen su buen funcionamiento en condiciones favorables y en condiciones desfavorables. Para ello se dota al centro de un cuadro de protección en el cual se alberga un relé multiprotección, efectuando las siguientes protecciones:

Protección contra sobreintensidades (50-51 y 50N-51N).

- Protección de neutro (51G).
- Protección de cuba (50C).

Protección contra sobreintensidades

En el lado de alta tensión, la protección contra sobreintensidades es la más conveniente para tener selectividad de tiempos con las líneas de salida. El mecanismo encargado de esta protección es el relé multiprotección.

El relé multiprotección contra sobrecorrientes está interconectado a la salida de protección de los transformadores de intensidad de medida, este relé procesa la información aportada por el transformador de medida y si los valores son superiores a los parametrizados dará la orden de disparo del interruptor automático.

Protección de neutro

Esta protección controla las corrientes que circulan por la puesta a tierra del neutro, en condiciones normales la corriente que circula es la de fugas debida a las pérdidas de los aislamientos de los conductores, esta corriente es muy baja, del orden de miliamperios, en estas condiciones no se dará la orden de desconexión del transformador, pero en el caso de que haya derivación a tierra por el lado de baja tensión del transformador, ésta corriente será captada por el transformador, si no actúa la protección inmediata de baja tensión, dará la orden el relé de protección de desconexión del transformador de la red, por medio del interruptor automático.

El relé de multiprotección está interconectado al transformador de neutro, tipo IFH-1, en caso de que la salida del trafo de un valor de corriente de circulación superior al parametrizado, el relé dará la orden de apertura del interruptor automático.

Protección de cuba

Esta protección controla las derivaciones a tierra del transformador. La masa (cuba) del transformador está conectada a tierra. Para poder aplicarse esta protección, es necesario que el transformador esté apoyado sobre una masa aislante, ya que el hormigón no es aislante. Se intercalará una placa de baquelita entre el transformador y el zócalo de hormigón de tal forma que, en caso de derivación a masa de la cuba del transformador, ésta sea captada por el transformador de medida situado en el conductor de puesta a tierra de la cuba del transformador. El equipo encargado de controlar la corriente de fuga es el relé multiprotección.

El relé multiprotección está interconectado al transformador de cuba, tipo IFH-1, en caso de que la salida del trafo de un valor de corriente de circulación superior al parametrizado, el relé dará la orden de apertura del interruptor automático.

En el cuadro de protección se dispone de la información del estado del transformador, en cuanto a temperatura, presión dieléctrico, relé Buchholz y en caso de anomalía de alguna de éstas variables también se dará la orden de apertura del interruptor automático.

Características del relé de protección contra sobrecorrientes (50-51 y 50N-51N).

El relé de multiprotección, modelo P3F30 constituye un elemento básico de protección para posiciones eléctricas de MT. Sus funciones son las siguientes:

- Protección de sobreintensidad de tres fases.
- Protección de sobreintensidad de neutro.
- Protección de desequilibrio de sobreintensidad de fase (fase abierta).
- Supervisión del interruptor automático de A.T.
- Medida de intensidades de fases y neutro.
- Máxímetro de intensidad.
- Protección de sobreintensidad de cuba y neutro instantánea.
- Protección de sobreintensidad de cuba y neutro monofásica temporizada.

Dispone de 12 entradas digitales y 8 salidas digitales, 3 entradas de intensidad de fase, 2 entradas de intensidad residual. 4 entradas de tensión y 2 puertos ethernet.

Para ello el relé de protección de sobreintensidad deberá programarse dentro de los márgenes siguientes:

Relé de fase (50-51):

- 1- El arranque se ajustará en un 40% por encima de la potencia instalada.
- 2- La curva utilizada será siempre la INVERSA según UNE EN 60.255-3, con un índice de tiempo o factor $K = 0.1$.
- 3- El instantáneo deberá ajustarse por encima del valor de la corriente de inserción de los trafos de la instalación, y para mantener la selectividad de las protecciones (automático BT) instaladas aguas abajo, por encima de la intensidad debida a un c.c. en el lado de baja; así mismo el ajuste deberá estar por debajo de la lcc del punto de conexión a la red. Como criterio simplificado se ajustará a 18 veces la I_n .

Relé de tierra (50N-51N):

- 1- El arranque se ajustará al 20% de la intensidad de arranque de fase.
- 2- La curva utilizada será siempre la INVERSA, según UNE EN 60.255-3, con el índice de tiempo o factor $K=0.1$.
- 3- El instantáneo de tierra se ajustará a 4 veces la intensidad de arranque de tierra.

El interruptor automático estará enclavado con el seccionador tripolar mediante unas cerraduras de enclavamiento. La cerradura de enclavamiento del interruptor automático será de

tipo Ronis, con llave extraíble a interruptor desconectado, mientras que la cerradura de enclavamiento del seccionador tripolar será de tipo Herpe con llave extraíble a bulón fuera, para así poder enclavar el seccionador en la posición de abierto y en la posición de cerrado. Las cerraduras de ambas llaves se anillarán para imposibilitar maniobras inadecuadas.

Cuadro de protecciones

El cuadro de protecciones se alimenta de una fuente de alimentación a 48 V CC la cual proporciona la energía necesaria para conectar el interruptor automático y desconectarlo. Desde este cuadro se puede dar la orden de conexión y desconexión del interruptor automático. Además, en caso de que se produzca el disparo del interruptor automático por alguna anomalía se dispone de una indicación visual, según se indica en el documento planos correspondiente.

Fuente de alimentación

Los sistemas de protección y control de las instalaciones eléctricas de alta tensión se alimentarán mediante corriente continua procedente de baterías de acumuladores asociados con sus cargadores alimentados por corriente alterna. En condiciones normales de explotación, el equipo de carga de la batería será capaz de suministrar los consumos permanentes y además de mantener la batería en condiciones óptimas.

En caso de fallo de corriente alterna de alimentación al equipo de carga o fallo por avería de este, deberá ser la propia batería de acumuladores la encargada de efectuar el suministro de corriente continua a los sistemas de protección y control de la instalación.

Para esta instalación se dispondrá de una fuente de alimentación con las siguientes características:

- Tensión de alimentación: monofásica 230V c.a. +10% / -15%
- Frecuencia: 50 Hz. ± 5%
- Tensión de utilización: 48 V c.c.
- El equipo dispone de compensación de tensión por temperatura.
- Intensidad nominal: 25A
- Estabilidad de la tensión de carga: ± 1%
- Rizado de la tensión de salida con batería conectada: < 1.5 % rms
- Temperatura ambiente de operación: +0º C. +45º C.
- Humedad relativa: entre 5% y 85%
- Comunicación Modbus.

La batería es de Ni-Cd estanco, compuesta por 38 elementos tipo VT3F y de 21Ah de capacidad nominal.

Alumbrado C.T

Se prevé iluminar el centro de transformación con cuatro proyectores LED, del tipo Tessio, estancos (IP-65), de tal forma que se consigan unas condiciones óptimas de visibilidad, los proyectores cumplirán las siguientes características:

- Potencia: 100 W
- Flujo Luminoso: 14000 lm
- CCT: 4000 K
- LED: CREE SMD 3030
- Driver: PHILIPS XITANIUM
- Vida Útil: 50000 h
- CRI: >70 Ra
- Ángulos Frecuencia: 120º 50-60 Hz
- Tensión: AC220-240 V
- PF: >0,90
- Grado IP: IP65
- Temperatura de Trabajo: -40°C +55°C
- Material: ALUMINIO

Cada proyector se instalará en una esquina en el interior del centro de transformación, colocados sobre un herraje de acero galvanizado, o en una base de hormigón puesto a tierra general del centro.

Alumbrado caseta cuadro general baja tensión.

Se prevé iluminar la caseta prefabricada que albergará los cuadros generales de baja tensión con dos pantallas LED, del tipo Eskia, estancas (IP-65), de tal forma que se consigan unas condiciones óptimas de visibilidad.

Pararrayos

Según MIE-RAT 15, "las instalaciones situadas al exterior deberán de estar protegidas contra los efectos de las posibles descargas de rayos directamente sobre las mismas o en sus

proximidades. Para esta protección se podrán emplear conductores de tierra situados por encima de las instalaciones, o pararrayos debidamente distribuidos”.

Es por ello, por lo que se ha previsto la instalación de unos conductores de tierra situados encima de la instalación, sobre el pórtico de entrada, según se indica en el documento planos.

Consideraciones a tener en cuenta a la hora de la instalación del conductor de tierra:

- El conductor de tierra estará al menos dos metros por encima de cualquier otro elemento dentro de la zona que protege.
- El conductor de bajada se instalará de forma que su recorrido sea lo más directo posible, evitando cualquier acodamiento brusco o remonte.
- Los conductores deben estar protegidos mediante un tubo de protección hasta una altura superior a dos metros a partir del suelo.
- Se debe realizar la interconexión con el circuito de tierra en el fondo de la excavación, directamente al pie de cada bajante mediante un dispositivo que permita la desconexión y que esté emplazado en un registro de inspección que lleve el símbolo de tierra.
- Se recomienda la utilización de un preparado mejorador de la conductividad en terrenos de resistividad alta.
- La resistencia de la toma de tierra medida por medios convencionales debe ser inferior a 10 Ω .
- Las tomas de tierra deberán estar orientadas hacia el exterior del edificio. Todas las tomas de tierra deberán estar unidas entre sí y a la toma de tierra general del edificio.

Canalizaciones

Se ha previsto una atarjea o canal revisable para comunicar el centro de transformación con la nave de bombeo, en cuyo interior se sitúan los cuadros de distribución de energía. Esta atarjea deberá ser amplia para alojar la canalización eléctrica prefabricada y manejar los conductores de mando con facilidad disponiendo una ligera inclinación hacia los pozos de recogida de agua o estará provista de tubos de drenaje. En el interior de la atarjea se situará, al lado de la canalización prefabricada, una bandeja de rejilla galvanizadas en caliente sobre la que se pondrán los conductores de las señales de mando de 200 mm de ancho y 100 mm de ala. La canalización

eléctrica prefabricada irá separada del suelo con el fin de que la esta esté separada del agua en caso de inundaciones.

Puestas a tierra

Toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto.

El dimensionado de las mismas se hará de forma que no se produzcan calentamientos que puedan deteriorar sus características o aflojar elementos desmontables. Los electrodos y demás elementos metálicos llevarán las protecciones precisas para evitar corrosiones peligrosas durante la vida de la instalación.

Puesta a tierra de protección

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales, de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación, se unen a la tierra de protección: pórtico, soporte interruptor automático, seccionadores, soportes proyectores de alumbrado, vallado del centro y puerta de acceso, cuba de los transformadores, etc.

Para la puesta a tierra de protección se ha previsto una red de tierra perimetral por todo el centro de transformación con conductor de cobre desnudo de 95 mm² de sección, enterrado e intercalando picas de puesta a tierra de 2 m de altura y 18 mm de diámetro.

Puesta a tierra de servicio

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en baja tensión, debido a faltas en la red de alta tensión, el neutro del sistema de baja tensión se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de alta tensión, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado (0,6/1 kV), de 50 mm².

Dotación de seguridad del C.T

Se prevé dotar al centro de transformación de equipos de seguridad, estos equipos son los siguientes:

- Guante aislante de 45 kV de tensión de aislamiento, de látex puro con marcado CE en cumplimiento de las directivas y Real Decreto 1407/92 de Equipos de Protección Individual. Así como su cofre de protección.

- Banqueta aislante, modelo de exterior, de 45 kV de tensión de utilización, de 52X52 cm y espesor de 40 mm. Patas con campanas y tacos de goma.
- Pértiga de salvamento, de material composite de vidrio/resina de poliéster, color blanco. Para tensión de utilización de 45 kV.

10.8.4 LIMITACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS

De acuerdo al apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del RD 337/2014, se debe comprobar que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre.

Mediante ensayo tipo se comprueba que los centros de transformación de Ormazabal especificados en este proyecto no superan los siguientes valores del campo magnético a 200 mm del exterior del centro de transformación, según el Real Decreto 1066/2001:

- Inferior a 100 μ T para el público en general
- Inferior a 500 μ T para los trabajadores (medido a 200 mm de la zona de operación)

Dicho ensayo tipo se realiza de acuerdo al Technical Report IEC/TR 62271-208, indicado en la norma de obligado cumplimiento UNE-EN 62271-202 como método válido de ensayo para la evaluación de campos electromagnéticos en centros de transformación prefabricados de alta/baja tensión.

En el caso específico en el que los centros de transformación se encuentren ubicados en edificios habitables o anexos a los mismos, se observarán las siguientes condiciones de diseño:

- a) Las entradas y salidas al centro de transformación de la red de alta tensión se efectuarán por el suelo y adoptarán una disposición en triángulo y formando ternas.
- b) La red de baja tensión se diseñará igualmente con el criterio anterior.
- c) Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con viviendas.
- d) No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado de estos locales.

10.9 CÁLCULOS

10.9.1 INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (2.1.a)$$

donde:

P	potencia del transformador [kVA]
Up	tensión primaria [kV]
Ip	intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 45 kV.

Para el transformador 1, la potencia es de 3700 kVA.

$$\cdot \quad I_p = 47,47 \text{ A}$$

Para el transformador 2, la potencia es de 100 kVA, pero este se alimenta desde el transformador 1 con lo que no sube la intensidad de primario.

Por tanto la intensidad total de MT que hay es:

$$\cdot \quad I_{\text{tot}} = 47,47 \text{ A}$$

10.9.2 INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_s} \quad (2.2.a)$$

donde:

P	potencia del transformador [kVA]
Us	tensión en el secundario [kV]
Is	intensidad en el secundario [A]

Para el transformador 1, la potencia es de 3700kVA, y la tensión secundaria es de 725 V en vacío.

La intensidad en las salidas de 725 V en vacío puede alcanzar el valor

$$I_s = 2946,47 \text{ A.}$$

Para el transformador 2, la potencia es de 100 kVA, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad en las salidas de 420 V en vacío puede alcanzar el valor

$$I_s = 137,46 \text{ A.}$$

10.9.3 CORTOCIRCUITOS

Observaciones

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito, se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

Cálculo de las intensidades de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (2.3.2.a)$$

donde:

S_{cc}	potencia de cortocircuito de la red [MVA]
U_p	tensión de servicio [kV]
I_{ccp}	corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión: (2.3.2.b)

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s}$$

donde:

P	potencia de transformador [kVA]
E_{cc}	tensión de cortocircuito del transformador [%]
U_s	tensión en el secundario [V]
I_{ccs}	corriente de cortocircuito [kA]

Cortocircuito en el lado de Alta Tensión

Utilizando la expresión 2.3.2.a, en el que la potencia de cortocircuito es de 500 MVA y la tensión de servicio 45 kV, la intensidad de cortocircuito es :

- $I_{ccp} = 6,41 \text{ kA}$

Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Para el transformador 1, la potencia es de 3700 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 6%, y la tensión secundaria es de 725 V en vacío

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 725 V en vacío será, según la fórmula 2.3.2.b:

- $I_{ccs} = 49,1 \text{ kA}$

Para el transformador 2, la potencia es de 100 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 6%, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 420 V en vacío será, según la fórmula 2.3.2.b:

- $I_{ccs} = 2,29 \text{ kA}$

10.9.4 DIMENSIONADO DEL EMBARRADO

Las celdas fabricadas han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

La densidad de corriente es el primer factor importante para determinar el conductor apropiado de las instalaciones. Viene definida por la ecuación:

$$\delta = \frac{In}{S}$$

donde:

δ = Densidad de corriente A/mm².

In = Intensidad nominal.

S = Sección.

Las densidades de corriente máximas en los conductores no pueden sobrepasar los valores que fija el reglamento de líneas aéreas de alta tensión, en su capítulo quinto, artículo 22, según la siguiente tabla:

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente Amperios/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de Aluminio
10	8.75		
15	7.60	6	5.60
25	6.35	5	4.65
35	5.75	4.55	4.25
50	5.10	4	3.70
70	4.50	3.55	3.30
95	4.05	3.20	3
125	3.70	2.90	2.70
160	3.40	2.70	2.50
200	3.20	2.50	2.30
250	2.90	2.30	2.15
300	2.75	2.15	2
400	2.50	1.95	1.80
500	2.30	1.80	1.70
600	2.10	1.65	1.55

Para el caso que nos ocupa, con una intensidad de 47,47 A, una sección de 389 mm² para el tubo de cobre se obtiene una densidad de 0.131 A/mm², muy inferior a 2.5 A/mm² que fija el RLAT. Para una sección de 150 mm², para el conductor de cobre, se obtiene una densidad de 0.269 A/mm², muy inferior a 3,4 A/mm² que fija el RLAT.

Comprobación por sollicitación electrodinámica

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 2.3.2.a de este capítulo, por lo que:

$$I_{cc(din)} = 12,82 \text{ kA}$$

La expresión que da el valor de la fuerza entre dos conductores sometidos a una corriente de cortocircuito es:

$$F = 2,04 \frac{I_{ch}^2 \cdot l}{d}$$

donde:

F = Fuerza electrodinámica en kg.

I_{ch} = Intensidad de cortocircuito dinámico en kA.

d = Distancia en centímetros entre conductores, 75 cm.

l = Longitud en metros de embarrado 2,2 m.

l = Longitud en metros de conductores de cobre 0,5 m.

Por tanto, la fuerza ejercida entre dos tubos en caso de cortocircuito es 15,4 kg. La fuerza ejercida entre dos conductores de cobre, continuación de los tubos de cobre, considerándose la separación entre ellos más desfavorable, 75 cm y una longitud de 0,5 m se obtiene un esfuerzo de 3,49 kg. La fuerza soportada por los aisladores es de 400 kg.

El momento de flexión viene determinado por la siguiente expresión:

$$M = \frac{F \cdot l}{16}$$

donde:

M = momento de flexión de las barras kg·cm.

F = fuerza electrodinámica en kg.

l = longitud de embarrado en cm.

Por tanto, el momento de flexión del embarrado de cobre (2,2 m) en caso de cortocircuito es 211,6 kg·cm. y de 10,93 kg·cm en el caso de conductores de cobre (0,5 m).

Las barras de cobre tienen una carga admisible K de 1000 kg/cm², y un momento resistente necesario de 4,82 cm³. Para que el momento resistente necesario sea correcto, se hace efectuar la siguiente condición:

$$\frac{M}{K} < W$$

Condición que se cumple perfectamente ya que $0,21 < 4,82$. Con lo que queda perfectamente justificada la disposición de los tubos y el esfuerzo soportado en caso de cortocircuito.

Los conductores de cobre tienen una carga admisible K de 1000 kg/cm^2 , y un momento resistente necesario de $0,57 \text{ cm}^3$. Para que el momento resistente necesario sea correcto, se hace efectuar la siguiente condición:

$$\frac{M}{K} < W$$

Condición que se cumple perfectamente ya que $0,010 < 0,57$. Con lo que queda perfectamente justificada la disposición de los conductores y el esfuerzo soportado en caso de cortocircuito.

Comprobación por sollicitación térmica

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

$$I_{cc(ter)} = 14,434 \text{ kA.}$$

Para el cálculo teórico se realiza con la siguiente expresión:

$$\theta = \frac{k}{s^2} \cdot I^2 \cdot t$$

donde:

θ = calentamiento en °C.

s = sección del conductor en mm^2 , para el tubo de cobre 389 mm^2 . para el conductor de cobre 150 mm^2 .

K = constante del material: para cobre $k=0.0058$

I = corriente de cortocircuito en A, 6410 A .

t = tiempo desde la iniciación del cortocircuito hasta la desconexión del disyuntor, en segundos, 0,3 seg.

Por tanto, aplicando la expresión anterior se tiene que el calentamiento de los tubos de cobre en caso de cortocircuito es de 0,5 °C, y de 3,08 °C para el conductor de cobre, mucho menor de 200 °C que es la máxima sobrettemperatura que puede soportar el cobre.

Distancias mínimas

En las instalaciones en las que, por alguna razón, no puedan realizarse ensayos de verificación del nivel de aislamiento, es aconsejable tomar ciertas medidas que eviten descargas disruptivas con tensiones inferiores a las correspondientes al nivel de aislamiento que hubiera sido prescrito en caso de haberse podido ensayar. Las distancias mínimas vienen prescritas de acuerdo con los niveles de aislamiento descritos en la MIE-RAT 12 que a continuación se muestran.

Tensión nominal (kV)	Tensión soportada a los impulsos tipo rayo (kV)	Distancia mínima fase-tierra en el aire (cm)	Distancia mínima entre fases en el aire (cm)
45	250	48	48

10.9.5 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Los transformadores están protegidos tanto en AT como en BT. En AT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

Transformador 1

La protección de este transformador se realiza por medio de una celda de interruptor automático, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sea por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de un relé de protección. En caso contrario, se utilizan únicamente como elemento de maniobra de la red.

El interruptor automático posee capacidad de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados.

Termómetro

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

Transformador 2

La protección de este transformador se realiza por medio de una celda de interruptor automático, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sea por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de un relé de protección. En caso contrario, se utilizan únicamente como elemento de maniobra de la red.

El interruptor automático posee capacidad de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados.

La celda de protección de este transformador incorpora el relé ekorRPG, que provee de las protecciones indicadas en la memoria.

Termómetro

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

10.9.6 DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE AT

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

Transformador 1

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 4,747 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 235 A para un cable de sección de 95 mm² de Al según el fabricante.

Transformador 2

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 3,84 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 235 A para un cable de sección de 95 mm² de Al según el fabricante.

10.9.7 DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

Para calcular la superficie de la reja de entrada de aire en el edificio se utiliza la siguiente expresión:

$$S_r = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0.24 \cdot K \cdot \sqrt{h \cdot \Delta T^3}} \quad (3.8.a)$$

donde:

W_{cu} pérdidas en el cobre del transformador [kW]

W_{fe} pérdidas en el hierro del transformador [kW]

K coeficiente en función de la forma de las rejillas de entrada [aproximadamente entre 0,35 y 0,40]

h distancia vertical entre las rejillas de entrada y salida [m]

ΔT aumento de temperatura del aire [°C]

S_r superficie mínima de las rejillas de entrada [m²]

Para el caso particular de este edificio, el resultado obtenido es, aplicando la expresión arriba indicada. $S_r=0.85 \text{ m}^2$, teniendo más de 2 m^2 tanto en la apertura de entrada como de salida.

10.9.8 DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS

El pozo apagafuegos será capaz de albergar los 3000 kg de aceite que llevan entre ambos transformadores, aproximadamente 3575 l. Por lo que se diseña un pozo apagafuegos de 3x3x0.5 m dando lugar a un pozo de 4500 l.

10.9.9 CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA

10.9.9.1 Investigación de las características del suelo

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 150 Ohm·m.

Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.

- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

Intensidad máxima de defecto:

$$I_{d \max \text{ cal.}} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot w(C_a \cdot L_a + C_c \cdot L_c) \quad (2.9.2.a)$$

donde:

U_n Tensión de servicio [kV]

L_a Longitud e las líneas aéreas [km]

L_c Longitud de las líneas subterráneas [km]

C_a Capacidad de las líneas aéreas [0,006 mF/km]

C_c Capacidad de líneas subterráneas [0.250 mF/km]

$I_{d \max \text{ cal.}}$ Intensidad máxima calculada [A]

La $I_{d \max}$ en este caso será, según la fórmula 2.9.2.a :

$$I_{d \max \text{ cal.}} = 25,535 \text{ A}$$

Superior o similar al valor establecido por la compañía eléctrica que es de:

$$I_{d \max} = 10 \text{ A}$$

Diseño preliminar de la instalación de tierra

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: $U_r = 45 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro:

- Longitud de líneas aéreas $L_a = 4 \text{ km}$

- Longitud de líneas subterráneas $L_c = 0.5 \text{ km}$

- Limitación de la intensidad a tierra $I_{dm} = 10 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

- $V_{bt} = 8.000 \text{ V}$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra $R_o = 150 \text{ Ohm}\cdot\text{m}$

- Resistencia del hormigón $R'o = 3000 \text{ Ohm}$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \quad (2.9.4.a)$$

donde:

I_d	intensidad de falta a tierra [A]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
V_{bt}	tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot (w \cdot C_a \cdot L_a + w \cdot C_c \cdot L_c)}{\sqrt{1 + (w \cdot C_a \cdot L_a + w \cdot C_c \cdot L_c)^2 - (3 \cdot R_t)^2}} \quad (2.9.4.b)$$

donde:

U_n	tensión de servicio [V]
w	pulsación del sistema ($w=2 \cdot \pi \cdot f$)
C_a	capacidad de las líneas aéreas (0.006 mF/km)
L_a	longitud de las líneas aéreas [km]
C_c	capacidad de las líneas subterráneas (0.250 mF/km)
L_c	longitud de las líneas subterráneas [km]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

- $I_d = 8,003 \text{ A}$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

- $R_t = 999,6251 \text{ Ohm}$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una K_r más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o}$$

(2.9.4.c)

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Seccionamiento

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 6,6642$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

Configuración seleccionada: 25-25/5/42

Geometría del sistema: Anillo rectangular

Distancia de la red: 2.5x2.5 m

Profundidad del electrodo horizontal: 0,5 m

- Número de picas: cuatro
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia $K_r = 0,121$
- De la tensión de paso $K_p = 0,0291$
- De la tensión de contacto $K_c = 0,0633$

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 6,6642$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 5/42
- Geometría del sistema: Picas alineadas
- Distancia entre picas: 3 metros
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,5 m
- Número de picas: dos
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

- De la resistencia $K_r = 0,104$
- De la tensión de paso $K_p = 0,0184$
- De la tensión de contacto $K_c = 0$

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

Alrededor del edificio de maniobra exterior se colocará una acera perimetral de 1 m de ancho con un espesor suficiente para evitar tensiones de contacto cuando se maniobran los equipos desde el exterior.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_o \quad (2.9.4.d)$$

donde:

K_r	coeficiente del electrodo
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Seccionamiento:

$$R't = 18,15 \text{ Ohm}$$

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (2.9.4.b):

$$I'd = 10 \text{ A}$$

por lo que para el Centro de Transformación:

$$\cdot R't = 15,6 \text{ Ohm}$$

y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula (2.9.4.b):

$$\cdot I'd = 10 \text{ A}$$

Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

En los edificios de maniobra exterior no existen posibles tensiones de paso en el interior ya que no se puede acceder al interior de los mismos.

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, es necesario una acera perimetral, en la cual no se precisa el cálculo de las tensiones de paso y de contacto desde esta acera con el interior, ya que éstas son prácticamente nulas. Se considera que la acera perimetral es parte del edificio.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d \quad (2.9.5.a)$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$\cdot V'_d = 156 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d \quad (2.9.5.b)$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

En este caso, al estar las picas alineadas frente a los accesos al Centro de Transformación paralelas a la fachada, la tensión de paso en el acceso va a ser prácticamente nula por lo que no la consideraremos.

Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d \quad (2.9.6.a)$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

- V'p = 43,65 V en el Centro de Seccionamiento
- V'p = 27,6 V en el Centro de Transformación

Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Seccionamiento

Los valores admisibles son, para una duración total de la falta igual a:

- t = 0,7 seg

Tensión de paso en el exterior:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot R_0}{1000} \right] \quad (2.9.7.a)$$

donde:

Uca valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]

R_{a1} Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc.
[Ohm]

por lo que, para este caso

$$V_p = 6313 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$U_{pacc} = 10 * U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 3 \cdot R_o + 3 \cdot R_0^r}{1000} \right] \quad (2.9.7.b)$$

donde:

Vca valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]

R'_o resistividad del hormigón en [Ohm·m]

R_{a1} Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc.

[Ohm]

por lo que, para este caso

$$V_p(\text{acc}) = 15461,5 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Seccionamiento inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 43,65 \text{ V} < V_p = 6313 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_p(\text{acc}) = 94,95 \text{ V} < V_p(\text{acc}) = 15461,5 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 181,5 \text{ V} < V_{bt} = 8.000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 5 \text{ A} < I_d = 10 \text{ A} < I_{dm} = 10 \text{ A}$$

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

$$t = 0,7 \text{ s}$$

Tensión de paso en el exterior:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot R_o}{1000} \right] \quad (2.9.7.a)$$

donde:

U_{ca} valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]

R_{a1} Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc.
[Ohm]

por lo que, para este caso

$$\cdot V_p = 6313 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$U_{pacc} = 10 * U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000} \right] \quad (2.9.7.b)$$

donde:

V_{ca} valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]

R'_o resistividad del hormigón en [Ohm·m]

R_{a1} Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc.
[Ohm]

por lo que, para este caso

$$\cdot V_p(acc) = 15.461 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$\cdot V'_p = 27,6 \text{ V} < V_p = 6313 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$\cdot V'_p(acc) = 0 \text{ V} < V_p(acc) = 15.461 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$\cdot V'_d = 156 \text{ V} < V_{bt} = 8.000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$\cdot I_a = 5 \text{ A} < I_d = 10 \text{ A} < I_{dm} = 10 \text{ A}$$

10.9.9.2 Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso no se separan las tierras de protección y de servicio al ser la tensión de defecto inferior a los 1000 V indicados.

En el Centro de Seccionamiento no existe ninguna tierra de servicios luego no existirá ninguna transferencia de tensiones.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi} \quad (3.10.8.a)$$

donde:

- R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]
- I'_d intensidad de defecto [A]
- D distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

$$D = 7,019 \text{ m}$$

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

- Identificación: 5/22 (según método UNESA)
- Geometría: Picas alineadas
- Número de picas: dos
- Longitud entre picas: 2 metros

- Profundidad de las picas: 0,5 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

- $K_r = 0,201$
- $K_c = 0,0392$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ohm.

$$R_{tserv} = K_r \cdot R_o = 0,201 \cdot 150 = 30,15 < 37 \text{ Ohm}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

10.9.9.3 Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "K_r" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

ANEXO 1

11 TABLAS RESUMEN LÍNEA DE SUMINISTRO ESTACIÓN DE BOMBEO

Anexo

Resultados de cálculo

Cuadro nº 1

Cálculo de conductores de fase - tensiones reglamentarias

Proyecto: CR Villadangos
Tensiones en daN - Flechas en m

Zona A		Zona B		Zona C	
-5°C+V(120km/h)		-10°C+V(120km/h), -15°C+H, -15°C+H+V		-15°C+V(120km/h), -20°C+H	

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Reg. (m)	Const. Caten. (m)	E.D.S.			T.H.F. %	Tensiones y Flechas										
							Cálc.	Valor máxi.	Temp.		T.máxima viento	T.máxima hielo	T.máxima hielo+viento	T.Viento 1/2 (120km/h)		15°C+V (120km/h)		0°C+H		50°C	
							%	%	°C		T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	
1- 2	LA-110	B	146	0,10	146	1062	15,00	15,00	10	20,13	1185	1325	1381	948	1011	2,48	1212	3,08	450	3,20	
2- 3	LA-110	B	165	0,10	162	1062	15,00	15,00	10	20,13	1185	1325	1381	948	1011	3,17	1212	3,08	450	3,20	
3- 4	LA-110	B	166	0,08	166	1062	15,00	15,00	10	20,13	1185	1325	1381	948	1011	3,21	1212	3,12	450	3,24	
4- 5	LA-110	B	167	-2,19	167	1062	15,00	15,00	10	20,13	1185	1325	1381	948	1011	3,25	1212	3,16	450	3,28	
5- 6	LA-110	B	63	0,51	63	621	13,97	15,00	10	22,50	997	1096	1117	923	713	0,65	915	0,59	263	0,80	
6- 7	LA-110	B	169	1,80	169	1082	15,00	15,00	10	19,88	1194	1336	1395	946	1025	3,28	1227	3,19	458	3,30	
7- 8	LA-110	B	175	-1,40	175	1097	15,00	15,00	10	19,67	1201	1345	1405	945	1037	3,48	1239	3,39	464	3,49	
8- 9	LA-110	B	157	-1,55	157	1049	15,00	15,00	10	20,30	1180	1317	1372	949	1001	2,90	1202	2,81	444	2,94	

Zona A	Zona B	Zona C
-5°C+V(120km/h)	-10°C+V(120km/h), -15°C+H, -15°C+H+V	-15°C+V(120km/h), -20°C+H

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Reg. (m)	Const. Caten.	E.D.S.			T.H.F. %	Tensiones y Flechas									
							Cálc.	Valor máxi.	Temp. °C		T.máxima viento	T.máxima hielo	T.máxima hielo+viento	T.Viento 1/2 (120km/h)	15°C+V (120km/h)		0°C+H		50°C	
							%	%			T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)
10- 11	LA-110	B	175	-0,14	175	1097	15,00	15,00	10	19,67	1201	1345	1405	945	1037	3,48	1239	3,39	464	3,49
11- 12	LA-110	B	161	-2,81	161	1061	15,00	15,00	10	20,16	1184	1324	1380	948	1009	3,02	1210	2,94	449	3,06
12- 13	LA-110	B	177	-2,62	177	1102	15,00	15,00	10	19,61	1203	1348	1409	944	1040	3,54	1242	3,46	466	3,56
13- 14	LA-110	B	156	0,91	156	1047	15,00	15,00	10	20,34	1178	1316	1370	949	999	2,87	1200	2,78	443	2,91
14- 15	LA-110	B	156	2,86	156	1047	15,00	15,00	10	20,34	1178	1316	1370	949	999	2,87	1200	2,78	443	2,91
15- 16			156	-4,19												2,87		2,78		2,91
16- 17	LA-110	B	177	-0,99	177	1102	15,00	15,00	10	19,61	1203	1348	1409	944	1040	3,54	1242	3,46	466	3,56
17- 18			170	1,61												3,24		3,17		3,24
18- 19	LA-110	B	184	0,30	182	1114	15,00	15,00	10	19,44	1209	1356	1418	943	1050	3,79	1252	3,71	472	3,80
19- 20			191	-0,26												4,09		4,00		4,09
20- 21	LA-110	B	167	-0,80	167	1077	15,00	15,00	10	19,95	1192	1333	1391	947	1021	3,21	1223	3,13	456	3,24
21- 22			180	-1,70												3,64		3,56		3,65
22- 23	LA-110	B	180	-2,29	181	1111	15,00	15,00	10	19,48	1208	1354	1416	944	1048	3,64	1250	3,56	471	3,65
23- 24			183	-0,20												3,76		3,67		3,77

Cuadro nº 4
Cálculo de conductores de fase - tabla de tendido nº 1
 Sección del conductor 116,20mm²
 Proyecto: CR Villadangos
 Tensiones en daN - Flechas en m

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Regulación (m)	Tensiones y Flechas											
						-5°C		0°C		5°C		10°C		15°C		20°C	
						T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)
1- 2	LA-110	B	145,58	0,10	146		1,47		1,56		1,65		1,74		1,84		1,94
2- 3	LA-110	B	165,50	0,10	161,69	770	1,87	725	1,99	685	2,10	648	2,23	614	2,35	583	2,47
3- 4	LA-110	B	165,50	0,08	166		1,90		2,01		2,13		2,25		2,38		2,50
4- 5	LA-110	B	166,62	-2,19	167		1,92		2,04		2,16		2,28		2,41		2,53
5- 6	LA-110	B	63,24	0,51	63,00	817	0,26	743	0,28	671	0,31	603	0,35	539	0,39	481	0,44
6- 7	LA-110	B	168,59	1,80	169,00	763	1,98	721	2,10	683	2,21	648	2,33	615	2,46	586	2,58
7- 8	LA-110	B	174,99	-1,40	175,00	758	2,14	718	2,26	681	2,38	648	2,50	617	2,63	589	2,75
8- 9	LA-110	B	156,68	-1,55	157,00	774	1,69	728	1,79	686	1,90	648	2,01	613	2,13	581	2,25

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Regulación (m)	Tensiones y Flechas											
						-5°C		0°C		5°C		10°C		15°C		20°C	
						T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)
10- 11	LA-110	B	175,00	-0,14	175,00	758	2,14	718	2,26	681	2,38	648	2,50	617	2,63	589	2,75
11- 12	LA-110	B	160,77	-2,81	161,00	770	1,78	726	1,89	685	2,00	648	2,12	614	2,24	583	2,36
12- 13	LA-110	B	177,08	-2,62	177,00	757	2,19	717	2,31	681	2,44	648	2,56	617	2,69	589	2,81
13- 14	LA-110	B	155,50	0,91	156,00	775	1,66	729	1,77	686	1,88	648	1,99	612	2,10	580	2,22
14- 15	LA-110	B	155,50	2,86	156,00	775	1,66	729	1,77	686	1,88	648	1,99	612	2,10	580	2,22
15- 16			155,52	-4,19			1,66		1,77		1,88		1,99		2,10		2,22
16- 17	LA-110	B	177,25	-0,99	177,00	757	2,19	717	2,31	681	2,44	648	2,56	617	2,69	589	2,81
17- 18			170,25	1,61			2,03		2,14		2,25		2,36		2,47		2,59
18- 19	LA-110	B	184,26	0,30	182,29	753	2,38	715	2,51	680	2,64	648	2,77	618	2,90	591	3,03
19- 20			191,17	-0,26			2,57		2,70		2,84		2,98		3,12		3,27
20- 21	LA-110	B	166,83	-0,80	167,00	765	1,93	722	2,04	683	2,16	648	2,28	615	2,40	585	2,52
21- 22			179,59	-1,70			2,28		2,40		2,52		2,65		2,78		2,90
22- 23	LA-110	B	180,00	-2,29	181,02	754	2,28	715	2,40	680	2,52	648	2,65	618	2,78	591	2,90
23- 24			182,54	-0,20			2,35		2,48		2,61		2,74		2,87		3,00

Cuadro nº 4
Cálculo de conductores de fase - tabla de tendido nº 2
 Sección del conductor 116,20mm²
 Proyecto: CR Villadangos
 Tensiones en daN - Flechas en m

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Regulación (m)	Tensiones y Flechas												
						25°C		30°C			35°C		40°C		45°C		50°C	
						T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	
1- 2	LA-110	B	145,58	0,10			2,03		2,13		2,23		2,32		2,42		2,51	
2- 3	LA-110	B	165,50	0,10	161,69	555	2,60	530	2,72	507	2,84	486	2,97	467	3,09	450	3,20	
3- 4	LA-110	B	165,50	0,08			2,63		2,75		2,88		3,00		3,12		3,24	
4- 5	LA-110	B	166,62	-2,19			2,66		2,79		2,91		3,04		3,16		3,28	
5- 6	LA-110	B	63,24	0,51	63,00	429	0,49	383	0,55	345	0,61	312	0,67	285	0,74	263	0,80	
6- 7	LA-110	B	168,59	1,80	169,00	560	2,70	535	2,82	513	2,95	493	3,07	475	3,18	458	3,30	
7- 8	LA-110	B	174,99	-1,40	175,00	563	2,88	540	3,00	518	3,13	499	3,25	481	3,37	464	3,49	
8- 9	LA-110	B	156,68	-1,55	157,00	552	2,36	526	2,48	503	2,60	481	2,71	462	2,83	444	2,94	

Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano Regulación (m)	Tensiones y Flechas												
						25°C		30°C			35°C		40°C		45°C		50°C	
						T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	T (daN)	F (m)	
10- 11	LA-110	B	175,00	-0,14	175,00	563	2,88	540	3,00	518	3,13	499	3,25	481	3,37	464	3,49	
11- 12	LA-110	B	160,77	-2,81	161,00	555	2,47	529	2,59	506	2,71	485	2,83	466	2,94	449	3,06	
12- 13	LA-110	B	177,08	-2,62	177,00	564	2,94	541	3,07	520	3,19	501	3,31	483	3,44	466	3,56	
13- 14	LA-110	B	155,50	0,91	156,00	552	2,34	525	2,45	502	2,57	480	2,68	461	2,80	443	2,91	
14- 15	LA-110	B	155,50	2,86	156,00	552	2,34	525	2,45	502	2,57	480	2,68	461	2,80	443	2,91	
15- 16			155,52	-4,19			2,34		2,45		2,57		2,68		2,80		2,91	
16- 17	LA-110	B	177,25	-0,99	177,00	564	2,94	541	3,07	520	3,19	501	3,31	483	3,44	466	3,56	
17- 18			170,25	1,61			2,70		2,81		2,92		3,03		3,14		3,24	
18- 19	LA-110	B	184,26	0,30	182,29	567	3,16	544	3,29	524	3,42	505	3,55	488	3,68	472	3,80	
19- 20			191,17	-0,26			3,41		3,55		3,69		3,82		3,96		4,09	
20- 21	LA-110	B	166,83	-0,80	167,00	558	2,64	534	2,77	512	2,89	491	3,01	473	3,12	456	3,24	
21- 22			179,59	-1,70			3,03		3,16		3,28		3,40		3,53		3,65	
22- 23	LA-110	B	180,00	-2,29	181,02	566	3,03	544	3,16	523	3,28	504	3,40	487	3,53	471	3,65	
23- 24			182,54	-0,20			3,13		3,26		3,39		3,52		3,64		3,77	

Cuadro nº 7
Cálculo de apoyos nº1
 Proyecto: CR Villadangos
 Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coeficien. de seguridad	Conduct.	1ª Hipótesis Viento			2ª Hipótesis						3ª Hipótesis Desequilibrio de tracciones			4ª Hipótesis Rotura de conductores						
								Hielo			Hielo+Viento						Fases no afectadas			Fases afectadas			Esf.tor. aplica. daN
					Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	
1	P. Línea	—	N	Fase	52	79	1185	100	—	1325	101	38	1381	—	—	—	100	—	1381	50	—	—	1381
2	Ali-Sus	—	N	Fase	87	147	—	192	—	—	192	75	—	192	—	110	192	—	—	—	—	—	—
3	Ali-Sus	—	N	Fase	91	155	—	203	—	—	203	80	—	203	—	110	203	—	—	—	—	—	—
4	Ali-Sus	—	N	Fase	99	156	—	222	—	—	221	80	—	222	—	110	222	—	—	—	—	—	—
5	Ali-Ama	—	R	Fase	229	295	—	291	—	—	292	102	—	291	—	207	291	—	—	—	—	—	—
6	Áng-Anc	122	R	Fase	238	1350	—	313	1192	—	313	1331	—	313	1192	697	313	1192	—	156	596	1222	1222
7	Áng-Anc	99	N	Fase	126	1708	—	256	1750	—	255	1896	—	256	1750	703	256	1750	—	128	875	1065	1065
8	Ali-Ama	—	N	Fase	113	172	—	226	—	—	226	84	—	226	—	211	226	—	—	—	—	—	—
9	F. Línea	—	N	Fase	49	84	1180	94	—	1317	95	40	1372	—	—	—	94	—	1372	47	—	—	1372
Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coeficien. de seguridad	Conduct.	1ª Hipótesis Viento			2ª Hipótesis						3ª Hipótesis Desequilibrio de tracciones			4ª Hipótesis Rotura de conductores						
								Hielo			Hielo+Viento						Fases no afectadas			Fases afectadas			Esf.tor. aplica. daN
					Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN	
10	P. Línea	—	N	Fase	58	90	1201	118	—	1345	118	44	1405	—	—	—	118	—	1405	59	—	—	1405
11	Áng-Anc	147	R	Fase	165	878	—	292	752	—	291	876	—	292	752	703	292	752	—	146	376	1348	1348
12	Ali-Ama	—	R	Fase	154	208	—	266	—	—	266	94	—	266	—	211	266	—	—	133	—	1409	1409
13	Áng-Anc	150	N	Fase	102	785	—	198	688	—	199	800	—	198	688	704	198	688	—	99	344	1361	1361
14	Ali-Ama	—	N	Fase	101	164	—	197	—	—	197	80	—	197	—	206	197	—	—	98	—	1370	1370
15	Ali-Sus	—	N	Fase	111	147	—	251	—	—	249	75	—	251	—	110	251	—	—	126	—	685	685
16	Áng-Anc	90	N	Fase	102	1819	—	197	1884	—	199	2028	—	197	1884	704	197	1884	—	99	942	996	996
17	Ali-Ama	—	N	Fase	107	179	—	212	—	—	212	88	—	212	—	213	212	—	—	106	—	1418	1418
18	Ali-Sus	—	N	Fase	100	165	—	226	—	—	225	85	—	226	—	113	226	—	—	113	—	709	709
19	Ali-Sus	—	N	Fase	102	174	—	231	—	—	230	90	—	231	—	113	231	—	—	115	—	709	709
20	Áng-Anc	141	N	Fase	120	984	—	244	904	—	243	1030	—	244	904	709	244	904	—	122	452	1336	1336
21	Áng-Anc	148	N	Fase	119	836	—	239	739	—	239	858	—	239	739	708	239	739	—	120	370	1361	1361
22	Ali-Sus	—	N	Fase	99	168	—	223	—	—	223	86	—	223	—	113	223	—	—	111	—	708	708
23	Ali-Sus	—	N	Fase	91	169	—	204	—	—	205	87	—	204	—	113	204	—	—	102	—	708	708
24	F. Línea	—	N	Fase	59	93	1208	120	—	1354	120	46	1416	—	—	—	120	—	1416	60	—	—	1416

Cuadro nº 7
Cálculo de apoyos nº2

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo	Coeficien. de seguridad	Alt. cond. en perfil necesaria m	Altura conductor real m	Desviaci. cadena	Flecha máxima m	Separaci. conduct. m	Contrape. daN	Coeficientes L, N, S		
										Semi suma vanos L	Diferencia tangentes N	Coefficiente ángulo S
1	P. Línea	—	N	13,80	14,85	—	2,51	1,48	—	73,00	0,001	—
2	Ali-Sus	—	N	14,00	14,36	81	3,20	1,74	51,97	155,50	0,000	—
3	Ali-Sus	—	N	14,00	14,36	74	3,24	1,75	44,04	165,50	0,000	—
4	Ali-Sus	—	N	14,28	14,36	69	3,28	1,75	48,53	166,50	0,014	—
5	Ali-Ama	—	R	12,59	13,12	—	3,28	1,61	—	115,00	-0,021	—
6	Áng-Anc	122	R	13,00	14,41	—	3,30	1,62	—	116,00	-0,003	0,970
7	Áng-Anc	99	N	15,00	16,25	—	3,49	1,65	—	172,00	0,019	1,299
8	Ali-Ama	—	N	14,00	15,13	—	3,49	1,65	—	166,00	0,002	—
9	F. Línea	—	N	13,00	14,85	—	2,94	1,55	—	78,50	0,010	—
Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo	Coeficien. de seguridad	Alt. cond. en perfil necesaria m	Altura conductor real m	Desviaci. cadena	Flecha máxima m	Separaci. conduct. m	Contrape. daN	Coeficientes L, N, S		
										Semi suma vanos L	Diferencia tangentes N	Coefficiente ángulo S
10	P. Línea	—	N	16,61	16,85	—	3,49	1,65	—	87,50	-0,001	—
11	Áng-Anc	147	R	17,47	18,15	—	3,49	1,65	—	168,00	0,017	0,568
12	Ali-Ama	—	R	15,76	16,16	—	3,56	1,66	—	169,00	-0,003	—
13	Áng-Anc	150	N	13,64	14,21	—	3,56	1,66	—	166,50	-0,021	0,518
14	Ali-Ama	—	N	14,86	16,16	—	2,91	1,55	—	156,00	-0,012	—
15	Ali-Sus	—	N	17,91	17,67	53	2,91	1,70	17,95	156,00	0,045	—
16	Áng-Anc	90	N	15,42	16,25	—	3,56	1,66	—	166,50	-0,021	1,414
17	Ali-Ama	—	N	14,33	16,16	—	3,56	1,66	—	173,50	-0,015	—
18	Ali-Sus	—	N	15,74	15,72	75	3,80	1,83	60,14	177,00	0,008	—
19	Ali-Sus	—	N	15,74	15,72	73	4,09	1,87	61,51	187,50	0,003	—
20	Áng-Anc	141	N	14,99	16,16	—	4,09	1,74	—	179,00	0,003	0,668
21	Áng-Anc	148	N	14,49	16,16	—	3,65	1,67	—	173,50	0,005	0,551
22	Ali-Sus	—	N	14,29	15,72	44	3,65	1,81	—	180,00	0,003	—
23	Ali-Sus	—	N	14,00	15,72	46	3,77	1,82	—	181,50	-0,012	—
24	F. Línea	—	N	14,00	14,85	—	3,77	1,69	—	91,50	0,001	—

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m													
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo																		
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN												
1	P. Línea	—	N	B	13,80	Tres. 1,48	1ª Vien.	Fase	52	79	1185	C-7000	1ª Vien.	1,5	2,25	Fase	400	372	2106	50,16	2,40	20,00	14,85												
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—																
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—																
							2ª Hielo	Fase	100	—	1325		2ª Hielo	1,5	2,25	Fase	400	—	2636					49,73											
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—																
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—																
							2ª Vien. Hielo	Fase	101	38	1381		2ª Vien. Hielo	1,5	2,19	Fase	400	259	2331					54,15											
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—																
							3ª Dese. trac.	Fase	—	—	—		3ª Dese. trac.	1,5	—	Fase	—	—	—					—											
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—																
							4ª Rotu. cond.	Fase	50/100	—	1381		4ª Rotu. cond.	1,2	1,23	Fase	400/400	—	1418					97,43											
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—																
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—																
							2	Ali-Sus	—	N	B		14,00	Tres. 1,74	1ª Vien.	Fase	87	147	—					C-500	1ª Vien.	1,5	2,01	Fase	250	199	—	65,96	2,40	20,00	14,36
																Tie.1	—	—	—									Tie.1	—	—	—				
																Tie.2	—	—	—									Tie.2	—	—	—				
2ª Hielo	Fase	192	—	—	2ª Hielo	1,5						2,81			Fase	250	—	—	12,85																
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—																	
2ª Vien. Hielo	Fase	192	75	—	2ª Vien. Hielo	1,5						2,39			Fase	250	231	—	40,38																
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—																	
3ª Dese. trac.	Fase	192	—	110	3ª Dese. trac.	1,5						2,06			Fase	250	—	188	62,38																
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—																	
4ª Rotu. cond.	Fase	—	—	—	4ª Rotu. cond.	1,2						—			Fase	—	—	—	—																
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—																	
	Tie.2	—	—	—											Tie.2	—	—	—																	

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m		
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo							
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN	
3	Ali-Sus	—	N	B	14,00	Tres. 1,75	1ª	Fase	91	155	—	C-500	1ª	1,5	1,95	Fase	250	199	—	69,67	2,40	20,00	14,36	
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					—
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	203	—	—		2ª	1,5	2,80	Fase	250	—	—					13,59
								Hielo	Tie.1	—	—					Hielo	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	203	80	—		2ª	1,5	2,36	Fase	250	231	—					42,79
								Vien.	Tie.1	—	—					Vien.	Tie.1	—	—					
							Hielo	Tie.2	—	—	—		Hielo	Tie.2	—	—	—							
							3ª	Fase	203	—	110		3ª	1,5	2,05	Fase	250	—	188					63,30
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					Dese. trac.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							4ª	Fase	—	—	—		4ª	1,2	—	Fase	—	—	—					—
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					Rotu. cond.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							4	Ali-Sus	—	N	B		14,28	Tres. 1,75	1ª	Fase	99	156	—					C-500
Vien.	Tie.1	—	—	—	Vien.	Tie.1						—				—	—							
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	222	—	—	2ª	1,5						2,78			Fase	250	—	—	14,86					
	Hielo	Tie.1	—	—											Hielo	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	221	80	—	2ª	1,5						2,34			Fase	250	231	—	44,26					
	Vien.	Tie.1	—	—											Vien.	Tie.1	—	—		—				
Hielo	Tie.2	—	—	—	Hielo	Tie.2						—			—	—								
3ª	Fase	222	—	110	3ª	1,5						2,03			Fase	250	—	188	64,89					
	Dese. trac.	Tie.1	—	—											Dese. trac.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
4ª	Fase	—	—	—	4ª	1,2						—			Fase	—	—	—	—					
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—											Rotu. cond.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								

Cuadro nº 9
Elección de apoyos
 Proyecto: CR Villadangos
 Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m		
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo							
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN	
5	Ali-Ama	—	R	B	12,59	Tres. 1,61	1ª Vien.	Fase	229	295	—	C-1000	1ª Vien.	1,875	2,02	Fase	250	319	—	92,12	2,40	18,00	13,12	
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—					
							Tie.2	—	—	—	Tie.2		—	—	—									
							2ª Hielo	Fase	291	—	—		2ª Hielo	1,875	3,49	Fase	291	—	—					13,88
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—					
							Tie.2	—	—	—	Tie.2		—	—	—									
							2ª Vien. Hielo	Fase	292	102	—		2ª Vien. Hielo	1,875	3,01	Fase	292	348	—					39,43
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—					
							Tie.2	—	—	—	Tie.2		—	—	—									
							3ª Dese. trac.	Fase	291	—	207		3ª Dese. trac.	1,5	2,05	Fase	291	—	361					63,30
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—					
							Tie.2	—	—	—	Tie.2		—	—	—									
							4ª Rotu. cond.	Fase	—	—	—		4ª Rotu. cond.	1,2	—	Fase	—	—	—					—
								Tie.1	—	—	—					Tie.1	—	—	—					
							Tie.2	—	—	—	Tie.2		—	—	—									
							6	Áng-Anc	122	R	B		13,00	Tres. 1,62	1ª Vien.	Fase	238	1350	—					C-7000
Tie.1	—	—	—	Tie.1	—	—						—												
Tie.2	—	—	—	Tie.2	—	—						—												
2ª Hielo	Fase	313	1192	—	2ª Hielo	1,875						2,71			Fase	400	2164	—	55,67					
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—						
Tie.2	—	—	—	Tie.2	—	—						—												
2ª Vien. Hielo	Fase	313	1331	—	2ª Vien. Hielo	1,875						2,57			Fase	400	2136	—	62,69					
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—						
Tie.2	—	—	—	Tie.2	—	—						—												
3ª Dese. trac.	Fase	313	1192	697	3ª Dese. trac.	1,5						1,69			Fase	400	1330	835	87,06					
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—						
Tie.2	—	—	—	Tie.2	—	—						—												
4ª Rotu. cond.	Fase	156/3 13	596/1192	1222	4ª Rotu. cond.	1,2						1,72			Fase	400/4 00	1800/1800	1816	56,33					
	Tie.1	—	—	—											Tie.1	—	—	—						
Tie.2	—	—	—	Tie.2	—	—						—												

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m					
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo										
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN				
7	Áng-Anc	99	N	B	15,00	Tres. 1,65	1ª	Fase	126	1708	—	C-9000	1ª	1,5	2,21	Fase	400	3236	—	52,41	2,40	22,00	16,25				
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Tie.1	—	—					—			
								Tie.2	—	—	—					Tie.2	—	—	—								
								2ª	Fase	256	1750			—	2ª	1,5	2,23	Fase	400					3423	—	51,34	
									Hielo	Tie.1	—			—				—	Tie.1					—	—		—
									Tie.2	—	—			—				Tie.2	—					—	—		
							2ª	Fase	255	1896	—		2ª	1,5	2,15	Fase	400	3355	—					56,63			
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Tie.1	—	—						—		
							Hielo	Tie.2	—	—	—		Hielo	Tie.2	—	—	—										
							3ª	Fase	256	1750	703		3ª	1,5	1,66	Fase	400	1887	839					89,41			
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					—	Tie.1	—	—						—		
							Tie.2	—	—	—	—		Tie.2	—	—	—	—										
							4ª	Fase	128/256	875/1750	1065		4ª	1,2	1,83	Fase	400/400	2775/2775	1713					47,16			
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					—	Tie.1	—	—						—		
								Tie.2	—	—	—					—	Tie.2	—	—						—		
							8	Ali-Ama	—	N	B		14,00	Tres. 1,65	1ª	Fase	113	172	—					C-1000	1ª	1,5	2,37
Vien.	Tie.1	—	—	—	Tie.1	—						—				—											
Tie.2	—	—	—	Tie.2	—	—						—															
2ª	Fase	226	—	—	2ª	1,5						2,87				Fase	250	—	—	8,63							
	Hielo	Tie.1	—	—												—	Tie.1	—	—		—						
	Tie.2	—	—	—												Tie.2	—	—	—								
2ª	Fase	226	84	—	2ª	1,5						2,62			Fase	250	459	—	25,41								
	Vien.	Tie.1	—	—											—	Tie.1	—	—		—							
Hielo	Tie.2	—	—	—	Hielo	Tie.2						—			—	—											
3ª	Fase	226	—	211	3ª	1,5						2,08			Fase	250	—	369	61,08								
	Dese. trac.	Tie.1	—	—											—	Tie.1	—	—		—							
Tie.2	—	—	—	—	Tie.2	—						—			—	—											
4ª	Fase	—	—	—	4ª	1,2						—			Fase	—	—	—	—								
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—											—	Tie.1	—	—		—							
	Tie.2	—	—	—											—	Tie.2	—	—		—							

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra				Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m			
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo			Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo								
									Vertic. daN	Trans. daN						Longi. daN	Vertic. daN					Trans. daN	Longi. daN	
9	F. Línea	—	N	B	13,00	Tres. 1,55	1ª	Fase	49	84	1180	C-7000	1ª	1,5	2,25	Fase	400	372	2106	50,10	2,40	20,00	14,85	
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					—
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	94	—	1317		2ª	1,5	2,26	Fase	400	—	2636					49,42
								Hielo	Tie.1	—	—					Hielo	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	95	40	1372		2ª	1,5	2,19	Fase	400	259	2331					53,87
								Vien.	Tie.1	—	—					Vien.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							3ª	Fase	—	—	—		3ª	1,5	—	Fase	—	—	—					—
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					Dese. trac.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							4ª	Fase	47/94	—	1372		4ª	1,2	1,24	Fase	400/400	—	1418					96,80
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					Rotu. cond.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m	
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo						
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN
10	P. Línea	—	N	B	16,61	Tres. 1,65	1ª	Fase	58	90	1201	C-7000	1ª	1,5	2,23	Fase	400	372	2106	51,23	2,40	22,00	16,85
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							2ª	Fase	118	—	1345		2ª	1,5	2,24	Fase	400	—	2636	50,58			
								Hielo	Tie.1	—	—					Hielo	Tie.1	—	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							2ª	Fase	118	44	1405		2ª	1,5	2,17	Fase	400	259	2331	55,39			
								Vien.	Tie.1	—	—					Vien.	Tie.1	—	—				
							Hielo	Tie.2	—	—	—		Hielo	Tie.2	—	—	—						
							3ª	Fase	—	—	—		3ª	1,2	—	Fase	—	—	—	—			
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					Dese. trac.	Tie.1	—	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							4ª	Fase	59/118	—	1405		4ª	1,2	1,21	Fase	400/400	—	1418	99,14			
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					Rotu. cond.	Tie.1	—	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							11	Ang-Anc	147	R	B		17,47	Tres. 1,65	1ª	Fase	165	878	—	C-4500			
Vien.	Tie.1	—	—	Vien.	Tie.1	—						—				—							
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							
2ª	Fase	292	752	—	2ª	1,875						2,70			Fase	292	1383	—	55,92				
	Hielo	Tie.1	—	—											Hielo	Tie.1	—	—			—		
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							
2ª	Fase	291	876	—	2ª	1,875						2,52			Fase	291	1363	—	65,50				
	Vien.	Tie.1	—	—											Vien.	Tie.1	—	—			—		
Hielo	Tie.2	—	—	—	Hielo	Tie.2						—			—	—							
3ª	Fase	292	752	703	3ª	1,2						1,39			Fase	292	895	846	83,99				
	Dese. trac.	Tie.1	—	—											Dese. trac.	Tie.1	—	—			—		
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							
4ª	Fase	146/292	376/752	1348	4ª	1,2						1,26			Fase	270/270	1128/1128	1348	95,03				
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—											Rotu. cond.	Tie.1	—	—			—		
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m	
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo						
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN
12	Ali-Ama	—	R	B	15,76	Tres. 1,66	1ª	Fase	154	208	—	C-4500	1ª	1,875	3,43	Fase	270	1311	—	17,19	2,40	22,00	16,16
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							2ª	Fase	266	—	—		2ª	1,875	3,69	Fase	270	—	—	3,09			
								Hielo	Tie.1	—	—					Hielo	Tie.1	—	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							2ª	Fase	266	94	—		2ª	1,875	3,57	Fase	270	1367	—	9,78			
								Vien.	Tie.1	—	—					Vien.	Tie.1	—	—				
							Hielo	Tie.2	—	—	—		Hielo	Tie.2	—	—	—						
							3ª	Fase	266	—	211		3ª	1,2	2,23	Fase	270	—	1745	14,28			
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					Dese. trac.	Tie.1	—	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							4ª	Fase	133/266	—	1409		4ª	1,2	1,27	Fase	270/270	—	1501	93,86			
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					Rotu. cond.	Tie.1	—	—				
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—						
							13	Ang-Anc	150	N	B		13,64	Tres. 1,66	1ª	Fase	102	785	—	C-4500			
Vien.	Tie.1	—	—	—	Vien.	Tie.1						—				—	—						
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							
2ª	Fase	198	688	—	2ª	1,5						2,40			Fase	270	1745	—	40,26				
	Hielo	Tie.1	—	—											Hielo	Tie.1	—	—			—		
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							
2ª	Fase	199	800	—	2ª	1,5						2,29			Fase	270	1720	—	47,21				
	Vien.	Tie.1	—	—											Vien.	Tie.1	—	—			—		
Hielo	Tie.2	—	—	—	Hielo	Tie.2						—			—	—							
3ª	Fase	198	688	704	3ª	1,2						1,44			Fase	270	864	881	79,62				
	Dese. trac.	Tie.1	—	—											Dese. trac.	Tie.1	—	—			—		
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							
4ª	Fase	99/198	344/688	1361	4ª	1,2						1,25			Fase	270/270	1099/1099	1361	95,51				
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—											Rotu. cond.	Tie.1	—	—			—		
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—							

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refer. m	Altura libre real m		
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo							
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN	
14	Ali-Ama	—	N	B	14,86	Tres. 1,55	1ª	Fase	101	164	—	C-4500	1ª	1,5	2,84	Fase	270	1650	—	10,66	2,40	22,00	16,16	
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					—
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	197	—	—		2ª	1,5	2,97	Fase	270	—	—					1,83
								Hielo	Tie.1	—	—					Hielo	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	197	80	—		2ª	1,5	2,90	Fase	270	1720	—					6,37
								Vien.	Tie.1	—	—					Vien.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							3ª	Fase	197	—	206		3ª	1,2	2,24	Fase	270	—	1745					13,31
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					Dese. trac.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							4ª	Fase	98/197	—	1370		4ª	1,2	1,30	Fase	270/270	—	1501					91,28
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					Rotu. cond.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							15	Ali-Sus	—	N	B		17,91	Tres. 1,70	1ª	Fase	111	147	—					C-2000
Vien.	Tie.1	—	—	—	Vien.	Tie.1						—				—	—							
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	251	—	—	2ª	1,5						2,93			Fase	251	—	—	4,82					
	Hielo	Tie.1	—	—											Hielo	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	249	75	—	2ª	1,5						2,80			Fase	250	814	—	13,66					
	Vien.	Tie.1	—	—											Vien.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
3ª	Fase	251	—	110	3ª	1,2						2,19			Fase	251	—	827	17,43					
	Dese. trac.	Tie.1	—	—											Dese. trac.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
4ª	Fase	126/251	—	685	4ª	1,2						1,71			Fase	250/250	—	1195	57,33					
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—											Rotu. cond.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m		
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo							
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN	
16	Ang-Anc	90	N	B	15,42	Tres. 1,66	1ª	Fase	102	1819	—	C-7000	1ª	1,5	1,95	Fase	400	2560	—	70,04	2,40	22,00	16,25	
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					—
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	197	1884	—		2ª	1,5	1,97	Fase	400	2720	—					68,85
								Hielo	Tie.1	—	—					—	Hielo	Tie.1	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	199	2028	—		2ª	1,5	1,88	Fase	400	2685	—					74,99
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							3ª	Fase	197	1884	704		3ª	1,2	1,27	Fase	400	1950	770					94,22
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					—	Dese. trac.	Tie.1	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							4ª	Fase	99/197	942/1884	996		4ª	1,2	1,89	Fase	400/400	2826/2826	2096					42,22
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					—	Rotu. cond.	Tie.1	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							17	Ali-Ama	—	N	B		14,33	Tres. 1,66	1ª	Fase	107	179	—					C-4500
Vien.	Tie.1	—	—	—	Vien.	Tie.1						—				—	—							
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	212	—	—	2ª	1,5						2,97			Fase	270	—	—	1,97					
	Hielo	Tie.1	—	—											—	Hielo	Tie.1	—		—	—			
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	212	88	—	2ª	1,5						2,90			Fase	270	1720	—	6,97					
	Vien.	Tie.1	—	—											—	Vien.	Tie.1	—		—	—			
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
3ª	Fase	212	—	213	3ª	1,2						2,23			Fase	270	—	1745	13,85					
	Dese. trac.	Tie.1	—	—											—	Dese. trac.	Tie.1	—		—	—			
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
4ª	Fase	106/212	—	1418	4ª	1,2						1,27			Fase	270/270	—	1501	94,47					
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—											—	Rotu. cond.	Tie.1	—		—	—			
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m																							
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo																												
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN																						
20	Ang-Anc	141	N	B	14,99	Tres. 1,74	1ª	Fase	120	984	—	C-4500	1ª	1,5	2,11	Fase	270	1650	—	59,25	2,40	22,00	16,16																						
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					—	—																				
							2ª	Fase	244	904	—		2ª	1,5	2,21	Fase	270	1745	—					Hielo	1,5	2,09	Fase	270	1720	—	52,78	2,40	22,00	16,16											
								Hielo	Tie.1	—	—					—	Hielo	Tie.1	—								—	—																	
							2ª	Fase	243	1030	—		2ª	1,5	2,09	Fase	270	1720	—					Vien.	1,5	2,09	Fase	270	1720	—	60,68	2,40	22,00	16,16											
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—								—	—																	
							3ª	Fase	244	904	709		3ª	1,2	1,29	Fase	270	970	775					Dese. trac.	1,2	1,29	Fase	270	970	775	92,39	2,40	22,00	16,16											
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					—	Dese. trac.	Tie.1	—								—	—																	
							4ª	Fase	122/244	452/904	1336		4ª	1,2	1,26	Fase	270/270	1356/1356	1336					Rotu. cond.	1,2	1,26	Fase	270/270	1356/1356	1336	95,10	2,40	22,00	16,16											
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					—	Rotu. cond.	Tie.1	—								—	—																	
								2ª	Fase	239	739					—	2ª	1,5	2,35								Fase	270	1745	—					Hielo	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	43,54	2,40	22,00	16,16
									Hielo	Tie.1	—					—											—	Hielo	Tie.1	—								—	—						
							2ª	Fase	239	858	—		2ª	1,5	2,24	Fase	270	1720	—					Vien.	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	50,84	2,40	22,00	16,16											
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—								—	—																	
							3ª	Fase	239	739	708		3ª	1,2	1,40	Fase	270	888	857					Dese. trac.	1,2	1,40	Fase	270	888	857	83,09	2,40	22,00	16,16											
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					—	Dese. trac.	Tie.1	—								—	—																	
4ª	Fase	120/239	370/739	1361	4ª	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	Rotu. cond.	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	95,85	2,40	22,00	16,16																							
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—				—	Rotu. cond.	Tie.1	—				—	—																													
	2ª	Fase	239	739				—	2ª	1,5	2,35				Fase	270	1745	—					Hielo	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	43,54	2,40	22,00	16,16												
		Hielo	Tie.1	—				—							—	Hielo	Tie.1	—								—	—																		
2ª	Fase	239	858	—	2ª	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	Vien.	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	50,84	2,40	22,00	16,16																							
	Vien.	Tie.1	—	—				—	Vien.	Tie.1	—				—	—																													
3ª	Fase	239	739	708	3ª	1,2	1,40	Fase	270	888	857	Dese. trac.	1,2	1,40	Fase	270	888	857	83,09	2,40	22,00	16,16																							
	Dese. trac.	Tie.1	—	—				—	Dese. trac.	Tie.1	—				—	—																													
4ª	Fase	120/239	370/739	1361	4ª	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	Rotu. cond.	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	95,85	2,40	22,00	16,16																							
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—				—	Rotu. cond.	Tie.1	—				—	—																													
	2ª	Fase	239	739				—	2ª	1,5	2,35				Fase	270	1745	—					Hielo	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	43,54	2,40	22,00	16,16												
		Hielo	Tie.1	—				—							—	Hielo	Tie.1	—								—	—																		
2ª	Fase	239	858	—	2ª	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	Vien.	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	50,84	2,40	22,00	16,16																							
	Vien.	Tie.1	—	—				—	Vien.	Tie.1	—				—	—																													
3ª	Fase	239	739	708	3ª	1,2	1,40	Fase	270	888	857	Dese. trac.	1,2	1,40	Fase	270	888	857	83,09	2,40	22,00	16,16																							
	Dese. trac.	Tie.1	—	—				—	Dese. trac.	Tie.1	—				—	—																													
4ª	Fase	120/239	370/739	1361	4ª	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	Rotu. cond.	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	95,85	2,40	22,00	16,16																							
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—				—	Rotu. cond.	Tie.1	—				—	—																													
	2ª	Fase	239	739				—	2ª	1,5	2,35				Fase	270	1745	—					Hielo	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	43,54	2,40	22,00	16,16												
		Hielo	Tie.1	—				—							—	Hielo	Tie.1	—								—	—																		
2ª	Fase	239	858	—	2ª	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	Vien.	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	50,84	2,40	22,00	16,16																							
	Vien.	Tie.1	—	—				—	Vien.	Tie.1	—				—	—																													
3ª	Fase	239	739	708	3ª	1,2	1,40	Fase	270	888	857	Dese. trac.	1,2	1,40	Fase	270	888	857	83,09	2,40	22,00	16,16																							
	Dese. trac.	Tie.1	—	—				—	Dese. trac.	Tie.1	—				—	—																													
4ª	Fase	120/239	370/739	1361	4ª	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	Rotu. cond.	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	95,85	2,40	22,00	16,16																							
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—				—	Rotu. cond.	Tie.1	—				—	—																													
	2ª	Fase	239	739				—	2ª	1,5	2,35				Fase	270	1745	—					Hielo	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	43,54	2,40	22,00	16,16												
		Hielo	Tie.1	—				—							—	Hielo	Tie.1	—								—	—																		
2ª	Fase	239	858	—	2ª	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	Vien.	1,5	2,24	Fase	270	1720	—	50,84	2,40	22,00	16,16																							
	Vien.	Tie.1	—	—				—	Vien.	Tie.1	—				—	—																													
3ª	Fase	239	739	708	3ª	1,2	1,40	Fase	270	888	857	Dese. trac.	1,2	1,40	Fase	270	888	857	83,09	2,40	22,00	16,16																							
	Dese. trac.	Tie.1	—	—				—	Dese. trac.	Tie.1	—				—	—																													
4ª	Fase	120/239	370/739	1361	4ª	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	Rotu. cond.	1,2	1,25	Fase	270/270	1109/1109	1361	95,85	2,40	22,00	16,16																							
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—				—	Rotu. cond.	Tie.1	—				—	—																													

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m		
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo							
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN	
22	Ali-Sus	—	N	B	14,29	Tres. 1,81	1ª	Fase	99	168	—	C-2000	1ª	1,5	2,66	Fase	250	770	—	22,66	2,40	22,00	15,72	
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					—
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	223	—	—		2ª	1,5	2,94	Fase	250	—	—					4,27
								Hielo	Tie.1	—	—					Hielo	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							2ª	Fase	223	86	—		2ª	1,5	2,78	Fase	250	814	—					14,43
								Vien.	Tie.1	—	—					Vien.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							3ª	Fase	223	—	113		3ª	1,2	2,19	Fase	250	—	827					17,30
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					Dese. trac.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							4ª	Fase	111/2	—	708		4ª	1,2	1,69	Fase	250/2	—	1195					59,24
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					Rotu. cond.	Tie.1	—	—					
								Tie.2	—	—	—			Tie.2	—	—	—							
							23	Ali-Sus	—	N	B		14,00	Tres. 1,82	1ª	Fase	91	169	—					C-2000
Vien.	Tie.1	—	—	—	Vien.	Tie.1						—				—	—							
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	204	—	—	2ª	1,5						2,94			Fase	250	—	—	3,92					
	Hielo	Tie.1	—	—											Hielo	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
2ª	Fase	205	87	—	2ª	1,5						2,79			Fase	250	814	—	14,16					
	Vien.	Tie.1	—	—											Vien.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
3ª	Fase	204	—	113	3ª	1,2						2,20			Fase	250	—	827	16,95					
	Dese. trac.	Tie.1	—	—											Dese. trac.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								
4ª	Fase	102/2	—	708	4ª	1,2						1,59			Fase	250/2	—	1050	67,42					
	Rotu. cond.	Tie.1	—	—											Rotu. cond.	Tie.1	—	—		—				
	Tie.2	—	—	—		Tie.2						—			—	—								

Cuadro nº 9 Elección de apoyos

Proyecto: CR Villadangos
Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Coe. de seg.	Zona	Altura libre m	Monta. y sep. condu.	Esfuerzo por fase y tierra					Refer. del apoyo	Árbol de cargas del apoyo						Utiliza. del apoyo %	Separ. fases norma. m	Altura de refere. m	Altura libre real m						
							Hipót.	Condu.	Esfuerzo				Hipót.	Coe. seg. apo.	Coe. seg. real	Condu.	Esfuerzo											
									Vertic. daN	Trans. daN	Longi. daN						Vertic. daN	Trans. daN					Longi. daN					
24	F. Línea	—	N	B	14,00	Tres. 1,69	1ª	Fase	59	93	1208	C-7000	1ª	1,5	2,23	Fase	400	372	2106	51,63	2,40	20,00	14,85					
								Vien.	Tie.1	—	—					—	Vien.	Tie.1	—					—	—			
								Vien.	Tie.2	—	—					—	Vien.	Tie.2	—					—	—			
								2ª	Fase	120	—					1354	2ª	1,5	2,24					Fase	400	—	2636	
									Hielo	Tie.1	—					—								Hielo	Tie.1	—	—	—
									Hielo	Tie.2	—					—								Hielo	Tie.2	—	—	—
							2ª	Fase	120	46	1416		2ª	1,5	2,16	Fase	400	259	2331									
								Vien.	Tie.1	—	—					Vien.	Tie.1	—	—					—				
							Hielo	Tie.2	—	—	—		Hielo	Tie.2	—	—	—											
							3ª	Fase	—	—	—		3ª	1,2	—	Fase	—	—	—									
								Dese. trac.	Tie.1	—	—					Dese. trac.	Tie.1	—	—					—				
								Dese. trac.	Tie.2	—	—					Dese. trac.	Tie.2	—	—					—				
							4ª	Fase	60/120	—	1416		4ª	1,2	1,20	Fase	400/400	—	1418									
								Rotu. cond.	Tie.1	—	—					Rotu. cond.	Tie.1	—	—					—				
								Rotu. cond.	Tie.2	—	—					Rotu. cond.	Tie.2	—	—					—				

Cuadro nº 10

Cálculo de cadenas de aisladores

Proyecto: CR Villadangos

Apoyo nº	Tipo	Cadena adoptada	Cálculo eléctrico		Cálculo mecánico				
			Nivel de aislamiento		Datos para cálculo			Coef. seguridad	
			Apoyo cm/kV	Calculado cm/kV	C. rotura daN	Pesos daN	T. máxima daN	C. normal.	C. anorma.
1	P. Línea	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	101	1381	49,74	3,62
2	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	192	691	26,10	7,24
3	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	203	691	24,68	7,24
4	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	222	691	22,56	7,24
5	Ali-Ama	LA110-45kV-ANC-DOB-POL	1,80	3,69	5000	292	1381	17,11	3,62
6	Áng-Anc	LA110-45kV-ANC-DOB-POL	1,80	3,69	5000	313	1222	15,98	4,09
7	Áng-Anc	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	256	1065	19,50	4,70
8	Ali-Ama	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	226	1405	22,11	3,56
9	F. Línea	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	95	1372	52,66	3,64
10	P. Línea	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	118	1405	42,39	3,56
11	Áng-Anc	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	292	1348	17,14	3,71
12	Ali-Ama	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	266	1409	18,79	3,55
13	Áng-Anc	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	199	1361	25,16	3,67
14	Ali-Ama	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	197	1370	25,36	3,65
15	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	251	685	19,88	7,30
16	Áng-Anc	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	199	996	25,18	5,02
17	Ali-Ama	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	212	1418	23,53	3,53
18	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	226	709	22,15	7,05
19	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	231	709	21,68	7,05
20	Áng-Anc	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	244	1336	20,53	3,74
21	Áng-Anc	LA110-45kV-ANC-SIM-POL	1,80	3,69	5000	239	1361	20,88	3,67
22	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	223	708	22,44	7,06
23	Ali-Sus	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	205	708	24,41	7,06
24	F. Línea	LA110-45kV-SUS-SIM-POL	1,80	3,69	5000	120	1416	41,72	3,53

Cuadro n° 11 Cálculo de cimentaciones

Proyecto: CR Villadangos

Apoyo n°	Tipo	Características de los apoyos			Viento sobre apoyos		Momentos de vuelco				MV Total /MV Real	Coefic. de compr. sibilid. daN/m²	Cimentación				
		Esfuerzo útil daN	Altura sobre terreno		Esfuerzo daN	Altura m	Conductor daNm	Viento sobre apoyos daNm	Total daNm	Total absorbido cimentación daNm			Lado A m	Lado B m	Alto m	Volúmenes	
			Cogolla m	Resulta conduc. m												Excavaci. m³	Hormigón m³
1	P. Línea	7770	17,25	16.05	160	10,33	138954	1656	140609	211368	1,50	12	2,00	2,00	2,75	11,00	11,80
2	Ali-Sus	598	18,28	15.56	435	10,15	9985	4416	14401	21840	1,52	12	1,27	1,27	1,72	2,77	3,10
3	Ali-Sus	598	18,28	15.56	435	10,15	9985	4416	14401	21840	1,52	12	1,27	1,27	1,72	2,77	3,10
4	Ali-Sus	598	18,28	15.56	435	10,15	9985	4416	14401	21840	1,52	12	1,27	1,27	1,72	2,77	3,10
5	Ali-Ama	957	16,12	14.32	374	9,25	14904	3461	18364	27721	1,51	12	1,19	1,19	1,88	2,66	2,95
6	Ang-Anc	6493	17,41	15.61	—	—	112565	—	112565	169596	1,51	12	2,00	2,00	2,59	10,36	11,16
7	Ang-Anc	8178	19,25	17.45	—	—	157701	—	157701	237483	1,51	12	2,20	2,20	2,75	13,31	14,28
8	Ali-Ama	1107	18,13	16.33	—	—	19457	—	19457	29465	1,51	12	1,27	1,27	1,87	3,02	3,34
9	F. Línea	7770	17,25	16.05	160	10,33	138954	1656	140609	211368	1,50	12	2,00	2,00	2,75	11,00	11,80
Apoyo n°	Tipo	Características de los apoyos			Viento sobre apoyos		Momentos de vuelco				MV Total /MV Real	Coefic. de compr. sibilid. daN/m²	Cimentación				
Esfuerzo útil daN	Altura sobre terreno		Esfuerzo daN	Altura m	Conductor daNm	Viento sobre apoyos daNm	Total daNm	Total absorbido cimentación daNm	Lado A m	Lado B m			Alto m	Volúmenes			
	Cogolla m	Resulta conduc. m												Excavaci. m³	Hormigón m³		
10	P. Línea	7770	19,25	18.05	181	10,83	154494	1961	156455	237483	1,52	12	2,20	2,20	2,75	13,31	14,28
11	Ang-Anc	5234	21,15	19.35	—	—	111212	—	111212	167414	1,51	12	1,45	1,45	2,85	5,99	6,41
12	Ali-Ama	5234	19,16	17.36	—	—	100762	—	100762	152751	1,52	12	1,35	1,35	2,84	5,18	5,54
13	Ang-Anc	5234	17,21	15.41	—	—	90383	—	90383	136870	1,51	12	1,30	1,30	2,79	4,72	5,05
14	Ali-Ama	5234	19,16	17.36	—	—	100762	—	100762	152751	1,52	12	1,35	1,35	2,84	5,18	5,54
15	Ali-Sus	2309	21,59	18.87	748	12,61	47285	9430	56715	84832	1,50	12	1,40	1,40	2,41	4,72	5,12
16	Ang-Anc	8158	19,25	17.45	—	—	157311	—	157311	237483	1,51	12	2,20	2,20	2,75	13,31	14,28
17	Ali-Ama	5234	19,16	17.36	—	—	100762	—	100762	152751	1,52	12	1,35	1,35	2,84	5,18	5,54
18	Ali-Sus	2309	19,64	16.92	670	11,57	42706	7752	50458	74522	1,48	12	1,34	1,34	2,36	4,24	4,60
19	Ali-Sus	2309	19,64	16.92	670	11,57	42706	7752	50458	74522	1,48	12	1,34	1,34	2,36	4,24	4,60
20	Ang-Anc	5234	19,16	17.36	—	—	100762	—	100762	152751	1,52	12	1,35	1,35	2,84	5,18	5,54
21	Ang-Anc	5234	19,16	17.36	—	—	100762	—	100762	152751	1,52	12	1,35	1,35	2,84	5,18	5,54
22	Ali-Sus	2309	19,64	16.92	670	11,57	42706	7752	50458	74522	1,48	12	1,34	1,34	2,36	4,24	4,60
23	Ali-Sus	2309	19,64	16.92	670	11,57	42706	7752	50458	74522	1,48	12	1,34	1,34	2,36	4,24	4,60
24	F. Línea	7770	17,25	16.05	160	10,33	138954	1656	140609	211368	1,50	12	2,00	2,00	2,75	11,00	11,80

Cuadro nº 13
Mediciones según cálculo

Proyecto: CR Villadangos

1	Excavación para cimentación de apoyos	m³	155,55
2	Hormigonado para cimentación de apoyos	m³	167,91
3	Longitud total de la línea	m	3624,88
4	Tipo de conductor		LA-110
5	Longitud de conductor	m	10874,65
6	Peso total del conductor	kg	1567,13
7	Cadenas de amarre de vidrio		0
8	Cadenas de amarre poliméricas		108
9	Cadenas de suspensión de vidrio		0
10	Cadenas de suspensión poliméricas		24
11	Toma de tierra con picas		24
12	Toma de tierra en anillo		0
13	Peso de los apoyos	kg	36833,00
14	Nº de tramos		14
15	Nº vanos de regulación		14
16	Tipo de apoyos (Andel)		Andel Serie C
17	Nº de apoyos a instalar		24
18	Zona de tendido A	m	0,00
19	Zona de tendido B	m	3624,88
20	Zona de tendido C	m	0,00
21	Distancia mínima de seguridad adoptada		(V. nº 4) 13,27

Cuadro nº 14

Cálculos eléctricos

Proyecto: CR Villadangos

Intensidad máxima			Caída de tensión										Potencias máximas		Pérdidas de potencia		
Densidad máxima corriente A/mm ²	Sección conduct. mm ²	Intensid. A	Frecuenc. de la red Hz	Distancia media geométr. mm	Diámetro del conduct. mm	Reactanc. Ohm/km	Resisten. eléctrica conduct. Ohm/km	Tensión de la línea kV	Intensid. de la Línea A	Longitud de la línea km	Factor de potencia	Caída de tensión		Por intensid. máxima MW	Por c.tensión (5%) MW	Valor kW	Porcenta. %
												Valor V	Porcenta. %				
2,737	116,20	318,04	50	2643	14,000	0,389	0,343	45,00	47,5	2,411	0,800	100,60	0,22	20	66,2	5,59	0,19

Cuadro nº 16

Relación de materiales para presupuesto - Apoyos

Proyecto: CR Villadangos

Los apoyos normalizados Andel que figuran en este cuadro se han seleccionado en base a su resistencia mecánica superior en muchos casos a los esfuerzos nominales de la especificación AENOR EA 0015:2003, por lo tanto esta selección no es directamente aplicable a apoyos de la misma denominación UNESA de otros fabricantes.

Cantidad	Apoyo elegido			
	Referencia del apoyo según catálogo del fabricante	Altura normaliz. m	Recrecido cabeza daN	Altura total daN
1	Andel Serie C C-1000	18,00	—	18,00
1	Andel Serie C C-1000	20,00	—	20,00
3	Andel Serie C C-500	20,00	—	20,00
3	Andel Serie C C-7000	20,00	—	20,00
1	Andel Serie C C-9000	22,00	—	22,00
4	Andel Serie C C-2000	22,00	—	22,00
1	Andel Serie C C-2000	24,00	—	24,00
1	Andel Serie C C-4500	20,00	—	20,00
5	Andel Serie C C-4500	22,00	—	22,00
1	Andel Serie C C-4500	24,00	—	24,00
1	Andel Serie C C-7000	20,00	—	20,00
2	Andel Serie C C-7000	22,00	—	22,00

Cuadro nº 19
Cálculo de eolovanos y gravivanos
 Proyecto: CR Villadangos
 Esfuerzos por fase.

Apoyo nº	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Cota apoyo m	Altura libre m	Desni. poster. m	Vano poster. m	Tipo de condu.	Eolo-vano m	1ª Hipótesis viento			2ª Hipótesis						Hipótesis de flecha mínima		
									Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Hielo			Hielo+Viento			Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN
												Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN			
1	P. Línea	—	878,50	13,80	0,10	145,6	Fase	72,79	72,09	67,85	1185,34	1324,92	71,95	78,96	1381,03	—	—	71,36	30,22	869,14
2	Ali-Sus	—	878,40	14,00	0,10	165,5	Fase	155,54	155,63	146,49	1185,34	1324,92	155,65	170,85	1381,03	155,64	185,11	155,73	65,95	869,14
3	Ali-Sus	—	878,50	14,00	0,08	165,5	Fase	165,50	165,60	155,88	1185,34	1324,92	165,62	181,80	1381,03	165,61	196,98	165,70	70,17	869,14
4	Ali-Sus	—	878,30	14,28	-2,19	166,6	Fase	166,06	179,72	169,20	1185,34	1324,92	182,54	200,42	1381,03	180,70	214,96	194,09	82,20	869,14
5	Ali-Ama	—	877,80	12,59	0,51	63,2	Fase	114,93	95,03	89,42	996,55	1096,50	91,03	99,89	1116,83	93,87	111,61	69,51	29,43	971,31
6	Ang-Anc	122	877,90	13,00	1,80	168,6	Fase	115,91	111,92	105,32	1194,13	1336,29	110,95	121,75	1394,58	111,33	132,37	112,71	47,72	858,09
7	Ang-Anc	99	877,70	15,00	-1,40	175,0	Fase	171,79	190,65	179,50	1201,08	1345,32	194,59	213,66	1405,35	192,07	228,51	209,47	88,72	849,32
8	Ali-Ama	—	877,30	14,00	-1,55	156,7	Fase	165,83	167,57	157,75	1179,54	1317,42	167,90	184,32	1372,10	167,64	199,41	170,26	72,11	876,43
9	F. Línea	—	876,75	13,00	-1,55	175,0	Fase	165,84	Nan	Nan	—	—	179,68	197,30	—	Nan	Nan	189,71	80,36	—

Apoyo n°	Tipo	Valor ángulo (Sexa.)	Cota apoyo m	Altura libre m	Desni. poster. m	Vano poster. m	Tipo de condu.	Eolo-vano m	1ª Hipótesis viento			2ª Hipótesis						Hipótesis de flecha mínima		
												Hielo			Hielo+Viento					
									Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN	Gravi. m	P.ver. daN	Tense daN
10	P. Línea	—	876,00	16,61	-0,14	175,0	Fase	87,50	88,30	83,13	1201,08	1345,32	88,47	97,13	1405,35	—	—	89,09	37,73	849,32
11	Áng-Anc	147	875,00	17,47	-2,81	160,8	Fase	167,89	184,55	173,76	1184,50	1323,83	188,00	206,42	1379,73	185,74	220,98	202,22	85,65	870,20
12	Ali-Ama	—	873,90	15,76	-2,62	177,1	Fase	168,93	166,46	156,71	1203,36	1348,27	165,99	182,24	1408,87	166,36	197,91	162,54	68,84	846,47
13	Áng-Anc	150	873,40	13,64	0,91	155,5	Fase	166,29	145,45	136,90	1178,29	1315,81	141,10	154,86	1370,18	143,89	171,11	124,58	52,75	878,00
14	Ali-Ama	—	873,10	14,86	2,86	155,5	Fase	155,50	143,08	134,67	1178,28	1315,80	140,51	154,22	1370,17	142,21	169,12	129,58	54,87	878,00
15	Ali-Sus	—	872,90	17,91	-4,19	155,5	Fase	155,51	200,55	188,85	1178,28	1315,80	209,84	230,46	1370,17	203,70	242,40	249,48	105,68	878,00
16	Áng-Anc	90	871,20	15,42	-0,99	177,3	Fase	166,39	145,25	136,72	1203,36	1348,27	140,92	154,69	1408,88	143,82	171,06	121,64	51,52	846,47
17	Ali-Ama	—	871,30	14,33	1,61	170,3	Fase	173,75	158,46	149,15	1209,25	1355,94	155,23	170,38	1418,03	157,26	187,03	143,89	60,93	839,08
18	Ali-Sus	—	871,50	15,74	0,30	184,3	Fase	177,26	185,23	174,39	1209,25	1355,94	186,92	205,22	1418,03	185,86	221,11	192,76	81,64	839,08
19	Ali-Sus	—	871,80	15,74	-0,26	191,2	Fase	187,71	190,74	179,59	1209,25	1355,94	191,38	210,13	1418,03	190,98	227,21	193,60	81,99	839,08
20	Áng-Anc	141	872,30	14,99	-0,80	166,8	Fase	179,00	182,44	171,76	1191,76	1333,22	183,15	201,07	1390,92	182,68	217,32	186,06	78,80	861,08
21	Áng-Anc	148	872,00	14,49	-1,70	179,6	Fase	173,21	178,05	167,63	1207,85	1354,11	179,09	196,62	1415,85	178,46	212,29	182,30	77,21	840,83
22	Ali-Sus	—	870,50	14,29	-2,29	180,0	Fase	179,79	183,10	172,38	1207,85	1354,11	183,79	201,79	1415,85	183,35	218,13	186,23	78,87	840,83
23	Ali-Sus	—	868,50	14,00	-0,20	182,5	Fase	181,27	169,44	159,50	1207,85	1354,11	166,94	183,26	1415,85	168,51	200,44	158,21	67,00	840,83
24	F. Línea	—	868,30	14,00	—	—	Fase	91,27	89,86	84,60	—	—	89,92	98,72	—	90,07	107,14	89,54	37,92	—

Cuadro n° 20
Cálculo de puesta a tierra
 Proyecto: CR Villadangos

Apoyo n°	Tipo	Corriente de Falta A	Tensión de puesta a tierra V	Resis. de puesta a tierra		Tensiones de contacto				Tensiones de paso				Tensiones de paso en el acceso				Medidas correctoras adoptadas
				Coef. de resisten. Ohm/(Ohm*m)	Valor Ohm	Coef. de t. contac. V/(Ohm*m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	Coef. de t. paso V/(Ohm*m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	Coef. de t.p.acc. V/(Ohm*m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	
1	P. Línea	68,40	2466,79	0,12021	36,06	0,11021	499,80	11292,75	Incorr.	0,01661	42840,00	1701,54	Correc.	0,11021	26520	11292,75	Correc.	Sin adoptar
2	Ali-Sus	100,81	4069,74	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
3	Ali-Sus	132,23	5338,33	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
4	Ali-Sus	155,97	6296,74	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
5	Ali-Ama	153,71	7067,00	0,15325	45,98	0,15762	499,80	14289,48	Incorr.	0,01363	42840,00	1235,83	Correc.	0,15762	26520	14289,48	Correc.	Sin adoptar
6	Ang-Anc	212,18	7652,22	0,12021	36,06	0,11021	499,80	11292,75	Incorr.	0,01661	42840,00	1701,54	Correc.	0,11021	26520	11292,75	Correc.	Sin adoptar
7	Ang-Anc	222,91	8039,25	0,12021	36,06	0,11021	499,80	11292,75	Incorr.	0,01661	42840,00	1701,54	Correc.	0,11021	26520	11292,75	Correc.	Sin adoptar
8	Ali-Ama	205,87	8311,16	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
9	F. Línea	232,85	8397,77	0,12021	36,06	0,11021	499,80	11292,75	Incorr.	0,01661	42840,00	1701,54	Correc.	0,11021	26520	11292,75	Correc.	Sin adoptar

Apoyo n°	Tipo	Corriente de Falta A	Tensión de puesta a tierra V	Resis. de puesta a tierra		Tensiones de contacto				Tensiones de paso				Tensiones de paso en el acceso				Medidas correctoras adoptadas
				Coef. de resisten. Ohm/(Ohm*m)	Valor Ohm	Coef. de t. contac. V/(Ohm*m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	Coef. de t. paso V/(Ohm*m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	Coef. de t.p.acc. V/(Ohm*m)	Tensión Reglam. V	T. cálculo apoyo V	Diseño válido	
10	P. Línea	35,86	1447,59	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
11	Áng-Anc	48,18	1945,11	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
12	Ali-Ama	60,44	2440,03	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
13	Áng-Anc	72,05	2908,63	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
14	Ali-Ama	82,67	3337,46	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
15	Ali-Sus	92,36	3728,71	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
16	Áng-Anc	101,18	4084,64	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
17	Ali-Ama	109,34	4414,30	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
18	Ali-Sus	116,81	4715,56	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
19	Ali-Sus	123,84	4999,34	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
20	Áng-Anc	130,52	5269,26	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
21	Áng-Anc	136,59	5514,14	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
22	Ali-Sus	142,56	5755,14	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
23	Ali-Sus	149,01	6015,55	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar
24	F. Línea	153,53	6197,98	0,13457	40,37	0,13110	499,80	12714,22	Incorr.	0,01493	42840,00	1447,52	Correc.	0,13110	26520	12714,22	Correc.	Sin adoptar

Cuadro nº 25
Cálculo de distancias a partes metálicas
 Proyecto: CR Villadangos 6.pro

Apoyo nº	Tipo	Apoyos de ángulo							Apoyos de suspensión					
		Distancia eléctrica (del) m	Distancia conductor apoyo m	Distancia lat. cruc. inf. vien. m	Distancia latiguillo cabeza m	Distancia al fuste m	Ángulo mínimo posible (Sexa.)	Ángulo apoyo (Sexa.)	Ángulo desviación cadena máximo °	Ángulo desviación apoyo °	Distancia cruceta inferior m	Distancia cruceta superior m	Distancia a cabeza m	Distancia al fuste m
1	P.Línea	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,26	0,98	0,73	0,71
2	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	49,19	49,19	1,90	0,14	0,59	0,58
3	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	49,19	49,19	1,79	0,26	0,62	0,61
4	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	43,84	43,84	1,66	0,33	0,39	0,38
5	Ali-Ama	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	0,89	1,34	0,89	0,87
6	Áng-Anc	0,60	0,83	0,65	0,47	0,43	137,67	122,32	—	—	—	—	—	—
7	Áng-Anc	0,60	0,84	1,05	0,57	0,55	106,48	98,52	—	—	—	—	—	—
8	Ali-Ama	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,40	0,89	1,01	1,00
9	F.Línea	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,26	0,98	0,73	0,71
Apoyo nº	Tipo	Apoyos de ángulo							Apoyos de suspensión					
		Distancia eléctrica (del) m	Distancia conductor apoyo m	Distancia lat. cruc. inf. vien. m	Distancia latiguillo cabeza m	Distancia al fuste m	Ángulo mínimo posible (Sexa.)	Ángulo apoyo (Sexa.)	Ángulo desviación cadena máximo °	Ángulo desviación apoyo °	Distancia cruceta inferior m	Distancia cruceta superior m	Distancia a cabeza m	Distancia al fuste m
10	P.Línea	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,37	0,89	0,76	0,73
11	Áng-Anc	0,60	0,96	1,16	0,70	0,68	137,23	147,28	—	—	—	—	—	—
12	Ali-Ama	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,40	0,89	1,01	1,00
13	Áng-Anc	0,60	0,99	1,17	0,72	0,71	136,99	150,11	—	—	—	—	—	—
14	Ali-Ama	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,40	0,89	1,01	1,00
15	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	43,78	43,78	1,49	0,56	0,52	0,50
16	Áng-Anc	0,60	0,53	0,95	0,27	0,24	138,88	90,00	—	—	—	—	—	—
17	Ali-Ama	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,40	0,89	1,01	1,00
18	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	43,79	43,79	1,73	0,24	0,36	0,35
19	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	43,79	43,79	1,72	0,26	0,37	0,36
20	Áng-Anc	0,60	0,91	1,13	0,64	0,63	137,10	140,72	—	—	—	—	—	—
21	Áng-Anc	0,60	0,97	1,16	0,70	0,69	137,10	148,07	—	—	—	—	—	—
22	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	43,83	43,84	1,43	0,66	0,61	0,60
23	Ali-Sus	0,60	—	—	—	—	—	—	49,19	45,64	1,50	0,64	0,84	0,83
24	F.Línea	0,60	—	—	—	—	—	—	—	—	1,37	0,89	0,76	0,73

ANEXO 2

12 DOCUMENTACIÓN LÍNEA REMITIDA POR UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN

PRYSE INGENIERIA
CALLE Velázquez, nº 16; 1º; A
24005, LEON
LEON ESPAÑA

05/10/2023

Solicitud nº: EXP948222040106
Capacidad de acceso solicitada: 7.300,00 kW

Te enviamos los permisos de acceso y conexión para tu instalación

Hola ,

Una vez aceptada la propuesta previa por tu parte, te remitimos los permisos de acceso y conexión para tu instalación. Estos permisos contienen:

- Identificación del **punto de conexión.**
- Condiciones técnico-económicas.**

Puedes encontrar esta información en los anexos, al final de esta comunicación.

Ten en cuenta que ...

Los permisos caducarán si no cumples los hitos y los plazos que establece la legislación vigente¹

Puedes gestionar tu solicitud desde tu **área privada** (<https://areaprivada.ufd.es>), buscando tu número de solicitud en la opción "Mi conexión a la red".

¡Muchas gracias por tu confianza!

El equipo de UFD

¹ Según la legislación vigente, que puedes consultar en el siguiente enlace (<https://www.ufd.es/nueva-conexion-a-la-red>).

Permisos de acceso y conexión

El presente documento constituye los permisos de acceso y conexión para la instalación descrita a continuación:

El punto de la red de distribución donde se realizará la conexión de la instalación descrita es:

- Punto de conexión: en barras de 45kV de una nueva subestación a conectar en el circuito Hospital - Villadangos 45kV, con posiciones de E/S acoplamiento y posición de cliente. Se construirá de acuerdo con las Especificaciones particulares de Ufd que definen los Requisitos Técnicos para Conexión de Instalaciones en Alta Tensión de Un > 36 kV. El cliente deberá aportar la información concreta de los equipos que se instalen, para realizar un análisis preciso de la influencia en RdD. En el caso de incumplir la normativa vigente de calidad de onda, el promotor/la propiedad deberá instalar los filtros necesarios para adaptarse a la normativa vigente. En cuanto a las posibles perturbaciones que pudiesen producirse por la entrada en servicio de este suministro, el solicitante, según el artículo 110 del Real Decreto 1955/2000 sobre perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras tendrá en cuenta que: los consumidores y usuarios de la red, deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones receptoras estén dentro de los límites establecidos de acuerdo con lo previsto en el apartado 3 del artículo 104 del presente Real Decreto. Los equipos de medida deberán adecuarse si el desarrollo del suministro se lleva a cabo en fases con potencias inferiores a los solicitado en este expediente, debiéndose adecuar medida y protección según la contratación del cliente.
- Observaciones:

Las condiciones técnicas asociadas a la conexión de la presente instalación se adjuntan al final de este documento.

El importe que tienes que abonar para la conexión de esta instalación asciende a 313.522,63 euros (IVA incluido). Adjuntamos como anexo las condiciones económicas, al final de este documento.

Las condiciones técnicas y económicas pueden ser modificadas en los 6 meses posteriores a la emisión de estos permisos en los casos contemplados en la legislación vigente. Transcurrido dicho plazo, pasarán a ser consideradas definitivas.

La fecha de emisión de los permisos es la siguiente: 05/10/2023

Estos permisos caducarán en el plazo máximo de 5 años desde su emisión, para ello, deberán cumplirse los hitos y plazos establecidos en la legislación vigente².

² Según la legislación vigente, que puedes consultar en el siguiente enlace (<https://www.ufd.es/nueva-conexion-a-la-red/>).

Haz tus gestiones en nuestra **área privada digital**. ¡Te beneficiarás de mejores prestaciones!



Consulta tu
consumo eléctrico



Autoriza a un gestor o
a un asesor energético



Solicita una nueva
conexión a nuestra red



Solicita una nueva
conexión de generación
o autoconsumo



Tramita una consulta,
solicitud o reclamación

Regístrate ahora en nuestra web www.ufd.es

Expediente número: 948222040106

Emplazamiento: P.S. – Polígono: 107. Parcela: 108 (VILLADANGOS DEL PÁRAMO)

Nivel de tensión: 45 kV

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS ALTA TENSIÓN (ANEXO I)

1.-Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Para atender la provisión de servicio solicitada es necesario realizar las siguientes actuaciones de refuerzo en la red de distribución propiedad de UFD Distribución Electricidad S.A. (en adelante UFD):

INSTALACIÓN NUEVO APOYO DE ENTRONQUE 45kV

En la línea aérea de alta tensión Hospital-Villadangos 45kV se instalará bajo traza un nuevo apoyo desde donde se realizará la conexión de la nueva subestación a construir por el solicitante en la ubicación prevista (trabajos de extensión de red no contemplados en el presente estudio).

Además del apoyo de entronque, se ha considerado la sustitución de los apoyos adyacentes al ser apoyos de suspensión con cruceta bóveda y quedar desequilibrados respecto a la situación actual.

El desglose de trabajos correspondiente al entronque con la línea aérea existente es:

1. INGENIERÍA

Realización de la documentación oficial para tramitar y los proyectos constructivos necesarios, con los estudios previos y mediciones en campo que sean necesarios.

2. TRAMITACIONES

Tramitación del proyecto anterior para la obtención de las licencias y autorizaciones necesarias para su legalización.

No está incluida la gestión ni el coste asociado de los permisos de propietarios de los terrenos afectados para la instalación del apoyo de entronque ni de los apoyos adyacentes. Tampoco se ha considerado el coste de expropiación en caso de ser necesaria.

3. MATERIAL, MONTAJE Y OBRA CIVIL

Incluye:

- Instalación de un nuevo apoyo de entronque con armado doble circuito preparado para paso aéreo-subterráneo y dos nuevos apoyos que sustituirán a los apoyos adyacentes.
- Instalación de aislamiento y tendido de nuevo conductor entre los nuevos apoyos a instalar, así como el movimiento y retensado de los conductores aéreos que se mantienen.
- Excavación, hormigonado y puesta a tierra de nuevos apoyos.
- Suministro y montaje de autoválvulas en apoyo PAS.
- Desmontaje de apoyos y conductor existente en el vano donde se inserta el apoyo de entronque. Incluye eliminación de zapatas, desmontaje de apoyos y crucetas, desmontaje de conductores y desmontaje de cadenas de aisladores y herrajes.
- Ensayos y pruebas funcionales necesarias previas a la puesta en servicio de la instalación.



Grupo Naturgy

- Suministro, montaje, pruebas y puesta en servicio de los equipos de comunicaciones necesarios en apoyo PAS.

4. COORDINACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD

Servicios profesionales de coordinación de seguridad y salud de la obra.

ADECUACIÓN DE POSICIONES EN SUBESTACIÓN

Se adecuará a 2º nivel de protección las posiciones en ambos extremos del punto de entronque: pos.513 en la subestación de Hospital de Órbigo 45kV y pos.502 en la subestación de Villadangos del Páramo 45kV.

1. INGENIERÍA

Realización de los proyectos constructivos necesarios para la adecuación de ambas posiciones en subestación, con los estudios previos y mediciones en campo que sean necesarios.

2. MONTAJE

Montaje electromecánico completo, de acuerdo con los planos y la especificación del proyecto constructivo. Incluye:

- Pos.513 en SE Hospital: instalación de nuevo equipo de teleprotección NSD570 de ABB en el armario de varios.
- Pos.502 en SE Villadangos: instalación de nueva protección de distancia MiCOM P442 de GE con sus bloques de pruebas en el bastidor de la posición, y de nuevo equipo de teleprotección NSD570 de ABB en el armario de varios.
- Suministro, tendido y conexionado de los cables de alimentación, control, protección y comunicaciones (incluidos cableados de fibra óptica) necesarios.
- Suministro y montaje de material de puesta a tierra.
- Inspección reglamentaria, medición de paso y contacto, y emisión de boletín.
- Gestión documental incluyendo el envío de datos a la Base de Datos de Instalaciones de UFD, y elaboración de planos as-built.

3. ENSAYOS Y PRUEBAS

Control de calidad para la recepción de los componentes principales. Pruebas funcionales globales de baja tensión, pruebas de los circuitos y equipos de protección y telecontrol con el Centro de Operación de Red (COR) de UFD, carga de base de datos de señales de telecontrol y de ajustes de relés de protección. Puesta en tensión y en carga.

4. COORDINACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD

Servicios profesionales de coordinación de seguridad y salud de la obra en la subestación de UFD.

DERECHOS DE SUPERVISIÓN DE INSTALACIONES CEDIDAS

Supervisión del seguimiento por parte del solicitante de las especificaciones particulares de UFD durante el diseño y la ejecución de las obras de la nueva subestación en la ubicación prevista, así como de su conexión con una línea de entrada y salida 45kV entre dicha futura subestación y el apoyo de entronque 45kV.

Todos los trabajos detallados en este pliego de condiciones técnicas, incluidos los de entronque y conexión a las instalaciones de UFD, serán realizados por la propia UFD por estar así previsto en la legislación vigente (Artículo 24.4 del RD 1048/2013).

NOTAS TÉCNICAS

1. El plazo de validez de este presupuesto es de 6 meses desde la fecha de emisión.
2. Plazo de entrega 18 meses. Este plazo empezará a contar a partir de la fecha en que se realice el ingreso en UFD del importe del presente presupuesto. En el cómputo de plazos no se tendrán en cuenta los necesarios para obtener autorizaciones, permisos o conformidad para la realización de los trabajos.
3. En el caso de la línea de alta tensión, la paralización o modificación del proyecto por falta de definición urbanística o de otro tipo (medioambiental, patrimonial, etc.) en alguno de los términos municipales atravesados no será imputable a UFD. Asimismo, la modificación del presupuesto debido a los cambios de traza o tecnología de la línea (aérea o subterránea) que condicionen además la concesión de permisos y licencias por parte de Ayuntamientos y/o Administración serán a cargo del solicitante.
4. Las instalaciones se ejecutarán de acuerdo con lo previsto en las Especificaciones Técnicas de UFD aprobadas por el Ministerio de Industria y que se pueden consultar tanto en la web del Ministerio de Industria como en la Oficina Técnica Virtual de UFD, a través de la dirección www.ufd.es. Asimismo, se deberán utilizar materiales homologados en todas las instalaciones a ceder. Pueden consultar el listado de materiales y suministradores homologados en la misma dirección web mencionada.
5. Las cimentaciones de los apoyos se han presupuestado suponiendo un terreno normal; en caso de que el estudio geotécnico determinase un tipo de suelo de peores características, puede suponer una variación en los precios indicados.
6. Los precios y plazos de entrega de los equipos y materiales principales serán objeto de las revisiones oportunas en su momento debido a la situación actual de significativa tendencia al alza de precios y de problemas en el suministro de algunos materiales.
7. En el presente estudio se ha considerado una solución de comunicaciones para la nueva subestación que deberá analizarse y validarse con mayor detalle en su momento. Una vez realizado dicho estudio en detalle habría que revisar las partidas de comunicaciones y, si fuera necesario, modificar el presupuesto.
8. Para la ejecución de estas ampliaciones y reformas se presupone una condición de red que permita los descargos necesarios en el momento de realizar las conexiones. Estas condiciones deberán ser confirmadas en el momento de la ejecución y, si no son posibles los descargos necesarios, se deberá plantear la ejecución en tensión o la reprogramación de los trabajos. Todo ello podría tener influencia en las fases de ejecución de los trabajos, implicando posibles retrasos y costes adicionales que habría que valorar aparte.
9. La puesta en explotación de estas instalaciones estará sujeta a la previa obtención de las autorizaciones administrativas previstas en la legislación vigente.
10. En el presente estudio sólo se han considerado los trabajos de refuerzo del circuito Hospital-Villadangos 45kV (incluidas sus posiciones de subestación en ambos extremos) para posibilitar las derivaciones de entrada y salida hasta la futura subestación, formando dichas derivaciones junto con la nueva subestación parte de los trabajos de extensión a ejecutar por el solicitante.

Asimismo, el solicitante deberá contratar y mantener en vigor a su cargo, desde el momento en que se produzca la conexión eléctrica y mientras estén en servicio, los siguientes seguros:

- Seguro de Todo Riesgo de Daños Materiales, incluyendo avería de maquinaria, que cubra los bienes del solicitante objeto de este contrato que discurren por instalaciones de UFD. El límite de este seguro no será inferior al valor de reposición de estos bienes. La Propiedad y sus aseguradoras renunciarán a ejercer el derecho de repetición que pudiera corresponderles contra el Operador, su personal, sus subcontratistas, el personal de estos y sus Aseguradores, salvo en caso de dolo.
 - Seguro de Responsabilidad Civil para cubrir los eventos por los que la Propiedad sea responsable, incluyendo las reclamaciones por daños materiales o personales y sus consecuencias. El límite de indemnización no podrá ser inferior a TRES MILLONES DE EUROS (3.000.000 €) por ocurrencia. UFD será incluida como asegurada adicional en la póliza del solicitante sin perder su condición de tercero.
11. Por último, en cumplimiento del Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y su desarrollo según el RD 171/2004 capítulo II, UFD y el solicitante, en cumplimiento del deber de coordinación, se comprometerán a informarse por escrito de los riesgos inherentes a las instalaciones de su propiedad quedando reflejado este proceso mediante la firma por ambas partes de un Acta de Coordinación de Actividades Empresariales. En dicho acto, UFD aportará al solicitante las instrucciones para la prevención de los riesgos existentes en el lugar de trabajo que puedan afectar a los trabajadores de ambas empresas, y las medidas que deberán aplicarse cuando se produzca una situación de emergencia.

05/10/2023

Solicitud nº: EXP948222040106
Dirección: 24392, VILLADANGOS DEL PARAMO, LEON
Capacidad de acceso solicitada: 7.300,00 kW

Pliego de condiciones técnicas de los trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para conectar las nuevas instalaciones¹:

Ten en cuenta que....

Según establece la legislación vigente¹, los trabajos detallados en este apartado, incluidos los de entronque y conexión, los realizaremos desde UFD.

¹ Según la legislación vigente, que puedes consultar en el siguiente enlace (<https://www.ufd.es/nueva-conexion-a-la-red>).

05/10/2023

Solicitud nº: EXP948222040106
Dirección: 24392, VILLADANGOS DEL PARAMO, LEON
Capacidad de acceso: 7.300,00 kW

Presupuesto detallado (Anexo I)

Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar las nuevas instalaciones¹.

Detalle del presupuesto:

Unidades constructivas	Cantidad	Descripción	Precio
1	1	Ingeniería nuevo apoyo entronque 45kV	15.922,50
2	1	Tramitaciones nuevo apoyo entronque 45kV	14.375,00
3	1	Material, montaje y obra civil nuevo apoyo entronque 45kV	154.261,14
4	1	Coordinación de seguridad y salud nuevo apoyo de entronque 45kV	3.085,22
5	1	Ingeniería adecuación posiciones 45kV	9.225,00
6	1	Montaje adecuación posiciones 45kV	43.981,25
7	1	Ensayos y pruebas adecuación posiciones 45kV	13.745,00
8	1	Coordinación seguridad y salud adecuación posiciones 45kV	2.062,50
9	1	Derechos de supervisión de instalaciones cedidas	2.452,00

Te recordamos que los trabajos detallados en este apartado, incluidos los de entronque y conexión, los realizaremos desde UFD, según está previsto en la legislación vigente¹.

Ten en cuenta que...

Puedes pagar con **tarjeta** desde **tu área privada** (<https://areaprivada.ufd.es>), buscando tu número de solicitud en la opción "Mi conexión a la red", o bien por **transferencia o ingreso** en la cuenta de **CaixaBank ES12-2100-8740-5102-0016-7144** indicando como concepto el número de solicitud EXP948222040106.

Cuando recibamos el ingreso, ¡nos pondremos manos a la obra! Tras haber obtenido las **licencias y permisos** necesarios, comenzaremos a realizar los **trabajos** especificados en este presupuesto y **emitiremos la factura** a nombre de COMUNIDAD DE REGANTES CANAL DE VILLADANGOS. Si estos datos de facturación no son correctos, puedes modificarlos dentro de la solicitud, en tu área privada (<https://areaprivada.ufd.es>).

¹ Según la legislación vigente, que puedes consultar en el siguiente enlace (<https://www.ufd.es/nueva-conexion-a-la-red>).