



# ANEXO DE CÁLCULOS

## SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/45/15 kV

### AUTOR

Manuel Berral Arjona

### DIRECTOR

Ángel Santillán Lázaro

### ESPECIALIDAD

Electricidad

## ÍNDICE

<b>1. GENERALIDADES .....</b>	<b>5</b>
<b>2. CÁLCULOS MECÁNICOS EN LA SUBESTACIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>2.1.    CÁLCULO DE APOYOS .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2.    LÍNEA AÉREA .....</b>	<b>7</b>
<b>2.2.1.    Esfuerzos provocados por el conductor.....</b>	<b>8</b>
<b>2.2.1.1.    Cables con cargas concentradas .....</b>	<b>9</b>
<b>2.2.1.2.    Cables con cargas uniformemente distribuidas.....</b>	<b>9</b>
<b>2.2.1.3.    Cargas actuantes sobre el conductor.....</b>	<b>12</b>
<b>2.2.1.3.1.    Acción del peso propio .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2.1.3.2.    Acción del viento.....</b>	<b>13</b>
<b>2.2.2.    Esfuerzos provocados por el viento sobre el apoyo.....</b>	<b>15</b>
<b>2.3.    CÁLCULOS MECÁNICOS EN LA SUBESTACIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>2.4.    CIMENTACIONES.....</b>	<b>19</b>
<b>2.5.    ELECCIÓN DE POSTES ELÉCTRICOS DE LA SUBESTACIÓN .....</b>	<b>25</b>
<b>3. ELECCIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES.....</b>	<b>32</b>
<b>3.1.    Factores añadidos a tener en cuenta para la elección del número de             aisladores a colocar .....</b>	<b>36</b>
<b>3.2.    Cálculo de aisladores de la Subestación.....</b>	<b>37</b>
<b>4. INTENSIDADES Y CONDUCTORES .....</b>	<b>41</b>
<b>4.1.    INTENSIDAD EN LA ZONA DE 132 kV .....</b>	<b>43</b>
<b>4.1.1.    Entradas al embarrado de 132 kV .....</b>	<b>43</b>
<b>4.1.2.    Embarrado de 132 kV: .....</b>	<b>43</b>
<b>4.1.3.    Entrada al primario del transformador de 75 MVA:.....</b>	<b>43</b>
<b>4.2.    INTENSIDAD EN LA ZONA DE 45 Kv .....</b>	<b>44</b>
<b>4.2.1.    Secundario del transformador de 75 MVA.....</b>	<b>44</b>
<b>4.2.2.    Embarrado de 45 kV.....</b>	<b>44</b>
<b>4.2.3.    Línea de suministro a la subestación “ALDEAS” .....</b>	<b>45</b>
<b>4.2.4.    Línea de suministro para el polígono industrial “SAN                     PANCRACTIO” .....</b>	<b>45</b>
<b>4.2.5.    Entrada al primario del transformador de 20 MVA .....</b>	<b>45</b>
<b>4.3.    INTENSIDAD EN LA ZONA DE 15 Kv .....</b>	<b>46</b>
<b>4.3.1.    Salida del secundario del transformador de 20 MVA .....</b>	<b>46</b>
<b>4.3.2.    Embarrado de 15 kV.....</b>	<b>46</b>

4.3.3.	Salida del embarrado de 15 kV .....	49
5.	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO .....	50
5.1.	PUNTO 1: ENTRADA AL EMBARRADO DE 132 kV.....	51
5.2.	PUNTO 2: SALIDA DEL EMBARRADO DE 132 kV .....	52
5.3.	PUNTO 3: SALIDA DEL TRANSFORMADOR DE 75 MVA.....	52
5.4.	PUNTO 4: SALIDA DEL EMBARRADO DE 45 kV .....	53
5.5.	PUNTO 5: SALIDA DEL TRANSFORMADOR DE 20 MVA.....	54
5.6.	PUNTO 6: SALIDA DEL EMBARRADO DE 15 kV .....	54
6.	RESUMEN DE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES.....	56
6.1.	CONDUCTORES DESNUDOS .....	56
6.2.	CONDUCTORES AISLADOS .....	57
6.2.1.	Intensidad de cortocircuito máxima admisible por los conductores aislados .....	57
7.	CÁLCULO DE PARARRAYOS AUTOVÁLVULAS .....	60
7.1.	SELECCIÓN DE LA CORRIENTE DE DESCARGA.....	61
7.2.	SELECCIÓN DE LA TENSIÓN NOMINAL O ASIGNADA Y TENSIÓN MÁXIMA DE SERVICIO CONTINUO, $U_c$ .....	61
7.3.	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	63
7.4.	ZONA DE PROTECCIÓN DEL PARARRAYOS.....	63
7.5.	AUTOVÁLVULAS DE LA SUBESTACIÓN.....	64
7.5.1.	Autoválvula para 132 kV .....	64
7.5.2.	Autoválvula para 45 kV .....	64
7.5.3.	Autoválvula para 45 kV .....	64
8.	TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN .....	66
9.	BATERÍA DE CONDENSADORES .....	74
10.	BATERÍA DE CORRIENTE CONTINUA.....	75
10.1.	CÁLCULO BATERÍA 1 .....	75
10.2.	CÁLCULO BATERÍA 2 .....	76
11.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD .....	77
11.1.	DISTANCIA ENTRE ELEMENTOS.....	77
11.1.1.	Separación mínima entre conductores .....	77
11.1.2.	Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios.....	78
11.2.	ALTURAS DE LOS SOPORTES .....	78
11.3.	ALTURA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.....	79
12.	HILOS DE GUARDIA EN LA SUBESTACIÓN .....	80

<b>13.</b>	<b>CÁLCULOS LUMINOTÉCNICOS DEL EDIFICIO DE CONTROL....</b>	<b>82</b>
<b>14.</b>	<b>CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS SERVICIOS AUXILIARES .....</b>	<b>94</b>
<b>14.1</b>	<b>FÓRMULAS APLICABLES .....</b>	<b>94</b>
<b>14.2</b>	<b>RECEPTORES Y SUS CARACTERÍSTICAS: FUERZA MOTRIZ.....</b>	<b>94</b>
<b>14.3</b>	<b>CÁLCULO DE LA LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN.....</b>	<b>97</b>
<b>14.4</b>	<b>CÁLCULO DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES.....</b>	<b>97</b>
<b>15.</b>	<b>CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>105</b>
<b>15.1.</b>	<b>PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....</b>	<b>108</b>
<b>15.2.</b>	<b>INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO.....</b>	<b>108</b>
<b>15.3.</b>	<b>CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>109</b>
<b>15.4.</b>	<b>DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS.....</b>	<b>110</b>
<b>15.5.</b>	<b>SEPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>111</b>
<b>15.6.</b>	<b>ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO .....</b>	<b>112</b>
<b>15.7.</b>	<b>CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO.....</b>	<b>112</b>
<b>16.</b>	<b>CONSIDERACIONES FINALES.....</b>	<b>113</b>

## 1. GENERALIDADES

El presente anexo de cálculos tiene por objeto el mostrar la forma de obtención de datos previamente indicados en la memoria del presente proyecto, para la selección del material necesario en la instalación de la presente Subestación Eléctrica.

## 2. CÁLCULOS MECÁNICOS EN LA SUBESTACIÓN

### 2.1. CÁLCULO DE APOYOS

El cálculo de la resistencia mecánica y estabilidad de los apoyos, cualquiera que sea su naturaleza y la de los elementos de que estén constituidos, se efectuará suponiendo aquellos a las diferentes hipótesis especificadas en las tablas del reglamento que aparecen en la RAT Capítulo 6.

Hay cuatro hipótesis reglamentadas que son:

- 1ª hipótesis: viento
- 2ª hipótesis: hielo, o hielo + viento
- 3ª hipótesis: desequilibrio de conductores
- 4ª hipótesis: rotura de conductores

En las líneas de tensión nominal hasta 66 kV, en los apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de aislamiento de suspensión y amarre con conductores de carga mínima de rotura inferior a 6600 daN, se puede prescindir de la consideración de la cuarta hipótesis, cuando en la línea se verifiquen simultáneamente las siguientes condiciones:

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

Los coeficientes de seguridad de los apoyos serán diferentes según el carácter de la hipótesis de cálculo a que han de ser aplicados. En este sentido, las hipótesis se clasifican de acuerdo con la tabla siguiente.

Tipo de apoyo	Hipótesis normales	Hipótesis anormales
Alineación	1ª, 2ª	3ª, 4ª
Ángulo	1ª, 2ª	3ª, 4ª
Anclaje	1ª, 2ª	3ª, 4ª
Fin de línea	1ª, 2ª	4ª

Tabla 1.- Hipótesis según el tipo de apoyo

En cuanto a los coeficientes de seguridad a aplicar:

1. En los elementos metálicos: el coeficiente de seguridad respecto al límite de fluencia no será inferior a 1,5 para las hipótesis normales y 1,2 para las hipótesis anormales, de forma general.
2. En los elementos de hormigón armado: el coeficiente de seguridad a la rotura de los apoyos y elementos de hormigón armado en las hipótesis normales de carga (1ª y 2ª) corresponderá a lo establecido en la norma UNE 207016.
3. Para las hipótesis anormales (3ª y 4ª) dicho coeficiente de seguridad podrá reducirse en un 20%.
4. En los elementos de madera: los coeficientes de seguridad a la rotura no serán inferiores a 3,5 para las hipótesis normales y 2,8 para las anormales.
5. En los tirantes o vientos: los cables o varillas utilizados en los vientos, tendrán un coeficiente de seguridad a la rotura no inferior a 3 en las hipótesis normales y a 2,5 en las anormales.

Tipo de apoyo	1ª. Hipótesis (Viento)	3ª. Hipótesis Desequilibrio de tracciones	4ª. Hipótesis Rotura de conductores
Alineación	Cargas permanentes (art. 15) Viento (art. 16) Temperatura -5°C.	Cargas permanentes (art. 15) Desequilibrio de tracciones (ap. 1) (art. 18) Temperatura -5°C.	Cargas permanentes (art. 15) Rotura de conductores (ap. 1) (art. 19) Temperatura -5°C.
Ángulo	Cargas permanentes (art. 15) Viento (art. 16) Resultante de ángulo (art. 20) Temperatura -5°C.	Cargas permanentes (art. 15) Desequilibrio de tracciones (ap. 1) (art. 18) Temperatura -5°C.	Cargas permanentes (art. 15) Rotura de conductores (ap. 1) (art. 19) Temperatura -5°C.
Anclaje	Cargas permanentes (art. 15) Viento (art. 16) Temperatura -5°C.	Cargas permanentes (art. 15) Desequilibrio de tracciones (ap. 1) (art. 18) Temperatura -5°C.	Cargas permanentes (art. 16) Rotura de conductores (ap. 2) (art. 19) Temperatura -5°C.
Fin de línea	Cargas permanentes (art. 15) Viento (art. 16) Desequilibrio de tracciones (ap. 3) (art. 18) Temperatura -5°C.	.	Cargas permanentes (art. 16) Rotura de conductores (ap. 3) (art. 19) Temperatura -5°C.

**Tabla 2.- Apoyos de líneas situadas en zona A (Altitud inferior a 500 m.)**

## 2.2. LÍNEA AÉREA

En general se denomina *línea eléctrica aérea de alta tensión* al conjunto de elementos que tiene por finalidad transportar la energía eléctrica, en instalaciones sobre el terreno. En ellas, los conductores están formados por cables y soportados por crucetas u otro tipo de soportes, debidamente aislados de éstos mediante los elementos denominados aisladores. Los soportes o crucetas van a su vez montados sobre postes o torres, cuya misión primordial es mantener situados los conductores a una altura conveniente del terreno. Los postes apoyan en el terreno por medio de cimentaciones. Al conjunto del poste, con las cimentaciones y los soportes de los conductores, se les denomina *apoyos*.

Se llama *vano* de una conducción eléctrica aérea a la distancia entre dos apoyos consecutivos. Esta distancia, medida en metros, también se denomina *luz*.

Para definir el valor del vano hay que realizar un estudio económico, el cual depende de la tensión transportada, del material del conductor elegido y de su sección, de modo que cuanto más resistente sea el material y mayor su sección, mayor podrá ser el vano y por lo tanto, menor el número de apoyos empleados para construir la línea.

Se llama *flecha* a la distancia entre la línea recta que pasa por los dos puntos de sujeción de un conductor, en dos apoyos consecutivos, y el punto más bajo de ese mismo conductor.

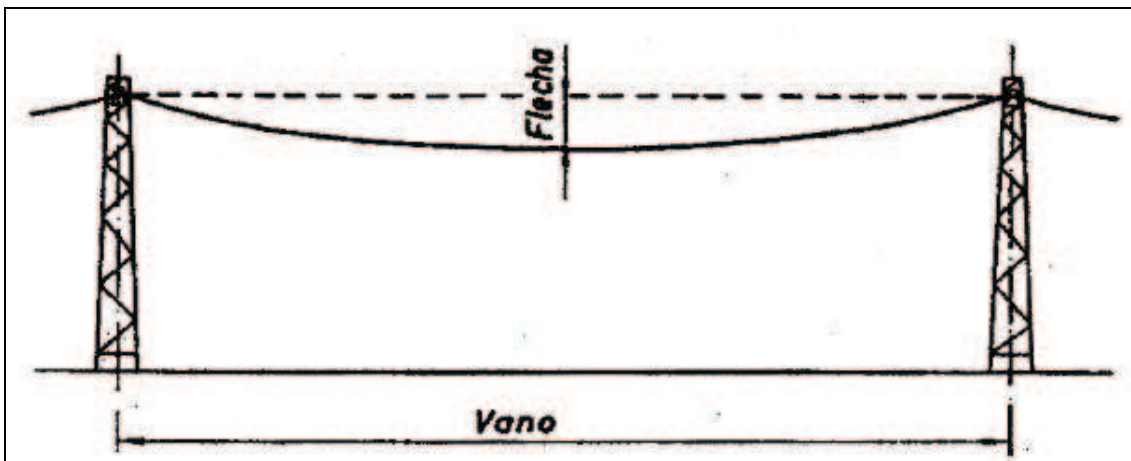


Figura 1.- Descripción línea eléctrica

En la Subestación a estudio, se van a realizar cálculos mecánicos justificativos de los esfuerzos a que están sometidos los apoyos para demostrar que las medidas expuestas en el PLANO son las adecuadas, además de poder calcular la cimentación necesaria para vencer el momento de vuelco de el apoyo.

La forma de los apoyos depende en primer lugar de su altura, la cual es función del número de conductores a soportar, del modo de unión de estos al apoyo y lógicamente de la longitud del vano.

Las prescripciones oficiales establecen que para el diseño constructivo de los apoyos se habrá de tener en cuenta la accesibilidad a todas partes por el personal especializado, de forma que pueda realizarse eficientemente la inspección y conservación de todos los elementos estructurales que constituyen el apoyo. Debe evitarse también la existencia de cualquier tipo de cavidades sin drenaje en las que pueda acumularse el agua de lluvia.



Un apoyo para línea eléctrica aérea está constituido por el poste y los elementos que soportan los conductores. Es frecuente al referirse indistintamente a un poste como un apoyo y viceversa

El estudio de los apoyos comienza analizando los distintos esfuerzos a los que se ven sometidos, que nos ayudará a entender las razones por las cuales es necesario diseñar varios tipos de apoyos.

Los apoyos están sometidos a diferentes esfuerzos, que se pueden resumir como sigue:

- Esfuerzos provocados por el conductor, debido, sobre todo, al peso del mismo
- Esfuerzos transversales, debido a la acción del viento sobre el apoyo

### 2.2.1. *Esfuerzos provocados por el conductor*

Los cables son elementos cuyo uso se encuentra muy extendido entre las aplicaciones de ingeniería. Entre ellas cabe destacar: puentes colgantes, líneas eléctricas aéreas, teleféricos, tensores para torres de gran altura, etc.

Según las cargas que actúan sobre los cables se puede distinguir:

- *Cables con cargas concentradas.*
- *Cables con cargas distribuidas*
- *Cargas actuantes sobre el conductor*

Los cables presentan como principal característica el hecho de que no oponen resistencia a la flexión y por lo tanto solamente pueden ser empleados en aquellas aplicaciones en las cuales sean solicitados a tracción.

En el caso particular de un cable sometido a una carga distribuida, el cable cuelga formando una curva. La fuerza interna en un punto cualquiera del cable es una fuerza de tracción dirigida en la dirección de la tangente a la curva que forma el cable.

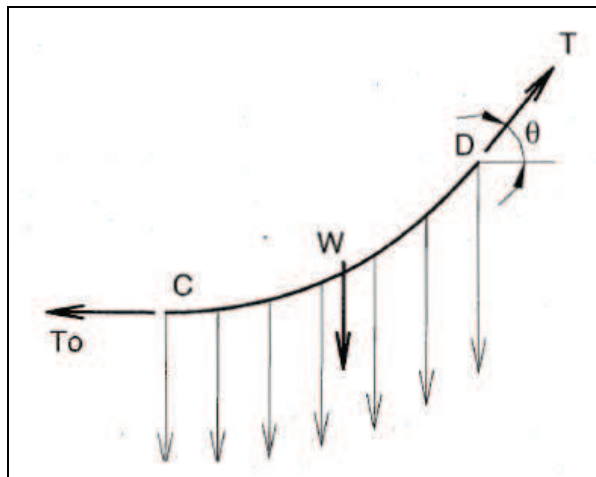


Figura 2.- Distribución de fuerzas en un cable sometido a carga distribuida



### 2.2.1.1. Cables con cargas concentradas

Los cables con cargas concentradas constituyen un ejemplo de problemas hiperestáticos. Esto es: presentan 4 incógnitas (reacciones) y, para su cálculo, sólo se dispone de 3 ecuaciones (por ser un problema en dos dimensiones). La solución de este tipo de problemas pasa por fijar una ordenada. Por ejemplo  $y_B = 2 \text{ m}$  en la figura siguiente. De este modo pueden calcularse las reacciones, sollicitaciones en todos los tramos y geometría del cable.

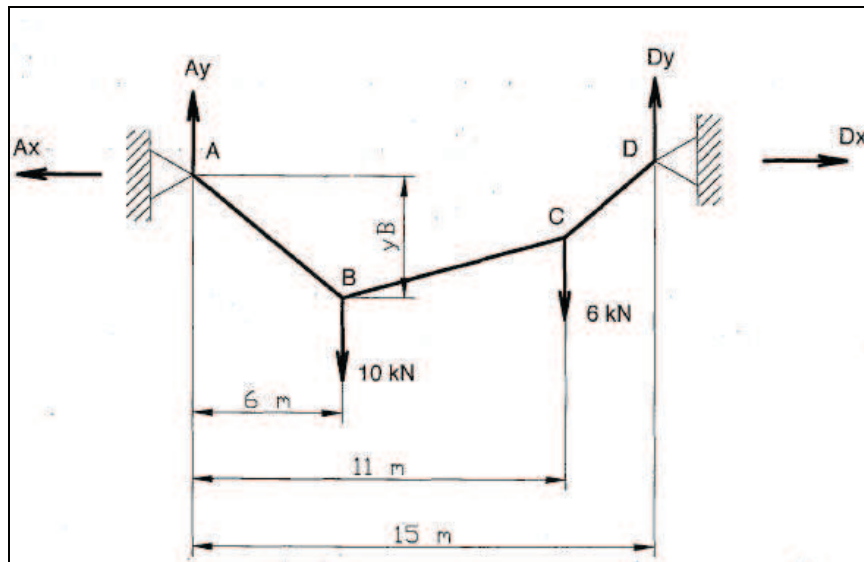


Figura 3.- Cable sometido a carga concentrada

### 2.2.1.2. Cables con cargas uniformemente distribuidas

#### Puentes colgantes

Las cargas están uniformemente distribuidas horizontalmente y los anclajes se encuentran a la misma altura.

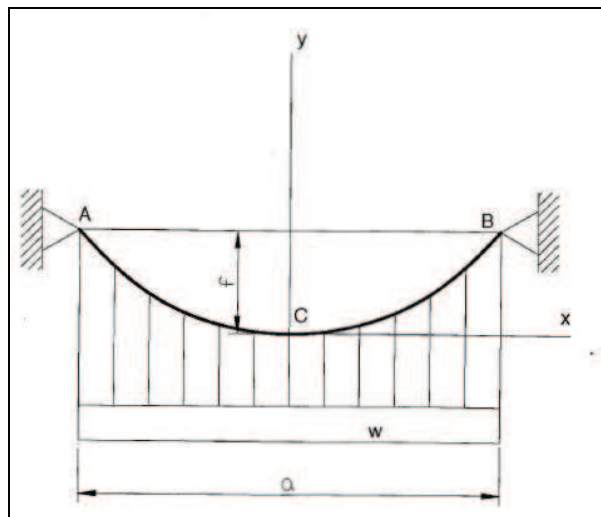


Figura 4.- Cargas uniformemente distribuidas a misma altura

### Determinación de $T_H$ y $T_{MAX}$

Se trata de un problema hiperestático. La curva generada es una parábola, de curva:

$$y = \frac{x^2}{2 \cdot h}$$

Para resolverlo se fija el origen de un sistema coordenado  $x$ - $y$  en el punto más bajo del cable y se iguala la ordenada  $y$  con la flecha  $f$ , para  $x = a/2$ . Tomando momentos respecto al punto D (ver figura) se tiene:

$$f = \frac{w \cdot \frac{a^2}{4}}{2 \cdot T_H} = \frac{w \cdot a^2}{8 \cdot T_H} \Rightarrow T_H = T_0 = \frac{w \cdot a^2}{8 \cdot f}; T_{MAX} = \sqrt{\left(\frac{w \cdot a}{2}\right)^2 + T_H^2}; \text{ con } h = \frac{T_H}{w}$$

Siendo:

$f$  = flecha que hay entre los dos extremos del puente colgante.

$w$  = esfuerzo vertical unitario (peso del hilo + sobrecarga), la sobrecarga que afecta al hilo conductor será la que le ejerza el viento, por lo que el esfuerzo vertical unitario será el peso correspondiente al conductor.

$a$  = distancia del vano

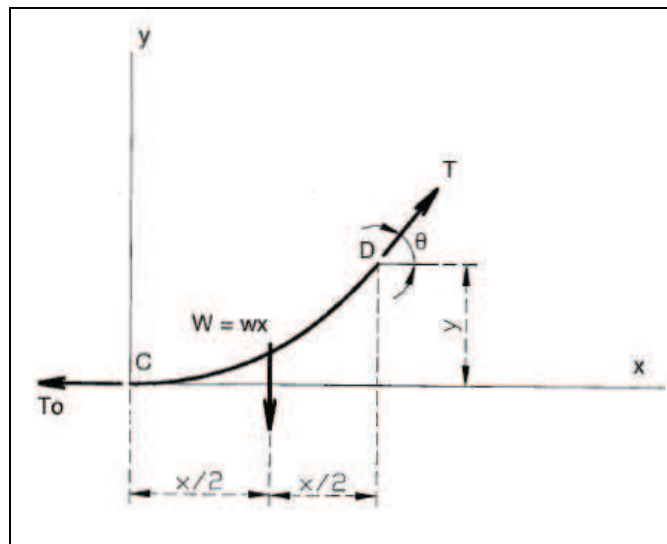


Figura 5.- Determinación de tensiones

### Longitud de la parábola

La longitud de una curva viene dada por la expresión:

$$L = \int_0^x \sqrt{1 + y'^2} ; \text{ con } y' = \frac{dy}{dx}$$

Desarrollando en serie de Taylor y admitiendo la aproximación de utilizar solamente los dos primeros sumandos:

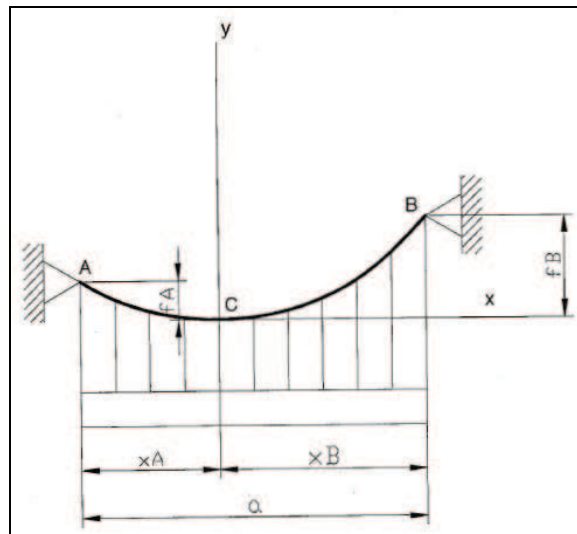
$$L = a + \frac{a^3}{24} \left( \frac{w}{T_H} \right)^2$$

**Notas:**

- En líneas aéreas de alta tensión (L.A.T.) la flecha que se debe adoptar es  $f = L/30$ .
- En puentes colgantes la flecha que se debe adoptar es  $f = L/10$ .
- Hay que hacer notar que a mayor flecha, menor tracción se produce en el cable.

**Cable parabólico con anclajes a diferente altura**

Para estudiar el caso de un cable con cargas uniformemente distribuidas a lo largo de la horizontal y anclajes a diferente altura, situaremos el origen de coordenadas en el punto más bajo de la curva formada por el cable.



**Figura 6.- Cable parabólico con anclajes desnivelados**

Ecuación de la parábola:

$$y = k \cdot x^2 \Rightarrow k = \frac{y}{x^2} = \frac{f_A}{x_A^2} = \frac{f_B}{x_B^2}$$

Considerando que  $x_A = x_B - a$ , la ecuación resulta ser:

$$k = \frac{y}{x^2} = \frac{f_A}{(x_B - a)^2} = \frac{f_B}{x_B^2}$$

Despejando:

$$x_A = \frac{f_A - \sqrt{f_B \cdot f_A}}{f_B - f_A} \cdot a \quad ; \quad x_B = \frac{f_B - \sqrt{f_B \cdot f_A}}{f_B - f_A} \cdot a$$

**Tracción en el punto más bajo y tracción máxima ( $T_0$  y  $T_{MAX}$ )**

$$T_0 = \frac{w \cdot x^2}{2 \cdot y} = \frac{w \cdot x_A^2}{2 \cdot f_A} = \frac{w \cdot x_B^2}{2 \cdot f_B}$$

- La  $T_{MAX}$  se produce en el punto más alto (punto B).
- La longitud de la parábola completa será la suma de los dos semitramos.

### 2.2.1.3. *Cargas actuantes sobre el conductor*

Para efectuar el cálculo mecánico de los conductores de las líneas aéreas, es fundamental conocer cuáles son las fuerzas que actúan sobre los mismos. Conocemos que a la carga que constituye el propio peso se suman según los casos el viento o el hielo, de acuerdo con las condiciones climatológicas consideradas en los cálculos.

El Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, divide el estudio de las acciones sobre los conductores en tres zonas según la altitud.

<b>ZONA A</b>	La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.
<b>ZONA B</b>	La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.
<b>ZONA C</b>	La situada a un altitud superior a 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Tabla 3.- Zonas reglamentarias según altitud

El caso que nos ocupa está situado a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar, por lo que estará situado en la zona A.

### 2.2.1.3.1. Acción del peso propio

Se toma del catálogo del fabricante del cable (o de la norma UNE si es un cable normalizado). Se expresa en [kg/m] (en los catálogos aparece a veces como [kg/km]).

Este dato se denotará con  $w$  (peso unitario o sobrecarga unitaria). En las ecuaciones se ha utilizado  $w$  [kg/m] o [kg/km], pero en otras publicaciones  $w$  [kg/m/mm<sup>2</sup>]. En este último caso se denomina *peso o sobrecarga unitaria de sección del cable*.

Código		[mm <sup>2</sup> ]	[kg/km]	[kg/(m·mm <sup>2</sup> )]	Alambres
27-AL1/4-ST1A	LA 30	31,1	107,8	3,466	6/1
47-AL1/8-ST1A	LA 56	54,6	188,8	3,458	6/1
67-AL1/11-ST1A	LA 78	78,6	271,8	3,458	6/1
94-AL1/22-ST1A	LA 110	116,2	432,5	3,722	30/7
119-AL1/28-ST1A	LA 145	147,5	547,4	3,711	30/7
147-AL1/34-ST1A	LA 180	181,6	675,8	3,721	30/7
242-AL1/39-ST1A	LA 280 Hawk	281,1	976,2	3,473	26/7
337-AL1/44-ST1A	LA 380 Gull	381,0	1274,6	3,345	54/7
402-AL1/52-ST1A	LA 455 Condor	454,5	1520,5	3,345	54/7
485-AL1/63-ST1A	LA 545 Cardinal	547,3	1831,1	3,346	54/7
565-AL1/72-ST1A	LA 635 Finch	636,6	2123,0	3,335	54/19

Tabla 4.- Sobrecarga unitaria de sección de cable en conductores Al-St

### 2.2.1.3.2. Acción del viento

En la ITC-LAT-07 punto 3.1.2 del reglamento vigente, se indica que se supondrá el viento horizontal actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide, y se considerará un viento de 120 km/h (33,3 m/s) de velocidad, salvo en las líneas de categoría especial, donde se considerará un viento mínimo de 140 km/h (38,89 m/s).

La acción del viento, en función de su velocidad  $V_v$  en km/h, da lugar a las fuerzas que a continuación se indican sobre los distintos elementos de la línea.

**Fuerza del viento sobre conductores:** La presión del viento en los conductores causa fuerzas transversales a la dirección de la línea, al igual que aumenta las tensiones sobre los conductores.

Considerando los vanos adyacentes, la fuerza del viento sobre un apoyo de alineación será, para cada conductor del haz:

$$F_v = q \cdot d \cdot \frac{a_1 + a_2}{2} [daN]$$

con:

$d$  = diámetro del conductor, en metros.

$a_1, a_2$  = longitudes de los vanos adyacentes, en metros. La semisuma de  $a_1$  y  $a_2$  es el vano de viento o eolovano,  $a_v$ .

$q$  = presión del viento, con:

$$q = 60 \cdot \left( \frac{V_v}{120} \right)^2 \left[ \frac{daN}{m^2} \right], \text{ para conductores de } d \leq 16 \text{ mm}$$

$$q = 50 \cdot \left( \frac{V_v}{120} \right)^2 \left[ \frac{daN}{m^2} \right], \text{ para conductores de } d > 16 \text{ mm}$$

La fuerza total del viento sobre los conductores en haz estará definida como la suma de las fuerzas sobre cada uno de los conductores, sin tener en cuenta posibles efectos de pantalla entre conductores, ni aun en el caso de haces de conductores de fase. En el caso de una línea dúplex, con dos conductores por haz:

$$F_v = 2 \cdot [q \cdot d \cdot \frac{a_1 + a_2}{2}] [daN]$$

Con estos datos la acción horizontal del viento, podrá expresarse como:

$$p_v = q \cdot d$$

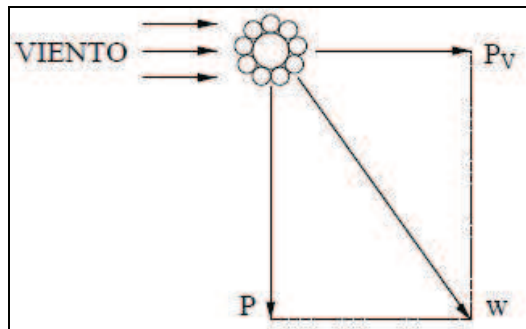
Siendo:

$$q = \text{presión del viento en } \left[ \frac{daN}{m^2} \right] \left( \frac{kg}{m^2} \right) \text{ de sección horizontal del cable.}$$

$d$  = diámetro del cable en metros.

Esta acción horizontal del viento sumada a la vertical del propio peso, da lugar al llamado *peso aparente del cable* expresado en kg/m:

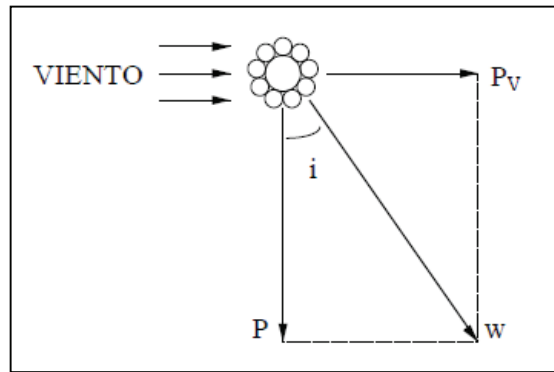
$$w = \sqrt{p^2 + p_v^2}$$



**Figura 7.- Acción del viento sobre un conductor**

De acuerdo con la figura anterior, la flecha no será vertical, lo cual debería tenerse en cuenta en el cálculo de la misma. Lo que ocurre es que la condición de máxima flecha suele coincidir con el caso de temperatura máxima o de sobrecarga con hielo, con lo que a veces no se tiene en cuenta la inclinación.

Bajo la acción del viento transversal normal a la línea, el cable batido por el mismo se inclinará, como hemos visto, y su plano formara con el vertical que pase por los dos puntos de sujeción del cable (las grapas situadas en los apoyos que limiten el vano) un ángulo  $i$  tal como se indica en la figura.



De donde:

$$\tan i = \frac{P_v}{P}$$

O bien:

$$\cos i = \frac{P}{W} = \frac{1}{m}$$

Figura 8.- Angulo entre el peso propio y sobrecarga viento

### 2.2.2. Esfuerzos provocados por el viento sobre el apoyo

La expresión de la fuerza ejercida sobre un apoyo de celosía es:

$$F_c = q \cdot A_r [daN] \approx q \cdot A_r [kg]$$

siendo:

$A_r$  = área del apoyo expuesta al viento proyectada en el plano normal a la dirección del viento, en m<sup>2</sup>.

$q$  = presión del viento de valor

$$q = 170 \cdot \left( \frac{V_v}{120} \right)^2 \left[ \frac{daN}{m^2} \right]$$

Esta presión se obtiene siguiendo el Manual 52 de ASCE (American Society of Civil Engineers), donde la presión del viento sobre superficies planas es:

$$q = 0,007921 \cdot V^2 [daN / m^2], \text{ con } V \text{ en km/h}$$

Y para una velocidad de viento de 120 km/h, considerando que el 100% de viento actúa sobre la cara en la que incide (barlovento) y sólo el 50% en la opuesta (sotavento), queda:

$$q = 0,007921 \cdot 120^2 \cdot (100\% + 50\%) = 171,094 [daN / m^2]$$

Siendo 170 daN/m<sup>2</sup>, el valor tomado en el reglamento.



### 2.3. CÁLCULOS MECÁNICOS EN LA SUBESTACIÓN

Para el cálculo mecánico de la Subestación que se está diseñando, se va a tomar como base el plano número 4, ya que se al tener zonas donde los apoyos tienen diversas alturas, se ha dividido la parte externa de la Subestación en tramos para su mejor comprensión.

Para todos los casos, los esfuerzos provocados por el conductor se van a considerar cables con cargas uniformemente distribuidas ya que los esfuerzos que pueden producir las derivaciones de los diferentes aparatos eléctricos son muy pequeños y se consideran despreciables.

Se debe tener en cuenta que según RAT Capítulo 6-Artículo 27, la tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura dividida por 2,5 si se trata de cables, o dividida por 3 si se trata de alambres. Por tanto, al ser CÓNDROR el conductor que se va a emplear para el circuito en intemperie de la Subestación la tracción máxima a la que puede estar sometido el conductor es 5051 kgf, que es igual a 49,5 kN.

#### ZONA 1 (Cable parabólico con anclajes de diferente altura):

En primer lugar, se estudia el caso de un cable con cargas uniformemente distribuidas a lo largo de la horizontal y anclajes a diferente altura, situaremos el origen de coordenadas en el punto más bajo de la curva formada por el cable.

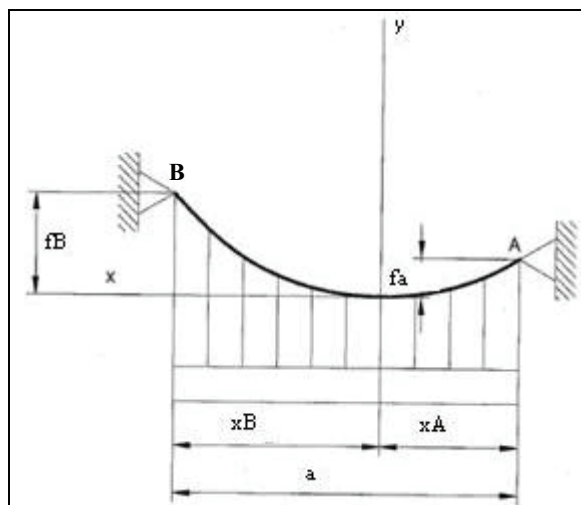


Figura 9.- Característica apoyos entrada de la Subestación

Donde

Altura del primer poste = 18 metros

Altura del segundo poste = 16 metros

fA = 1 metro

fB = 3 metros

a = 10 metros

$$x_A = \frac{f_A - \sqrt{f_B \cdot f_A}}{f_B - f_A} \cdot a = \frac{1 - \sqrt{3 \cdot 1}}{3 - 1} \cdot 10 = 3,66 \text{ metros}$$

$$x_B = \frac{f_B - \sqrt{f_B \cdot f_A}}{f_B - f_A} \cdot a = \frac{3 - \sqrt{3 \cdot 1}}{3 - 1} \cdot 10 = 6,33 \text{ metros}$$

Seguidamente se calcula la tracción en el punto más bajo, para ello necesitamos conocer el peso (w) del conductor y la acción del viento que le repercute al mismo.

$$T_0 = \frac{w \cdot x^2}{2 \cdot y} = \frac{w \cdot x_A^2}{2 \cdot f_A} = \frac{w \cdot x_B^2}{2 \cdot f_B}$$

En la ITC-LAT-07 punto 3.1.2 del reglamento vigente, se indica que se supondrá el viento horizontal actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide, y se considerará un viento de 120 km/h (33,3 m/s) de velocidad, salvo en las líneas de categoría especial, donde se considerará un viento mínimo de 140 km/h (38,89 m/s). El diámetro del conductor 402-AL1/52-ST1A (Cóndor) es de 27,72 mm.

$$p_v = q \cdot d = 50 \left[ \frac{daN}{m^2} \right] \cdot 0,02772 m = 1,386 \left[ \frac{daN}{m} \right] = 1414,28 \left[ \frac{kg}{km} \right]$$

$$q = 50 \cdot \left( \frac{V_v}{120} \right)^2 \left[ \frac{daN}{m^2} \right] = 50 \cdot \left( \frac{120}{120} \right)^2 = 50 \left[ \frac{daN}{m^2} \right]$$

$$p = 1520,5 \text{ kg/km}$$

$$w = \sqrt{p^2 + p_v^2} = \sqrt{1520,5^2 + 1414,28^2} = 2076,56 \left[ \frac{kg}{km} \right]$$

Este último dato, el del peso total que tendrá el conductor incluyendo la acción del viento, se introduce en la fórmula de cálculo de la tracción en el punto más bajo.

$$T_0 = \frac{w \cdot x^2}{2 \cdot y} = \frac{w \cdot x_A^2}{2 \cdot f_A} = \frac{w \cdot x_B^2}{2 \cdot f_B} = \frac{2076,56 \left[ \frac{kg}{km} \right] \cdot (6,33 \cdot 10^{-3} [km])^2}{2 \cdot 3 \cdot 10^{-3} [km]} = 13,74 \text{ kgf}$$

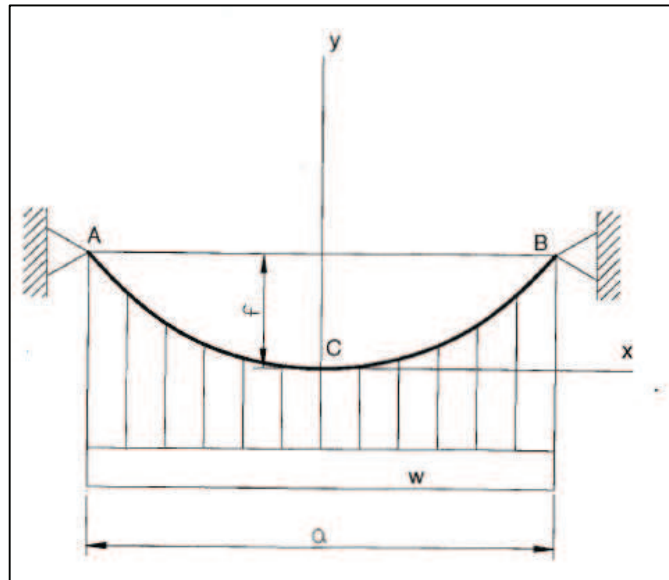
Ahora, se calcula la tracción máxima, que se encuentra en el punto más alto, el B.

$$T_H = T_0 \Rightarrow T_{MAX} = \sqrt{\left( \frac{w \cdot a}{2} \right)^2 + T_0^2} = \sqrt{\left( \frac{2076,56 \cdot 0,01}{2} \right)^2 + 13,74^2} = 17,22 \text{ kgf}$$

El conductor resiste 5051 kgf mucho mayor que 17,22 kgf, por tanto, soporta la tracción que le ejerce su propio peso y el viento, correctamente y con mucho margen de diferencia.

**ZONA 2 (Cables con cargas uniformemente distribuidas):**

Las cargas están uniformemente distribuidas horizontalmente y los anclajes se encuentran a la misma altura.



**Figura 10.- Característica apoyos Zona AT**

Donde:

$a = 33,8$  metros

$f = 2$  metros

$w$  = la misma que la calculada anteriormente en la zona 1, considerando la acción del viento,  $w = 2076,56$  [kg/km]

$$T_H = T_0 = \frac{w \cdot a^2}{8 \cdot f} = \frac{2076,56 \left[ \frac{kg}{km} \right] \cdot 0,0338^2 [km^2]}{8 \cdot 0,002 [km]} = 148,27 kgf \Rightarrow T_{MAX} = \sqrt{\left( \frac{w \cdot a}{2} \right)^2 + T_H^2} = 152,36 kgf$$

El conductor resiste 5051 kgf mucho mayor que 152,36 kgf, por tanto, soporta la tracción que le ejerce su propio peso y el viento, correctamente y con mucho margen de diferencia.

**Las demás zonas son casos más favorables ya que las distancias son menores, por tanto, calculando los casos más desfavorables, se entiende que el conductor cumple correctamente con la tracción que le puede ejercer su propio peso con el esfuerzo que le ejerce el viento.**

## 2.4. CIMENTACIONES

El estudio de las cimentaciones de los apoyos utilizados en las líneas eléctricas, está basado en las fuerzas exteriores que actúan sobre un determinado apoyo, las cuales deben contrarrestarse con las que se transmiten a la parte del apoyo que se halla empotrada en el terreno.

El *Reglamento de Líneas de Alta Tensión en la ITC-07 apartado 3.6.6.*, contempla la posibilidad de que ciertos apoyos de madera y hormigón no lleven cimentación, en cuyo caso la profundidad de empotramiento en el suelo será como mínimo de 1,3 metros para los apoyos de menos de 8 metros de altura, aumentando 0,10 metros por cada metro de exceso en la longitud del apoyo.

$$h = 1,3 + 0,1 \cdot (H_T - 8)m$$

donde:

$h$  = es la altura del empotramiento (mínimo 1,3 metros)

$H_T$  = es la altura total del apoyo

En los apoyos de madera y hormigón que se necesite cimentación, la resistencia de está será al menos igual a la de los apoyos. En terrenos de poca consistencia, se rodeará el poste de un prisma de pedraplén.

No obstante, los apoyos formados por estructuras metálicas y los de hormigón armado, en su casi totalidad, se fijan en el suelo por medio de macizos de hormigón, fabricados en el terreno y de las dimensiones convenientes para que permanezcan estables bajo los esfuerzos a que se encuentren sometidos.

Las cimentaciones de un solo bloque pueden ser prismáticas o escalonadas, en ambos casos el macizo de hormigón sobresale del nivel del terreno unos 12 cm y termina en forma de pirámide para facilitar que las aguas de lluvia escurran hacia el terreno. Los macizos prismáticos tienen la ventaja de necesitar menos encofrados y de que puede efectuarse el hormigonado directamente sobre las superficies de excavación, en contacto con el terreno natural. Para mayores esfuerzos se emplean los macizos escalonados, ya que se puede obtener la misma resistencia a los esfuerzos empleando menos material.

### **Cimentaciones de un sólo bloque**

En las cimentaciones de apoyos cuya estabilidad esté fundamentalmente confiada a las reacciones verticales del terreno, se comprobará el coeficiente de seguridad al vuelco, que es la relación entre el momento estabilizador mínimo (debido a los pesos propios, así como las reacciones y empujes pasivos del terreno), respecto a la arista más cargada de la cimentación y el momento de vuelco máximo motivado por las acciones externas.

El macizo habitual suele ser un prisma de base cuadrada cuya estabilidad se confía principalmente a las reacciones horizontales del terreno, no admitiéndose ángulos de giro de la cimentación de tangente superior a 0,01 para alcanzar el equilibrio del momento de vuelco con las reacciones del terreno.

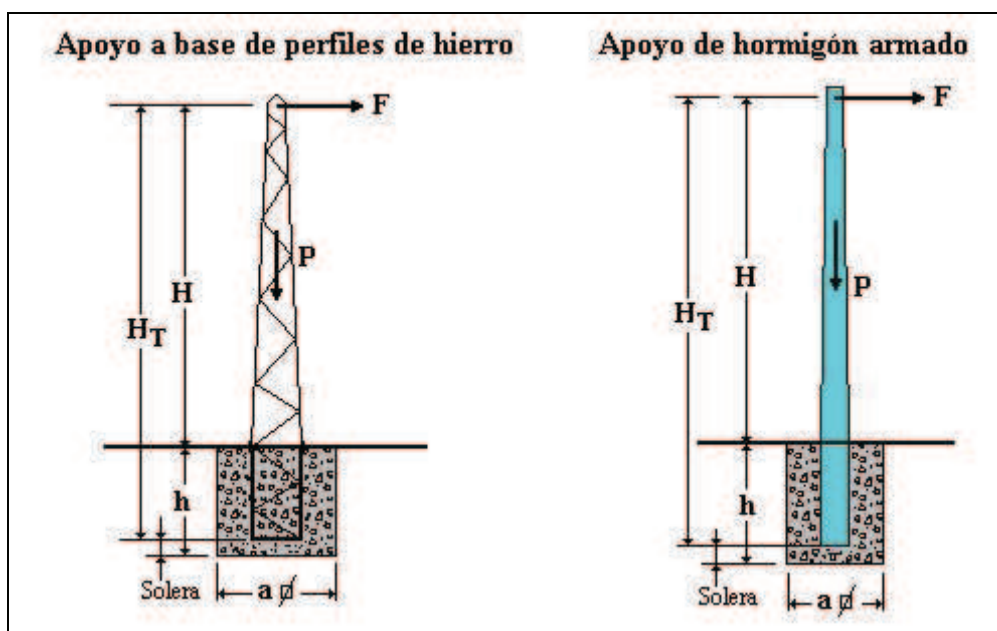
Coefficiente de seguridad al vuelco	En las cimentaciones de apoyos cuya estabilidad esté confiada a las reacciones verticales del terreno Hipótesis normales $\geq 1,5$ Hipótesis anormales $\geq 1,2$
Ángulo de giro de los cimientos	En las cimentaciones de apoyos cuya estabilidad está confiada a las reacciones horizontales del terreno. Tangente del ángulo de giro de la cimentación $\leq 0,01$
Cargas máximas sobre el terreno	Se comprobará que las cargas máximas que la cimentación transmite al terreno, no exceden, los valores fijados, teniendo en cuenta las características reales del mismo.
Características del terreno	Se procurará que las características reales del terreno, se realicen mediante ensayos en el emplazamiento de la línea. En caso de no disponer de dichas características, se podrán utilizar los valores que se indican en el cuadro adjunto más adelante.

**Tabla 5.- Resumen condiciones cimentación**

El momento de vuelco máximo producido por las acciones exteriores debe ser resistida por el momento estabilizador de los empujes del terreno y del peso propio con coeficientes de seguridad de 1,5 para las hipótesis normales y de 1,2 para las excepcionales.

En el caso de que surgiese roca superficialmente o a muy poca profundidad la cimentación; se podrá realizar uniendo el apoyo a la roca mediante pernos anclados a la misma (cimentación en roca). Del mismo modo, en aquellos casos en los que mediante los medios mecánicos habituales no se pueda realizar la cimentación hasta la profundidad necesaria y, por consiguiente, sea preciso reforzarla, se realizará dicho refuerzo uniendo el cimienta a la roca mediante pernos anclados a la misma (cimentación mixta).

Existen varios procedimientos que se aplican en la práctica para determinar las dimensiones del macizo de cimentación. Uno de los más conocidos es el *método de Sulzberger o método suizo* que describimos a continuación.



**Figura 11.- Dimensiones apoyos**

Sobre estas bases, Sulzberger ha establecido las fórmulas siguientes que se aplican en apoyos en que se verifica que  $h/t > 5$  (siendo  $t$  la solera):

$$M_{vuelco} = F \cdot \left( H + \frac{2}{3} \cdot h \right) [m \cdot kg]$$

$$M_{estabilizador} = \frac{M_1 + M_2}{k} [m \cdot kg] \quad \left\{ \begin{array}{l} M_1 = \frac{C_h \cdot a \cdot h^3 \cdot \tan \varphi}{36} [m \cdot kg] \\ M_2 = 0,4 \cdot a \cdot P [m \cdot kg] \end{array} \right.$$

Debiéndose cumplir que:

$$M_{vuelco} < M_{estabilizador}$$

siendo:

$M_1$  = Momento estabilizador debido a bloque de hormigón

$M_2$  = Momento estabilizador debido al peso del bloque de hormigón y el apoyo con el equipo.

$k$  = coeficiente de seguridad (1,5 o 1,2).

$P$  = peso del conjunto (macizo + apoyo + equipo).

$C_h$  = coeficiente de compresibilidad del terreno.

$a$  = Anchura de la base del dado de hormigón.

$\tan \varphi$ : tangente del ángulo de giro de la cimentación (no superior a 0,01 según reglamento)

El reglamento nos da los valores de los distintos coeficientes de compresibilidad a 2 m de profundidad  $K$ , y en el mismo, admite la proporcionalidad de este coeficiente con la profundidad, por lo tanto tendremos que:

$$\left. \begin{array}{l} C_h = K \frac{h}{2[m]} \\ \tan \varphi = 0,01 \end{array} \right\} M_1 = K \cdot \frac{h}{2[m]} \cdot \frac{a \cdot h^3 \cdot 0,01}{36} = 1,390 \cdot 10^{-4} \cdot K \cdot a \cdot h^4 [m \cdot kg]$$

*NOTA: En la expresión anterior recordar que el número 2 tiene dimensiones de metros, con lo que la relación  $h/2$  es adimensional.*

El valor de  $K$  coeficiente de compresibilidad del terreno a 2 metros de profundidad, puede obtenerse de la tabla que aparece en el reglamento, pero podemos reducirlo a tres valores:

$cm^3$

$K = 20 \text{ kg/cm}^3$  para terrenos fuertes.

$K = 10 \text{ kg/cm}^3$  para terrenos normales.

$K = 5 \text{ kg/cm}^3$  para terrenos flojos.

Algunos autores y fabricantes, suelen utilizar como valores de  $K$  16, 12 y 8  $\text{kg/cm}^3$ . El peso del bloque de hormigón será igual al volumen de este multiplicado por su densidad  $d$ . Esta tiene valores del orden de 2400 - 2500  $\text{kg/m}^3$ . (en catálogos de fabricantes de apoyos aparece el valor más conservador de 2200  $\text{kg/m}^3$ ). Luego, si seguimos considerando un bloque de base cuadrada:

$$M2 = 0,4 \cdot a \cdot P = 0,4 \cdot a \cdot (a^2 \cdot h \cdot d + P_{\text{totalapoyo}}) [\text{m} \cdot \text{kg}]$$

Quedando:

$$F \cdot \left( H + \frac{2}{3} \cdot h \right) < \frac{1,390 \cdot 10^{-4} \cdot K \cdot a \cdot h^4 + 0,4 \cdot a \cdot (a^2 \cdot h \cdot d + P_{\text{totalapoyo}})}{k}$$

Las incógnitas en esta fórmula son dos  $h$  y  $a$ , por lo tanto podemos asegurar que hay infinitas soluciones posibles, pero no obstante, las soluciones prácticas pueden quedar limitadas a una serie de resultados lógicos, todas ellas teóricamente válidas.

Para apoyos formados por estructuras metálicas de alturas comprendidas entre 8 y 20 metros, podremos partir de valores de  $h$  entre 1,1 y 2,5 metros, para terrenos normales, obteniendo de esta manera pares de valores ( $h$ ,  $a$ ), de entre los que elegiremos el par que más nos convenga.

Para apoyos de gran envergadura, es obvio que las alturas de las cimentaciones presentarán valores prácticos superiores, los cuales deberemos ir ensayando y comprobando hasta obtener uno que cumpla nuestros deseos.

Entre el fondo de la cimentación y el final del apoyo existe una distancia llamada *solera base* que suele ser del orden de 0,2 metros para terrenos flojos, 0,10 metros para terrenos normales y 0,05 metros para terrenos fuertes. Por lo general este valor tiene escasa influencia en el cálculo de los apoyos, por lo que en algunas ocasiones podrá despreciarse.

Por otra parte, la presión que la cimentación transmite al terreno no deberá superar la carga máxima admisible por éste, siendo dicha presión igual a:

$$\sigma = \frac{P}{a^2} + \frac{6 \cdot F(H + h)}{a^2 \cdot a} [\text{kg} / \text{m}^2]$$

Las cargas pueden consultarse en la tabla del reglamento, o se recomienda considerar como carga admisible para terreno normal 3  $\text{daN/cm}^2$  y para terreno flojo 2  $\text{daN/cm}^2$ .

En el caso de cimentaciones mixtas o en roca se recomienda utilizar como carga admisible para la roca 10  $\text{daN/cm}^2$ .



Naturaleza del terreno	Peso específico Tn/m <sup>3</sup>	Ángulo de talud natural Grados sexag.	Carga admisible Kg./cm <sup>2</sup>	Angulo de rozamiento entre cimiento y terreno al arranque Grados sexag.	Coefficiente de compresibilidad a 2 m de profundidad Kg./cm <sup>3</sup> (b)
<b>I. Rocas en buen estado:</b>					
Isótropas			30-60		
Estratificadas (con algunas grietas)			10-20		
<b>II. Terrenos no coherentes:</b>					
a) Gravera arenosa (mínimo 1/3 de volumen de grava hasta 70 mm. De tamaño	1,80-1,90		4-8	20°-22°	8-20
b) Arenoso grueso (con diámetro de partículas entre 2 mm. y 0,2 mm)	1,60-1,80	30°	2-4	20°-25°	
c) Arenoso fino (con diámetro de partículas entre 0,2 mm. y 0,02 mm.)	1,50-1,60		1,5-3		
<b>III. Terrenos no coherentes sueltos:</b>					
a) Gravera arenosa	1,70-1,80		3-5		
b) Arenoso grueso	1,60-1,70	30°	2-3		8-12
c) Arenoso fino	1,40-1,50		1-1,5		
<b>IV. Terrenos coherentes (a):</b>					
a) Arcilloso duro	1,80		4	20°-25°	10
b) Arcilloso semi-duro..	1,80		2	22°	6-8
c) Arcilloso blando	1,50-2,00	20°	1	14°-16°	4-5
d) Arcilloso fluido	1,60-1,70		-	0°	2-3
<b>V. Fangos turbosos y terrenos pantanosos de general.</b>	0,60-1,1		(c)		(c)
<b>VI. Terrenos de relleno sin consolidar.</b>	1,40-1,60	30°-40°	(c)	14°-20°	(c)

Tabla 6.- Características del terreno para el cálculo cimentaciones

- 1) Duro.- Los terrenos con su humedad natural se rompen difícilmente con la mano. Tonalidad en general clara.  
 Semi-Duro.- Los terrenos con su humedad natural se amasan difícilmente con la mano. Tonalidad en general oscura.  
 Blando.- Los terrenos con su humedad natural se amasan fácilmente permitiendo obtener entre las manos cilindros de 3 mm de diámetro. Tonalidad oscura.  
 Fluido.- Los terrenos con su humedad natural presionados en la mano cerrada fluyen entre los dedos. Tonalidad generalmente oscura.  
 2) Puede permitirse que sea proporcional a la profundidad en que se considere la acción.  
 3) Se determinará experimentalmente.  
 NOTA: En el reglamento de 2008, los valores kp/cm<sup>2</sup> son dados en DaN/cm<sup>2</sup>

## Cimentaciones fraccionadas

En los apoyos de celosía de 4 montantes que abarcan poca superficie de terreno pueden emplearse cimentaciones de un solo macizo como las descritas anteriormente, pero se utilizan más las formando un murete de hormigón en masa o armado que rodea toda la base del apoyo.

En los apoyos de celosía de 4 montantes que abarcan mucha superficie de terreno se emplean de varios macizos, llamadas también cimentaciones fraccionadas o independientes. Cada montante del apoyo lleva un macizo escalonado de hormigón armado en el que se introduce un trozo de apoyo (el anclaje) que después se une al montante del apoyo por medio de cubrejuntas remachadas o atornilladas.

Su dimensionamiento se realiza mediante la teoría del *arranque de tierras*. Los cálculos se harán según el método clásico de suponer que debido al momento de vuelco, dos de las patas tienden a ser arrancadas y las otras dos a ser enterradas, de forma que las dos primeras son las que ofrecen la resistencia al vuelco.

Se considera que el esfuerzo que se opone al vuelco, se debe al peso del macizo y al de la parte correspondiente (1/4) del peso del apoyo y demás equipo, y al peso de la tierra comprendida en un tronco de cono que tiene por base, por una parte, la superficie inferior del macizo, y por otra, la superficie obtenida teniendo en cuenta el ángulo de arranque  $\alpha$  (dependiente del tipo de terreno).

Se utilizarán coeficientes de seguridad al arranque de 1,5 en hipótesis normales y de 1,2 en las hipótesis anormales manteniendo la presión ejercida sobre el terreno dentro los límites que permitan sus características.

$$\frac{P_H + P_C}{F_T} \geq 1,5 \text{ ó } 1,2$$

con:

$F_T$ : Esfuerzo de tracción

$P_H$ : Peso hormigón

$P_C$ : Peso cono tierras arrancadas

Las dos patas que tienden a ser enterradas ejercerán sobre el terreno una presión que no deberá superar la carga máxima admisible por el tipo de suelo de que se trate.

$$\frac{P_H + F_C}{A} \leq \sigma$$

con:

$F_C$ : Esfuerzo de compresión

$P_H$ : Peso hormigón

$A$ : Área de la base del bloque de hormigón

$\sigma$ : Presión máxima admisible en el terreno

Valores para terrenos de consistencia media normal:

Ángulo de arranque 30°

Presión máxima sobre el terreno 2,5 kg/cm<sup>2</sup>.

Densidad del terreno 1750 kg/m<sup>3</sup>.

Densidad del hormigón 2200 kg/m<sup>3</sup>

## 2.5. ELECCIÓN DE POSTES ELÉCTRICOS DE LA SUBESTACIÓN

Se toma como base el catálogo de Postes Imedexsa y se divide la Subestación en dos zonas: la parte de 132 kV y la de 45 kV. Para la elección de los postes se necesita conocer los esfuerzos a los que está sometido, de los cuales tomaremos el caso más desfavorable de la tracción causada por los conductores (Cable parabólico con anclajes de diferente altura), además del efecto del viento sobre el apoyo. El apoyo de 132 kV, como se indica en la memoria es el modelo Cóndor de altura 16 metros.

### Efecto del viento sobre el apoyo

En la ITC-LAT-07 punto 3.1.2 del reglamento vigente, se indica que se supondrá el viento horizontal actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide, y se considerará un viento de 120 km/h (33,3 m/s).

La expresión de la fuerza ejercida sobre un apoyo de celosía es:

$$F_C = q \cdot A_T [daN] \approx q \cdot A_T [kg]$$

siendo:

$A_T$  = área del apoyo expuesta al viento proyectada en el plano normal a la dirección del viento, en m<sup>2</sup>.

$q$  = presión del viento de valor

Y para una velocidad de viento de 120 km/h, considerando que el 100% de viento actúa sobre la cara en la que incide (barlovento) y sólo el 50% en la opuesta (sotavento), queda:

$$q = 0,007921 \cdot 120^2 \cdot (100\% + 50\%) = 171,094 [daN / m^2]$$

Siendo 170 daN/m<sup>2</sup>, el valor tomado en el reglamento.

### Postes 132 kV

Como se ha comentado anteriormente el modelo elegido es el Cóndor de una altura de 16 metros.

El área del apoyo expuesta al viento, de este modelo, como caso más desfavorable será:

$$A_T = b \cdot h = 3,35 \cdot 16 = 53,6 m^2$$

Por tanto, la fuerza que ejerce el viento sobre el apoyo:

$$F_C = q \cdot A_T [daN] \approx q \cdot A_T [kg] = 171,094 \cdot 53,6 = 9171 daN$$

El valor del esfuerzo ejercido por el viento sobre el apoyo en kilogramos fuerza tiene un valor de = 9359 kgf

Este esfuerzo está calculado en el punto central del apoyo, por lo que se tendrá que tener en cuenta el esfuerzo ejercido en la parte superior del poste, que como ya se ha comentado, tiene una altura de 16 metros.

Se considera que la fuerza ejercida por el viento en la parte superior del apoyo es el doble que la ejercida en el punto medio del mismo, por tanto el esfuerzo a tener en cuenta es de 18716 kgf.

**El esfuerzo que ejerce el conductor en el apoyo, aunque sería la diferencia entre los esfuerzos situados en los extremos del mismo, se considera el valor obtenido en el cálculo en el cable parabólico con anclajes de diferente altura que resulta ser un valor bastante más desfavorable que si se considera la diferencia.**

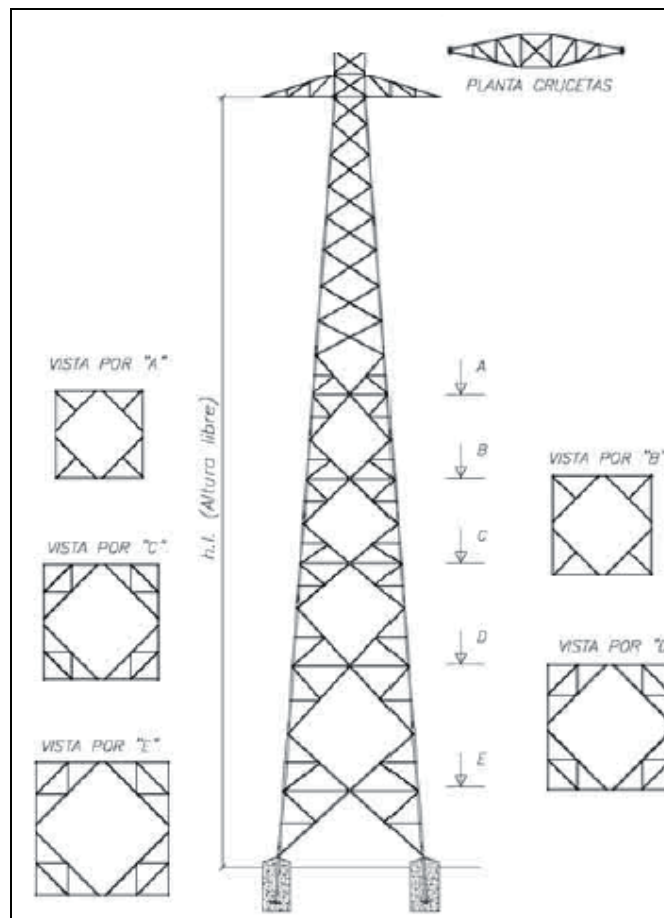
El esfuerzo que ejerce el conductor sobre el poste se considera 13,74 kgf, al haber tres conductores iguales conectados en la misma torre, el esfuerzo total que ejercen los conductores es de 41,22 kgf.

El esfuerzo total al que el apoyo está sometido será la suma de ambos esfuerzos el del viento y el de los conductores.

$$F_T = F_c + F_v = 41,22 + 18716 = 18757,22 \text{kgf} = 18382 \text{daN}$$

El tipo de apoyo seleccionado es de la empresa IMEDEXSA, cuyo modelo es:

**CO-27000-16-S3C**, es un apoyo de tipo CÓNDOR, que resiste hasta 27000 daN y de una altura de 16 metros. S3C hace referencia al tipo de cruceta que se selecciona y las medidas de la misma. Como se puede observar, y siguiendo las características de la Subestación, el apoyo corresponde a un simple circuito.



**Figura 12.- Diversas alturas y vistas del apoyo Cóndor**

El dibujo hace referencia al tipo de apoyo que se ha seleccionado, con una altura libre de 16 metros, a continuación, se elige la cruceta a colocar para el simple circuito característico e la Subestación.

La cabeza es recta de 1,5 m. de ancho. El fuste tronco piramidal se ancla al terreno con cimentación independiente en cada pata.

En el modelo seleccionado aparece la nomenclatura S3C, que nos indica que se trata de un apoyo de simple circuito y que las cotas son las expuestas en la tabla siguiente, según el modelo S3C.

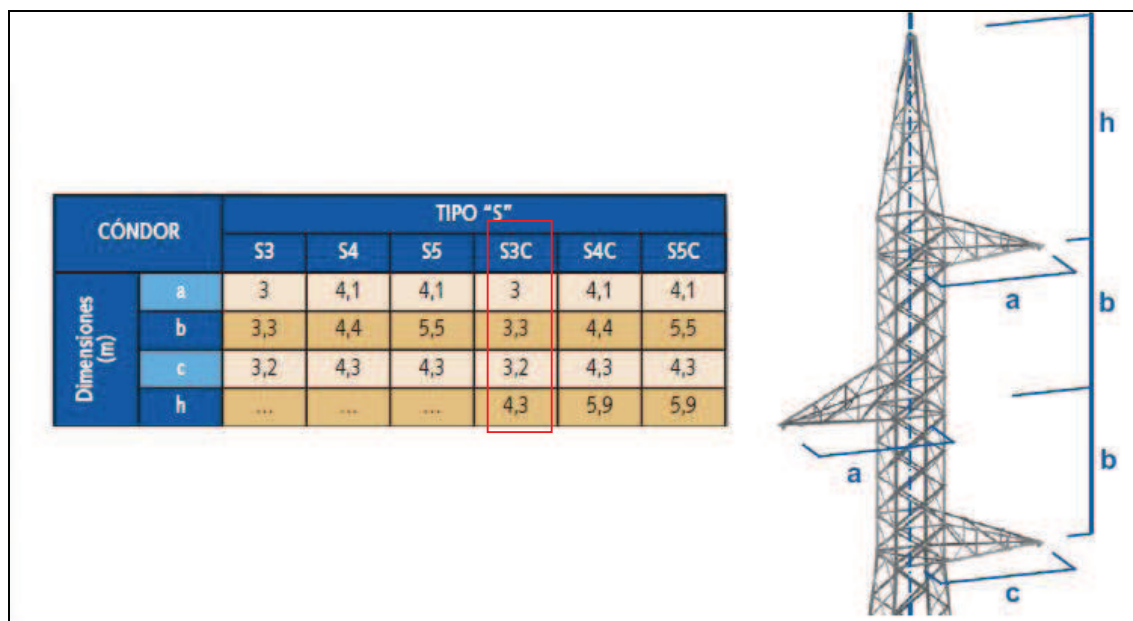


Figura 13.- Características cruceta modelo Cóndor

En la memoria del presente proyecto se puede observar más información acerca de este tipo de apoyo.

Las cimentaciones de estas torres son de macizos independientes para las cuatro patas. En la siguiente tabla se indican las principales dimensiones del macizo, la distancia entre hoyos y los volúmenes aproximados de excavación por patas para cimentaciones de sección cuadrada recta.

Como se ha comentado anteriormente, para terrenos normales, el ángulo de arranque es de 30°, por lo que se consulta la tabla de IMEDEXSA, nos colocamos en ángulo de arranque de 30° y para el modelo elegido seleccionamos las medidas de la cimentación que le corresponde.



		$\sigma=2 \text{ daN/cm}^2$								$\alpha=20^\circ$								$\sigma=3 \text{ daN/cm}^2$								$\alpha=30^\circ$								$\sigma=4 \text{ daN/cm}^2$								$\alpha=35^\circ$							
		3.000	5.000	7.000	9.000	12.000	18.000	27.000	33.000	3.000	5.000	7.000	9.000	12.000	18.000	27.000	33.000	3.000	5.000	7.000	9.000	12.000	18.000	27.000	33.000	3.000	5.000	7.000	9.000	12.000	18.000	27.000	33.000																
12	a	1,20	1,25	1,45	1,45	1,65	2,05	2,40	2,75	0,90	0,90	1,05	1,10	1,25	1,50	1,80	2,00	0,90	0,90	0,90	0,90	1,05	1,25	1,50	1,65	0,90	0,90	0,90	0,90	1,05	1,25	1,50	1,65																
	c	3,30	3,30	3,30	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,30	3,30	3,30	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,30	3,30	3,30	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,30	3,30	3,30	3,80	3,80	3,80	3,80																	
	H	2,15	2,40	2,65	2,60	2,90	3,15	3,45	3,70	2,05	2,30	2,55	2,50	2,75	3,15	3,45	3,70	1,85	2,05	2,45	2,40	2,65	3,15	3,45	3,70	1,85	2,05	2,45	2,40	2,65	3,15	3,45	3,70																
	V	3,08	3,75	5,57	5,47	7,90	13,24	19,87	27,98	1,66	1,86	2,81	3,03	4,30	7,09	11,18	14,80	1,50	1,66	1,98	1,94	2,92	4,92	7,76	10,07	1,50	1,66	1,98	1,94	2,92	4,92	7,76	10,07																
16	a	1,35	1,25	1,50	1,45	1,70	2,05	2,50	2,75	0,95	0,90	1,10	1,10	1,25	1,55	1,85	2,05	0,90	0,90	0,90	0,95	1,05	1,30	1,50	1,70	0,90	0,90	0,90	0,90	1,05	1,30	1,50	1,70																
	c	3,70	3,70	3,70	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	3,70	3,70	3,70	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	3,70	3,70	3,70	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	3,70	3,70	3,70	4,32	4,32	4,32	4,32																	
	H	2,05	2,45	2,70	2,70	2,90	3,25	3,50	3,70	2,05	2,35	2,60	2,55	2,80	3,20	3,50	3,70	1,90	2,15	2,50	2,45	2,75	3,20	3,50	3,70	1,90	2,15	2,50	2,45	2,75	3,20	3,50	3,70																
	V	3,74	3,84	6,08	5,68	8,38	13,66	21,88	27,98	1,85	1,90	3,15	3,09	4,38	7,69	11,98	15,55	1,54	1,74	2,03	2,21	3,03	5,41	7,87	10,69	1,54	1,74	2,03	2,21	3,03	5,41	7,87	10,69																
18	a	1,15	1,30	1,50	1,50	1,75	2,10	2,55	2,85	0,90	0,95	1,10	1,15	1,30	1,75	1,90	2,05	0,90	0,90	0,95	0,95	1,10	1,30	1,55	1,70	0,90	0,90	0,95	0,95	1,10	1,30	1,55	1,70																
	c	4,15	4,15	4,15	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,15	4,15	4,15	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,15	4,15	4,15	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,15	4,15	4,15	4,85	4,85	4,85	4,85																	
	H	2,35	2,45	2,75	2,70	2,90	3,25	3,55	3,75	2,15	2,35	2,65	2,55	2,85	3,20	3,55	3,75	1,95	2,15	2,50	2,50	2,75	3,20	3,55	3,75	1,95	2,15	2,50	2,50	2,75	3,20	3,55	3,75																

Tabla 7.- Elección cimentación apoyo Cóndor

Las cotas remarcadas en la tabla con un recuadro de color rojo son las dimensiones de la cimentación del apoyo seleccionado. Dichas dimensiones corresponden a las cotas señaladas en la siguiente imagen.

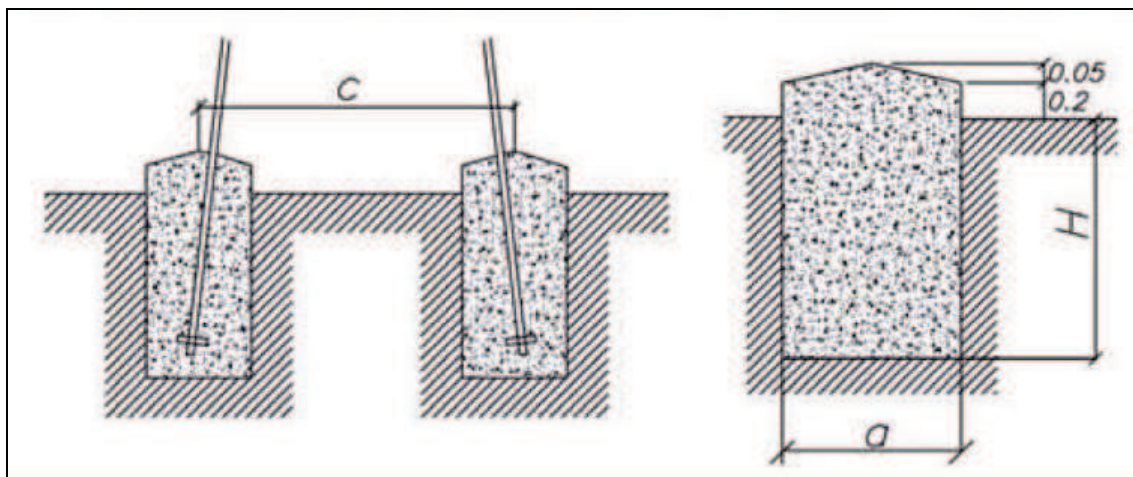


Figura 14.- Características cimentación Cóndor

### Postes 45 kV

En este caso el modelo elegido es el Águilas Reales de una altura de 12 metros. El área del apoyo expuesta al viento, de este modelo, como caso más desfavorable será:

$$A_T = b \cdot h = 3,35 \cdot 12 = 40,2m^2$$

Por tanto, la fuerza que ejerce el viento sobre el apoyo:

$$F_C = q \cdot A_T [daN] \approx q \cdot A_T [kg] = 171,094 \cdot 40,2 = 6878daN$$

El valor del esfuerzo ejercido por el viento sobre el apoyo en kilogramos fuerza tiene un valor de = 7019 kgf

Este esfuerzo está calculado en el punto central del apoyo, por lo que se tendrá que tener en cuenta el esfuerzo ejercido en la parte superior del poste, que como ya se ha comentado, tiene una altura de 12 metros.

Se considera que la fuerza ejercida por el viento en la parte superior del apoyo es el doble que la ejercida en el punto medio del mismo, por tanto el esfuerzo a tener en cuenta es de 14038 kgf.

**El esfuerzo que ejerce el conductor en el apoyo, aunque sería la diferencia entre los esfuerzos situados en los extremos del mismo, se considera el valor obtenido en el cálculo en el cable parabólico con anclajes de diferente altura que resulta ser un valor bastante más desfavorable que si se considera la diferencia.**

El esfuerzo que ejerce el conductor sobre el poste se considera 13,74 kgf, al haber tres conductores iguales conectados en la misma torre, el esfuerzo total que ejercen los conductores es de 41,22 kgf.

El esfuerzo total al que el apoyo está sometido será la suma de ambos esfuerzos el del viento y el de los conductores.

$$F_T = F_C + F_V = 41,22 + 14038 = 14079kgf = 13797daN$$

El tipo de apoyo seleccionado es de la empresa IMEDEXSA, cuyo modelo es:

**AGR-18000-12-SG1C**, es un apoyo que resiste hasta 18000 daN y cuya cruceta es de tipo simple circuito, es decir, tresbolillo, como se puede presenciar en la imagen.

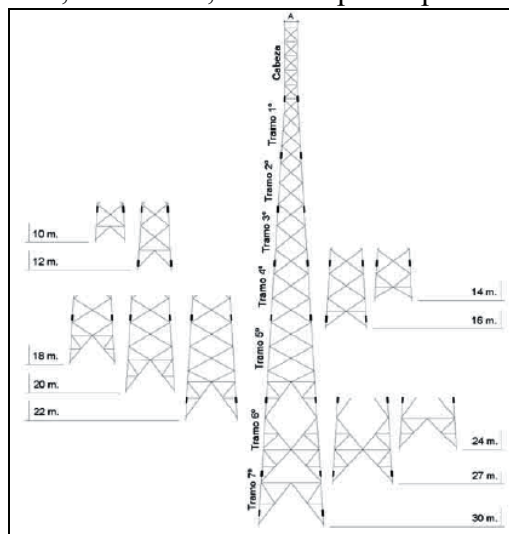


Figura 15.- Diversas alturas del apoyo Águila Real



El ancho de la cabeza (A) es de 1 m. en los esfuerzos menores (3.000 y 6.000) y 1,2 m. en el resto. En el modelo seleccionado aparece la nomenclatura SG1C, que nos indica que se trata de un apoyo de simple circuito y que las cotas son las expuestas en la tabla siguiente, según el modelo SG1C.

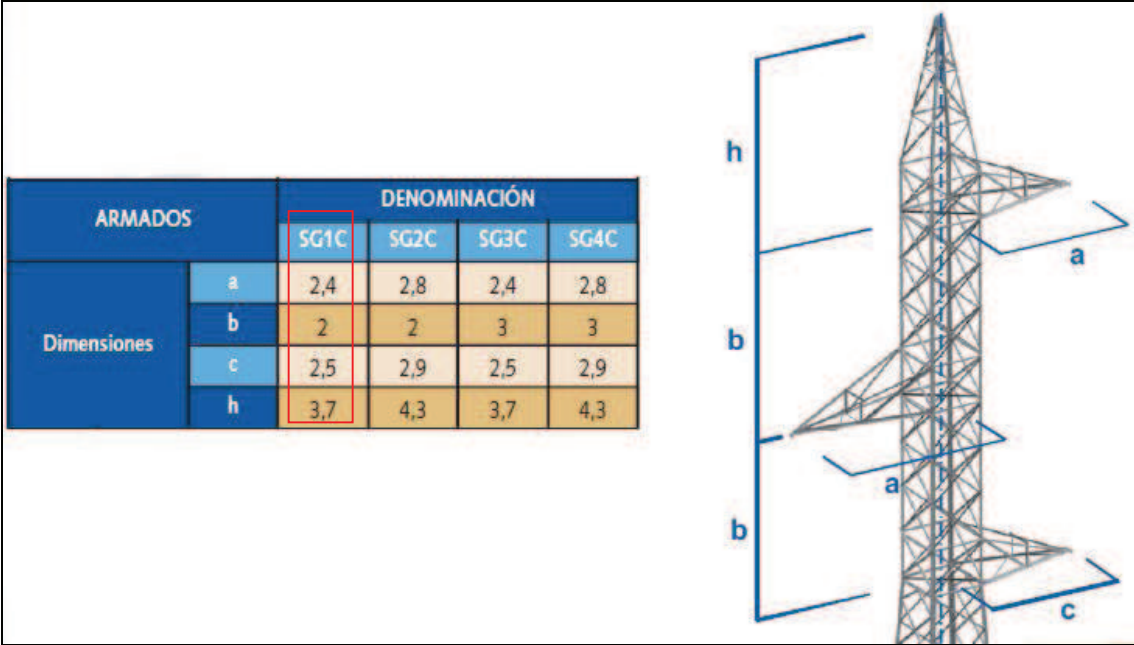


Figura 16.- Características cruceta modelo Águila Real

En la memoria del presente proyecto se puede observar más información acerca de este tipo de apoyo.

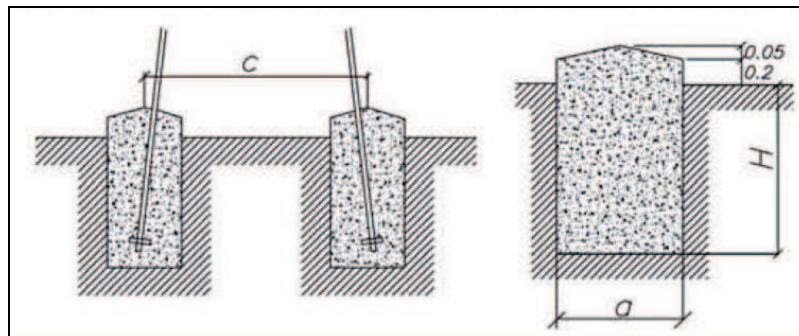
Las cimentaciones de estas torres son de macizos independientes para las cuatro patas. En la siguiente tabla se indican las principales dimensiones del macizo, la distancia entre hoyos y los volúmenes aproximados de excavación por patas para cimentaciones de sección cuadrada recta.

Como se ha comentado anteriormente, para terrenos normales, el ángulo de arranque es de 30°, por lo que se consulta la tabla de IMEDEXSA, nos colocamos en ángulo de arranque de 30° y para el modelo elegido seleccionamos las medidas de la cimentación que le corresponde.

AG /AGR		$\sigma=2 \text{ daN/cm}^2$						$\sigma=3 \text{ daN/cm}^2$						$\sigma=4 \text{ daN/cm}^2$						$\sigma=5 \text{ daN/cm}^2$					
		3.000	6.000	9.000	12.000	14.000	18.000	21.000	3.000	6.000	9.000	12.000	14.000	18.000	21.000	3.000	6.000	9.000	12.000	14.000	18.000	21.000			
10	a	1,20	1,30	1,50	1,70	1,80	2,10	2,25	0,90	0,95	1,10	1,25	1,35	1,55	1,65	0,90	0,90	0,95	1,05	1,15	1,30	1,40			
	H	2,05	2,65	2,85	3,05	3,20	3,30	3,40	1,95	2,50	2,70	2,95	3,05	3,25	3,35	1,75	2,30	2,60	2,90	2,95	3,25	3,25			
	V	2,95	4,48	6,41	8,81	10,37	14,55	17,21	1,58	2,26	3,27	4,61	5,56	7,81	9,12	1,42	1,86	2,35	3,20	3,90	5,49	6,37			
12	a	1,20	1,30	1,50	1,75	1,85	2,15	2,30	0,90	1,00	1,15	1,30	1,40	1,60	1,70	0,90	0,90	0,95	1,10	1,15	1,30	1,40			
	H	2,10	2,70	2,95	3,10	3,20	3,35	3,40	2,00	2,50	2,75	2,95	3,05	3,30	3,40	1,80	2,35	2,65	2,85	2,95	3,30	3,30			
	V	3,02	4,56	6,64	9,49	10,95	15,49	17,99	1,62	2,50	3,64	4,99	5,98	8,45	9,83	1,46	1,90	2,39	3,45	3,90	5,55	6,47			
14	a	1,20	1,35	1,55	1,75	1,90	2,20	2,30	0,90	1,00	1,15	1,30	1,40	1,60	1,70	0,90	0,90	1,00	1,10	1,20	1,35	1,40			
	H	2,15	2,70	2,95	3,15	3,20	3,35	3,45	2,05	2,55	2,80	3,00	3,10	3,35	3,45	1,85	2,35	2,65	2,90	3,05	3,30	3,35			

Figura 17.- Elección cimentación apoyo Águila Real

Las cotas remarcadas en la tabla con un recuadro de color rojo son las dimensiones de la cimentación del apoyo seleccionado. Dichas dimensiones corresponden a las cotas señaladas en la siguiente imagen.



**Figura 18.- Características cimentación Águila Real**

### 3. **ELECCIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES**

Está reglamentado que los aisladores utilizados en líneas eléctricas aéreas deben poder soportar una tensión superior a la correspondiente a los niveles de aislamiento de la línea. A esto se le llama coordinación de aislamiento, y comprende la selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles. (La rigidez dieléctrica de los materiales se considera aquí en el sentido de nivel de aislamiento normalizado).

De acuerdo con la UNE-EN 60071, se considerarán instalaciones de gama I (hasta 245 kV), y de gama II (tensiones superiores a 245 kV). En estas, las tensiones soportadas normalizadas están agrupadas en niveles de aislamiento normalizados asociados a los valores de la tensión más elevada del material  $U_m$ . En la gama I, las tensiones soportadas normalizadas incluyen la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial y la tensión soportada a impulso tipo rayo. En la gama II, las tensiones soportadas normalizadas incluyen la tensión soportada a impulso tipo maniobra y la tensión soportada a impulso tipo rayo.

La tensión permanente a frecuencia industrial y las sobretensiones temporales determinan la longitud mínima necesaria de la cadena de aisladores. La forma de los aisladores se seleccionará en función del grado de polución en la zona por donde discurre la línea.

Los niveles de aislamiento de las líneas que se encuentran en la Subestación, según RAT Capítulo 5 Artículo 24, son las siguientes:

Tensión más elevada (kV)	Tensión de ensayo de choque (kV)	Tensión de ensayo a frecuencia industrial (kV)
36	170	70
52	250	95
72,5	325	140
100	380	150
123	450	185
145	550	230
170	650	275

**Tabla 8.- Niveles de aislamiento**

Se contempla el caso de que en esta zona se encuentra una alta contaminación ya que en la Norma de ENDESA en su documento SFZ00200, comenta que para la Subestación de AT/MT se exige una línea de fuga mínima de 25 mm/kV para cadenas de aisladores y aisladores rígidos.

A continuación, se puede observar como en el nuevo reglamento de líneas de A.T, en la ITC-07 se incluyen los niveles de aislamiento mínimos de acuerdo con la norma IEC 60815, tal como se indica en la tabla siguiente:

K [mm/kV]	Grado de contaminación	Descripción	Características de las áreas
16	I	Ligero	1. Sin industrias y baja densidad de viviendas. 2. Baja densidad de viviendas o industrias pero con vientos y/o lluvias frecuentes. 3. Zonas montañosas y/o agrícolas Nota: Todas éstas deben estar ubicadas por lo menos a 10-20km del mar. También influye la topografía y la acción del viento.
20	II	Medio	1. Industrias que no producen humo contaminante. 2. Alta densidad de viviendas y/o industrias sujetas a vientos y/o lluvias frecuentes. 3. Áreas expuestas al viento del mar, no muy cerca de la costa.
25	III	Alto	1. Alta densidad de industrias y urbanizaciones de grandes ciudades. 2. Áreas cerca del océano o expuestas a la fuerte acción de los vientos del mar.
31	IV	Muy alto	1. Áreas sujetas al polvo conductivo o al humo industrial. 2. Áreas muy cerca de la costa y expuestas al rocío o al viento.

K: Distancia de fuga específica en mm/kV

**Tabla 9.-Nivel de aislamiento recomendado según IEC 60815**

Seguidamente se elige un aislador. El criterio que se ha tomado para la elección del aislador es que aguante la tracción mecánica que ejerce el conductor. Hay que tener en cuenta el coeficiente de seguridad que nos indica que:

$$C.S. = \frac{Trotura}{Tmáxcable} \geq 3$$

Por lo que la resistencia mecánica del aislador deberá ser, al menos, tres veces mayor a la fuerza ejercida por el conductor.

Según RAT Capítulo 6-Artículo 27, la tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura dividida por 2,5 si se trata de cables, o dividida por 3 si se trata de alambres. Por tanto, al ser CÓNDOR el conductor que se va a emplear para el circuito en intemperie de la Subestación la tracción máxima a la que puede estar sometido el conductor es 5051 kgf, que es igual a 49,5 kN (en la realidad, según en los cálculos mecánicos la tracción en esos puntos es muy inferior, pero se considerará el caso más desfavorable que es el valor anteriormente aportado).

Conocido el nivel de aislamiento recomendado para la zona, y escogido un tipo de aislador, el número de elementos que deben constituir una cadena se obtiene como:

$$n = \frac{NA \cdot U_s}{L_f}$$

donde

n: número de elementos que deben constituir la cadena

NA: nivel de aislamiento, según zona.

Us: Tensión más elevada de la línea.

L<sub>f</sub>: Longitud de línea de fuga de cada aislador.

Elegido el aislador, el fabricante nos suministra los datos del diámetro y paso y, una vez hallado *n*, es necesario comprobar que las cadenas de aisladores así formadas cumplen las mínimas exigencias de tensión soportada a frecuencia industrial y bajo onda de choque establecidas por el Reglamento.

No debe buscarse una economía en las instalaciones eléctricas a costa de un insuficiente aislamiento de los aisladores ya que aplicando este equivocado criterio se producirán numerosas interrupciones en el funcionamiento de las líneas, debidas a sobretensiones.

Por último, con el aislador escogido, se mira en la tabla descrita a continuación, y observamos, para el nivel de aislamiento de la línea, cual es el número mínimo de aisladores a colocar para soportar dichas tensiones y se colocarán el número más desfavorable de aisladores que se hayan calculado.

La tabla a describir es del catálogo de aisladores de vidrio templado La Granja, se escoge el aislador modelo para atmósferas contaminadas que, como es nuestro caso, se utilizan para líneas de alta polución. Esta tabla cumple con lo especificado en la Norma CEI 383 y BS 137 parte 1.

La tabla está separada en columnas con diferentes diámetros y pasos del aislador y cada columna esta dividida en otras tres que son:

- La columna A: hace referencia a tensión soportada a frecuencia industrial en seco
- La columna B: hace referencia a tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia
- La columna C: hace referencia a tensión soportada al impulso tipo rayo 1,2/50

Se elige un diámetro y paso (del aislador elegido previamente) y sabiendo el nivel de aislamiento que tenemos para cada zona de la Subestación (132 kV y 45 kV) se tiene que elegir el número mínimo de aisladores cuyas tres columnas superen el nivel de aislamiento que tenemos en la línea.



LA GRANJA

MODELOS PARA ATMÓSFERAS CONTAMINADAS  
TENSIONES SOPORTADAS

kV

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS CADENAS DE  
CONFORMIDAD CON LAS NORMAS CEI 383 Y BS 137 PARTE 1

Nº	ØxP: 255 x 127 mm			ØxP: 255 x 146 mm			ØxP: 290 x 146 mm			ØxP: 320 x 170 mm		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	80	45	110	80	45	110	85	50	125	90	55	140
2	120	65	200	130	75	235	130	75	235	135	85	270
3	165	90	275	180	100	320	180	100	320	190	110	370
4	205	115	340	225	130	390	225	130	390	240	145	450
5	245	140	405	270	155	465	270	155	465	290	175	540
6	285	165	470	315	185	545	315	185	545	335	205	625
7	325	195	540	360	215	620	360	215	620	380	240	710
8	365	220	605	405	245	695	405	245	695	430	275	800
9	400	240	675	450	270	775	450	270	775	475	305	890
10	440	260	740	490	290	855	490	290	855	520	335	980
11	475	285	815	530	320	935	530	320	935	565	360	1070
12	510	305	880	570	340	1015	570	340	1015	610	385	1170
13	545	320	955	610	365	1100	610	365	1100	655	410	1280
14	580	345	1025	650	390	1180	650	390	1180	695	440	1365
15	615	365	1090	690	410	1260	690	410	1260	740	465	1450
16	650	380	1165	725	430	1340	725	430	1340	785	490	1540
17	685	405	1240	765	450	1425	765	450	1425	830	515	1640
18	715	425	1305	800	480	1500	800	480	1500	875	540	1730
19	750	445	1370	840	500	1580	840	500	1580	920	565	1810
20	780	460	1440	875	520	1655	875	520	1655	965	590	1900
21	815	480	1505	915	540	1730	915	540	1730	1005	610	1990
22	850	500	1575	950	565	1810	950	565	1810	1050	640	2080
23	880	520	1640	985	585	1885	985	585	1885	1095	660	2160
24	915	540	1705	1025	610	1950	1025	610	1950	1140	690	2245
25	945	565	1770	1060	630	2025	1060	630	2025	1190	710	2325
26	975	575	1840	1100	650	2095	1100	650	2095	1225	740	2410
27	1010	595	1910	1135	670	2170	1135	670	2170	1270	760	2490
28	1040	612	1970	1170	695	2240	1170	695	2240	1310	790	2575
29	1070	625	2035	1205	710	2305	1205	710	2305	1355	805	2650
30	1100	645	2100	1240	730	2365	1240	730	2365	1395	830	2720

A: Tensión soportada a frecuencia industrial en seco

B: Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia

C: Tensión soportada al impulso tipo rayo 1,2/50

Tabla 10.- Selección aisladores según nivel aislamiento

### 3.1. Factores añadidos a tener en cuenta para la elección del número de aisladores a colocar

Una vez calculado el tipo de aislador y el número a colocar del mismo, se deben tener en cuenta otros factores que pueden afectar al buen rendimiento del elemento. La solución para contrarrestar estos factores estaría en aumentar el número de aisladores según el caso correspondiente. Los problemas que nos podemos encontrar son:

1. Altitud y temperatura
2. Contaminación

#### Altitud y temperatura

La Ley de Halley permite calcular la presión barométrica  $H$  en cm en función de la altitud  $y$  en km:

$$y = 18,4 \cdot \log \frac{76}{H}$$

La temperatura puede suponerse de 25°C para la atmósfera normal española y que se reduce 5°C cada 1000 m de ascensión. Sustituyendo en la fórmula de Parchen, que da la rigidez dieléctrica del aire:

$$\epsilon_{ra} = \epsilon_{rao} \cdot \frac{3,92 \cdot H}{273 + t} = \epsilon_{rao} \cdot \alpha$$

obteniéndose:

Km	0	0,5	1	1,5	2
$\alpha$	1	0,95	0,90	0,85	0,80

**Tabla 11.- Rigidez del aires según la altitud**

Es decir, según la altitud a la que están colocados los aisladores la rigidez del aire sufre una reducción que en su misma proporción se deberá de aumentar el número de aisladores a colocar, redondeando siempre al número entero superior.

En el caso que nos ocupa, sabiendo que la Subestación se encuentra en la zona A, está situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar, se puede considerar que  $\alpha=1$  y, por tanto, el número de aisladores calculados anteriormente es el correcto.

### **Contaminación**

Este problema indudablemente creciente, puede obligar a condiciones extremas, costosas de realizar y, a veces, poco eficaces:

- a) Aumentar el número de aisladores.
- b) Colocar aisladores reforzados: antiniebla, en baño de aceite, etc.
- c) Revestir la superficie de los aisladores con siliconas.
- d) Limpiar, si es posible, periódicamente las cadenas (de trapos a chorro de agua sin cortar la tensión).

Es de tener en cuenta que en las cadenas de amarre se suele aumentar el aislamiento entre un 20 y un 10% para líneas a M.A.T., es decir, en general se colocan 2 aisladores más a 132, 220 y 400 kV. Con ello, se aumenta el aislamiento en los anclajes, lo cual no sólo es conveniente, sino necesario al perder aislamiento las cadenas bajo lluvia por la situación prácticamente horizontal de los aisladores constituyentes de las mismas.

Con los criterios anteriormente indicados, puede definirse correctamente la cadena de aisladores precisa. Sin embargo, dada la gran importancia que tiene el fijar con toda seguridad el aislamiento de la línea, es muy aconsejable realizar los ensayos pertinentes sobre los conjuntos de cadena completa: aislador y herrajes.

En la Subestación a estudio, se deberá aumentar el número de aisladores en dos unidades debido al concepto de contaminación que se acaba de describir.

### **3.2. Cálculo de aisladores de la Subestación**

#### **NIVEL DE 132 kV:**

- Según la tabla del RAT Capítulo 5, Artículo 24, el nivel de aislamiento de la línea en esta zona es:
  - 3. Tensión más elevada: 145 kV
  - 4. Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 230 kV
  - 5. Tensión de ensayo de choque: 550 kV
- a. Por otro lado, como la norma de ENDESA exige en su documento SFZ00200, la línea de fuga mínima es de 25 mm/kV para cadenas de aisladores y aisladores rígidos.
- b. Se elige un aislador, teniendo en cuenta que, como se ha comentado anteriormente, la resistencia mecánica del aislador deberá ser, al menos, tres veces mayor a la fuerza ejercida por el conductor. Por tanto, si la tracción máxima del conductor es igual a 49,5 kN, la tracción mínima a soportar por el aislador es de:

$$C.S. = \frac{Trotura}{T_{\text{máxcable}}} \geq 3 \Rightarrow 3 \leq \frac{Trotura}{49,5kN} \Rightarrow Trotura \geq 148,5kN$$



Debido a este resultado se elige un aislador que soporte 160 kN, como es el modelo U160BLP de alta contaminación, del catálogo Aisladores La Granja. El valor del paso de este aislador es 170 mm y el diámetro 320 mm.

- Línea de fuga del aislador escogido = 540 mm, con este valor se podrá conocer el número mínimo de aisladores que componen la cadena.

$$n = \frac{NA \cdot U_s}{L_f} = \frac{25mm / kV \cdot 145kV}{540mm} = 6,71 \approx 7 \text{ aisladores}$$

- Una vez calculado en número de aisladores que componen la cadena, con el valor del paso y diámetro del aislador elegido, comprobamos en la tabla 10, si este número de aisladores es suficiente para soportar el nivel de aislamiento de la línea.

Paso (P) = 170 mm

Diámetro (D) = 320 mm

Con estos datos, se elige la última columna de la tabla y miramos para 7 aisladores el nivel de aislamiento.

Como se puede observar, los valores que soportan la cadena de aisladores de 7 elementos, aguanta el valor del nivel de aislamiento de la línea, por tanto, el aislador y el número de elementos que conforman la cadena son los correctos.

- Factores adversos:
    - Temperatura: En el caso que nos ocupa, sabiendo que la Subestación se encuentra en la zona A, está situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar, se puede considerar que  $\alpha=1$  y, por tanto, el número de aisladores calculados anteriormente es el correcto.
6. Contaminación: Es de tener en cuenta que en las cadenas de amarre se suele aumentar el aislamiento entre un 20 y un 10% para líneas a M.A.T., es decir, en general se colocan 2 aisladores más a 132 kV.

- **Conclusión:** la cadena de aisladores estará constituida por 9 elementos (se le añaden dos más a los calculados por lo comentado en la contaminación). El modelo del aislador es el U160BLP, del catálogo Aisladores La Granja, y sus características son las siguientes:

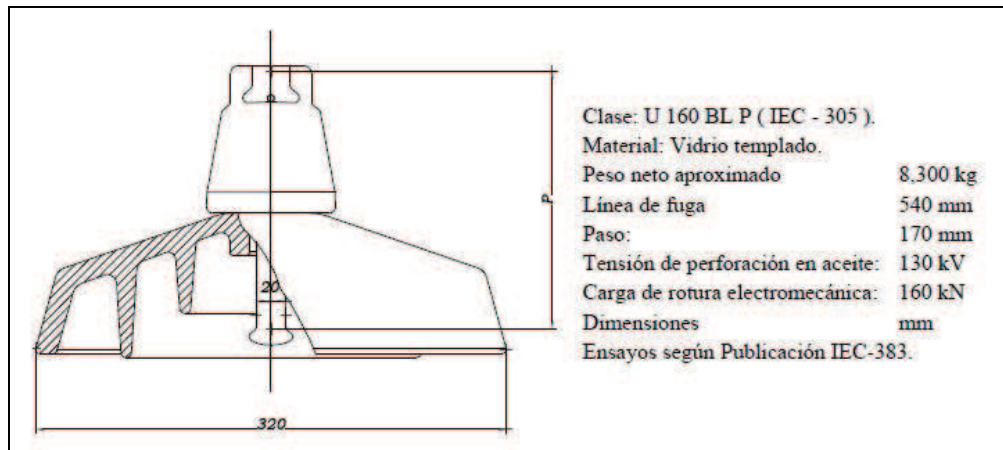


Figura 19.- Característica aislador 132 kV

### NIVEL DE 45 kV:

- Según la tabla del RAT Capítulo 5, Artículo 24, el nivel de aislamiento de la línea en esta zona es:
  - 7. Tensión más elevada: 52 kV
  - 8. Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 95 kV
  - 9. Tensión de ensayo de choque: 250 kV
- a. Por otro lado, como la norma de ENDESA exige en su documento SFZ00200, la línea de fuga mínima es de 25 mm/kV para cadenas de aisladores y aisladores rígidos.
- b. Se elige un aislador, teniendo en cuenta que, como se ha comentado anteriormente, la resistencia mecánica del aislador deberá ser, al menos, tres veces mayor a la fuerza ejercida por el conductor. Por tanto, si la tracción máxima del conductor es igual a 49,5 kN, la tracción mínima a soportar por el aislador es de:

$$C.S. = \frac{T_{rotura}}{T_{máxcable}} \geq 3 \Rightarrow 3 \leq \frac{T_{rotura}}{49,5kN} \Rightarrow T_{rotura} \geq 148,5kN$$

Debido a este resultado se elige un aislador que soporte 160 kN, como es el modelo U160BLP de alta contaminación, del catálogo Aisladores La Granja. El valor del paso de este aislador es 170 mm y el diámetro 320 mm.

- Línea de fuga del aislador escogido = 540 mm, con este valor se podrá conocer el número mínimo de aisladores que componen la cadena.

$$n = \frac{NA \cdot U_s}{L_f} = \frac{25mm / kV \cdot 52kV}{540mm} = 2,4 \approx 3 \text{ aisladores}$$

- Una vez calculado en número de aisladores que componen la cadena, con el valor del paso y diámetro del aislador elegido, comprobamos en la tabla 10, si este número de aisladores es suficiente para soportar el nivel de aislamiento de la línea.

Paso (P) = 170 mm

Diámetro (D) = 320 mm

Con estos datos, se elige la última columna de la tabla y miramos para 3 aisladores el nivel de aislamiento.

Como se puede observar, los valores que soportan la cadena de aisladores de 3 elementos, aguanta el valor del nivel de aislamiento de la línea, por tanto, el aislador y el número de elementos que conforman la cadena son los correctos.

- Factores adversos:
  - Temperatura: En el caso que nos ocupa, sabiendo que la Subestación se encuentra en la zona A, está situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar, se puede considerar que  $\alpha=1$  y, por tanto, el número de aisladores calculados anteriormente es el correcto.
  - Contaminación: Es de tener en cuenta que en las cadenas de amarre se suele aumentar el aislamiento entre un 20 y un 10% para líneas a M.A.T., es decir, en general se colocan 2 aisladores más a 45 kV.
- **Conclusión:** la cadena de aisladores estará constituida por 5 elementos (se le añaden dos más a los calculados por lo comentado en la contaminación). El modelo del aislador es el U160BLP, del catálogo Aisladores La Granja, y sus características son las siguientes:

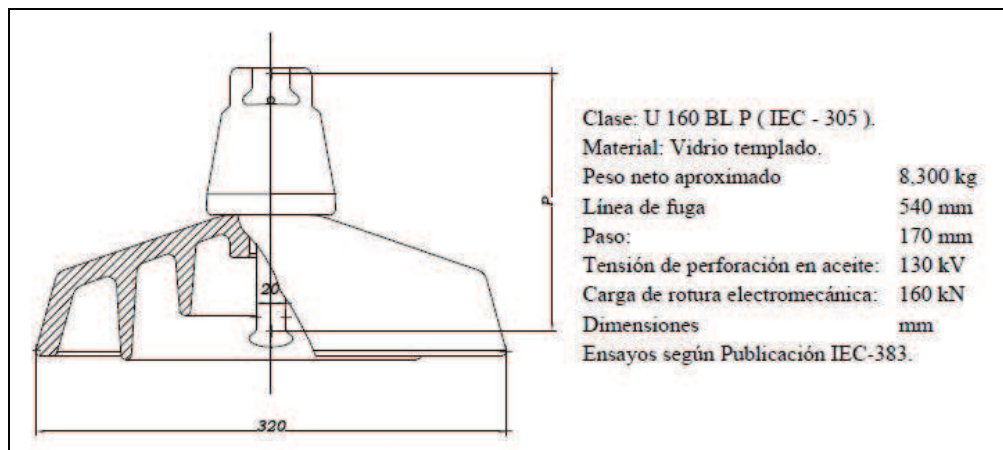


Figura 20.- Característica aislador 45 kV

### **OBSERVACIÓN:**

Como se refleja en el anexo de cálculos, a la salida del transformador de 75 MVA (en el lado de 45 kV), el conductor seleccionado se duplica por fase. También, en el embarrado de 45 kV, nos encontramos que hay tres conductores por fase.

Estos casos mencionados estarán formados por las mismas cadenas de aisladores calculadas anteriormente ya que se han valorado de la forma más desfavorable, con la máxima tracción permitida que puede ofrecer el conductor, en el apartado del cálculo mecánico se comprueba como la fuerza a la que está sometido el conductor es muy inferior a la máxima que la norma del RAT Capítulo 6-Art.

#### **4. INTENSIDADES Y CONDUCTORES**

Un aumento de tensión significa una disminución de la intensidad que circula por la línea, para transportar la misma potencia, y por tanto, las pérdidas por calentamiento de los conductores y por efectos electromagnéticos. A mayor tensión, menor intensidad y, en consecuencia, menor pérdida energética, lo cual es muy importante si se toma en consideración el hecho de que las líneas de media tensión suelen recorrer distancias de algunos kilómetros.

Además, una mayor intensidad requiere de conductores de mayor sección, y en consecuencia, con un mayor peso por unidad de longitud.

Por todos estos factores, se eleva la tensión de transporte, reduciendo la intensidad y abaratando los costes de transporte.

La subestación a diseñar contempla tres zonas a destacar: la zona de 132 kV (alta tensión), la zona de 45 kV (media tensión) y la zona de 15 kV (media tensión).

Por lo explicado anteriormente, podremos observar la diferencia de sección de conductores entre la zona de 132 kV y la de 15 kV.

El cálculo para la obtención de la Intensidad se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Donde:

P: potencia demanda [kVA]  
U: tensión en la línea [kV]  
I: intensidad en la línea [A]

Los conductores desnudos se elegirán según la tabla que a continuación se destaca:

Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud	Corriente máxima admisible A	Resistencia a la tracción asignada
		Al	Acero	Total	Al	Acero	Al	Acero	Alma	Conductor			
		mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>			mm	mm	mm	mm	Kg/Km		kN
27-AL1/4-ST1A	LA 30	26,7	4,45	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,14	107,8	136,088	9,74
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,79	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	188,8	197,005	16,29
67-AL1/11ST1A	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,34	271,8	249,62	23,12
94-AL1/22-ST1A	LA 110	94,2	22,0	116,2	30	7	2	2	6	14	432,5	313,18	43,17
119-AL1/28-ST1A	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,75	547,4	368,03	54,03
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,50	675,8	424,58	64,94
242-AL1/39-ST1A	LA 240 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,80	976,2	574,4	84,89
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,38	1274,6	712,74	107,18
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,72	1520,5	799,69	123,75
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,14	30,42	1831,1	889,39	149,04
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	10,95	32,84	2123,0	954,86	174,14

Tabla 12.- Conductores aluminio-acero ACSR según UNE EN 50182

#### **4.1. INTENSIDAD EN LA ZONA DE 132 kV**

En esta zona diferenciaremos tres partes que analizaremos individualmente: entradas al embarrado, embarrado y entrada al primario del transformador de 75 MVA.

##### **4.1.1. Entradas al embarrado de 132 kV**

La intensidad a calcular es la que llega al embarrado de 132 kV. Suponiendo que las dos líneas que dan suministro a la subestación son idénticas e independientes, es decir, una de las líneas proviene de la subestación de la central hidroeléctrica del pantano de Iznájar y la otra de la central de biomasa situada en la carretera Puente Genil-Santaella. Cada línea de entrada debe soportar la corriente más desfavorable que nos debería suministrar la central eléctrica para la máxima demanda, que serían los dos transformadores de potencia de 75 MVA cada uno, es decir, deben soportar un total de 150 MVA.

En el caso que nos ocupa, puesto que la tensión de la línea es de 132 kV y la potencia máxima a demandar es de 150 MVA, el resultado obtenido de la expresión es:

$$I = \frac{150000kVA}{\sqrt{3} \cdot 132kV} = 656,082 A$$

Elegiremos, según los datos de la tabla 12, el conductor desnudo LA-380 Gull, cuya intensidad máxima admisible es de 712,74 A

##### **4.1.2. Embarrado de 132 kV:**

Como caso más desfavorable deberá de soportar la misma intensidad que la entrada al embarrado de 132 kV. Por tanto, elegiremos el conductor tipo Gull, que admite una corriente de paso en régimen permanente de 712,74 A.

Al ser la intensidad máxima de las barras 656,082 A, vemos que el conductor elegido es suficiente para la carga máxima prevista.

##### **4.1.3. Entrada al primario del transformador de 75 MVA:**

La máxima intensidad que circulará por la línea que llega a este transformador será:

$$I = \frac{75000kVA}{\sqrt{3} \cdot 132kV} = 328,04 A$$

Según la tabla 12, de conductores desnudos normalizados, elegiremos para esta línea el cable LA-145 que es capaz de soportar una intensidad de 368,03 A.

#### 4.2. INTENSIDAD EN LA ZONA DE 45 Kv

La zona de 45 kV comienza en el secundario del transformador de 75 MVA, para diferenciarlo a la hora del cálculo de las intensidades y la elección de conductores, lo dividiremos en cinco partes: salida del transformador de 75 MVA, embarrado de 45 kV, línea de suministro a la subestación “ALDEAS”, línea de suministro para el polígono industrial “SAN PANCRACIO” y entrada al transformador de 20 MVA.

##### 4.2.1. Secundario del transformador de 75 MVA

La potencia a soportar por el conductor será 75 MVA y la corriente con la tensión de 45 kV será:

$$I = \frac{75000kVA}{\sqrt{3} \cdot 45kV} = 962,25 A$$

De la tabla de conductores normalizados, el que más intensidad resiste el FINCH, cuya intensidad admisible es de 954,84 A, por lo que para nuestro caso tendremos que colocar dos cables en paralelo por fase. Por tanto, la intensidad a soportar por cada cable será:

$$I_{cadacable} = \frac{962,25}{2} = 481,125 A$$

Con esta intensidad podremos elegir conductor de la tabla 12, colocaremos dos cables en paralelo LA-280 Hawk que soporta 574,4, por consiguiente entren los dos soportarán un total de:

$$I_{total} = 2 * 574,4 = 1148,8 A$$

1148,8 A es la corriente máxima que soportarían los dos cables en paralelo, como es mayor que 962,25 A (los calculados para la potencia demandada), el cable seleccionado es correcto.

##### 4.2.2. Embarrado de 45 kV

El embarrado de 45 kV es la zona que más potencia deberá soportar ya que según el diseño que hemos planteados toda la carga demandada irá conectada en este punto, es decir, la potencia a soportar como caso más desfavorable tendremos 150 MVA, por tanto, la intensidad en esta zona será:

$$I = \frac{150000kVA}{\sqrt{3} \cdot 45kV} = 1924,5 A$$

Como en el apartado 4.2.1, no hay cable en la tabla de conductores normalizados que resista dicha corriente, ni siquiera colocando dos cables en paralelo. Por lo cual, diseñaremos este embarrado con tres cables en paralelo, por lo cual la intensidad que deberá resistir cada conductor será:



$$I_{cadacable} = \frac{962,25}{2} = 481,125 A$$

Colocaremos tres cables en paralelo por cada fase del tipo LA-380 Gull, como el Gull resiste 712,74 A, la corriente total que admitirán los conductores en paralelo será:

$$I_{total} = 3 * 712,74 = 2138,22 A$$

2138,22 A es la corriente máxima que soportarían los tres cables en paralelo, como es mayor que 1924,5 A (los calculados para la potencia demandada), el cable seleccionado es correcto.

#### **4.2.3. Línea de suministro a la subestación “ALDEAS”**

Desde la subestación que estamos diseñando hemos de dar suministro a la subestación denominada como “ALDEAS”, que abastecerá a cuatro poblados pertenecientes al municipio de Puente Genil. La potencia que nos demanda es de 20 MVA, por tanto, la máxima intensidad que tendremos en esta línea es:

$$I = \frac{20000kVA}{\sqrt{3} \cdot 45kV} = 256,60 A$$

Mirando la tabla 12, elegimos el conductor LA-110 cuya intensidad máxima admisible es de 313,18 A.

#### **4.2.4. Línea de suministro para el polígono industrial “SAN PANCRACIO”**

Este polígono demanda una potencia de 10 MVA a 45 kV ya que dispone de su propia subestación reductora. Se trata de un polígono de nueva construcción y esta funcionando al 65 % de su capacidad. Dicho esto, aunque nos demandan 10 MVA, lo vamos a diseñar con una potencia supuesta al doble que la actual para dejar un margen de ampliación para cuando funciona al 100 %. Con esto, la línea descrita debe soportar una potencia de 20 MVA, con lo que la corriente por dicha línea será:

$$I = \frac{20000kVA}{\sqrt{3} \cdot 45kV} = 256,60 A$$

Mirando la tabla 12, elegimos el conductor LA-110 cuya intensidad máxima admisible es de 313,18 A.

#### **4.2.5. Entrada al primario del transformador de 20 MVA**

El cálculo de la intensidad de esta línea se calcularía igual que en los apartados anteriores, por lo que resultaría una corriente de 256,6 A. Por tanto, el conductor a colocar es el LA-110 con una intensidad máxima admisible de 313,18 A.

### 4.3. INTENSIDAD EN LA ZONA DE 15 Kv

En esta zona se diferencia de las demás en que se encuentra soterrada, es decir, en el caso de los conductores, que es lo que nos afecta en este apartado, van a estar aislados aunque la corriente que debe soportar el conductor se calcula como en los casos anteriores. A la hora de elegir el conductor no nos serviría la tabla utilizada anteriormente ya que se refiere a conductores desnudos, por lo que conductores que utilizaremos para la tensión de 15 kV lo elegiremos de la tabla de conductores aislados, tabla 13

. Diferenciaremos tres partes: la corriente a la salida del secundario del transformador, el embarrado de 15 Kv y las salidas a las diferentes cargas.










									
	mm <sup>2</sup>	mm	mm	kg/km	mm	A	A	Ohm/km	μF/km
1240113	35	18,9	27,1	745	410	145	120	0,15	0,146
1240114	50	19,9	27,4	790	415	170	140	0,142	0,158
1240115	70	21,8	30,2	935	455	210	170	0,134	0,179
1240116	95	23,1	31,7	1045	480	255	205	0,127	0,198
1240117	120	24,9	34,1	1195	515	295	235	0,123	0,219
1240118	150	26,1	35,3	1275	530	335	260	0,119	0,233
1240119	185	27,5	36,7	1450	555	385	295	0,114	0,25
1240120	240	30,2	39,4	1655	595	455	345	0,109	0,282
1240121	300	32,3	41,5	1900	625	520	390	0,105	0,307
1240122	400	35,0	44,9	2235	675	610	445	0,102	0,339
1240123	500	38,7	48,0	2655	720	720	510	0,098	0,383
1240124	630	42,7	52,0	3215	780	840	580	0,095	0,429

Tabla 13.- Conductores aislados

#### 4.3.1. Salida del secundario del transformador de 20 MVA

La corriente que encontraríamos en el secundario del transformador sería:

$$I = \frac{20000kVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV} = 769,8A$$

Como este conductor se encuentra aislado, elegiremos el cable más adecuado de la tabla 13, correspondiente a cables de Aluminio y aislamiento 12/20 kV. Dicho dato es obtenido por medio de la nueva Norma UNE 211435 que sustituye a la anterior Norma UNE 20435-2. Dentro de la tabla elegiremos los conductores al aire protegidos del sol, de aluminio y con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Se coloca un conductor de 630 mm<sup>2</sup>, cuya corriente admisible es de 840 A.

#### 4.3.2. Embarrado de 15 kV

Las celdas, puesto que se adquieren a un fabricante directamente y estas no han de sufrir modificación alguna, ni el instalador tiene que construirlas, no requieren cálculos. Una vez elegidas dichas celdas para una tensión determinada, las celdas son suministradas con su embarrado preparado y con los ensayos necesarios para certificar los valores indicados en las placas de características.

A continuación se muestra una forma de verificación del dimensionamiento del embarrado.

### **Densidad de corriente:**

Uno de los parámetros que pueden usarse para verificar si un embarrado es correcto, es por medio de la densidad de corriente:

Por medio de la expresión:

$$d = \frac{I_n \langle embarrado \rangle}{S}$$

Donde:

d: densidad de corriente ( $A/mm^2$ )

$I_n \langle embarrado \rangle$ : Intensidad nominal del embarrado. (A)

S: sección del embarrado. ( $mm^2$ )

En este tipo de cabinas los embarrados suelen ser tubos de cobre de diámetros y espesores determinados. Conociendo el diámetro del tubo y el espesor de éste, se obtiene la sección del embarrado. Con ello y conociendo la intensidad nominal del embarrado (2000 A) puede obtenerse la densidad de corriente con la expresión indicada arriba.

El valor de densidad de corriente obtenido de la expresión dado en  $A/mm^2$ , deberá ser cotejado con el que puede llevar una barra de cobre de las características a las que posean las cabinas.

Para realizar dicha comparativa es necesario ir a la Norma DIN 40500 en la que aparecen datos sobre las densidades de corriente del cobre. Como ejemplo, en dicha norma se expone que para una temperatura ambiente de 35°C y del embarrado a 65°C, la intensidad máxima admisible es de 548 A para un diámetro de 20 mm. y de 818 A para diámetro de 32 mm, lo cual corresponde a las densidades máximas de 3,42 y 2,99  $A/mm^2$  respectivamente. Conociendo el valor del diámetro del embarrado e interpolando puede obtenerse el valor exacto de la densidad de corriente para dicho embarrado. El valor obtenido de la fórmula deberá ser inferior que el obtenido de la tabla de densidades máximas. Según fabricante (ORMAZABAL), el diámetro de las cabinas seleccionadas es de 32 mm, por lo cual, la sección del tubo del embarrado es de 804,25  $mm^2$ . Por tanto, con la fórmula anterior se obtiene la densidad de corriente:

$$d = \frac{I_n \langle embarrado \rangle}{S} = \frac{2000}{804,25} = 2,49 A/mm^2$$

Como el valor es inferior al que indica la norma, el embarrado cumple favorablemente.

**Solicitud electrodinámica:**

Otros aspectos a considerar son la comprobación por solicitud electrodinámica donde se obtiene el momento flector de las barras para verificar el aguantar de las sujeciones de éstas.

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado de cortocircuitos de este anexo de cálculos, por lo que:

$$I_{cc} \times 2,5 \text{ veces} = 12,6 \text{ kA} \times 2,5 = 31,5 \text{ kA}$$

Siendo el estándar del fabricante

$$I_{cc}(\text{din}) = 50 \text{ kA}$$

**Solicitud térmica:**

Y por último el cálculo por solicitud térmica, con la que se calcula la sobreintensidad máxima admisible durante un segundo. Esta última se determina mediante la expresión que determina la CEI 298:

$$S = \frac{I}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{t}{\delta\theta}}$$

Donde:

S: Sección de cobre ( $\text{mm}^2$ )

$\alpha$  : 13 para el cobre.

t: tiempo de duración del cortocircuito.

I: intensidad eficaz en amperios.

$\delta\theta$  : 180° para conductores inicialmente a temperatura ambiente.

De donde se puede despejar el tiempo para comprobar el tiempo que soporta el cortocircuito.

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la armadura por defecto de un cortocircuito.

#### 4.3.3. Salida del embarrado de 15 kV

En la salida del embarrado de 15 kV tenemos 4 líneas que cada una tiene una potencia prevista de 5 MVA. Por tanto, la corriente máxima por cada línea será:

$$I = \frac{5000kVA}{\sqrt{3} \cdot 15kV} = 192,45 A$$

Como este conductor se encuentra aislado, elegiremos el cable más adecuado de la tabla 13, correspondiente a cables de Aluminio y aislamiento 12/20 kV. Dicho dato es obtenido por medio de la nueva Norma UNE 211435 que sustituye a la anterior Norma UNE 20435-2. Dentro de la tabla elegiremos los conductores enterrados en tubos, de aluminio y con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

Para esta intensidad podríamos elegir una sección de  $120 \text{ mm}^2$ , cuya intensidad máxima admisible es de 245 A. La norma de ENDESA GE SND 013, indica los valores nominales sección que se deben colocar en una Subestación, siendo  $400 \text{ mm}^2$  el mínimo, por tanto, se colocará un conductor aislado de sección  $400 \text{ mm}^2$ , cuya corriente máxima admisible es de 445 A.

## 5. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de las intensidades que originan un cortocircuito se tiene en cuenta la corriente de cortocircuito de la red de AT, el cual es un valor especificado por la compañía eléctrica. En este caso, siendo la compañía responsable de la zona SEVILLANA ENDESA, observamos la tabla correspondiente y para la tensión más desfavorable, 132 kV, la corriente de cortocircuito es de 31,5 kA. Con este dato conseguiremos la potencia de cortocircuito que tomaremos de base para los cálculos correspondientes, que la más desfavorable será la que obtengamos en la zona de más alta tensión, que en nuestro caso es en la zona de 132 kV.

Por tanto, con la fórmula de la potencia:

$$P_{basec} = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_{cc} = \sqrt{3} \cdot 132kV \cdot 31,5kA = 7201,86MVA$$

Además, se tendrá en cuenta que en los circuitos de corriente alterna de tensión superior a los 600 V puede despreciarse la resistencia y emplear solamente la reactancia como valor total de la impedancia. Para generadores, transformadores y motores, cualquiera que sea su tensión, la resistencia es tan baja comparada con el valor de su reactancia que no se considera.

El resto de datos para la realización de los cálculos aunque se pueden observar en las características del transformador adjuntadas en la memoria del presente proyecto, las destacamos:

- Transformador de 75 MVA: tiene una tensión de cortocircuito,  $V_{cc} = 14\%$
- Transformador de 20 MVA: tiene una tensión de cortocircuito,  $V_{cc} = 10\%$

En el plano número se pueden observar los puntos que donde se van a calcular el cortocircuito, son los siguientes:

- Punto 1: entrada del embarrado de 132 kV
- Punto 2: salida del embarrado de 132 kV
- Punto 3: salida del transformador de 75 MVA
- Punto 4: salida del embarrado de 45 kV
- Punto 5: salida del transformador de 20 MVA
- Punto 6: salida del embarrado de 15 kV

Como caso general, para el cálculo de cortocircuito, calcularemos la reactancia equivalente hasta el punto que estamos desarrollando. Una vez obtenida esta reactancia, analizaremos la potencia de cortocircuito en dicha zona con la siguiente ecuación:

$$P_{cc} = \frac{P_{base}}{X_{equivalente}}$$

Se considera la reactancia de embarrados y líneas despreciables, ya que las distancias de los conductores en la subestación son relativamente pequeñas.

El valor de la reactancia en una máquina de corriente alterna, como un transformador, se da siempre tomando como referencia la potencia nominal aparente de la máquina. Dado el valor por unidad de una reactancia referido a una potencia aparente determinada, su valor será distinto, si se refiere a otra potencia cualquiera.

Por consiguiente, antes de operar con los valores de reactancias de los distintos elementos, es necesario referirlos a una base común, potencia base en kVA, en nuestro

caso sería la proporcionada por la compañía eléctrica. Entonces el siguiente paso será la conversión del valor de la reactancia por unidad del transformador, al valor de reactancia por unidad referido a la potencia base. Para ello basta multiplicar la reactancia por la relación entre la nueva base y la antigua:

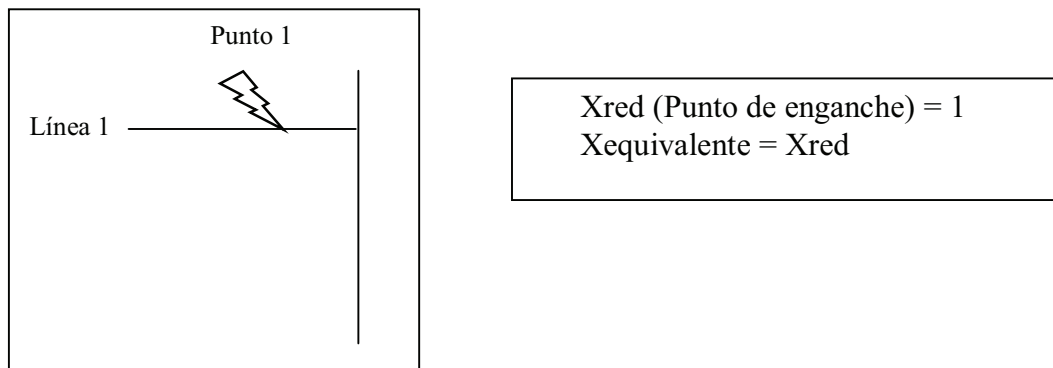
$$X_{pu} = \frac{\% \cdot P_{base}}{P_{transformador}}$$

Una vez obtenida la potencia de cortocircuito en dicho punto, calcularemos la corriente de cortocircuito con la fórmula de la potencia:

$$P_{cc} = \sqrt{3} \cdot V_{linea} \cdot I_{cc} \Rightarrow I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{linea}}$$

### 5.1. PUNTO 1: ENTRADA AL EMBARRADO DE 132 kV

En el punto de enganche consideraremos la reactancia equivalente como la unidad. El punto 1 como se encuentra en el mismo lugar que el punto de enganche, la reactancia equivalente es igual que la del punto de enganche.



**Figura 21.- Cortocircuito entrada embarrado 132 kV**

Por tanto, la potencia de cortocircuito en ese punto será:

$$P_{cc} = \frac{P_{base}}{X_{equivalente}} = \frac{7201,86 MVA}{1} = 7201,86 MVA$$

Por lo que la corriente de circuito en este punto será:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_L} = \frac{7201860 kVA}{\sqrt{3} \cdot 132 kV} = 31,5 kA$$



### 5.2. PUNTO 2: SALIDA DEL EMBARRADO DE 132 kV

En el punto 2, la reactancia equivalente la obtendremos de las reactancias de las líneas de entrada, que como observamos están en paralelo. La resultante de estas reactancias será la equivalente en el punto 2.

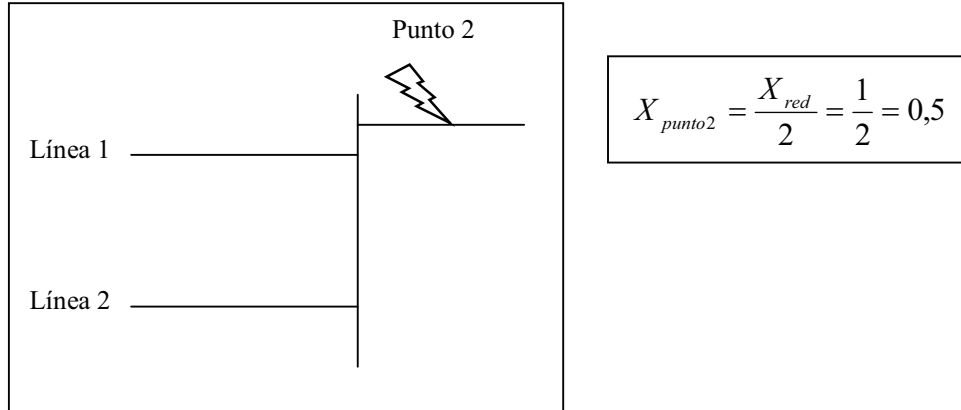


Figura 22.- Cortocircuito salida embarrado 132 kV

Por tanto, la potencia de cortocircuito en ese punto será:

$$P_{cc} = \frac{7201,86 MVA}{0,5} = 14403,72 MVA$$

Por lo que la corriente de circuito en este punto será:

$$I_{cc} = \frac{14403720 kVA}{\sqrt{3} \cdot 132 kV} = 63 kA$$

### 5.3. PUNTO 3: SALIDA DEL TRANSFORMADOR DE 75 MVA

La reactancia en el punto 3, la obtendremos de calcular la reactancia en el transformador y, como esta reactancia se encuentra en serie con la calculada para el punto 2, no tendremos más que sumarla y tendremos la reactancia equivalente.

$$X_{trafo} = \frac{14 \cdot 7201,86 MVA}{100 \cdot 75 MVA} = 13,44$$

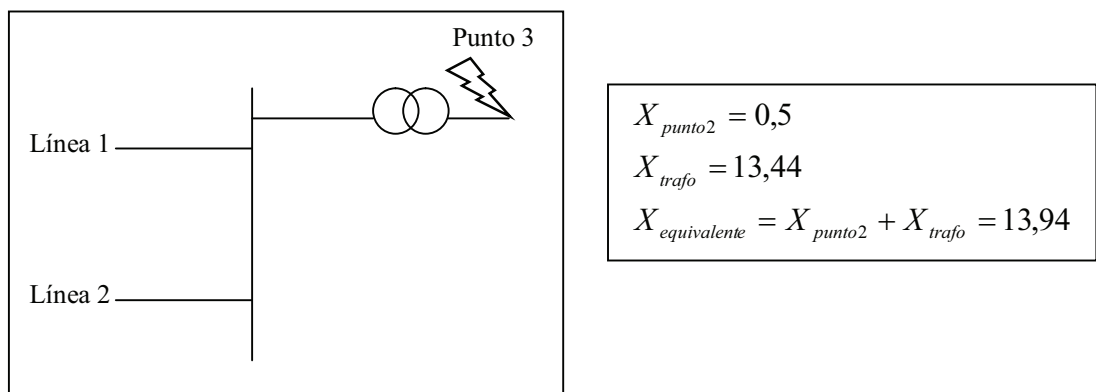


Figura 23.- Cortocircuito salida transformador 75 MVA

Por tanto, la potencia de cortocircuito en ese punto será:

$$P_{cc} = \frac{7201,86 MVA}{13,94} = 516,63 MVA$$

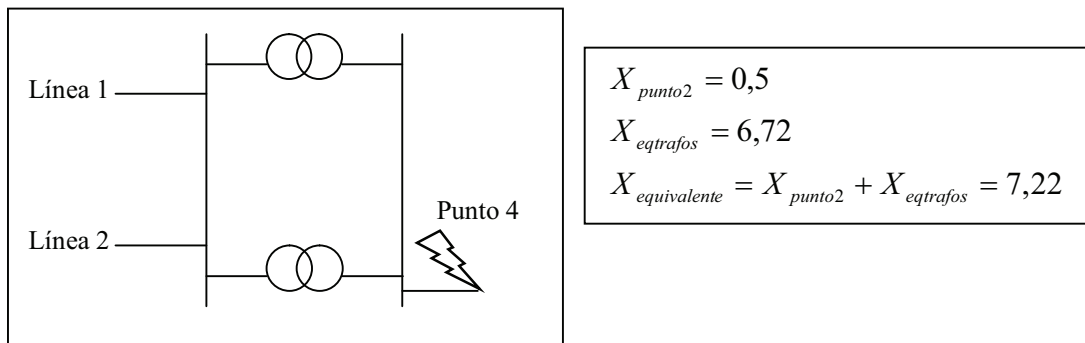
Por lo que la corriente de circuito en este punto será:

$$I_{cc} = \frac{516630 kVA}{\sqrt{3} \cdot 45 kV} = 6,62 kA$$

#### 5.4. PUNTO 4: SALIDA DEL EMBARRADO DE 45 kV

Para calcular la reactancia equivalente en este punto, consideraremos el caso más desfavorable, que los transformadores de 75 MVA se encuentren en paralelo. Por tanto, calculamos la reactancia equivalente de las líneas de entrada (el calculado en el punto 2). Seguidamente calculamos la reactancia equivalente a los dos transformadores que se encuentran en paralelo. Finalmente, sumaremos las reactancias y obtendremos la equivalente a este punto.

$$X_{eqtransformadores} = \frac{X_{trafo}}{2} = \frac{13,44}{2} = 6,72$$



**Figura 24.- Cortocircuito salida embarrado 45 kV**

Por tanto, la potencia de cortocircuito en ese punto será:

$$P_{cc} = \frac{7201,86 MVA}{7,22} = 997,49 MVA$$

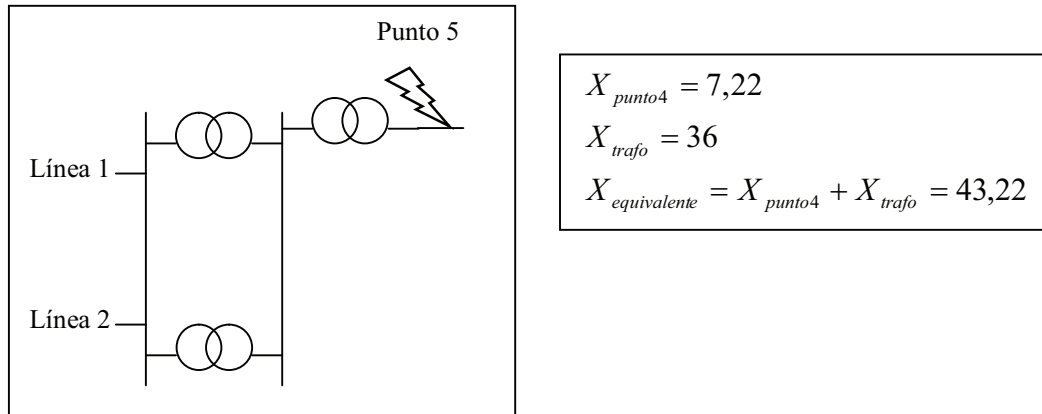
Por lo que la corriente de circuito en este punto será:

$$I_{cc} = \frac{997490 kVA}{\sqrt{3} \cdot 45 kV} = 12,8 kA$$

### 5.5. PUNTO 5: SALIDA DEL TRANSFORMADOR DE 20 MVA

Para hallar la reactancia equivalente en este punto tendremos en cuenta la reactancia del punto 4. Calcularemos la reactancia equivalente al transformador de 20 MVA y sumaremos las dos reactancias ya que se encuentran en serie.

$$X_{trafo} = \frac{10 \cdot 7201,86 MVA}{100 \cdot 20 MVA} = 36$$



**Figura 25.- Cortocircuito salida transformador 20 MVA**

Por tanto, la potencia de cortocircuito en ese punto será:

$$P_{cc} = \frac{7201,86 MVA}{43,22} = 166,63 MVA$$

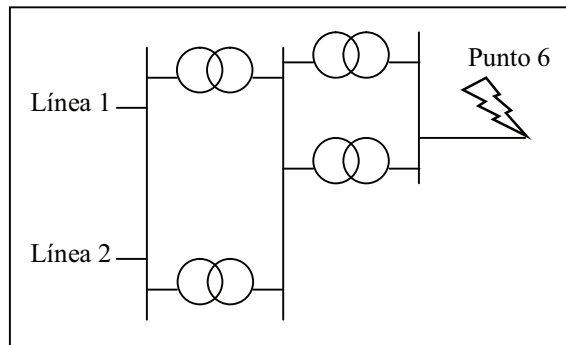
Por lo que la corriente de circuito en este punto será:

$$I_{cc} = \frac{166630 kVA}{\sqrt{3} \cdot 15 kV} = 6,5 kA$$

### 5.6. PUNTO 6: SALIDA DEL EMBARRADO DE 15 kV

Hallaremos la reactancia equivalente con el caso más desfavorable, que los transformadores de 20 MVA se encuentren en paralelo. Tendremos en cuenta la reactancia equivalente para el punto 4 y la del punto 5. Entonces la reactancia de los transformadores en paralelo será:

$$X_{eqtransformadores} = \frac{X_{trafo}}{2} = \frac{36}{2} = 18$$



$$X_{\text{punto4}} = 7,22$$

$$X_{\text{eqtrafos}} = 18$$

$$X_{\text{equivalente}} = X_{\text{punto4}} + X_{\text{eqtrafos}} = 25,22$$

**Figura 26.- Cortocircuito salida embarrado 15 kV**

Por tanto, la potencia de cortocircuito en ese punto será:

$$P_{cc} = \frac{7201,86 MVA}{25,22} = 327,36 MVA$$

Por lo que la corriente de circuito en este punto será:

$$I_{cc} = \frac{327360 kVA}{\sqrt{3} \cdot 15 kV} = 12,6 kA$$

## 6. RESUMEN DE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES

A pesar de los cálculos antes descritos y las secciones calculadas, se considerará la elección de un mismo conductor para cada uno de los tramos antes descritos. Se toma esta decisión por diferentes motivos:

- económicamente, resultará mas barato comprar un rollo de un mismo conductor que no trozos de diferentes secciones
- se reduciría la resistencia de contacto en derivaciones
- para los montadores tiene menos dificultad colocar la misma sección para todas las partes de la subestación

Como en la subestación encontramos zonas donde el conductor está al aire y zonas donde se encuentra soterrado, diferenciaremos entre conductores desnudos y conductores aislados.

### 6.1. CONDUCTORES DESNUDOS

Todos los conductores desnudos van a ser de una misma sección, LA 455 CONDOR, el nuevo código sería 402-AL1/52-ST1A. Se elige este conductor, a pesar de que se podría colocar otro inferior como el GULL, debido a que la Normativa de ENDESA exige como mínimo este conductor para que cumpla las características mecánicas del mismo para una tensión de 132 kV. Por tanto, los conductores quedarían de la siguiente manera:

Entrada al embarrado de 132 kV	3x402-AL1/52-ST1A
Embarrado de 132 kV	3x402-AL1/52-ST1A
Entrada al transformador de 75 MVA(132kV)	3x402-AL1/52-ST1A
Salida del transformador de 75 MVA(45 kV)	2x3x402-AL1/52-ST1A
Embarrado de 45 kV	3x3x402-AL1/52-ST1A
Línea suministro a "Aldeas"	3x402-AL1/52-ST1A
Línea suministro "San Pancracio"	3x402-AL1/52-ST1A
Entrada al transformador de 20 MVA(45kV)	3x402-AL1/52-ST1A

Tabla 14.- Resumen conductores desnudos

## 6.2. CONDUCTORES AISLADOS

Los conductores aislados aparecen a partir del secundario del transformador de 20 MVA, es decir, para la línea del secundario de este transformador y cada una de las salidas hacia la carga correspondiente. Los conductores aislados se colocan de la empresa GENERAL CABLE, concretamente el modelo VULPREN.

Salida del transformador de 20 MVA	3x630 mm <sup>2</sup>
Salida de las celdas a las cargas	3x400 mm <sup>2</sup>

**Tabla 15.- Resumen conductores aislados**

### 6.2.1. Intensidad de cortocircuito máxima admisible por los conductores aislados

#### Salida del transformador de 20 MVA

El cable que transcurre desde el transformador hasta las cabinas queda protegido por el interruptor automático de Media Tensión. El interruptor automático elegido posee un tiempo por desconexión de 1 segundos (dato facilitado por el fabricante). Para ese tiempo con una temperatura inicial de 90 °C y final de 250 °C el fabricante del cable de Aluminio para la sección de 630 mm<sup>2</sup> da una intensidad máxima de cortocircuito de 50 kA. En la siguiente tabla puede observarse dicha información:

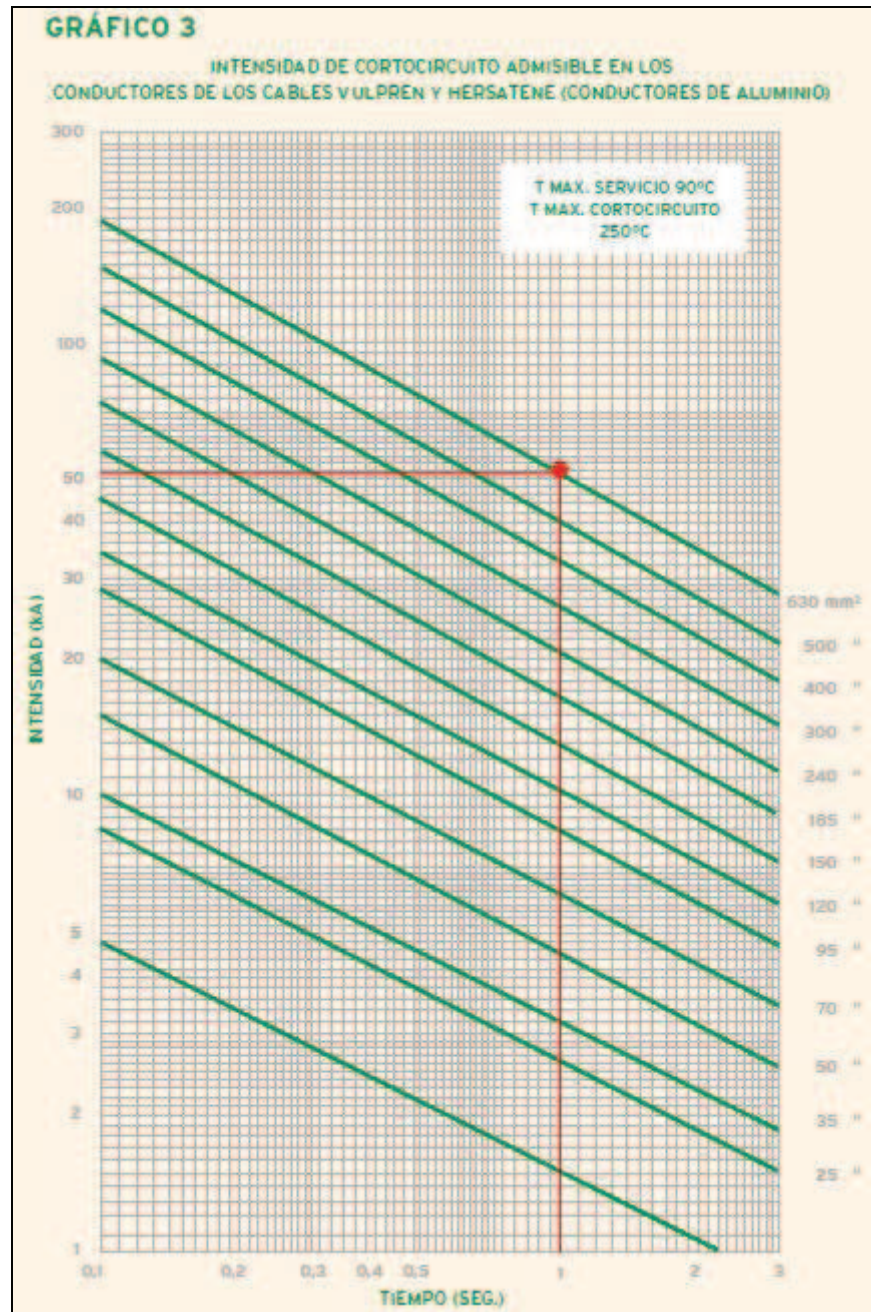


Figura 27.- Características cortocircuito conductor 630 mm<sup>2</sup>

Teniendo en cuenta que la intensidad de cortocircuito de cálculo obtenida es de 12,6 kA., se verifica que la sección de cable elegida también soportará los cortocircuitos que eventualmente se puedan presentar.



### Salida individuales de las celdas de MT

El cable que transcurre desde las cabinas hasta cada una de las salidas queda protegido por el interruptor automático de Media Tensión. El interruptor automático elegido posee un tiempo por desconexión de 1 segundos (dato facilitado por el fabricante). Para ese tiempo con una temperatura inicial de 90 °C y final de 250 °C el fabricante del cable de Aluminio para la sección de 400 mm<sup>2</sup> da una intensidad máxima de cortocircuito de 40 kA. En la siguiente tabla puede observarse dicha información:

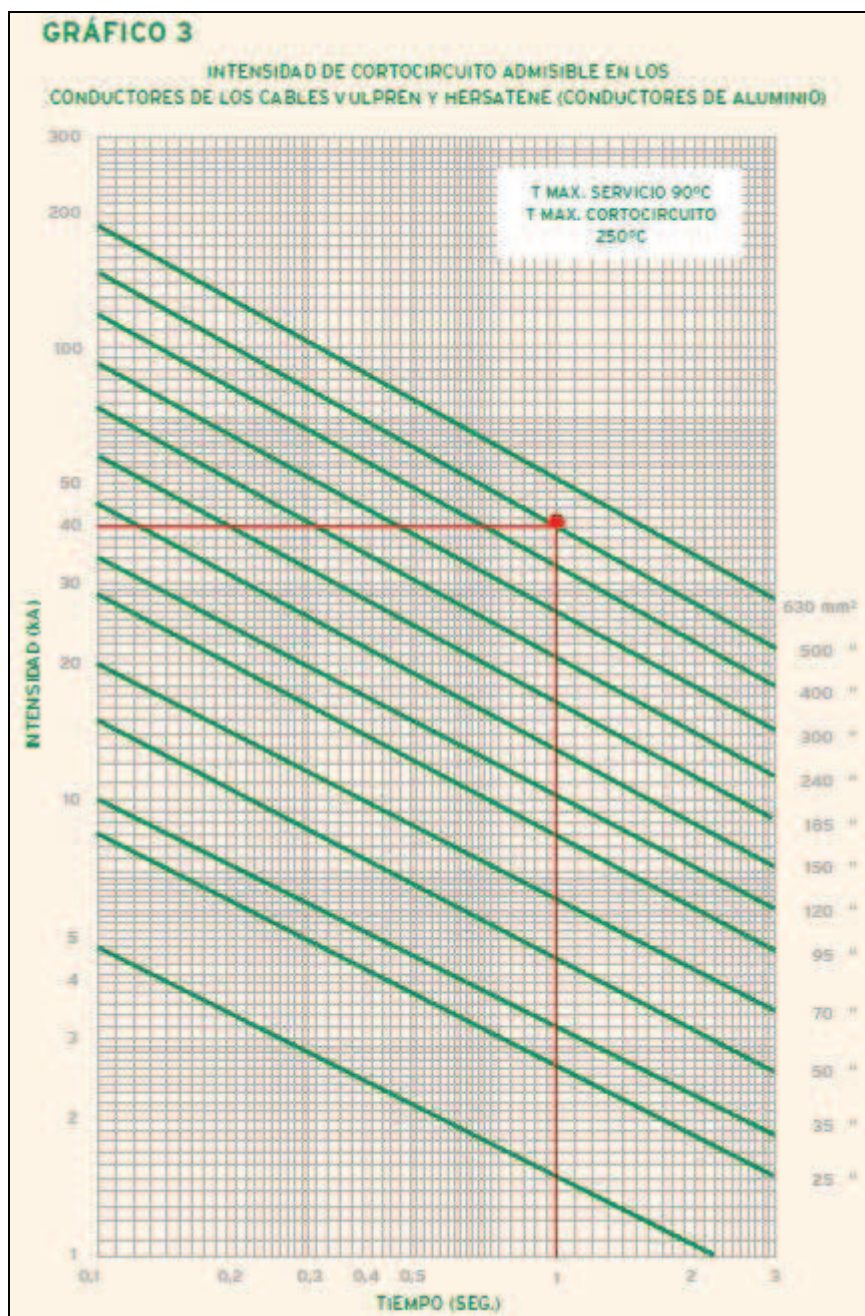


Figura 28.- Características cortocircuito conductor 400 mm<sup>2</sup>

Teniendo en cuenta que la intensidad de cortocircuito de cálculo obtenida es de 12,6 kA., se verifica que la sección de cable elegida también soportará los cortocircuitos que eventualmente se puedan presentar.

## 7. CÁLCULO DE PARARRAYOS AUTOVÁLVULAS

Para su correcto funcionamiento, los pararrayos se hallan permanentemente conectados entre la línea y la tierra y se han de elegir con unas características tales que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger (lo que se conoce como coordinación de aislamiento), pero nunca para los valores de tensión normales en condiciones de explotación.

Los pararrayos que se utilizarán son los óxidos metálicos que son más modernos que los de carburo de silicio y, además, carecen de explosores. Estos pararrayos disponen de unos elementos valvulares extremadamente no lineales. En condiciones normales de las tensiones de línea con respecto a tierra conducen unos pocos miliamperios de corriente de fuga, que pueden ser perfectamente tolerados de forma continuada, por lo que existe una mínima pérdida de potencia asociada al funcionamiento del pararrayos.

Cuando se presenta una sobretensión y la corriente que circula por el pararrayos aumenta, la resistencia de las válvulas disminuye drásticamente, por lo que absorben perfectamente la corriente de descarga sin que aumente la tensión entre bornes del pararrayos. Cuando la corriente de descarga disminuye hasta los valores de corriente subsiguiente, las resistencias de óxidos metálicos aumentan su valor, volviendo a conducir a tierra unos pocos miliamperios, por lo que se puede decir en ese momento que la sobretensión se ha extinguido.

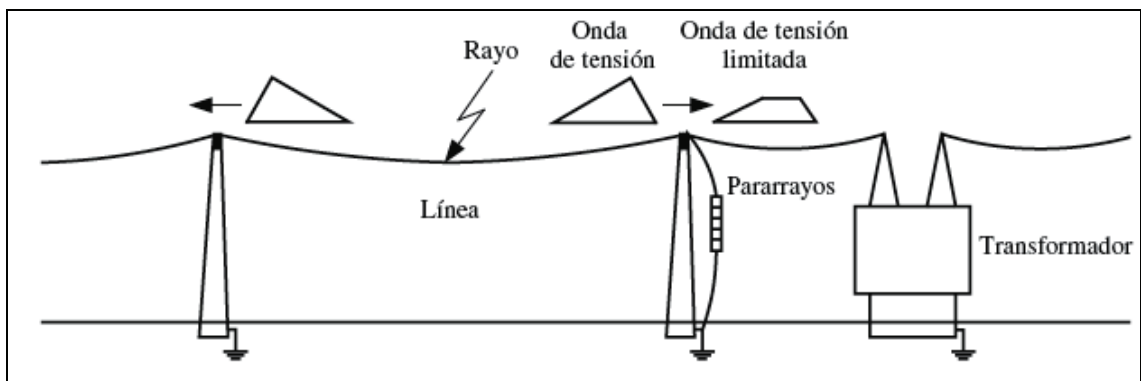


Figura 29.- Protección de un transformador mediante un pararrayos de óxidos metálicos

Los pasos para la elección de los autoválvulas de óxidos metálicos son:

- Selección de la corriente de descarga
- Selección de la tensión nominal o asignada y tensión máxima de servicio continuo,  $U_c$
- Coordinación de los aislamientos
- Zona de protección del pararrayos

### 7.1. SELECCIÓN DE LA CORRIENTE DE DESCARGA

Las corrientes de descarga nominal para los pararrayos de los sistemas de distribución son de 5 o 10 kA, la selección de uno u otro valor se realizará en función de los siguientes parámetros:

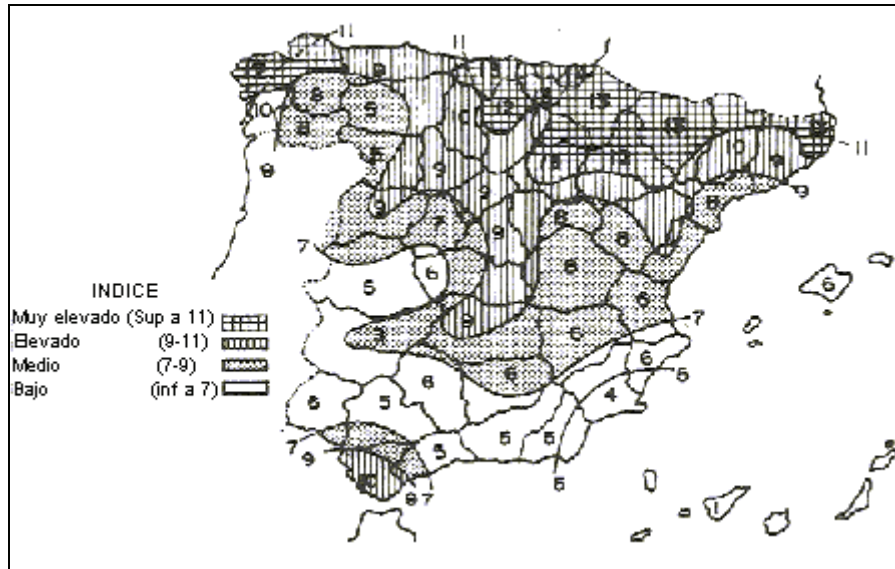


Figura 30.- Riesgo descargas atmosféricas

- Riesgo de tormentas o de descargas atmosféricas (ver Figura 30 )
- Responsabilidad de la instalación
- Márgenes de protección, etc...

### 7.2. SELECCIÓN DE LA TENSIÓN NOMINAL O ASIGNADA Y TENSIÓN MÁXIMA DE SERVICIO CONTINUO, $U_c$

El criterio de selección de la tensión nominal o asignada varía según sea el tipo de pararrayos, para nuestro caso utilizaremos pararrayos de óxidos metálicos.

Para estos pararrayos existen dos criterios de selección en función de cómo se halle conectado el neutro de la instalación a tierra. Además, para este tipo de autoválvulas se ha de tener en cuenta un nuevo concepto que es la *tensión máxima que se puede aplicar al pararrayos de forma continua sin que en el mismo se origine una corriente de fuga que pueda dañar de alguna manera al pararrayos*.

- **Circuitos con neutro puesto rígidamente a tierra:** se seleccionara un pararrayos cuya tensión máxima de servicio continuo  $U_c$  sea igual, y si no fuera posible, la inmediata superior de :

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} \cdot (0,81/T_c)$$



- **Circuitos con neutro aislado o conectados a tierra a través de una impedancia:** se seleccionará un pararrayos cuya tensión máxima de servicio continuo  $U_c$  sea igual, y si no fuera posible, la inmediata superior de:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} / T_c$$

En donde:

$U_{m\acute{a}x}$  : es la tensión máxima entre fases prevista en instalación, es la tensión más elevada según el RAT Capítulo 1, Artículo 2.

$T_c$  : es el factor de sobretensión temporal, que se selecciona en función de la duración máxima de la sobretensión, lo tomaremos como valor constante: 1,22

Con la tensión asignada miramos la tabla de autoválvulas, en nuestro caso, pararrayos INAEL, clase estación de óxido metálico tipo “ZS” (pararrayos de subestación hasta 230 kV)

Tensión Asignada $U_r$ (kV eficaces)	Tensión Continua $U_c^*$ (kV eficaces)	STT <sup>(*)</sup>		Ecuivalente al frente de onda $U_e$ (kV cresta)	Máxima sobretensión de maniobra $U_m$ (kV cresta)	Tensión residual máxima (kV cresta) Usando una onda de corriente 8/20 $\mu$ seg						
		1 s (kV eficaces)	10 s (kV eficaces)			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	3.7	3.5	7.4	5.7	6.5	6.8	6.9	7.3	7.7	8.0	8.6
6	5.10	7.4	7.1	14.7	11.3	13.1	13.5	13.9	14.6	15.5	16.1	17.2
9	7.65	11.1	10.6	22.1	17.0	19.6	20.3	20.8	21.8	23.2	24.1	25.8
10	8.40	12.2	11.6	24.5	18.9	21.8	22.5	23.2	24.3	25.8	26.8	28.7
12	10.2	14.8	14.1	29.4	22.6	26.2	27.0	27.8	29.1	31.0	32.1	34.4
15	12.7	18.4	17.6	36.8	28.3	32.7	33.8	34.7	36.4	38.7	40.1	43.0
18	15.3	22.2	21.2	44.1	34.0	39.3	40.5	41.7	43.7	46.5	48.2	51.6
21	17.0	24.7	23.5	51.5	39.6	45.8	47.3	48.6	51.0	54.2	56.2	60.2
24	19.5	28.3	27.0	56.4	43.4	50.2	51.8	53.3	55.8	59.2	61.5	65.9
27	22.0	32.0	30.4	63.7	49.1	56.7	58.5	60.2	63.1	67.2	69.6	74.5
30	24.4	35.4	33.8	71.1	54.7	63.3	65.3	67.1	70.4	74.9	77.6	83.1
36	29.0	42.1	40.1	84.1	64.8	74.9	77.3	79.5	83.3	88.7	91.8	98.4
39	31.5	45.8	43.6	91.5	70.4	81.4	84.1	86.4	90.6	96.4	100	107
45	36.5	53.0	50.5	107	82.4	95.3	98.3	101	106	113	117	125
48	39.0	56.7	54.0	113	86.8	100	104	107	112	119	123	132
54	42.0	61.0	58.1	118	90.7	105	108	111	117	124	129	138
60	48.0	69.7	66.4	134	103	120	123	127	133	142	147	157
66	54.0	78.4	74.7	151	116	134	139	143	149	159	165	177
72	57.0	82.8	78.9	160	124	143	147	152	159	169	175	188
90	70.0	102	96.9	199	153	177	183	188	197	210	217	233
96	76.0	110	105	218	168	194	200	206	216	230	238	255
108	84.0	122	116	235	181	210	216	222	233	248	257	275
120	98.0	142	136	273	224	243	251	258	271	288	298	320
132	106	154	147	302	248	269	277	285	299	318	329	353
144	115	167	159	321	263	286	295	303	318	338	350	375
168	131	190	181	370	303	329	340	349	366	390	404	432
172	140	203	194	391	321	348	359	370	387	412	427	457
180	144	209	199	403	330	359	370	381	399	425	440	471
192	152	221	210	424	348	378	390	401	420	447	463	496
228	180	261	249	521	428	464	479	493	516	550	569	610
240	190	276	263	537	452	478	494	508	532	566	586	628

\*  $U_c$  = Tensión máxima de funcionamiento continuo.  
 \*\* La tensión residual equivalente al frente de onda es el valor máximo correspondiente a una onda de corriente de impulso de 5 kA, que produce una onda de tensión cuya cresta se alcanza en 0,5  $\mu$ seg.  
 \*\*\* Basado en una onda de tipo 45/90  $\mu$ seg y los siguientes valores de la corriente: 500 A para las tensiones asignadas comprendidas entre 3 kV y 96 kV, 1.000 A para las tensiones asignadas comprendidas entre 120 y 240 kV.

Tabla 16.- Características funcionamiento autoválvulas

### 7.3. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La misión básica de los pararrayos es la de limitar las sobretensiones en los sistemas eléctricos a unos niveles conocidos y controlados. La idea de coordinación de aislamiento es impedir que, por medio de unos dispositivos de protección, los valores de sobretensión rebasen el límite soportado por los sistemas aislantes de la instalación. La misión de los pararrayos, según este concepto, va a ser la de asegurar que cuando se presente una sobretensión, por el medio que sea, ésta nunca alcance los valores de tensión de ensayo de los aislamientos de los diversos equipos del sistema eléctrico. Estos equipos pueden ser cables, transformadores, interruptores, máquinas...El concepto de coordinación de aislamiento queda reflejado en el gráfico adjunto.

La elección del pararrayos se debe hacer en base a obtener un margen lo suficientemente amplio entre *el nivel de protección del pararrayos y el nivel de protección de aislamiento del equipo eléctrico*. La expresión general para el cálculo del margen de protección es el siguiente:

$$PM = 100 \cdot \left( \frac{NA}{NP} - 1 \right)$$

En donde:

NA: la tensión soportada a impulso tipo rayo, RAT Capítulo 5, Artículo 24

NP: es el mayor de los siguientes valores:

- Valor máximo de la tensión de cebado con impulso tipo rayo 1,2/50  $\mu$ s u onda de maniobra
- Valor máximo de tensión residual con onda 8/20  $\mu$ s y  $I_d = 10$  kA
- Valor máximo de la tensión de cebado en el frente de onda dividido entre 1,15

Se recomienda que el margen de protección sea:

- Líneas aéreas:  $PM \geq 30\%$
- Líneas subterráneas:
  - En punto abierto:  $PM \geq 20\%$
  - En punto cerrado:  $PM \geq 30\%$

### 7.4. ZONA DE PROTECCIÓN DEL PARARRAYOS

La distancia máxima hasta el aparato a proteger, en nuestro caso al transformador, será:

- |                                    |   |
|------------------------------------|---|
| - Línea aérea hasta 24 kV:         | $L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot (1,8 / V_{\max})$ |
| - Línea aérea a partir de 36 kV:   | $L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot 0,5$              |
| - Cable aislado hasta 24 kV:       | $L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot (a / V_{\max})$   |
| - Cable aislado a partir de 36 kV: | $L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot 0,25$             |

## 7.5. AUTOVÁLVULAS DE LA SUBESTACIÓN

Elegiremos los autoválvulas correspondientes para cada zona de la subestación, es decir, para 132 kV, para 45 kV y para 15 kV.

### 7.5.1. Autoválvula para 132 kV

La intensidad de descarga consideramos un valor de 10 kA. Como elegimos pararrayos de óxidos metálicos y en esta tensión el neutro está a tierra, la tensión asignada valdrá:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} \cdot (0,81 / T_c) \geq 145 \cdot (0,81 / 1,22) \geq 96,27 kV$$

Con este dato, miramos la tabla 16 y elegimos el inmediatamente superior:

Tensión asignada = 108 kV, por tanto, vamos a elegir NP de los siguientes valores:

- Tensión máxima frente de onda =  $235 / 1,15 = 204,35$  kV
- Tensión residual máxima ( $I_d = 10$  kA) = **233 kV**

Elegimos el valor más desfavorable, 233 kV

Por otro lado, según reglamento, NA (tensión ensayo al choque y con neutro a tierra, NA = 550 kV

$$PM = 100 \cdot \left( \frac{NA}{NP} - 1 \right) = 100 \cdot \left( \frac{550}{233} - 1 \right) = 136\%$$

Como es mayor al 30%, la autoválvula seleccionada es correcta.

El modelo sería, pararrayos INAEL, clase estación de óxido metálico tipo “ZS” (pararrayos de subestación hasta 230 kV), tensión asignada 108 kV.

La distancia máxima desde el transformador hasta la autoválvula, con conductor desnudo, será:

$$L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) 0,5 = (550 - 1,3 \cdot 233) 0,5 = 123,5 m$$

### 7.5.2. Autoválvula para 45 kV

La intensidad de descarga consideramos un valor de 10 kA. Como elegimos pararrayos de óxidos metálicos y en esta tensión el neutro está a tierra, la tensión asignada valdrá:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} \cdot (0,81 / T_c) \geq 52 \cdot (0,81 / 1,22) \geq 34,52 kV$$

Con este dato, miramos la tabla 16 y elegimos el inmediatamente superior:

Tensión asignada = 36 kV, por tanto, vamos a elegir NP de los siguientes valores:

- Tensión máxima frente de onda =  $84,1 / 1,15 = 73,13$  kV
- Tensión residual máxima ( $I_d = 10$  kA) = **83,3 kV**

Elegimos el valor más desfavorable, 83,3 kV

Por otro lado, según reglamento, NA (tensión ensayo al choque y con neutro a tierra, NA = 250 kV

$$PM = 100 \cdot \left( \frac{NA}{NP} - 1 \right) = 100 \cdot \left( \frac{250}{83,3} - 1 \right) = 200\%$$

Como es mayor al 30%, la autoválvula seleccionada es correcta.

El modelo sería, pararrayos INAEL, clase estación de óxido metálico tipo “ZS” (pararrayos de subestación hasta 230 kV), tensión asignada 36 kV.

La distancia máxima desde el transformador hasta la autoválvula, con conductor desnudo, será:

$$L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot 0,5 = (250 - 1,3 \cdot 83,3) \cdot 0,5 = 70,85m$$

### 7.5.3. Autoválvula para 15 kV

La intensidad de descarga consideramos un valor de 10 kA. Como elegimos pararrayos de óxidos metálicos y en esta tensión el neutro está aislado, la tensión asignada valdrá:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} / T_c \geq 17,5 / 1,22 = 14,34kV$$

Con este dato, miramos la tabla 16 y elegimos el inmediatamente superior:

Tensión asignada = 15 kV, por tanto, vamos a elegir NP de los siguientes valores:

- Tensión máxima frente de onda =  $36,8 / 1,15 = 31,65$  kV
- Tensión residual máxima ( $I_d = 10$  kA) = **36,4 kV**

Elegimos el valor más desfavorable, 36,4 kV

Por otro lado, según reglamento, NA (tensión ensayo al choque y con neutro aislado, NA = 95 kV

$$PM = 100 \cdot \left( \frac{NA}{NP} - 1 \right) = 100 \cdot \left( \frac{95}{36,4} - 1 \right) = 161\%$$

Como es mayor al 30%, la autoválvula seleccionada es correcta.

El modelo sería, pararrayos INAEL, clase estación de óxido metálico tipo “ZS” (pararrayos de subestación hasta 230 kV), tensión asignada 15 kV.

La distancia máxima desde el transformador hasta la autoválvula, con conductor aislado, será:

$$L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot 0,5 = (250 - 1,3 \cdot 83,3) \cdot 0,5 = 70,85m$$



## 8. TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN

A continuación, se va a realizar el cálculo de los transformadores de tensión y de corriente para medida y protección, para ello se deben conocer los consumos de cada una de la aparamenta que tendrán conectadas en los transformadores, como se pueden observar en la siguiente tabla:

CONSUMOS		TENSIÓN (VA)	CORRIENTE (VA)
Aparatos de medida	Voltímetro	6	0
	Vatímetro	4	3
	Contador activa	5	3
	Contador reactiva	5	3
	Frecuencímetro	5 (en fase R)	0
	Cosfímetro	5 (en fase R)	6 (en fase R)
	Amperímetro	0	2
CONSUMOS		TENSIÓN (VA)	CORRIENTE (VA)
Aparatos de protección (Relé)	Sobretensión	10	0
	Subtensión	5	0
	Direccional	10	10
	Sobreintensidad	0	5
	Diferencial	0	10
	Subfrecuencia	5 (en fase R)	0
	Homopolar	5	0
	Desequilibrio	0	5

Tabla 17.- Consumos elementos de medida y protección

Dichos transformadores, tanto el de tensión como el de corriente, tendrán dos secundarios, uno destinado a colocar los aparatos de medida, y el otro donde irán colocados los aparatos de protección.

Para realizar el cálculo de los transformadores, se deben diferenciar los consumos de cada elemento, es decir, para el transformador de corriente se sumarán todas las potencias en corriente de cada elemento para medida y las de protección independientemente, y para el transformador de tensión el mismo procedimiento.

Como observación, para el cálculo del transformador de intensidad, habrá que añadir a la suma de potencias, la potencia perdida por el cable, que aunque la longitud del cable que conecta los aparatos con el transformador irá disminuyendo según el punto que analicemos de la Subestación, se va a considerar siempre el caso más desfavorable que son 150 metros.

$$P_{pcable} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I^2$$

Siendo:

$\rho$  = resistividad del cobre,  $0,018 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

L = longitud desde los transformadores de medida hasta los aparatos (160 metros)

S = sección del cable,  $6 \text{ mm}^2$  (según Reglamento)

I = corriente por el secundario del transformador de intensidad (5 A)

Para los transformadores de tensión se desprecia la potencia perdida.

- Transformador de Medida y Protección, Entrada al embarrado de 132 kV

-Para Medida:

Los aparatos que afectan a la medida son: voltímetro, amperímetro, vatímetro, cosfímetro, contador de activa, contador de reactiva y frecuencímetro. Se deberán diferenciar los consumos que cada uno hace en tensión y corriente independientemente. A continuación se observa, por fases, el **consumo en tensión** de cada uno de ellos y donde estará conectado:

FASES	R	S	T
Voltímetro	6	6	6
Vatímetro	4	4	4
Frecuencímetro	5		
Cosfímetro	5		
Contador Activa	5	5	5
Contador Reactiva	5	5	5
Total	30 VA	20 VA	20 VA

Como se ha comentado anteriormente, en el transformador de tensión se desprecian la potencia perdida por el cable.

Seguidamente, se visualiza, en la siguiente tabla, el **consumo de corriente** que tienen los aparatos de medida:

FASES	R	S	T
Amperímetro	2	2	2
Vatímetro	3	3	3
Cosfímetro	6		
Contador Activa	3	3	3
Contador Reactiva	3	3	3
Total	17 VA	11 VA	11 VA

Se tendrá que tener en cuenta la potencia pérdida por el cable,

$$P_{pcable} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I^2 = 0,018 \cdot \frac{2 \cdot 160}{6} \cdot 5^2 = 24 VA$$

Dicha potencia perdida, habrá que sumársela a cada una de las fases del consumo de corriente, por lo que el consumo en corriente total de cada fase es de:

R	17+24 = 41 VA
S	11+24 = 35 VA
T	11+24 = 35 VA

- Para Protección:

Los aparatos que afectan a la protección del embarrado de 132 kV son los siguientes relés: sobretensión, subtensión, direccional y sobreintensidad. Se deberán diferenciar los consumos que cada uno hace en tensión y corriente independientemente. A continuación se observa, por fases, el **consumo en tensión** de cada uno de ellos y donde estará conectado:

FASES	R	S	T
Sobretensión	10	10	10
Subtensión	5	5	5
Direccional	10	10	10
Total	25 VA	25 VA	25 VA

En el transformador de tensión se desprecian la potencia perdida por el cable.

Seguidamente, se visualiza, en la siguiente tabla, el **consumo de corriente** que tienen los aparatos de protección:

FASES	R	S	T
Sobreintensidad	5	5	5
Direccional	10	10	10
Total	15 VA	15 VA	15 VA

Se tendrá que tener en cuenta la potencia pérdida por el cable,

$$P_{pcable} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I^2 = 0,018 \cdot \frac{2 \cdot 160}{6} \cdot 5^2 = 24 VA$$

Dicha potencia perdida, habrá que sumársela a cada una de las fases del consumo de corriente, por lo que el consumo en corriente total de cada fase es de:

R	15+24 = 39 VA
S	15+24 = 39 VA
T	15+24 = 39 VA

Por lo que se obtiene como conclusión que:

Transformadores	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Tensión	Medida	30	DDB-145	0,5/3P
	Protección	25		
Intensidad	Medida	41	CH-145	0,5/5p
	Protección	39		

Tabla 18.- Transformadores medida y protección entrada embarrado 132 kV

• Transformador de Medida y Protección, Entrada al transformador de 75 MVA

-Para Medida:

Como afectan los mismos aparatos, para medida, que en los transformadores anteriores, se considerarán los consumos antes calculados:

Medida	Consumo en tensión	30 VA
	Consumo en corriente	41 VA

- Para Protección:

Los aparatos que afectan a la protección de la entrada del transformador de 75 MVA son los siguientes relés: sobreintensidad y diferencial. Se deberán diferenciar los consumos que hay en corriente ya que para protección no habrá consumo en tensión, por lo que el transformador de tensión no tendrá secundario para protección.

A continuación, se visualiza, en la siguiente tabla, el **consumo de corriente** que tienen los aparatos de protección:

FASES	R	S	T
Sobreintensidad	5	5	5
Diferencial	10	10	10
Total	15 VA	15 VA	15 VA

Se tendrá que tener en cuenta la potencia pérdida por el cable,

$$P_{pcable} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I^2 = 0,018 \cdot \frac{2 \cdot 160}{6} \cdot 5^2 = 24 VA$$

Dicha potencia perdida, habrá que sumársela a cada una de las fases del consumo de corriente, por lo que el consumo en corriente total de cada fase es de:

R	15+24 = 39 VA
S	15+24 = 39 VA
T	15+24 = 39 VA

Por lo que se obtiene como conclusión que:

Transformadores	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Tensión	Medida	30	UTE-145	0,5/3P
	Protección (No hay)	0		
Intensidad	Medida	41	CH-145	0,5/5p
	Protección	39		

Tabla 19.- Transformadores medida y protección entrada transformador 75 MVA

• Transformador de Medida y Protección, Salida del transformador de 75 MVA

Llevará los mismos aparatos de medida y protección que en la protección a la entrada del transformador de 75 MVA, pero eligiendo un transformador de tensión y de corriente para medida y protección con las características adecuadas para los niveles de corriente y tensión en ese punto.

Transformadores	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Tensión	Medida	30	UTB-52	0,5/3P
	Protección (No hay)	0		
Intensidad	Medida	41	CH-52	0,5/5p
	Protección	39		

Tabla 20.- Transformadores medida y protección salida transformador 75 MVA

• Transformador de Medida y Protección, Posición de barras de 45 kV

-Para Medida:

Como afectan los mismos aparatos, para medida, que en los transformadores anteriores, se considerarán los consumos antes calculados:

Medida	Consumo en tensión	30 VA
	Consumo en corriente	41 VA

- Para Protección:

Los aparatos que afectan a la protección de la posición de barras de 45 kV son los siguientes relés: sobretensión homopolar y subfrecuencia. Se deberán diferenciar los consumos de tensión ya que para protección no habrá consumo en corriente, por lo que el transformador de corriente no tendrá secundario para protección.

A continuación, se visualiza, en la siguiente tabla, el **consumo de tensión** que tienen los aparatos de protección:

FASES	R	S	T
Sobrenensión Homopolar	5	5	5
Subfrecuencia	5	0	0
Total	10 VA	5 VA	5 VA

En el transformador de tensión se desprecian la potencia perdida por el cable.

Por lo que se obtiene como conclusión que:

Transformadores	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Tensión	Medida	30	UTB-52	0,5/3P
	Protección	10		
Intensidad	Medida	41	CH-52	0,5/5p
	Protección (No hay)	0		

Tabla 21.- Transformadores medida y protección posición barras 45 kV

- Transformador de Medida y Protección, Líneas de 45 kV

-Para Medida:

Como afectan los mismos aparatos, para medida, que en los transformadores anteriores, se considerarán los consumos antes calculados:

Medida	Consumo en tensión	30 VA
	Consumo en corriente	41 VA

- Para Protección:

Los aparatos que afectan a la protección de las Líneas de 45 kV son los siguientes relés: sobretensión, subtensión, direccional y sobreintensidad. Se deberán diferenciar los consumos que cada uno hace en tensión y corriente independientemente. A continuación se observa, por fases, el **consumo en tensión** de cada uno de ellos y donde estará conectado:

FASES	R	S	T
Sobretensión	10	10	10
Subtensión	5	5	5
Direccional	10	10	10
Total	25 VA	25 VA	25 VA

En el transformador de tensión se desprecian la potencia perdida por el cable.

Seguidamente, se visualiza, en la siguiente tabla, el **consumo de corriente** que tienen los aparatos de protección:

FASES	R	S	T
Sobreintensidad	5	5	5
Direccional	10	10	10
Total	15 VA	15 VA	15 VA

Se tendrá que tener en cuenta la potencia pérdida por el cable,

$$P_{pcable} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I^2 = 0,018 \cdot \frac{2 \cdot 160}{6} \cdot 5^2 = 24VA$$

Dicha potencia perdida, habrá que sumársela a cada una de las fases del consumo de corriente, por lo que el consumo en corriente total de cada fase es de:

R	15+24 = 39 VA
S	15+24 = 39 VA
T	15+24 = 39 VA

Por lo que se obtiene como conclusión que:

Transformadores	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Tensión	Medida	30	UTB-52	0,5/3P
	Protección	25		
Intensidad	Medida	41	CH-52	0,5/5p
	Protección	39		

Tabla 22.- Transformadores medida y protección líneas 45 kV

- Transformador de Medida y Protección, Entrada al transformador de 20 MVA

Llevará los mismos aparatos de medida y protección que en la protección a la entrada del transformador de 75 MVA, pero eligiendo un transformador de tensión y de corriente para medida y protección con las características adecuadas para los niveles de corriente y tensión en ese punto.

Transformadores	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Tensión	Medida	30	UTB-52	0,5/3P
	Protección (No hay)	0		
Intensidad	Medida	41	CH-52	0,5/5p
	Protección	39		

Tabla 23.- Transformadores medida y protección entrada transformador 20 MVA

- Transformador de Medida y Protección, Baterías de Condensadores

-Para Medida:

Como afectan los mismos aparatos, para medida, que en los transformadores anteriores, se considerarán los consumos antes calculados:

Medida	Consumo en tensión	30 VA
	Consumo en corriente	41 VA

- Para Protección:

Los aparatos que afectan a la protección de las Baterías de Condensadores son los siguientes relés: sobretensión, subtensión y sobreintensidad. Se deberán diferenciar los consumos que cada uno hace en tensión y corriente independientemente. A continuación se observa, por fases, el **consumo en tensión** de cada uno de ellos y donde estará conectado:



FASES	R	S	T
Sobretensión	10	10	10
Subtensión	5	5	5
Total	15 VA	15 VA	15 VA

En el transformador de tensión se desprecian la potencia perdida por el cable. Seguidamente, se visualiza, en la siguiente tabla, el **consumo de corriente** que tienen los aparatos de protección:

FASES	R	S	T
Sobreintensidad	5	5	5
Total	5 VA	5 VA	5 VA

Se tendrá que tener en cuenta la potencia pérdida por el cable,

$$P_{pcable} = \rho \cdot \frac{2 \cdot L}{S} \cdot I^2 = 0,018 \cdot \frac{2 \cdot 160}{6} \cdot 5^2 = 24VA$$

Dicha potencia perdida, habrá que sumársela a cada una de las fases del consumo de corriente, por lo que el consumo en corriente total de cada fase es de:

R	5+24 = 29 VA
S	5+24 = 29 VA
T	5+24 = 29 VA

Por lo que se obtiene como conclusión que:

Transformadores	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Tensión	Medida	30	UZK-17	0,5/3P
	Protección	15		
Intensidad	Medida	41	CH-36	0,5/5p
	Protección	29		

Tabla 24.- Transformadores medida y protección batería condensadores

- Transformador de Medida y Protección, Neutro Baterías de Condensadores

Se colocará un transformador de intensidad en el neutro formado por las estrellas de las baterías de condensadores para alimentar al relé de protección de desequilibrio para la posible fuga que se pudiera dar en dicho neutro. Solamente se coloca un transformador de corriente para protección, por lo que sólo tendrá un devanado secundario. Las características del transformador son las siguientes:

Transformador	Devanados Secundarios	Consumo (VA)	Modelo de Transformador	Clase
Intensidad	Medida (No hay)	0	CH-36	0,5/5p
	Protección	5		

Tabla 25.- Transformadores medida y protección neutro batería condensadores

## 9. BATERÍA DE CONDENSADORES

La compensación de energía reactiva en la red de MT se realizará mediante baterías de condensadores estáticas constituidas por elementos con fusibles internos y de la potencia y tensión que se indican a continuación.

Suponiendo un factor de 0,85 en la Subestación, se procede a calcular la batería de condensadores necesaria para corregir dicho factor de potencia hasta 0,95.

La batería de condensadores estará colocada a la salida del transformador de 20 MVA, es decir, se tendrá en la Subestación dos baterías de condensadores, uno para cada línea de 15 kV.

Condiciones iniciales:

$$\begin{array}{l} S_T = 20 MVA \\ \cos \varphi = 0,85 \end{array} \quad \Rightarrow \quad \begin{array}{l} P_T = S_T \cdot \cos \varphi = 20 MVA \cdot 0,85 = 17 MW \\ Q_T = S_T \cdot \sin \varphi = 20 MVA \cdot 0,53 = 10,6 MVar \end{array}$$

Condiciones finales:

$$\begin{array}{l} S_T = 20 MVA \\ \cos \varphi = 0,95 \end{array} \quad \Rightarrow \quad \begin{array}{l} P_T = S_T \cdot \cos \varphi = 20 MVA \cdot 0,95 = 19 MW \\ Q_T = S_T \cdot \sin \varphi = 20 MVA \cdot 0,31 = 6,2 MVar \end{array}$$

Con estos datos, ya es posible determinar la batería de condensadores necesaria:

$$Q_{bateria} = Q_{inicial} - Q_{final} = 10,6 - 6,2 = 4,4 MVar$$

Según la normativa de ENDESA, las potencias recomendadas para los elementos condensadores son 200 kVar y 333 kVar. La empresa seleccionada para la elección del material es LIFASA. Se eligen condensadores de 300 kVar, que aparecen en el catálogo correspondiente. LIFASA determina que el número de condensadores de doble estrella siempre ha de ser un número múltiplo de tres y nunca menos de 6 unidades.

Por tanto, la potencia a compensar son 4,4 MVar, como se ha elegido el condensador monofásico de 300 kVar:

$$n^{\circ} \text{ de condensadores} = \frac{4400 kVar}{300 kVar} = 14,67 \cong 15 \text{ unidades}$$

Son quince unidades del modelo de referencia AMEFA6151300, que cumplen con las condiciones específicas de LIFASA, por lo que si la batería de condensadores está formada por grupos de tres condensadores, se tendrán dos baterías de condensadores de cinco grupos de tres unidades cada uno.

## 10. BATERÍA DE CORRIENTE CONTINUA

La función de los Servicios Auxiliares de corriente continua en una Subestación es la de garantizar la alimentación de los equipos de control, protección y comunicaciones durante un tiempo de emergencia en el caso de que falten los Servicios Auxiliares de corriente alterna de la Subestación, garantizando de este modo la operación de la Subestación, durante este tiempo.

Según nos hace referencia la Normativa de ENDESA, SDC00100.DOC, con el fin de asegurar la alimentación de todos los circuitos y poder dotar a todos los equipos de la Subestación que lo requieran de un doble circuito de fuente de alimentación de la protección –contacto de la protección -bobina disparo, las cargas se repartirán entre dos distribuciones de corriente, denominadas **Batería1** y **Batería2**.

### 10.1. CÁLCULO BATERÍA 1

Esta batería es la encargada de alimentada a todos aquellos aparatos que se encuentren en el nivel 1, es decir, aquellos cuyo aislamientos internos no están en contacto con el aire (aparamenta de mando, protección y alarmas). A continuación se puede observar una tabla con toda la aparamenta, las unidades correspondientes, sus consumos y el consumo total.

	Aparamenta	Unidades	Consumo (VA)	Consumo total (VA)
Relés	Sobretensión	6	10	60
	Subtensión	6	5	30
	Direccional	4	20 (tensión+intensidad)	80
	Sobreintensidad	13	5	65
	Diferencial	7	10	70
	Subfrecuencia	1	5	5
	Homopolar	1	5	5
Material vario	Desequilibrio	1	5	5
	Emergencias	1	70	70
	Bombillas	22	1	22
	Bocinas	6	2	12
	TOTAL			424

Tabla 26.- Consumo corriente continua, batería 1

Todos los dispositivos funcionan a 110 V.

Seguidamente, se calcula la corriente que debe suministrar la batería de corriente continua.

$$P_{total} = V \cdot I \Rightarrow I = \frac{P_{total}}{V} = \frac{424VA}{110V} = 3,85A$$

El tiempo de emergencia establecido para una Subestación será de 10 a 12 horas como mínimo, por lo que se va a considerar que deberá de tener una autonomía de 12 horas.

$$I_{total} = 3,85 \cdot 12 \text{ horas} = 46,26 Ah$$

Según catálogo, el modelo recomendado para la subestación es:

Casa: BP Solar

Modelo: Baterías Fulmen PowerBlock, s190

I = 190 Ah

R = 1,9 mΩ

Peso = 13,6 Kg.

Medidas = 206 x 103 x 403 mm

## 10.2. CÁLCULO BATERÍA 2

Esta batería es la encargada de alimentada a todos aquellos aparatos que se encuentren en el nivel 2, es decir, aquellos cuyo aislamientos internos están en contacto con el aire (motores de AT y MT de seccionadores y disyuntores). A continuación se puede observar una tabla con toda la aparamenta, las unidades correspondientes, sus consumos y el consumo total.

Aparamenta	Unidades	Consumo (W)	Consumo total (W)
Disyuntores	12	230	2760
Seccionadores	60	230	13800
TOTAL	72		16560

Tabla 27.- Consumo corriente continua, batería 2

Todos los dispositivos funcionan a 110 V.

Seguidamente, se calcula la corriente que debe suministrar la batería de corriente continua.

$$P_{total} = V \cdot I \Rightarrow I = \frac{P_{total}}{V} = \frac{16560W}{110V} = 150,54A$$

Se considera que el muelle de los motores tarda 1 minuto en cargarse y permite la realización de 4 maniobras:

$$T_{cargamotors} = 72 \cdot 1 \text{ min} \cdot \frac{1h}{60 \text{ min}} \cdot 4 \text{ maniobras} = 4,8h$$

$$I_{motores} = 150,54 \cdot 4,8h = 722,6Ah$$

Según catálogo, el modelo recomendado para la subestación es:

Casa: BP Solar

Modelo: Baterías Fulmen PowerBlock, s750

I = 735 Ah

R = 0,66 mΩ

Peso = 37 Kg.

Medidas = 206 x 166 x 519 mm

## 11. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

### 11.1. DISTANCIA ENTRE ELEMENTOS

La distancia de los conductores sometidos a tensión mecánica entre sí, así como entre los conductores y los apoyos, debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito ni entre fases ni a tierra, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada entre ellos.

#### 11.1.1. Separación mínima entre conductores

La separación mínima entre conductores viene relacionada con la siguiente fórmula:

$$D = k \cdot \sqrt{F + L} + \frac{U}{150}$$

Donde:

D = separación entre conductores, en metros

k = coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.

Tabla del capítulo 5, artículo 25 del RAT

F = flecha máxima en metros. Por ejemplo suponemos que la flecha máxima es de dos metros

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

U = tensión nominal de la línea en kV (sería más desfavorable utilizar la tensión más elevada)

#### - Separación mínima entre conductores en 15 kV

$$D_{conductores, 15kV} = k \cdot \sqrt{F + L} + \frac{U}{150} = 0,65 \cdot \sqrt{2 + 0} + \frac{17,5}{150} = 1,036m$$

#### - Separación mínima entre conductores en 45 kV

$$D_{conductores, 45kV} = k \cdot \sqrt{F + L} + \frac{U}{150} = 0,7 \cdot \sqrt{2 + 0} + \frac{52}{150} = 1,337m$$

#### - Separación mínima entre conductores en 132 kV

$$D_{conductores, 132kV} = k \cdot \sqrt{F + L} + \frac{U}{150} = 0,7 \cdot \sqrt{2 + 0} + \frac{145}{150} = 1,957m$$

**11.1.2. Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios**

La distancia mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, no será inferior a:

$$d = 0,1 + \frac{U}{150}$$

Con un mínimo de 0,2 metros. Siendo el valor de U, el más desfavorable que es la tensión más elevada.

- **Separación mínima entre conductores y sus accesorios en 15 kV**

$$d_{15kV} = 0,1 + \frac{U}{150} = 0,1 + \frac{17,5}{150} = 0,2167m$$

Prácticamente, el resultado es el valor mínimo, por lo que consideraremos un valor de 0,5 metros.

- **Separación mínima entre conductores y sus accesorios en 45 kV**

$$d_{45kV} = 0,1 + \frac{U}{150} = 0,1 + \frac{52}{150} = 0,4467m$$

Redondearemos a un valor de 0,5 metros

- **Separación mínima entre conductores y sus accesorios en 132 kV**

$$d_{132kV} = 0,1 + \frac{U}{150} = 0,1 + \frac{145}{150} = 1,066m$$

Se redondeará al valor 1,2 metros

**11.2. ALTURAS DE LOS SOPORTES**

Según el reglamento RCE-ITC MIE-RAT 14, los elementos en tensión no protegidos, que se encuentren sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima H sobre el suelo, medida en centímetros, igual a:

$$H = 230 + d$$

Siendo “d” la distancia expresada en centímetros de las tablas 4 y 6 del MIE-RAT 12, dadas en función de la tensión nominal a impulso tipo rayo adoptada en la instalación. Se hará para cada una de las tensiones que hay en la subestación.

- En las autoválvulas hay que colocar un mínimo de 1 metro de soporte, por lo que si la autoválvula mide casi dos metros, más el metro de soporte, supera la altura mínima que se necesita para las tensiones.
- Con los transformadores de tensión e intensidad ocurre lo mismo que con las autoválvulas y con colocar un soporte de un metro bastaría.

- **Altura de los soportes en 15 kV**

$$V_{\text{máselevada}} = 17,5kV \Rightarrow V_{\text{tiporayo}} = 95kV \Rightarrow d = 16cm$$

$$H_{15kV} = 250 + 16 = 266cm \approx 0,3m$$

- **Altura de los soportes en 45 kV**

$$V_{\text{máselevada}} = 52kV \Rightarrow V_{\text{tiporayo}} = 250kV \Rightarrow d = 48cm$$

$$H_{45kV} = 250 + 48 = 298cm \approx 0,3m$$

- **Altura de los soportes en 132 kV**

$$V_{\text{máselevada}} = 145kV \Rightarrow V_{\text{tiporayo}} = 550kV \Rightarrow d = 110cm$$

$$H_{132kV} = 250 + 110 = 360cm \approx 0,36m$$

### 11.3. **ALTURA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO**

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:

$$h = 5,3 + \frac{U}{150}$$

Con un mínimo de 6 metros. Consideramos que U es el valor de la tensión más elevada para que sea la opción más desfavorable.

- **Altura de los conductores al terreno en 15 kV**

$$h_{15kV} = 5,3 + \frac{U}{150} = 5,3 + \frac{17,5}{150} = 5,4167m$$

Respetaremos el valor mínimo que se nos exige que es 6 metros



- **Altura de los conductores al terreno en 45 kV**

$$h_{45kV} = 5,3 + \frac{U}{150} = 5,3 + \frac{52}{150} = 5,6476m$$

Respetaremos el valor mínimo que se nos exige que es 6 metros

- **Altura de los conductores al terreno en 132 kV**

$$h_{132kV} = 5,3 + \frac{U}{150} = 5,3 + \frac{145}{150} = 6,26m$$

Se colocarán a una altura mínima de 7 metros

## 12. **HILOS DE GUARDIA EN LA SUBESTACIÓN**

Para proteger la subestación contra las descargas directas de los rayos se utilizan hilos de guardia de la misma sección que los que se usan en las líneas de transmisión cuando el nivel isocerámico es medianamente alto, o simples astas sobre los soportes cuando la probabilidad de rayo es muy reducida.

Los hilos de guardia en las subestaciones deben instalarse a una altura adecuada para proteger eficazmente los conductores y equipo bajo tensión. El ángulo efectivo de protección es de 45° para un hilo de guardia y de 60° cuando se utilizan más de un cable de tierra.

Un sistema utilizado con cierta frecuencia para la determinación de la altura mínima de los hilos de tierra, a fin de asegurar una protección eficaz de los equipos, se basa en el método ideado por Langrehr que supone que cuando el rayo se descarga hacia tierra y se encuentra a una altura igual al doble de la del hilo de guardia, la descarga se efectuará sobre éstos o sobre tierra, por ser los puntos más cercanos al rayo.

La zona de protección queda, entonces, determinada de la siguiente manera:

$$H = \frac{4 \cdot h + \sqrt{16 \cdot h^2 - 12 \cdot (h^2 - a^2)}}{6}$$

Donde:

h = altura de los conductores o del equipo a proteger, calculado en el punto 11.3

2a = el ancho de la celda

H = altura mínima de los hilos de guardia para obtener una zona de protección adecuada

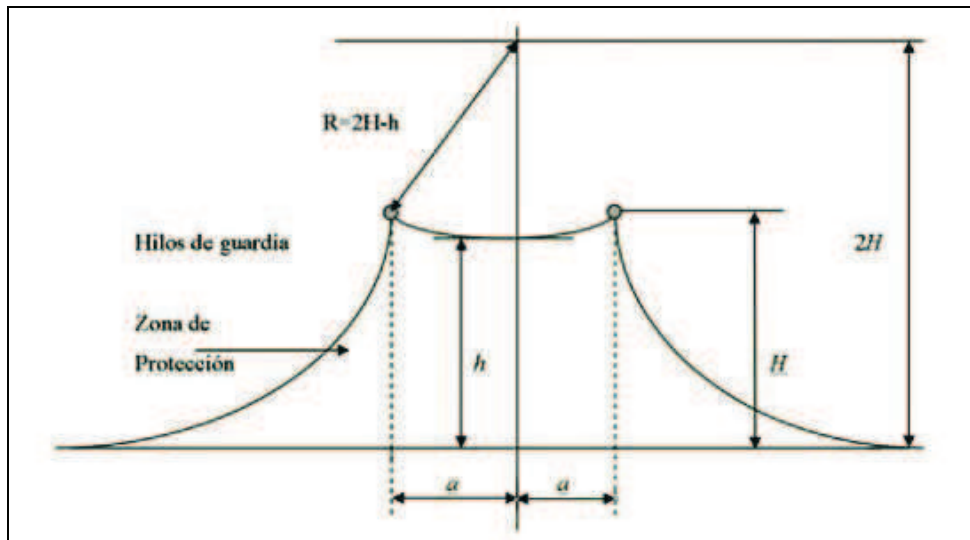


Figura 31.- Características hilos de guardia

– **Hilos de guardia para el nivel de 15 kV**

El valor de h, según se ha calculado en el apartado 6.3 es, 6 metros.

2a = 10 metros

$$H = \frac{4 \cdot h + \sqrt{16 \cdot h^2 - 12 \cdot (h^2 - a^2)}}{6} = \frac{4 \cdot 6 + \sqrt{16 \cdot 6^2 - 12 \cdot (6^2 - 5^2)}}{6} = 7,512m \approx 8m$$

– **Hilos de guardia para el nivel de 45 kV**

El valor de h, según se ha calculado en el apartado 6.3 es, 6 metros.

2a = 10 metros

$$H = \frac{4 \cdot h + \sqrt{16 \cdot h^2 - 12 \cdot (h^2 - a^2)}}{6} = \frac{4 \cdot 6 + \sqrt{16 \cdot 6^2 - 12 \cdot (6^2 - 5^2)}}{6} = 7,512m \approx 8m$$

– **Hilos de guardia para el nivel de 132 kV**

El valor de h, según se ha calculado en el apartado 6.3 es, 7 metros.

2a = 10 metros

$$H = \frac{4 \cdot h + \sqrt{16 \cdot h^2 - 12 \cdot (h^2 - a^2)}}{6} = \frac{4 \cdot 7 + \sqrt{16 \cdot 7^2 - 12 \cdot (7^2 - 5^2)}}{6} = 8,38m \approx 9m$$

Tomaremos el valor más desfavorable de los tres niveles de tensión, (9 metros), sobredimensionándolo se coloca a un mínimo de 10 metros, por tanto, H = 10 metros como mínimo.

### 13. CÁLCULOS LUMINOTÉCNICOS DEL EDIFICIO DE CONTROL

Las lámparas ha instalar en el interior de las instalaciones de la Subestación serán según zonas y ubicaciones de diferentes modelos, tal y como se habrá podido observar en la memoria, las cuales se detallan a continuación con sus características más relevantes:

#### Lámparas vapor de sodio alta presión

La descarga luminiscente se produce en un tubo de cerámica de aluminio transparente, muy resistente al calor. En su interior contiene sodio, mercurio y un gas inerte (xenón). La luz producida es de un color dorado y su eficacia luminosa es del orden de 120 lm/W. La lámpara necesita una tensión de encendido de 2 a 5 kV la cual se consigue con un arrancador electrónico. La descarga comienza en el xenón y el calor resultante vaporiza al sodio y se inicia paulatinamente la descarga principal. La estabilización de la descarga se consigue con una reactancia.

El valor de vida es del orden 12.000 horas pudiendo llegar a las 20.000 horas, según el uso.

El índice de reproducción cromática es de 25 y la temperatura de color de unos 2000 °K.

Datos comerciales de los diferentes modelos de lámparas a instalar. Datos necesarios para el cálculo lumínico.

Modelo	Potencia (W)	Flujo luminoso (lm)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	Vida útil (horas)	Color
IKC-VT 1x250W ME E40	250	25500	120	290	14000	-

**Tabla 28.- Modelo lámpara vapor de sodio**

#### Lámparas fluorescentes

Este tipo de lámparas emiten luz en consecuencia de una descarga eléctrica a través de vapor de mercurio a baja presión (de 1 a 5 N/m<sup>2</sup>), que da origen a los rayos ultravioleta, los cuales son transformados en luz visible por medio de polvos fluorescente situados en la pared interior del tubo, siendo su eficacia del orden de 100 lm/W.

El encendido es diferente según el tipo de lámparas fluorescentes existentes en el mercado.

- Lámpara de baja tensión con encendido diferido. El encendido se produce por una sobretensión instantánea al efectuar el cebador C el corte del circuito en el que hay una reactancia o balasto, que sirve también para estabilizar la corriente.
- Lámparas de encendido instantáneo. El encendido se produce en el momento de la conexión debido a que equipan reactancias especiales que originan la sobretensión y la estabilización de la corriente una vez iniciada la descarga.
- Lámparas de encendido electrónico. Poseen regulación electrónica de la tensión e intensidad en el arranque, consiguiéndose una menor intensidad de encendido.

Se deberán usar lámparas de conexión dúo para evitar el efecto estroboscópico (iluminar mediante destellos), en el caso de utilizar corriente alterna monofásica. El montaje consiste en poner en paralelo dos tubos, conectando uno de ellos por medio de un condensador. En corriente alterna trifásica se corrige esto conectando los tubos a diferentes fases.

En los tubos fluorescentes se corregirá en factor de potencia igual que en las lámparas de descarga luminosa, conectando un condensador en paralelo.

El siguiente cálculo permite saber el valor (en pico o nanofaradios) del condensador que hay que intercalar, puesto que si se instala uno de valor mayor al necesario, aumentará la corriente y su consumo, por lo que es importante encontrar el idóneo.

$$C = \frac{P(\tan \varphi_i - \tan \varphi_f)}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot V^2}$$

Donde:

C: Es la capacitancia del condensador.

P: Es la potencia activa absorbida por el conjunto.

$\varphi_i$ : es el ángulo cuyo coseno es el factor de potencia inicial, antes de la compensación.

$\varphi_f$ : Es el ángulo cuyo coseno es el factor de potencia final, después de la compensación.

V: Es la tensión de entrada..

f: Es la frecuencia en hertzios de la tensión de entrada.

La vida útil de estas lámparas es de unas 7500 horas, con un flujo del 80 % del inicial después de ese tiempo.

Se fabrican tubos fluorescentes según apariencias de color, los más usuales son:

DESIGNACIÓN	TEMPERATURAS DE COLOR K
Blanco Cálido	2700 – 3000
Blanco	4000 – 5000
Luz día	5300 – 6500

**Tabla 29.- Color fluorescentes**

Datos comerciales de los diferentes modelos de fluorescente a instalar. Datos necesarios para el cálculo lumínico.

Modelo	Potencia (W)	Flujo luminoso (lm)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	Vida útil (horas)	Color
214-IET-D 4x18.0W FD G13	18	1350	26	590	5000	2700
402-IFK 2x36W FD G13	36	3350	26	1200	5000	2700
402-IFK2x36W FD G13	36	3350	26	1200	5000	2700

**Tabla 30.- Características fluorescentes a utilizar en proyecto**

Una vez observadas las características de las diferentes lámparas a instalar, a continuación se justifican los cálculos correspondientes al alumbrado interior del edificio de control, con las luminarias previstas comprobando que la iluminación obtenida a la altura del plano de trabajo y del suelo sea la adecuada para la actividad y que cumpla los requisitos de la normativa aplicable.

Dependiendo de la actividad que se realice en cada una de las zonas, los niveles de iluminación que se deberán a cumplir serán unos u otros.

Según el SFI001.DOC de la normativa de ENDESA, se determina mediante la siguiente tabla el nivel mínimo de iluminación para el alumbrado normal de las zonas del edificio.

#### Alumbrado interior

Los niveles de iluminación mínimos en cada una de las dependencias de la Subestación son los siguientes:

- Sala Cuadro de Control                      500 Lux
- Sala de Equipo MT                              300 Lux
- Almacén    120 Lux
- Aseo    120 Lux

Alumbrado exterior:

	Nivel de Iluminación
- Parque AT	5 / 20 Lux
- Puerta acceso	20 Lux
- Zona valla perimetral	20 Lux

A continuación se muestran los cálculos lumínicos para cada habitáculo de forma manual explicándolos paso a paso:

**Sala de cuadro de control y oficina:**

Color del techo: Blanco mate (UNE M158); Índice de reflexión: 0,7

Color de las paredes: Blanco mate (UNE M158); Índice de reflexión: 0,5

Color del plano de trabajo: Azul moderado (UNE M704); Índice de reflexión: 0,3

Los índices de reflexión de paredes, techos y plano se obtienen de la siguiente tabla:

	COLOR	INDICE DE REFLEXIÓN
TECHO	blanco	0,7
	claro	0,5
	medio	0,3
PAREDES	claro	0,5
	medio	0,3
	oscuro	0,1
SUELO	claro	0,3
	oscuro	0,1

**Tabla 31.- Índices de reflexión**

Para la realización de los cálculos lumínicos, previamente se hace una recolección de datos básicos de la habitación a estudio, tales como la altura en la que se encuentra el plano de trabajo (zona donde se requieren los niveles de iluminación), altura del techo, las dimensiones de la habitación y el valor de iluminación de referencia obtenido de alguna de las tablas mostradas anteriormente (Normativa):

$H_{\text{plano de trabajo}} = 1 \text{ metros}$
$H = 2,5 \text{ metros de altura al techo}$
$E_{\text{norma}} = 500 \text{ lux}$
Anchura local (a) = 4,7 metros
Longitud local (b) = 9,7 metros

1º Se calcula el índice del local K:

$$k = \frac{a \cdot b}{(H - H_{\text{plano de trabajo}}) \cdot (a + b)} = \frac{4,7 \cdot 9,7}{1,5 \cdot (14,4)} = 2,11$$

Una vez obtenido el índice del local K y haciendo uso del grado de reflexión que presentan paredes, techos y suelos, se puede conocer el rendimiento del local.

El techo es blanco, la pared clara y el suelo claro.

2º El rendimiento del local se obtiene de la siguiente tabla:

ÍNDICES DE REFLEXIÓN										
Techo	0,8		0,7					0,5		0,3
Paredes	0,7		0,7		0,5		0,3	0,3	0,1	0,3
Plano útil	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>K</b>	<b>Rendimiento del local</b>									
0,6	0,72	0,66	0,7	0,65	0,58	0,56	0,5	0,55	0,49	0,49
0,8	0,83	0,76	0,81	0,74	0,7	0,66	0,6	0,64	0,59	0,59
1	0,91	0,81	0,88	0,80	0,77	0,72	0,66	0,71	0,66	0,65
1,25	0,98	0,87	0,95	0,85	0,85	0,79	0,73	0,77	0,73	0,72
1,5	1,02	0,9	0,99	0,88	0,9	0,82	0,77	0,81	0,76	0,75
2	1,08	0,94	1,05	0,94	0,97	0,88	0,83	0,86	0,82	0,81
2,5	1,12	0,97	1,09	0,95	1,02	0,91	0,87	0,89	0,86	0,85
3	1,15	0,99	1,11	0,97	1,05	0,93	0,9	0,91	0,89	0,87
4	1,19	1,01	1,14	0,99	1,09	0,96	0,94	0,94	0,92	0,9
5	1,21	1,02	1,16	1,01	1,12	0,98	0,961	0,96	0,94	0,92

**Tabla 32.- Cálculo rendimiento del local**

Como dicho valor no aparece exactamente, se aplica la interpolación para obtener el dato buscado:

$$y = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}(x - x_0)$$

$$\eta = 0.981$$

3º Se calcula el flujo luminoso total por medio de la siguiente fórmula:

$$\phi_r = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m}$$

Donde:

E: Valor de iluminancia necesaria en el plano útil

S: Superficie del habitáculo donde se ubicarán las luminarias

$\eta$ : Obtenido del cálculo anterior, rendimiento del local.

$f_m$ : Factor de mantenimiento, siendo para un ambiente limpio el valor de 0,8 y para ambientes sucios 0,6.



$$\phi_T = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m} = \frac{500 \cdot 4,7 \cdot 9,7}{0,981 \cdot 0,8} = 29045,62 \text{ lm.}$$

4º Por último se calcula el número de luminarias a instalar:

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}}$$

Donde:

$\phi_T$  : Flujo luminoso total

$\phi_L$  : Flujo luminoso de una lámpara

n: Número de lámparas por luminaria

$\eta_{lum}$  : Rendimiento de cada luminaria (tomaremos 0,65 según catálogo INDALUX)

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}} = \frac{29045,62}{4 \cdot 1350 \cdot 0,65} = 8,27 \approx 9$$

Como puede observarse nos sale un resultado de 8,27 luminarias a instalar, por lo que deberemos ir a la cifra entera inmediatamente superior. En los despachos de sala de control y oficina se instalarán 9 luminarias de 4 tubos de 18w cada una.

Por último queda verificar la iluminancia media, la cual ha de salir mayor o igual a la deseada:

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} \geq E_{tablas}$$

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} = 9 \cdot \frac{4 \cdot 1350 \cdot 0,981 \cdot 0,8}{4,7 \cdot 9,7} = 836,62 \text{ lux}$$

$$836,62 \geq 500$$

Se verifica que la iluminancia media es correcta, dando por finalizado el cálculo.

### **Habitación para celdas y transformador de Servicios Auxiliares:**

Color del techo: Blanco mate (UNE M158); Índice de reflexión: 0,7

Color de las paredes: Blanco mate (UNE M158); Índice de reflexión: 0,5

Color del plano de trabajo: Claro (UNE M704); Índice de reflexión: 0,3

$H_{plano \text{ de trabajo}} = 1 \text{ metro}$
$H = 3 \text{ metros de altura al techo}$
$E_{norma} = 300 \text{ lux}$
Anchura local (a) = 4,7 metros
Longitud local (b) = 9,7 metros

1º Se calcula el índice del local K:

$$k = \frac{a \cdot b}{(H - H_{\text{plano de trabajo}}) \cdot (a + b)} = \frac{4,7 \cdot 9,7}{2,5 \cdot (14,4)} = 1,27$$

Una vez obtenido el índice del local K y haciendo uso del grado de reflexión que presentan paredes, techos y suelos, se puede conocer el rendimiento del local.

2º El rendimiento del local se obtiene de la tabla vista en el primer cálculo:

Observando la tabla y por medio de la interpolación:

$$y = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}(x - x_0)$$

$$\eta = 0,854$$

3º Se calcula el flujo luminoso total por medio de la siguiente fórmula:

$$\phi_T = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m}$$

$$\phi_T = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m} = \frac{300 \cdot 4,7 \cdot 9,7}{0,854 \cdot 0,8} = 20019,03 \text{ lm}$$

4º Por último se calcula el número de luminarias a instalar:

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}}$$

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}} = \frac{20019,03}{2 \cdot 3350 \cdot 0,8(\text{cata log oINDALUX})} = 3,73 \approx 4$$

Como puede observarse nos sale un resultado de 3,73 luminarias a instalar, por lo que deberemos ir a la cifra entera inmediatamente superior. En los celdas y transformador de servicios auxiliares se instalarán 4 luminarias de 2 tubos de 36w cada una.

Podemos verificar la iluminancia media, la cual ha de salir mayor o igual a la deseada:

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} \geq E_{tablas}$$

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} = 4 \cdot \frac{2 \cdot 3350 \cdot 0,854 \cdot 0,8}{4,7 \cdot 9,7} = 401,62 \text{ lux}$$

$$401,62 \geq 300$$

**Aseo y vestuario:**

Color del techo: Blanco mate; Índice de reflexión: 0,7

Color de las paredes: Medio: 0,3

Color del plano de trabajo: Gris oscuro; Índice de reflexión: 0,1

$H_{\text{plano de trabajo}} = 0 \text{ metros}$
$H = 2,5 \text{ metros de altura al techo}$
$E_{\text{norma}} = 120 \text{ lux}$
Anchura local (a) = 2,35 metros
Longitud local (b) = 4,7 metros

1º Se calcula el índice del local K:

$$k = \frac{a \cdot b}{(H - H_{\text{plano de trabajo}}) \cdot (a + b)} = \frac{2,35 \cdot 4,7}{2,5 \cdot (7,05)} = 0,63$$

Una vez obtenido el índice del local K y haciendo uso del grado de reflexión que presentan paredes, techos y suelos, se puede conocer el rendimiento del local.

2º El rendimiento del local se obtiene de la tabla vista en el primer cálculo:

Observando la tabla y por medio de la interpolación:

$$y = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} (x - x_0)$$

$$\eta = 0,515$$

3º Se calcula el flujo luminoso total por medio de la siguiente fórmula:

$$\phi_r = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m}$$

$$\phi_r = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m} = \frac{150 \cdot 2,35 \cdot 4,7}{0,515 \cdot 0,8} = 4021,24 \text{ lm}$$

4º Por último se calcula el número de luminarias a instalar:

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}}$$

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}} = \frac{4021,24}{2 \cdot 3350 \cdot 0.935(cata\ log\ oINDALUX)} = 0,64 \approx 1$$

Como puede observarse nos sale un resultado de 0,64 luminarias a instalar, por lo que deberemos ir a la cifra entera inmediatamente superior. En el aseo y vestuario se instalará 1 luminarias de 2 tubos de 36w cada una.

Podemos verificar la iluminancia media, la cual ha de salir mayor o igual a la deseada:

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} \geq E_{tablas}$$

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} = 1 \cdot \frac{2 \cdot 3350 \cdot 0,515 \cdot 0,8}{2,35 \cdot 4,7} = 249,9\ lux$$

$$249,9 \geq 150$$

### **Almacén y taller:**

Color del techo: Blanco mate; Índice de reflexión: 0,7  
 Color de las paredes: Medio: 0,3  
 Color del plano de trabajo: Gris oscuro; Índice de reflexión: 0,1

$H_{plano\ de\ trabajo} = 1\ metro$
$H = 3\ metros\ de\ altura\ al\ techo$
$E_{norma} = 120\ lux$
Anchura local (a) = 9 metros
Longitud local (b) = 9 metros

1º Se calcula el índice del local K:

$$k = \frac{a \cdot b}{(H - H_{plano\ de\ trabajo}) \cdot (a + b)} = \frac{82,5}{2 \cdot (18)} = 2,29$$

Una vez obtenido el índice del local K y haciendo uso del grado de reflexión que presentan paredes, techos y suelos, se puede conocer el rendimiento del local.

2º El rendimiento del local se obtiene de la tabla vista en el primer cálculo:

Observando la tabla y por medio de la interpolación:

$$y = y_0 + \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}(x - x_0)$$

$$\eta = 0,853$$

3º Se calcula el flujo luminoso total por medio de la siguiente fórmula:

$$\phi_T = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m}$$

$$\phi_T = \frac{E \cdot S}{\eta \cdot f_m} = \frac{150 \cdot 82,5}{0,853 \cdot 0,8} = 18134,52 \text{ lm}$$

4º Por último se calcula el número de luminarias a instalar:

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}}$$

$$N^{\circ}_{lum} = \frac{\phi_T}{n \cdot \phi_L \cdot \eta_{lum}} = \frac{18134,52}{2 \cdot 3350 \cdot 0,935(\text{cata log oINDALUX})} = 2,9 \approx 3$$

Se obtiene como resultado la instalación de 3 pantallas, puesto que no queda simétrico su replanteo en el techo y para conseguir una correcta uniformidad, se instalará un número par de luminarias, por lo que en el almacén y taller se instalarán 4 luminarias de 2 tubos de 36w cada una.

Podemos verificar la iluminancia media, la cual ha de salir mayor o igual a la deseada:

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} \geq E_{tablas}$$

$$E_m = N \cdot \frac{n \cdot \phi_L \cdot \eta \cdot f_m}{S} = 4 \cdot \frac{2 \cdot 3350 \cdot 0,853 \cdot 0,8}{82,5} = 221,7 \text{ lux}$$

$$221,7 \geq 150$$

### Parque AT:

Para la zona del exterior se utilizan lámparas de vapor de sodio incluidas en proyectores. Un proyector es una luminaria que concentra la luz en un determinado ángulo sólido mediante un sistema óptico (espejos o lentes), para conseguir una intensidad luminosa elevada en dicha zona. Las lámparas empleadas son muy variadas dependiendo del uso al que este destinado el aparato.

Una regla a tener en cuenta es que mientras más lejos los coloquemos de la zona a iluminar, más estrecha será la apertura del haz necesaria. Por otro lado, para conseguir una buena uniformidad conviene solapar los bordes de los haces de los proyectores que iluminan la superficie a tratar. El emplazamiento de los proyectores depende de la aplicación a que destinemos la instalación y del entorno circundante. En zonas pequeñas puede bastar con un único poste donde estén todos los proyectores; mientras que en otras recurriremos a varios postes.

El cálculo del número de proyectores necesarios es muy sencillo y se realiza con el método de los lúmenes.

$$N = \frac{E_m \cdot S}{\phi \cdot CBU \cdot f_m}$$

donde:

- **N** es el número de proyectores necesarios.
- **E<sub>m</sub>** es la iluminancia media recomendada para cada aplicación.
- **S** es la superficie a iluminar en m<sup>2</sup>.
- **Φ** es el flujo luminoso de un proyector.
- **CBU** es el coeficiente de utilización del haz (*Coefficient of Beam Utilization*) que se define como la relación entre los lúmenes que llegan a la superficie iluminada y los lúmenes del haz. Su valor que oscila entre 0.6 y 0.9. (Se suponen 0.7)
- **f<sub>m</sub>** es el factor de mantenimiento cuyo valor está entre 0.65 y 0.80. Sirve para cuantificar la disminución del flujo luminoso por el envejecimiento de las lámparas y por la suciedad acumulada en estas y el proyector. (Se supone 0,65)

$E_{norma} = 5 \text{ lux}$
H = 3 metros
Anchura (a) = 100 metros
Longitud (b) = 130 metros

Por tanto,

$$N = \frac{E_m \cdot S}{\phi \cdot CBU \cdot f_m} = \frac{5 \cdot 13000}{25500 \cdot 0,65 \cdot 0,7} = 5,6 \approx 6$$

Como puede observarse nos sale un resultado de 5,6 luminarias a instalar, por lo que deberemos ir a la cifra entera inmediatamente superior. En el parque AT se instalarán 6 luminarias de proyección de 250W cada una.

**Puerta de Acceso:**

El nivel medio de iluminación será como mínimo de 20 lux en una franja de 6 m de ancho, se supondrá una anchura de 90 metros para que pueda iluminar todo el acceso. Para la iluminación de accesos y zonas exteriores se utilizarán luminarias equipadas con lámparas de vapor de sodio de alta presión, instaladas sobre columnas o báculos de acero galvanizado.

$$N = \frac{Em \cdot S}{\phi \cdot CBU \cdot fm} = \frac{20 \cdot 540}{25500 \cdot 0,65 \cdot 0,7} = 0,94 \approx 1$$

Como puede observarse nos sale un resultado de 0,94 luminarias a instalar, por lo que deberemos ir a la cifra entera inmediatamente superior. En el parque AT se instalará 1 luminarias de proyección de 250W.

**Valla exterior:**

$E_{norma} = 20 \text{ lux}$
H = 3 metros
Anchura (a) = 100 metros
Longitud (b) = 150 metros

Por tanto,

$$N = \frac{Em \cdot S}{\phi \cdot CBU \cdot fm} = \frac{20 \cdot 15000}{25500 \cdot 0,65 \cdot 0,7} = 25,85 \approx 26$$

Como puede observarse nos sale un resultado de 25,85 luminarias a instalar, por lo que deberemos ir a la cifra entera inmediatamente superior. En el parque AT se instalarán 26 luminarias de proyección de 250W cada una.



## 14. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS SERVICIOS AUXILIARES

### 14.1 FÓRMULAS APLICABLES

- Para el criterio térmico:

**Fuerza:**

$$P = 1.25 \cdot P_{\text{motor mayor}} + P_{\text{resto receptores}}$$

$$I = P / (\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \delta)$$

**Alumbrado:**

Para el alumbrado incandescencia, halógenos, etc, no se usa ningún factor de potencia para  $P_n$ .

Para el alumbrado fluorescente, lámparas de descarga, etc, se usa el factor de potencia 1.8 que multiplica a  $P_n$ .

$$I = P / (U \cdot \cos \delta)$$

- Para el criterio de caída de tensión:

**Trifásica:**

$$\Delta U = (P \cdot L) / (\gamma \cdot U \cdot S)$$

**Monofásica:**

$$\Delta U = (2 \cdot P \cdot L) / (\gamma \cdot U \cdot S)$$

$$\Delta U(\%) = \Delta U \cdot 100 / U$$

- Para cortocircuito:

$$I_{cc} = P / (\sqrt{3} \cdot U_{cc\%} \cdot U)$$

Las líneas de distribución en baja tensión, se supondrán que se encuentran bajo tubo, debiéndole aplicar el factor de corrección correspondiente a la corriente soportada por el conductor de PVC. Además, la línea de derivación individual, además de encontrarse bajo tubo, llevará un aislamiento de RZ1-K(AS), no propagador de incendio y emisión de humos, y opacidad reducida.

### 14.2 RECEPTORES Y SUS CARACTERÍSTICAS: FUERZA MOTRIZ

**Máquina 1:** Alimentación a Batería de corriente continua 1 (L.F1)

Situación: Sala para celdas MT y transformador servicios auxiliares

Suministro: Trifásico

$$P_n = 5000 \text{ W}$$

$$I_n = 7.22 \text{ A}$$

$$\cos \delta = 1$$

Observación: el suministro eléctrico en alterna no circula directamente hacia la batería de corriente alterna ya que este elemento sólo puede consumir corriente continua, es por ello que conectará entre el consumo en alterna y la batería de corriente continua un inversor modelo TC25/110 de la empresa asp.

**Máquina 2:** Alimentación a Batería de corriente continua 2 (L.F2)

Situación: Sala para celdas MT y transformador servicios auxiliares

Suministro: Trifásico

$$P_n = 9 \text{ kW}$$

$$I_n = 13 \text{ A}$$

$$\cos \delta = 1$$

Observación: el suministro eléctrico en alterna no circula directamente hacia la batería de corriente alterna ya que este elemento sólo puede consumir corriente continua, es por ello que conectará entre el consumo en alterna y la batería de corriente continua un inversor modelo TC25/110 de la empresa asp.

**Máquina 3:** Calefacción y aire acondicionado (Climatización) (L.F3)

Situación: Oficina/Sala de Control

Suministro: Trifásico

$$P_n = 3500 \text{ W}$$

$$I_n = 7.43 \text{ A}$$

$$\cos \delta = 0.85$$

Según ITC-BT-47, los conductores que alimentan a un solo motor deben estar dimensionados para una intensidad del 125 % de la intensidad a plena carga del motor, por tanto, la potencia a considerar es:

$$P = 1.25 \cdot 3500 \text{ W} = 4375 \text{ W y por tanto, su } I_n = 7.43 \text{ A}$$

**Tomas de corriente**

Cuadro General: L.F4

Situación: Oficinas, Sala para celdas MT y aseo

Suministro: Monofásico

$$P_n = 3680 \text{ W}$$

$$I_n = 16 \text{ A}$$

$$\cos \delta = 1$$

Cuadro General: L.F5

Situación: Taller/Almacén

Suministro: Monofásico

$$P_n = 3680 \text{ W}$$

$$I_n = 16 \text{ A}$$

$$\cos \delta = 1$$

Cuadro General: L.F6

Situación: Varios

Suministro: Trifásico

$$P_n = 22 \text{ kW}$$

$$I_n = 32 \text{ A}$$

$$\cos \delta = 1$$

**Alumbrado**

## Cuadro General: L.A1

Situación: Alumbrado sala Oficina y Cuadro de Control

Suministro: Monofásico

Modelo luminaria: 214-IET-D, tipo 4x18.0W FD G13

Unidades: 9

 $\cos \delta = 0.85$ 

## Cuadro General: L.A2

Situación: Alumbrado sala para Celdas MT

Suministro: Monofásico

Modelo luminaria: 402-IFT-D-EL, tipo 2x36W FD G13

Unidades: 4

 $\cos \delta = 0.85$ 

## Cuadro General: L.A3

Situación: Almacén y aseo

Suministro: Monofásico

Modelo luminaria: 402-IFK, tipo 2x36W FD G13

Unidades: 5 y un punto de luz de 26 W para el inodoro

 $\cos \delta = 0.85$ 

## Cuadro General: L.A4

Situación: Alumbrado exterior 1

Suministro: Monofásico

Modelo luminaria: IKC-VT, tipo 1x250 W ME E40

Unidades: 11

 $\cos \delta = 0.85$ 

## Cuadro General: L.A5

Situación: Alumbrado exterior 2

Suministro: Monofásico

Modelo luminaria: IKC-VT, tipo 1x250 W ME E40

Unidades: 11

 $\cos \delta = 0.85$ 

## Cuadro General: L.A6

Situación: Alumbrado exterior 3

Suministro: Monofásico

Modelo luminaria: IKC-VT, tipo 1x250 W ME E40

Unidades: 11

 $\cos \delta = 0.85$ 

## Cuadro General: L.A7

Situación: Alumbrado emergencia

Suministro: Monofásico

Modelo luminaria: NOVA N10 TCA, 11W

Unidades: 6

 $\cos \delta = 1$

### 14.3 CÁLCULO DE LA LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN

La línea general de alimentación debe soportar la potencia instalada, 60610 W, por lo que la intensidad será de 97.2 A (suponiendo un factor de potencia 0.9). La distancia hasta el embarrado es de 2.5 metros.

La instrucción 019 del reglamento electrotécnico de baja tensión en su tabla II nos indica las intensidades máximas para cada sección de cable. Si cogemos una sección de 70 mm<sup>2</sup> nos da una intensidad máxima de 149 A que multiplicados por el factor corrector 0.8 por estar bajo tubo nos da 119.2 A mayor que la corriente máxima calculada para la instalación por lo que cumple el criterio.

Como la corriente consumida es 97.2 A y la corriente máxima admisible por el conductor bajo tubo es de 119.2 A, se colocará un interruptor magnetotérmico de 100 A, concretamente, el C120H 4 polos con In = 100 A. El diámetro del tubo es de 63 mm.

La caída máxima más desfavorable es del 4.5% para alumbrado (sumándole la caída de tensión de la carga).

$$\Delta U = (60610 \cdot 2.5) / (48 \cdot 400 \cdot 70) = 0.112 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 0.112 \cdot 100 / 400 = 0.028\%$$

Si esta caída de tensión se suma con la caída de tensión de cada receptor independientemente, se puede observar que ninguna línea sobrepasa los límites establecidos por la norma, tanto para alumbrado como para fuerza.

Potencia total instalada: 60610 W

Tensión de suministro: 400/230 V

### 14.4 CÁLCULO DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES

#### LÍNEAS PRINCIPALES DE FUERZA:

La instrucción 019 del reglamento electrotécnico de baja tensión en su tabla II indica las intensidades máximas para cada sección de cable, siendo el factor corrector 0.8 por estar bajo tubo.

Para instalaciones industriales que se alimenten directamente en alta tensión mediante un transformador de distribución propio, se considerará que la instalación interior de baja tensión tiene su origen en la salida del transformador. En este caso la caída de tensión máxima admisible para fuerza es de 6.5%.

Para la elección del magnetotérmico de protección se tendrá en cuenta tanto la intensidad consumida como la máxima soportada por el cable.

#### CUADRO GENERAL

##### Línea LF1:

##### L.F1:

Receptor:

- Alimentación a Batería cc : Pn = 5000W

Longitud: 1.5 m

Cálculos:

$$P = 5000 \text{ W}$$

$$I = 7.22 \text{ A}$$

Mirando la tabla II de la instrucción 019 se considerará una sección de  $2.5 \text{ mm}^2$  cuya  $I_{\text{máx adm}} * f_c$  es de 14.8 A

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (5000 * 1.5) / (48 * 400 * 2.5) = 0.156 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 0.156 * 100 / 400 = 0.039\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 7.22 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 14.8 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: DPN10N 3P+N con  $I_n = 10 \text{ A}$**

**$\varnothing_{\text{tubo}} = 16 \text{ mm}$**

**El diferencial para la línea F1 será:**

**ID terciario 4 polos, calibre 40 A, sensibilidad 30 mA**

**Línea LF2:**

**L.F2:**

Receptor:

- Alimentación a Batería cc :  $P_n = 9000 \text{ W}$

Longitud: 2 m

Cálculos:

$$P = 9000 \text{ W}$$

$$I = 13 \text{ A}$$

Mirando la tabla II de la instrucción 019 se considerará una sección de  $4 \text{ mm}^2$  cuya  $I_{\text{máx adm}} * f_c$  es de 19.2 A

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (9000 * 2) / (48 * 400 * 4) = 0.234 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 0.234 * 100 / 400 = 0.058\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 13 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 19.2 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: DPN10N 3P+N con  $I_n = 16 \text{ A}$   
 $\varnothing_{\text{tubo}} = 20 \text{ mm}$**

**El diferencial para la línea F2 será:**

**ID terciario 4 polos, calibre 40 A, sensibilidad 30 mA**

**Línea LF3:**

**L.F3:**

Receptor:

- Climatización :  $P_n = 3500 \text{ W}$

Longitud: 5.5 m

Cálculos:

$$P = 4375 \text{ W}$$

$$I = 7.43 \text{ A}$$

Mirando la tabla II de la instrucción 019 se considerará una sección de  $2.5 \text{ mm}^2$  cuya  $I_{\text{máx adm}} * f_c$  es de 14.8 A

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (4375 * 5.5) / (48 * 400 * 2.5) = 0.5 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 0.5 * 100 / 400 = 0.125\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 7.43 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 14.8 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: DPN10N 3P+N con  $I_n = 10 \text{ A}$   
 $\varnothing_{\text{tubo}} = 16 \text{ mm}$**

**El diferencial para la línea F3 será:**

**ID terciario 4 polos, calibre 40 A, sensibilidad 30 mA**

**Líneas L.F4, L.F5:**

**L.F4:**

Receptor:

- Tomas de corriente :  $P_n = 3680 \text{ W}$

Longitud: 15 m

Cálculos:

$$P = 3680 \text{ W}$$

$$I = 16 \text{ A}$$

Mirando la tabla II de la instrucción 019 se considerará una sección de  $2.5 \text{ mm}^2$  cuya  $I_{\text{máx adm}} * f_c$  es de 16.8 A

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (2 * 3680 * 15) / (48 * 230 * 2.5) = 4 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 4 * 100 / 230 = 1.74\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 16 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 16.8 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: K60N con  $I_n = 16 \text{ A}$**

**$\varnothing_{\text{tubo}} = 16 \text{ mm}$**

**L.F5:**

Receptor:

- Tomas de corriente :  $P_n = 3680 \text{ W}$

Longitud: 20 m

Cálculos:

$$P = 3680 \text{ W}$$

$$I = 16 \text{ A}$$

Mirando la tabla II de la instrucción 019 se considerará una sección de  $2.5 \text{ mm}^2$  cuya  $I_{\text{máx adm}} * f_c$  es de 16.8 A

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (2 * 3680 * 20) / (48 * 230 * 2.5) = 5.33 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 5.33 * 100 / 230 = 2.32\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 16 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 16.8 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: K60N con  $I_n = 16 \text{ A}$**

**$\varnothing_{\text{tubo}} = 16 \text{ mm}$**



**El diferencial para el grupo de líneas F4 y F5 será:  
ID terciario 2 polos, calibre 40 A, sensibilidad 30 mA**

**Línea LF6:**

**L.F6:**

Receptor:

- Tomas de corriente trifásicas :  $P_n = 22000W$

Longitud: 20 m

Cálculos:

$P = 22000 \text{ W}$  (debido a la falta de utilidad se le va a aplicar un coeficiente de simultaneidad de 0.8), por lo que la potencia de cálculo sería 17600 W)

$$I = 25.4 \text{ A}$$

Mirando la tabla II de la instrucción 019 se considerará una sección de  $10 \text{ mm}^2$  cuya  $I_{\text{máx adm}} * f_c$  es de 35.2 A

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (17600 * 20) / (48 * 400 * 10) = 1.83 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 1.83 * 100 / 400 = 0.46\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 32 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 35.2 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: C120H 4 polos con  $I_n = 32 \text{ A}$   
 $\varnothing_{\text{tubo}} = 32 \text{ mm}$**

**El diferencial para la línea F6 será:  
ID terciario 4 polos, calibre 40 A, sensibilidad 30 mA**

**LÍNEAS PRINCIPALES DE ALUMBRADO:**

La instrucción 019 del reglamento electrotécnico de baja tensión en su tabla II indica las intensidades máximas para cada sección de cable, siendo el factor corrector 0.8 por estar bajo tubo.

Para instalaciones industriales que se alimenten directamente en alta tensión mediante un transformador de distribución propio, se considerará que la instalación interior de baja tensión tiene su origen en la salida del transformador. En este caso la caída de tensión máxima admisible para alumbrado es de 4.5%.

Para la elección del Magnetotérmico se tendrá en cuenta tanto la intensidad consumida como la máxima soportada por el cable.

CUADRO PRINCIPAL:Líneas L.A1, L.A2, L.A3 y L.A7:**L.A1:**

Receptores:

- 9 pantallas 4\*18 W

Longitud: 15 m

Cálculos:

$$P = (1.8 * 9 * 4 * 18) = 1166.4 \text{ W}$$

$$I = 5.96 \text{ A}$$

En la tabla II de la instrucción 019 si elijo una sección de  $1.5 \text{ mm}^2$  la  $I_{\text{máx adm}}$  es de 15 A que al multiplicar por  $f_c$  resulta 12 A.

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (2 * 1166.4 * 15) / (48 * 230 * 1.5) = 2.11 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 2.11 * 100 / 230 = 0.92\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 5.96 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 12 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: K60N con  $I_n = 10 \text{ A}$**

**$\varnothing_{\text{tubo}} = 16 \text{ mm}$**

**L.A2:**

Receptores:

- 4 pantallas 2\*36 W

Longitud: 10 m

Cálculos:

$$P = (1.8 * 4 * 2 * 36) = 518.4 \text{ W}$$

$$I = 2.65 \text{ A}$$

En la tabla II de la instrucción 019 si elijo una sección de  $1.5 \text{ mm}^2$  la  $I_{\text{máx adm}}$  es de 15 A que al multiplicar por  $f_c$  resulta 12 A.

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (2 \cdot 518.4 \cdot 10) / (48 \cdot 230 \cdot 1.5) = 0.626 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 0.626 \cdot 100 / 230 = 0.27\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 2.65 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 12 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: K60N con In = 10 A**  
**Øtubo = 16 mm**

### L.A3:

Receptores:

- 5 pantallas 2\*36 W y una luminaria de 26 W

Longitud: 25 m

Cálculos:

$$P = (1.8 \cdot 5 \cdot 2 \cdot 36) + 26 = 674 \text{ W}$$

$$I = 3.44 \text{ A}$$

En la tabla II de la instrucción 019 si elijo una sección de 1.5 mm<sup>2</sup> la I<sub>máx adm</sub> es de 15 A que al multiplicar por f<sub>c</sub> resulta 12 A.

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (2 \cdot 674 \cdot 25) / (48 \cdot 230 \cdot 1.5) = 2.03 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 2.03 \cdot 100 / 230 = 0.88\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 3.44 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 12 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: K60N con In = 10 A**  
**Øtubo = 16 mm**

### L.A7

Alumbrado de emergencia = 10 A

**Magnetotérmico: K60N con In = 10 A**  
**Øtubo = 16 mm**

**El diferencial para el grupo de líneas de alumbrado L.A1, L.A2, L.A3 y L.A7 será:**

**ID terciario 2 polos, calibre 40 A, sensibilidad 30 mA**

**Líneas L.A4, L.A5 y L.A6:**

**L.A4:**

Receptores:

- 11 lámparas de descarga de 250 W

Longitud: 120 m (punto más desfavorable)

Cálculos:

$$P = (1.8 \cdot 11 \cdot 250) = 4950 \text{ W}$$

$$I = 25.32 \text{ A}$$

En la tabla II de la instrucción 019 si elijo una sección de  $6 \text{ mm}^2$  la  $I_{\text{máx adm}}$  es de 36 A que al multiplicar por  $f_c$  resulta 28.8 A.

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (2 \cdot 4950 \cdot 120) / (48 \cdot 230 \cdot 6) = 17.93 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 17.93 \cdot 100 / 230 = 7.79\% , \text{ no cumple se deberá aumentar la sección.}$$

Se dimensiona a  $16 \text{ mm}^2$  cuya  $I_{\text{máx adm}}$  es de 66 A que al multiplicar por  $f_c$  resulta 52.8 A.

En esta línea la caída de tensión es de:

$$\Delta U = (2 \cdot 4950 \cdot 120) / (48 \cdot 230 \cdot 16) = 6.72 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = 6.72 \cdot 100 / 230 = 2.92\% , \text{ cumple}$$

Elección del Magnetotérmico:

$$I_{\text{consumida}} = 25.32 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx adm cable}} = 52.8 \text{ A}$$

**Magnetotérmico: K60N con  $I_n = 32 \text{ A}$**

**$\varnothing_{\text{tubo}} = 32 \text{ mm}$**

Las líneas L.A5 y L.A6 tienen el mismo número de luminarias y los mismos cálculos.

**El diferencial para el grupo de líneas de alumbrado L.A4, L.A5 y L.A6 será:**

**ID terciario 2 polos, calibre 80 A, sensibilidad 30 mA**

## 15. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Para el cálculo de la red de tierra de la subestación de dimensiones 150 metros de longitud por 100 metros de anchura, dimensiones más que suficientes para la instalación de la aparamenta correspondiente y para asegurar las distancias de seguridad y pasillos de maniobra exigidos por el reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

Como en cualquier subestación de 132 kV, la red de tierra será un mallazo de conductores de hilo de cobre de 95 mm<sup>2</sup>, que cubrirá toda la superficie de la subestación. Los conductores de esta estarán separados unos de otros una distancia de 2 metros.

Todos los elementos sometidos a tensión irán conectados a esta red, por lo que se utilizarán grapas debidamente protegidas contra la corrosión, como método de unión debido a que, aún siendo un método menos eficaz que el de soldadura aluminotérmica, supone un ahorro importante en el presupuesto.

Cuando se produce un defecto a tierra en una instalación de alta tensión, se provoca una elevación del potencial del electrodo a través del cual circula la corriente de defecto. Asimismo, al disiparse dicha corriente por tierra, aparecerán en el terreno gradientes de potencial. Al diseñarse los electrodos de puesta a tierra deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Seguridad de las personas en relación con las elevaciones de potencial.
- Sobretensiones peligrosas para las instalaciones.
- Valor de la intensidad de defecto que haga actuar las protecciones, asegurando la eliminación de la falta.

A continuación se comentan estos tres aspectos de forma más detallada:

### **Seguridad de las personas:**

El MIE-RAT 13 establece que la tensión máxima aplicable al cuerpo humano, entre mano y pies, que puede aceptarse viene regida por la siguiente expresión matemática:

$$V_{CA} = \frac{K}{t^n}$$

Donde:

$V_{CA}$ : Tensión aplicada, en voltios

t: Duración de la falta en segundos.

K y n: constantes en función del tiempo

$0,9 \geq t \geq 0,1$ seg.	$K = 72$	$n = 1$
$3 \geq t \geq 0,9$ seg.	$K = 78,5$	$n = 0,18$
$5 \geq t \geq 3$ seg.	$V_{CA} = 64$ V	
$t > 5$	$V_{CA} = 50$ V	

**Tabla 33.- Valores de K según tiempo disparo**

Cuando el elemento cuya actuación elimine la falta, disponga de reenganchador automático rápido (inferior a 0,5 seg.) el tiempo a considerar (t) será la suma de los tiempos parciales de mantenimiento de la corriente de defecto.

En base a suponer que la tensión máxima aplicada al cuerpo humano, no supere el valor indicado en la expresión matemática mostrada para las tensiones de contacto (entre manos y pies) y tampoco supere dicho valor en 10 veces para la tensión de paso (entre pies separados 1 metro), los valores máximos admisibles de las tensiones de paso y contacto, que no pueden ser superados en una instalación, son los siguientes:

$$\text{Tensión de paso: } V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000}\right)$$

$$\text{Tensión de contacto: } V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000}\right)$$

Estas formulas responden a un planteamiento simplificado del circuito al despreciar la resistencia de la piel y el calzado, y se han determinado, suponiendo que la resistencia del cuerpo humano es de  $1000 \Omega$  y asimilando cada pie a un electrodo en forma de placa de  $200 \text{ cm}^2$  de superficie que ejerza sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N, lo que representa una resistencia de contado con el suelo evaluad en  $3\rho_s$ , siendo  $\rho_s$  la resistividad superficial del terreno.

En las siguientes figuras puede observarse el circuito formado por el cuerpo humano para las tensiones de paso y contacto respectivamente:

Tensión de Paso:

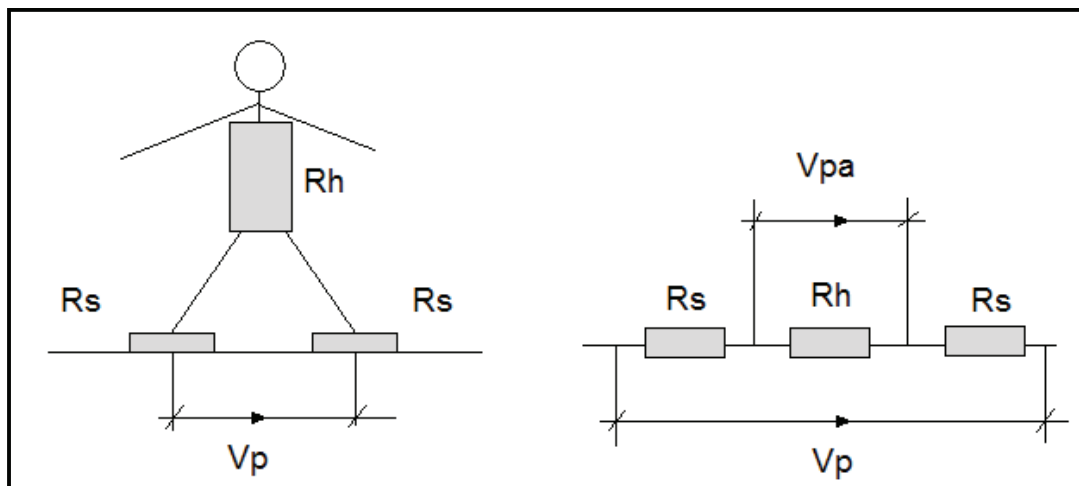
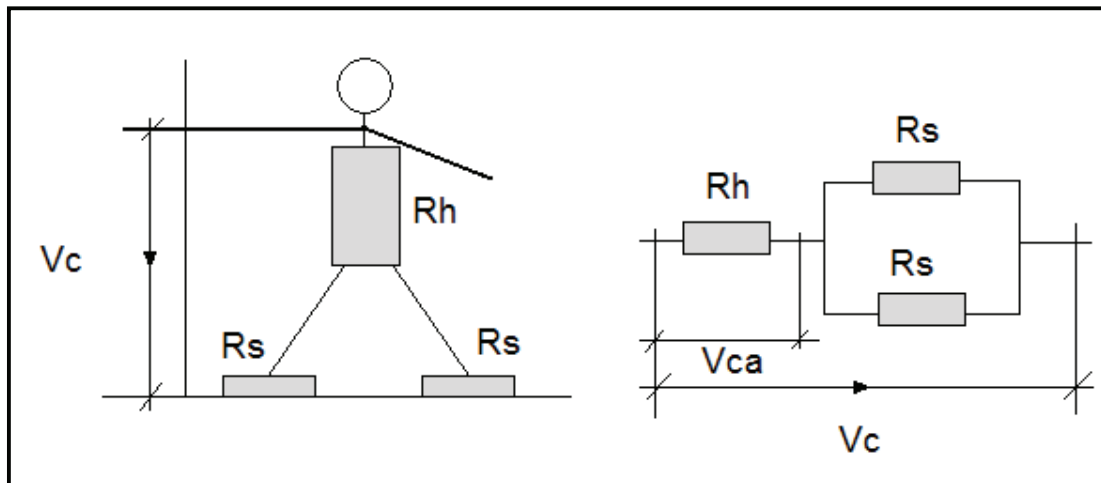


Figura 32.- Croquis tensión de paso

Tensión de Contacto:



**Figura 33.- Croquis tensión de contacto**

Se deberá comprobar mediante el empleo de un procedimiento de cálculo sancionado por la práctica, que los valores de las tensiones de paso y contacto que se calculen para la instalación, en función de su geometría, de la corriente de puesta a tierra que se considere y de la resistividad correspondiente al terreno, no superen los valores calculados con las fórmulas de paso y contacto.

**Sobretensiones admisibles para las instalaciones de la caseta de la Subestación**

Para evitar que la sobretensión que aparece al producirse un defecto en el aislamiento del circuito de alta tensión, deteriore los elementos de baja tensión del centro, el electrodo de puesta a tierra debe tener un efecto limitador, de forma que la tensión de defecto ( $V_d$ ) sea inferior a la que soportan dichas instalaciones ( $V_{bt}$ ). Siendo esto:

$$V_d = R_t \cdot I_d$$

$$V_{bt} \geq V_d$$

Siendo:

$V_d$  : Tensión de defecto, en voltios

$V_{bt}$  : Tensión soportada a frecuencia industrial por al instalación de baja tensión, en voltios.

$R_t$  : Resistencia del electrodo, en ohmios.

$I_d$  : Intensidad de defecto, en amperios.

Los valores normalmente utilizados de la tensión soportada por la instalación de baja tensión son: 4.000, 6.000, 8.000 y 10.000V. Los cuales son valores recomendados por UNESA.

Estos valores corresponden a las tensiones soportadas, a frecuencia industrial, por los materiales de baja tensión que deben instalarse en la caseta de la Subestación.



Los valores anteriores pueden ser superados si los materiales empleados poseen características dieléctricas superiores o se disponga, para los elementos más sensibles, de un transformador de separación de circuitos.

### **Limitaciones del valor de la corriente de defecto**

La intensidad máxima de defecto  $I_d$  deberá ser lo más baja posible, con objeto de que la tensión que aparezca en el electrodo cuando sea recorrido por la misma, tenga el valor más reducido posible.

Dicha intensidad deberá tener asimismo, un valor mínimo superior a la de arranque de las protecciones que tienen que detectar el defecto e interrumpir la alimentación.

$$I_d > \text{Valor de arranque de las protecciones}$$

## **15.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO**

Para cumplir con las condiciones de seguridad requeridas, se seguirá el procedimiento de cálculo indicado en el apartado 2.1 de la MIE-RAT 13.

- Investigación de las características del terreno.
- Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo de eliminación del defecto.
- Separación entre los electrodos de tierra de protección y de servicio (Neutro de Baja Tensión)
- Cálculo de las tensiones de paso y contacto.
- Corrección y ajuste del diseño inicial.

## **15.2. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO**

Según el R.A.T., se indica la necesidad de investigar las características del terreno, para realizar el proyecto de una instalación de tierra. Sin embargo, en las instalaciones de tercera categoría y de intensidad de cortocircuito inferior o igual a 16 kA, es posible estimar la resistividad del terreno, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará la Subestación, la resistividad estimada es de 150  $\Omega$ .m. La resistencia del suelo de la zona de intemperie será la misma que para la caseta, estando ambos en el mismo terreno.

### 15.3. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Las dimensiones la Subestación son 150 metros (longitud) x 100 metros (anchura). La red de tierras será un mallazo de conductores de hilo de cobre de  $95 \text{ mm}^2$ , conductores separados 2 metros unos de otros y con las mismas dimensiones que la Subestación.

- Cálculo de la resistencia a tierra, malla (protección)

$$R_T = \frac{\varphi}{4 \cdot r} + \frac{\varphi}{L}$$

Siendo:

L: longitud total del conductor enterrado

r: radio equivalente de la superficie de la subestación

$\varphi$ : resistividad del terreno ( $150 \Omega$ )

En el caso que nos ocupa:

La superficie del terreno:  $S = A \text{ (longitud)} \times B \text{ (ancho)} = 150 \times 100 = 15000 \text{ m}^2$

La superficie de la circunferencia:  $S = \Pi \cdot r^2 \Rightarrow r = \sqrt{\frac{15000}{\Pi}} = 69,1m$

La longitud total del conductor enterrado, L:

$$L = B \cdot \frac{A}{d} + A \cdot \frac{B}{d} = 100 \cdot \frac{150}{2} + 150 \cdot \frac{100}{2} = 15000m$$

Siendo:

A: longitud subestación

B: ancho subestación

d: distancia entre conductores de la malla, 2 metros

Por tanto, la resistencia a tierra es:

$$R_T = \frac{\varphi}{4 \cdot r} + \frac{\varphi}{L} = \frac{150}{4 \cdot 69,1} + \frac{150}{15000} = 0,55m$$

- Cálculo de la resistencia a tierra, plicas(servicio)

Para el cálculo de estas tierras se necesita anteriormente conocer la intensidad de defecto, que se verá a continuación.

#### 15.4. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS

En las instalaciones de Media Tensión de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son los siguientes:

- Tipo de neutro: El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a ésta 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. En el caso que nos ocupa el neutro se considera aislado de tierra.
- Tipo de protecciones: Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante apertura de un elemento de corte que actúa por indicación del relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que solo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 seg.

No obstante, y dada las particularidades existentes 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, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

En la Subestación cabe destacar que la zona de 132 kV y 45 kV, el neutro está rígidamente conectado a tierra y que el neutro de 15 kV (caseta) se encuentra aislado, aunque los tres niveles de tensión están conectado a la misma red de tierras (malla) cuya resistencia se ha calculado anteriormente. Por otro lado, habrá una tierra diferente para el neutro aislado del transformador de servicios auxiliares de la caseta, que se calcula a continuación:

- Intensidad máxima de defecto, neutro rígidamente a tierra:

$$I_{d \max cal} = \frac{V_L / \sqrt{3}}{R_n + R_T}$$

Donde:

$U_L$ : Tensión de servicio de línea (V)  
 $R_N$ : Resistencia del neutro (Se supone 100  $\Omega$ )  
 $R_T$ : Resistencia de herrajes  
 $I_{d \max cal}$ : Intensidad máxima calculada (A)

En el caso de esta Subestación, y como más desfavorable:

$$I_{d \max cal} = \frac{V_L / \sqrt{3}}{R_n + R_T} = \frac{132 / \sqrt{3}}{100 + 0,55} = 0,76 A$$

Normalmente este valor viene facilitado por la compañía suministradora.

- Intensidad máxima de defecto, neutro aislado:

$$I_{d \max .cal} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot w \cdot (C_a \cdot L_a + C_c \cdot L_c)$$

Donde:

$U_n$ : Tensión de servicio (V)  
 $L_a$ : 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.)  
 $w$ : pulsación de la corriente  $2\pi f$   
 $I_{d \max .cal}$ : Intensidad máxima calculada (A)

Para el caso que nos ocupa, tendremos:

$U_n$ : 15000 V  
 $L_a$ : 0 km.  
 $L_c$ : 20 m.  
 $C_a$ : 0,006 mF/km (Hay que ponerlo en F/km)  
 $C_c$ : 0.250 mF/km (Hay que ponerlo en F/km)

$$I_{d \max .cal} = \sqrt{3} \cdot 15000 \cdot 314,15 \cdot (0,000000006 \cdot 0 + 0,000000250 \cdot 0,02) = 41mA$$

Como se observa, es más desfavorable cuando el neutro está rígidamente a tierra, por tanto, se seguirá analizando con neutro rígidamente a tierra, y el nivel de tensión de 15 kV irá conectado a la malla calculada.

## 15.5. SEPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Para garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas que puedan afectar a las instalaciones de los usuarios, en el momento en que se esté disipando un defecto por el sistema de tierra de protección, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, la cual, será función de la resistividad del terreno y de la intensidad de defecto.

Para ellos se ha de verificar la siguiente expresión, donde “D” es la distancia entre electrodos:

$$D \geq \frac{\rho \cdot I_D}{2 \cdot \pi \cdot U} = \frac{150 \cdot 0,76}{2 \cdot \pi \cdot 1200} = 0,015m$$

siendo:

D: distancia entre electrodos, en metros.

$\rho$ : resistividad media del terreno en ohmios · metro

$I_d$ : intensidad de defecto a tierra.

U: 1.200 V para sistemas de distribución TT, para tiempo de eliminación del defecto en alta tensión menor o igual a 5 segundos y 250 V, en caso contrario

Con la siguiente expresión verificamos que la distancia de 20 m (mínimo) entre ambos electrodos de tierra es suficiente.

### 15.6. ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO

Para la elección del electrodo de puesta a tierra del neutro se considera una disposición de 8 picas en hilera. El valor de resistencia de puesta a tierra que ofrecen dichas picas en hilera separadas una distancia D, la cual será al menos una vez y media la longitud de la pica es:

$$R_g = \rho \cdot \left[ 0,06 + \frac{0,051}{D} \right] = 150 \cdot \left[ 0,06 + \frac{0,051}{8} \right] = 9,9 \Omega$$

### 15.7. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

Toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada de tal forma, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, estas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto de la instalación eléctrica o en la red unida a ella).

Se definirá el tiempo de disparo de los relés en 0,2 s.

- Máximas tensiones de paso y contacto admisibles en una instalación

- Tensión de paso

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left( 1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) = \frac{10 \cdot 72}{0,2} \cdot \left( 1 + \frac{6 \cdot 150}{1000} \right) = 6840V$$

- Tensión de contacto

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left( 1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) = \frac{72}{0,2} \cdot \left( 1 + \frac{1,5 \cdot 150}{1000} \right) = 441V$$

Una vez hecha la red de tierras y construida la subestación se deberá comprobar que los valores de las tensiones de paso y contacto no son superiores a los calculados, ya que son los máximos permitidos por el reglamento para la subestación que se está diseñando.

Debido a la posibilidad de que la tensión de contacto no cumpla con reglamento, se pone una capa de hormigón en el suelo, puesto que el hormigón tiene una resistividad mayor que la propia del terreno. Con ello elevamos la tensión de contacto y nos aseguramos el cumplimiento del reglamento.

$$\rho_s = 3000 \Omega \cdot m$$

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left( 1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) = \frac{72}{0,2} \cdot \left( 1 + \frac{1,5 \cdot 3000}{1000} \right) = 1980V$$

## **16. CONSIDERACIONES FINALES**

Expuesto lo anterior y considerando suficientes los datos y cálculos consignados, esperamos que sirva de base para la tramitación del expediente de autorización de funcionamiento de la instalación proyectada.

**Puente Genil, Mayo de 2011**

**D.MANUEL BERRAL ARJONA**



# **PLIEGO DE CONDICIONES**

## **SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/45/15 kV**

### **AUTOR**

Manuel Berral Arjona

### **DIRECTOR**

Ángel Santillán Lázaro

### **ESPECIALIDAD**

Electricidad



## ÍNDICE

<b>1. OBJETO</b>	<b>5</b>
<b>2. CAMPO DE APLICACION</b>	<b>5</b>
<b>3. DISPOSICIONES GENERALES</b>	<b>5</b>
<b>3.1. CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES</b>	<b>5</b>
<b>3.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO</b>	<b>6</b>
<b>3.3. SEGURIDAD PUBLICA</b>	<b>7</b>
<b>4. ORGANIZACION DEL TRABAJO</b>	<b>7</b>
<b>4.1. DATOS DE LA OBRA</b>	<b>7</b>
<b>4.2. REPLANTEO DE LA OBRA</b>	<b>8</b>
<b>4.3. MEJORAS Y VARIACIONES DEL PROYECTO</b>	<b>8</b>
<b>4.4. RECEPCION DEL MATERIAL</b>	<b>8</b>
<b>4.5. ORGANIZACION</b>	<b>8</b>
<b>4.6. FACILIDADES PARA LA INSPECCION</b>	<b>9</b>
<b>4.7. ENSAYOS</b>	<b>9</b>
<b>4.8. LIMPIEZA Y SEGURIDAD EN LAS OBRAS</b>	<b>9</b>
<b>4.9. MEDIOS AUXILIARES</b>	<b>9</b>
<b>4.10. EJECUCION DE LAS OBRAS</b>	<b>9</b>
<b>4.11. SUBCONTRATACION DE LAS OBRAS</b>	<b>10</b>
<b>4.12. PLAZO DE EJECUCION</b>	<b>10</b>
<b>4.13. RECEPCION PROVISIONAL</b>	<b>11</b>
<b>4.14. PERIODOS DE GARANTIA</b>	<b>11</b>
<b>4.15. RECEPCION DEFINITIVA</b>	<b>11</b>
<b>4.16. PAGO DE OBRAS</b>	<b>12</b>
<b>4.17. ABONO DE MATERIALES ACOPIADOS</b>	<b>12</b>
<b>5. DISPOSICION FINAL</b>	<b>12</b>
<b>6. SUBESTACION ELECTRICA</b>	<b>13</b>
<b>6.1. OBRAS COMPRENDIDAS</b>	<b>13</b>
<b>6.2. CONDICIONES DE LOS MATERIALES</b>	<b>13</b>
<b>6.2.1. Condiciones generales</b>	<b>13</b>
<b>6.2.2. Edificios</b>	<b>14</b>
<b>6.2.3. Obra civil</b>	<b>14</b>

<b>6.2.4. Equipos .....</b>	<b>14</b>
<b>6.2.4.1. Identificación de equipos.....</b>	<b>15</b>
<b>6.2.4.2. Documentación a entregar con los equipos.....</b>	<b>15</b>
<b>6.2.4.3. Estructura metálica.....</b>	<b>16</b>
<b>6.2.4.4. Embarrados.....</b>	<b>16</b>
<b>6.2.4.5. Cables de potencia.....</b>	<b>16</b>
<b>6.2.4.6. Transformadores de potencia .....</b>	<b>17</b>
<b>6.2.4.7. Pararrayos.....</b>	<b>19</b>
<b>6.2.4.8. Celdas de Media Tensión (15 kV).....</b>	<b>19</b>
<b>6.2.5 Servicios auxiliares.....</b>	<b>24</b>
<b>6.2.5.1. Transformador Servicios Auxiliares .....</b>	<b>24</b>
<b>6.2.5.2. Cuadro eléctrico .....</b>	<b>24</b>
<b>6.2.5.3. Instalación de Servicios Auxiliares c.a.. .....</b>	<b>24</b>
<b>6.2.5.4. Canalizaciones interiores .....</b>	<b>24</b>
<b>6.2.5.5. Cables .....</b>	<b>25</b>
<b>6.2.5.6 Alumbrado.....</b>	<b>25</b>
<b>6.2.6 Equipos para la compensación del factor de potencia .....</b>	<b>26</b>
<b>6.2.6.1. Condensadores.....</b>	<b>26</b>
<b>6.3. CONDICIONES DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....</b>	<b>26</b>
<b>6.3.1. Excavaciones .....</b>	<b>27</b>
<b>6.3.2. Hormigones .....</b>	<b>27</b>
<b>6.3.3. Encofrados.....</b>	<b>27</b>
<b>6.3.4. Estructura metálica.....</b>	<b>27</b>
<b>6.3.5. Aparallaje .....</b>	<b>28</b>
<b>6.3.5.1. Interruptores .....</b>	<b>28</b>
<b>6.3.5.2 Seccionadores .....</b>	<b>28</b>
<b>6.3.5.3 Resto de aparellaje .....</b>	<b>28</b>
<b>6.3.6. Embarrados y conexiones .....</b>	<b>28</b>
<b>6.3.7. Tierras.....</b>	<b>28</b>
<b>6.3.8. Transformadores.....</b>	<b>28</b>
<b>6.3.9. Cables de fuerza y control.....</b>	<b>29</b>
<b>6.3.10. Cuadros eléctricos .....</b>	<b>29</b>
<b>6.3.11. Construcciones auxiliares y provisionales.....</b>	<b>30</b>

<b>7. CENTRO DE CONTROL</b>	30
<b>7.1. OBJETO</b>	30
<b>7.2. ESTRUCTURA ENVOLVENTE DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	30
<b>7.2.1. Emplazamiento</b>	31
<b>7.2.2. Excavación</b>	31
<b>7.2.3. Descripción y componentes del edificio prefabricado</b>	31
<b>7.2.4. Ventilación</b>	32
<b>7.2.5. Puertas</b>	32
<b>7.3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>	32
<b>7.3.1. Alimentación subterránea</b>	32
<b>7.3.2. Alumbrado</b>	32
<b>7.3.3. Celdas de M.T</b>	33
<b>7.3.4. Puesta a tierra</b>	33
<i>7.3.4.1. Condiciones de los circuitos de puesta a tierra</i>	33
<b>7.4. MATERIALES</b>	34
<b>7.4.1. Reconocimiento y admisión de materiales</b>	34
<b>7.4.2. Conductores</b>	35
<b>7.4.3. Celdas prefabricadas</b>	35
<b>7.4.4. Transformadores</b>	35
<b>7.4.5. Materiales varios</b>	35
<b>7.4.6. Responsabilidad del contratista</b>	36
<b>7.5. RECEPCIÓN DE LA OBRA</b>	36
<b>7.5.1. Aislamiento</b>	36
<b>7.5.2. Ensayo dieléctrico</b>	36
<b>7.5.3. Instalación de puesta a tierra</b>	36
<b>7.5.4. Regulación y protecciones</b>	36
<b>7.5.5. Transformadores</b>	36
<b>8. NORMAS DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA DE ENERGÍA</b>	37
<b>9. CONDICIONES FINALES</b>	37

## **Condiciones Generales**

### **1. OBJETO**

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones para la distribución de energía eléctrica cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente Proyecto.

### **2. CAMPO DE APLICACION**

Este Pliego de Condiciones se refiere a la construcción de redes aéreas o subterráneas de alta tensión hasta 132 kV, así como a centros de transformación.

Los Pliegos de Condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

### **3. DISPOSICIONES GENERALES**

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá estar clasificado, según Orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al Proyecto y que se fijará en el Pliego de Condiciones Particulares, en caso de que proceda. Igualmente deberá ser Instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

#### **3.1. CONDICIONES FACULTATIVAS LEGALES**

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- a) Reglamentación General de Contratación según Decreto 3410/75, de 25 de noviembre.
- b) Pliego de Condiciones Generales para la Contratación de Obras Públicas aprobado por Decreto 3854/70, de 31 de diciembre.
- c) Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.

- d) Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones eléctricas y Regularidad en el suministro de energía.
- e) Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así como las Ordenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.
- f) Real Decreto 3151/1968 de 28 de Noviembre, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- g) Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- h) Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica.
- i) Norma Básica de Edificación.
- j) Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos laborales y RD 162/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

### **3.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO**

El Contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en el apartado “j” del párrafo 3.1. de este Pliego de Condiciones y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal; los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc., que se utilicen no deben ser de material conductor. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en suelas.

El personal de la Contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, banqueta aislante, etc., pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la

obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) en la forma legalmente establecida.

### **3.3. SEGURIDAD PUBLICA**

El Contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el Contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

## **4. ORGANIZACION DEL TRABAJO**

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del Director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes:

### **4.1. DATOS DE LA OBRA**

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la Obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El Contratista se hace responsable de la buena conservación de los originales de donde obtenga las copias, los cuales serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

#### **4.2. REPLANTEO DE LA OBRA**

El Director de Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta, en la que constarán, claramente, los datos entregados, firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista.

Los gastos de replanteo serán de cuenta del Contratista.

#### **4.3. MEJORAS Y VARIACIONES DEL PROYECTO**

No se considerarán como mejoras ni variaciones del Proyecto más que aquellas que hayan sido ordenadas expresamente por escrito por el Director de Obra y convenido precio antes de proceder a su ejecución.

Las obras accesorias o delicadas, no incluidas en los precios de adjudicación, podrán ejecutarse con personal independiente del Contratista.

#### **4.4. RECEPCION DEL MATERIAL**

El Director de Obra de acuerdo con el Contratista dará a su debido tiempo su aprobación sobre el material suministrado y confirmará que permite una instalación correcta.

La vigilancia y conservación del material suministrado será por cuenta del Contratista.

#### **4.5. ORGANIZACION**

El Contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente están establecidas, y en general, a todo cuanto se legisle, decrete u ordene sobre el particular antes o durante la ejecución de la obra.

Dentro de lo estipulado en el Pliego de Condiciones, la organización de la Obra, así como la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del Contratista a quien corresponderá la responsabilidad de la seguridad contra accidentes.

El Contratista deberá, sin embargo, informar al Director de Obra de todos los planes de organización técnica de la Obra, así como de la procedencia de los materiales y cumplimentar cuantas órdenes le de éste en relación con datos extremos.

En las obras por administración, el Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de

Obra de la admisión de personal, compra de materiales, adquisición o alquiler de elementos auxiliares y cuantos gastos haya de efectuar. Para los contratos de trabajo, compra de material o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios o cuotas sobrepasen en más de un 5% de los normales en el mercado, solicitará la aprobación previa del Director de Obra, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo casos de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

#### **4.6. FACILIDADES PARA LA INSPECCION**

El Contratista proporcionará al Director de Obra o Delegados y colaboradores, toda clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y pruebas de los materiales, así como la mano de obra necesaria para los trabajos que tengan por objeto comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas, permitiendo el acceso a todas las partes de la obra e incluso a los talleres o fábricas donde se produzcan los materiales o se realicen trabajos para las obras.

#### **4.7. ENSAYOS**

Los ensayos, análisis y pruebas que deban realizarse para comprobar si los materiales reúnen las condiciones exigibles, se verificarán por la Dirección Técnica, o bien, si ésta lo estima oportuno, por el correspondiente Laboratorio Oficial.

Todos los gastos de pruebas y análisis serán de cuenta del Contratista.

#### **4.8. LIMPIEZA Y SEGURIDAD EN LAS OBRAS**

Es obligación del Contratista mantener limpias las obras y sus inmediaciones de escombros y materiales, y hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean precisas, así como adoptar las medidas y ejecutar los trabajos necesarios para que las obras ofrezcan un buen aspecto a juicio de la Dirección técnica.

Se tomarán las medidas oportunas de tal modo que durante la ejecución de las obras se ofrezca seguridad absoluta, en evitación de accidentes que puedan ocurrir por deficiencia en esta clase de precauciones; durante la noche estarán los puntos de trabajo perfectamente alumbrados y cercados los que por su índole fueran peligrosos.

#### **4.9. MEDIOS AUXILIARES**

No se abonarán en concepto de medios auxiliares más cantidades que las que figuren explícitamente consignadas en presupuesto, entendiéndose que en todos los demás casos el costo de dichos medios está incluido en los correspondientes precios del presupuesto.

#### **4.10. EJECUCION DE LAS OBRAS**



Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto y a las condiciones contenidas en este Pliego de Condiciones y en el Pliego Particular si lo hubiera y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el de Condiciones Técnicas.

El Contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá hacer ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza tanto en la ejecución de la obra en relación con el Proyecto como en las Condiciones Técnicas especificadas, sin perjuicio de lo que en cada momento pueda ordenarse por el Director de Obra a tenor de los dispuesto en el último párrafo del apartado 4.1.

El Contratista no podrá utilizar en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo, salvo lo indicado en el apartado 4.3.

Igualmente, será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo del mismo.

El Contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico suficientemente especializado a juicio del Director de Obra.

#### **4.11. SUBCONTRATACION DE LAS OBRAS**

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra.

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- a) Que se dé conocimiento por escrito al Director de Obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.
- b) Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no exceda del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso el Contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obras no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Contratante.

#### **4.12. PLAZO DE EJECUCION**

Los plazos de ejecución, total y parciales, indicados en el contrato, se empezarán a contar a partir de la fecha de replanteo.

El Contratista estará obligado a cumplir con los plazos que se señalen en el contrato para la ejecución de las obras y que serán improrrogables.

No obstante lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones cuando así resulte por cambios determinados por el Director de Obra debidos a exigencias de la realización de las obras y siempre que tales cambios influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por cualquier causa, ajena por completo al Contratista, no fuera posible empezar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados, se concederá por el Director de Obra, la prórroga estrictamente necesaria.

#### **4.13. RECEPCION PROVISIONAL**

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del Contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicho Acta será firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

En el caso de no hallarse la Obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al Contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta y a cargo del Contratista. Si el Contratista no cumpliera estas prescripciones podrá declararse rescindido el contrato con pérdida de la fianza.

La forma de recepción se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas correspondiente.

#### **4.14. PERIODOS DE GARANTIA**

El periodo de garantía será el señalado en el contrato y empezará a contar desde la fecha de aprobación del Acta de Recepción.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el Contratista es responsable de la conservación de la Obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defectos de ejecución o mala calidad de los materiales.

Durante este periodo, el Contratista garantizará al Contratante contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por ocasión de la ejecución de la Obra.

#### **4.15. RECEPCION DEFINITIVA**

Al terminar el plazo de garantía señalado en el contrato o en su defecto a los seis meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del Director de Obra y del representante del Contratista levantándose el Acta correspondiente, por duplicado (si las obras son conformes), que quedará firmada por el

Director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante y el Contratista.

#### **4.16. PAGO DE OBRAS**

El pago de obras realizadas se hará sobre Certificaciones parciales que se practicarán mensualmente. Dichas Certificaciones contendrán solamente las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo a que se refieran. La relación valorada que figure en las Certificaciones, se hará con arreglo a los precios establecidos, reducidos en un 10% y con la cubicación, planos y referencias necesarias para su comprobación.

Serán de cuenta del Contratista las operaciones necesarias para medir unidades ocultas o enterradas, si no se ha advertido al Director de Obra oportunamente para su medición, los gastos de replanteo, inspección y liquidación de las mismas, con arreglo a las disposiciones vigentes, y los gastos que se originen por inspección y vigilancia facultativa, cuando la Dirección Técnica estime preciso establecerla.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminadas por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

El Director de Obra expedirá las Certificaciones de las obras ejecutadas que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las Certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte, aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas Certificaciones.

#### **4.17. ABONO DE MATERIALES ACOPIADOS**

Cuando a juicio del Director de Obra no haya peligro de que desaparezca o se deterioren los materiales acopiados y reconocidos como útiles, se abonarán con arreglo a los precios descompuestos de la adjudicación. Dicho material será indicado por el Director de Obra que lo reflejará en el Acta de recepción de Obra, señalando el plazo de entrega en los lugares previamente indicados. El Contratista será responsable de los daños que se produzcan en la carga, transporte y descarga de este material.

La restitución de las bobinas vacías se hará en el plazo de un mes, una vez que se haya instalado el cable que contenían. En caso de retraso en su restitución, deterioro o pérdida, el Contratista se hará también cargo de los gastos suplementarios que puedan resultar.

### **5. DISPOSICION FINAL**

La concurrencia a cualquier Subasta, Concurso o Concurso-Subasta cuyo Proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones Generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

## **6. SUBESTACION ELECTRICA**

### **6.1. OBRAS COMPRENDIDAS**

Para la correcta realización de los trabajos, se ha considerado discriminar en distintas fases las actuaciones más relevantes del desarrollo de la Construcción y ejecución de las instalaciones. Estas fases incluyen aquellas actividades homogéneas y con entidad propia que tienen un plazo de ejecución específico.

Las fases que se han considerado son:

- a) Fase inicial de especificaciones de detalle. Esta fase comprende, sin carácter limitativo, las siguientes actividades:
  - Recopilación de documentación existente (técnica, administrativa, etc.).
  - Revisión de la ingeniería de proyecto Civil, Electromecánica, Eléctrica y de Control y elaboración de ingeniería de detalle en aquellos aspectos que se considere necesario.
  - Realización de Especificaciones Técnicas de Materiales y Equipos.
  - Emisión de órdenes de compra.
  - Fase de Construcción

En esta fase y con carácter general se contemplarán las siguientes actividades, sin carácter limitativo:

- Supervisión del seguimiento del diseño de ingeniería.
- Supervisión y recepción de la compra de equipos y suministros.
- Ejecución de Obra Civil.
- Ejecución de la Obra Electromecánica.
- Ejecución de la Obra Eléctrica y de Control.
- Medición y control de Unidades de Construcción.
- Ejecución de la Puesta en Servicio.
- Finalización de la construcción y montaje.

### **6.2. CONDICIONES DE LOS MATERIALES**

#### **6.2.1. Condiciones generales**

Todos los materiales serán nuevos, suministrados por fabricantes autorizados y el acabado deberá ser apropiado a las condiciones de servicio en que van a ser instalados, es decir, temperatura, humedad, corrosión y montaje interior e intemperie.

Se someterán a la aprobación de la Dirección de obra, si no se llevará a cabo este procedimiento, podrán ser rechazados aún después de colocados pudiendo ser reemplazados si la Dirección así lo estimara.

### **6.2.2. Edificios**

Los Edificios, locales o recintos destinados a alojar en su interior la instalación eléctrica descrita en el presente documento serán de tipo prefabricado y estarán diseñados y contruidos de forma específica para albergar instalaciones eléctricas de media y alta tensión. Cumplirán las Condiciones Generales prescritas en las Instrucciones del MIE-RAT 14 del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, referentes a su situación, inaccessibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado y canalizaciones, etc.

Los Edificios estarán contruidos enteramente con materiales no combustibles.

Los muros del Centro deberán tener entre sus paramentos una resistencia mínima de 100.000  $\Omega$  al mes de su realización. La medición de esta resistencia se realizará aplicando una tensión de 500 V entre dos placas de 100 cm<sup>2</sup> cada una. Ninguna de las aberturas del Centro será tal que permita el paso de cuerpos sólidos de más de 12 mm de diámetro. Las aberturas próximas a partes en tensión no permitirán el paso de cuerpos sólidos de más de 2,5 mm de diámetro y, además existirá una disposición laberíntica que impida tocar el objeto o parte, en tensión.

### **6.2.3. Obra civil**

Se indica a continuación la calidad y preparación de los materiales a utilizar.

- Rellenos: Los rellenos se realizarán con zahorras seleccionadas, en capas que no superarán los 0,30 m de espesor, compactados hasta conseguir el 95 % del Ensayo Proctor modificado según el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de Carreteras y Puentes (PG-3).
- Hormigones: Será aplicable a la ejecución de los hormigones el contenido de la Instrucción para el proyecto y la ejecución de Obras de Hormigón en masa o armado EHE (Real Decreto 2661, de 1998), debiendo ser la resistencia característica a los 28 días de 150 y 200 Kg/cm<sup>2</sup>, entendiéndose por resistencia característica la indicada en dicha Instrucción EHE.
- Aceros: El acero para armaduras para la ejecución de hormigón serán del tipo B-500-S y cumplirá las características geométricas y mecánicas en el artículo 31.2 de la EHE.

### **6.2.4. Equipos**

Todos los equipos serán nuevos y de ultima generación, suministrados por fabricantes autorizados y el acabado deberá ser apropiado a las condiciones de servicio en que van a ser instalados.

Todos los equipos y componentes internos serán de primera calidad. Si hubiera variación en calidad a lo previsto se someterán a la aprobación de la Dirección de obra, si no se llevará a cabo este procedimiento, podrán ser rechazados aún después de colocados pudiendo ser reemplazados si la Dirección así lo estimara.

Todos los equipos cumplirán las normas del proyecto que les sean de su competencia.

#### **6.2.4.1. Identificación de equipos**

Todos los equipos deberán tener una placa de identificación de aluminio anodizado, con rotulación en letras de altura de 30 mm aproximadamente.

Además de la placa de características especificada anteriormente, cada uno de los componentes principales deberá estar provisto de una placa interna de identificación con la designación del mismo. Incluyéndose la referencia de cableado, para guardar concordancia.

Los colores de la placa de identificación deberán ajustarse al siguiente código de colores:

Placa / Inscripción: Negra / Blanco

#### **6.2.4.2. Documentación a entregar con los equipos**

La documentación de los equipos estará supeditada al desarrollo y avance del Proyecto. La misma estará relacionada y será dependiente de la documentación general del Proyecto y de los condicionantes que rijan para el desarrollo de Ingeniería.

Será responsabilidad del Contratista vigilar, que los fabricantes y suministradores entreguen los equipos y suministros, con el mayor grado de documentación descriptiva y técnica de los mismos que sea posible. En cualquier caso, siempre se incluirá toda aquella necesaria para su montaje e integración en el conjunto de la instalación, junto con el resto de equipos.

No obstante, como norma general junto con los equipos deberán incluirse:

- Suministro de al menos dos (2) copias del protocolo de ensayos del equipo y la hoja de ajustes del mismo.
- Se deberá entregar planos y documentación de:
  - 1) Esquemas desarrollados eléctricos.
  - 2) Diagramas cableado interior.
  - 3) Frentes, vistas y planos constructivos con detalles de accesos de cables, cotas y pesos.
  - 4) Listas de materiales.
  - 5) Diagramas de interconexión.
  - 6) Listas de cables asociados.
  - 7) Lista de repuestos recomendada.
  - 8) Instrucciones y recomendaciones de montaje.
  - 9) Instrucciones y recomendaciones de almacenamiento en obra.
  - 10) Instrucciones y recomendaciones de operación y mantenimiento.

- 11) Protocolos de puesta en servicio, así como de verificación de ajustes.
- 12) Manuales de programación y configuración de los distintos equipos.
- 13) Cálculos justificativos varios de ajuste y configuración, y aquellos que sean requeridos.
- 14) Catálogos de los componentes más significativos.
- 15) Documentación y dossier final de calidad.

#### **6.2.4.3. Estructura metálica**

Toda la estructura metálica prevista así como los herrajes y tornillería auxiliares para sujeción de cables y otros elementos accesorios será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez construida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión.

#### **6.2.4.4. Embarrados**

Se diseñarán de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de 40°C sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

Para su unión a las bornas del aparellaje se utilizarán piezas de conexión de cobre con tornillería de acero inoxidable y dimensionadas de tal forma que soporten sin deformaciones los esfuerzos electrodinámicos y térmicos y cuyo calentamiento será siempre menor que el de los conductores a conectar.

Los embarrados de las celdas admitirán igualmente las condiciones de diseño.

Las características de las celdas pueden consultarse en el apartado correspondiente.

#### **6.2.4.5. Cables de potencia**

Para la conexión entre las líneas de entrada de 132 kV, los transformadores de potencia y las líneas de 45 kV se utilizarán conductores LA 455 CONDOR, el nuevo código sería 402-AL1/52-ST1A.

Para la conexión desde los transformadores de potencia hasta las celdas de media tensión de 15 kV utilizaremos un conductor por fase unipolares de 630 mm<sup>2</sup> y terminales flexibles, considerando que el conductor se encuentra al aire protegido del sol. El conductor es de aluminio y su aislamiento es de polietileno reticulado (XLPE).

Para la salida de las celdas de media tensión se utiliza el conductor por fase unipolar de 400 mm<sup>2</sup>, de aluminio y con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), considerando que el conductor se encuentra enterrado en tubos.

#### 6.2.4.6. Transformadores de potencia

##### Transformador de potencia 75 MVA

Será un transformador de potencia, trifásico de columnas, en baño de aceite, tipo intemperie.

Las características constructivas esenciales son:

- Tipo de servicio..... Continuo
- Refrigeración ONAN (Aceite y aire no forzados)
- Potencial nominal..... 75 MVA
- Tensión máxima servicio..... 145KV
- Tensiones en vacío
  - Primario .....132 kV
  - Secundario .....45 kV
- Frecuencia.....50+2 % /- 4 % Hz
- Conexión Triángulo/estrella
- Grupo de conexión..... Dyn11

##### Ensayos dieléctricos

Los bobinados serán calculados para los siguientes niveles de aislamiento:

- Niveles a impulso tipo rayo
  - Primario 550 kV
  - Secundario 250 kV
- Tensión aplicada durante 1 minuto, 50 Hz.
  - Primario 230 kV
  - Secundario 95 kV

##### Calentamiento

Las temperaturas de trabajo a la tensión máxima de servicio, serán:

Máximo calentamiento del cobre, medido por variación de resistencia. 65°C  
Máximo calentamiento del aceite, en la capa superior 60°C

##### Protecciones del transformador



Las protecciones propias del transformador constan del siguiente equipo:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite, uno para el aceite del transformador otro para el aceite del regulador. Cada uno de los indicadores dispone de contacto de nivel mínimo.
- Una chimenea de expansión más diafragma para la proyección del aceite
- Relé Buchholz con contactos de alarma y desconexión.
- Termómetro termorrotativo, con aguja de arrastre de temperatura máxima.

### **Transformador de potencia 20 MVA**

Será un transformador de potencia, trifásico de columnas, en baño de aceite, tipo intemperie.

Las características constructivas esenciales son:

- Tipo de servicio..... Continuo
- Refrigeración ONAN (Aceite y aire no forzados)
- Potencial nominal..... 20 MVA
- Tensión máxima servicio..... 52 KV
- Tensiones en vacío
  - Primario .....45 kV
  - Secundario .....15 kV
- Frecuencia.....50+2 % /- 4 % Hz
- Conexión Triángulo/estrella
- Grupo de conexión..... Dyn11

### Ensayos dieléctricos

Los bobinados serán calculados para los siguientes niveles de aislamiento:

- Niveles a impulso tipo rayo
  - Primario 250 kV
  - Secundario 95 kV
- Tensión aplicada durante 1 minuto, 50 Hz.
  - Primario 95 kV
  - Secundario 38 kV

### Calentamiento

Las temperaturas de trabajo a la tensión máxima de servicio, serán:

Máximo calentamiento del cobre, medido por variación de resistencia. 65°C  
 Máximo calentamiento del aceite, en la capa superior 60°C

### Protecciones del transformador

Las protecciones propias del transformador constan del siguiente equipo:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite, uno para el aceite del transformador otro para el aceite del regulador. Cada uno de los indicadores dispone de contacto de nivel mínimo.
- Una chimenea de expansión más diafragma para la proyección del aceite
- Relé Buchholz con contactos de alarma y desconexión.
- Termómetro termorrotativo, con aguja de arrastre de temperatura máxima.

### **6.2.4.7. Pararrayos**

Serán de óxido de zinc con aislamiento polimérico. Las características principales de los pararrayos previstos serán:

#### Tensión 132 kV

- Tipo:..... Intemperie
- Tensión asignada:..... 145 kV
- Intensidad nominal de descarga:..... 10 kA

#### Tensión 45 kV

- Tipo:..... Intemperie
- Tensión asignada:..... 52 kV
- Intensidad nominal de descarga:..... 10 kA

#### Tensión 15 kV

- Tipo:..... Intemperie
- Tensión asignada (15 kV): .....17,5 kV
- Intensidad nominal de descarga:..... 10 kA

### **6.2.4.8. Celdas de Media Tensión (15 kV)**

Las celdas de media tensión de 15 kV serán de ORMAZABAL tipo CPG-1 de 24 kV o similar. Las características constructivas de estas celdas son de tipo encapsulado metálico, aislamiento pleno en SF6, para instalación en interior. Para el sistema de 15 kV se ha adoptado la configuración de barra simple, con salidas de línea principalmente.

### Características principales de las celdas

Las celdas tendrán la suficiente rigidez mecánica como para no sufrir deformación por efecto de fuerzas de origen mecánico o eléctrico, y en particular por los esfuerzos de cortocircuito.

Estarán diseñadas para resistir los efectos del arco eléctrico interno bajo las siguientes características nominales:

- Tensión nominal..... 24 kV
- Intensidad nominal:
  - Embarrado general 2000 A
  - Derivaciones 1600 A
- Intensidad de corta duración admisible..... 25 kA

Dispondrán de los enclavamientos eléctricos y mecánicos necesarios que impidan la realización de maniobras de riesgo, tanto para el aparellaje como para el personal de operación. Los enclavamientos mecánicos no podrán ser eliminados por un operario, siendo solidarios con los mecanismos de actuación de los elementos con los que se enclave.

Dispondrán asimismo de un conductor común de tierra ejecutado en cobre electrolítico, con una sección de 90 mm<sup>2</sup>, al que se conectarán las carcasas metálicas y elementos de aparellaje. También se conectarán las cuchillas de puesta a tierra y en general todas las partes metálicas no sometidas a tensión. Dicho conductor se unirá en los extremos del módulo a la malla de tierra de la instalación.

Cada celda se dividirá en seis compartimentos independientes, destinados a alojar en cada uno de ellos los siguientes elementos:

- 1) Compartimento de seccionadores de línea
- 2) Compartimento de interruptor – disyuntor
- 3) Compartimento de barras
- 4) Compartimento de cables
- 5) Compartimento de control
- 6) Interfaz de operaciones

Los compartimentos serán estancos y resistentes a la presión de trabajo y a las sobrepresiones existentes en caso de defectos eléctricos en los mismos. Asimismo tendrán tapas estancas desmontables en el sitio para acceder a los componentes internos sin necesidad de desplazar la celda y sin afectar a los compartimentos contiguos.

La conexión de los cables de aislamiento seco tanto a las celdas de transformador como a las de línea se realizarán con terminales adecuados a los tipos de celda utilizados.

En la parte frontal de la celda estará el compartimento de elementos de baja tensión, destinado al alojamiento del equipo de control, medida y protección. También estarán los elementos de control de gas SF<sub>6</sub>, el accionamiento y mando eléctrico del interruptor automático y los mecanismos de mando manual y eléctrico de los seccionadores de barras con sus enclavamientos correspondientes. La señalización de la parte frontal de la celda dispondrá de un sinóptico para mando y señalización local de la misma. Se señalará la posición conectado, desconectado de los interruptores, la indicación de muelles tensados o destensados, y la posición conectado o desconectado de los seccionadores. Existirán indicadores de tensión formador por lámparas parpadeantes enchufables.

#### Aparamenta.

Las características constructivas de cada celda son análogas, variando únicamente la aparamenta instalada en cada una de ellas de acuerdo con las necesidades para cada tipo de servicio.

La aparamenta con la que va dotada cada tipo de celda es la siguiente:

- Celda de acoplamiento longitudinal de barras
  - 1 interruptor automático.
  - 2 seccionador tripolar de tres posiciones.
  - 1 Transformador de intensidad tipo toroidal con 2 secundarios.
  - 1 Transformador de tensión
  - 6 (2/fase; 3 fases) conectores enchufables.
- Celda de línea de salida
  - 1 interruptor automático.
  - 1 seccionador tripolar de tres posiciones.
  - 3 transformadores de intensidad.
  - 3 transformadores de tensión
- Celda de servicios auxiliares
  - 1 interruptor automático
  - 1 seccionador tripolar de tres posiciones con fusibles
  - 3 transformadores de intensidad.
  - 3 transformadores de tensión
- Celda de medida
  - 3 transformadores de tensión.
  - 3 transformadores de intensidad.
  - 3 voltímetros

- 3 amperímetros
- 1 frecuencímetro
- 1 cosfímetro
- 1 contador de energía activa
- 1 contador de energía reactiva

Las características eléctricas de la aparamenta descrita para cada celda son las siguientes:

- Interruptores automáticos
  - Capacidad de corte:
    - Cortocircuito: 25 kA
    - DC: > 45%
    - Intensidad cables en vacío: 31,5 A
    - Endurancia eléctrica: E2
  - Secuencia de reenganche: o-0,3''-CO-15''-CO
  - Endurancia mecánica: M2 (10000 maniobras)
  - Intensidad nominal embarrado: 2000 A
  - Intensidad nominal derivación: 2000 A
  - Intensidad de corta duración: 25 kA – 1/3 s
- Seccionador
  - Seccionador de línea:
    - Endurancia mecánica: M0 (1000 maniobras)
  - Seccionador de puesta a tierra:
    - Capacidad de cierre: 80 kA
    - Categoría del seccionador: E0
  - Intensidad asignada: 2000 A
  - Intensidad de corta duracion : 25 kA – 1/3 s
  - Aislamiento en SF6
- Transformadores de intensidad
  - Tensión máxima de servicio: 24 kV
  - Frecuencia: 50 Hz
  - Celda línea salida:
    - Intensidad primaria: 2000A
    - Intensidad secundaria: 5-5 A
    - Potencias y clases de precisión:
      - 25 VA Cl. 0,5
      - 30 VA Cl. 5P20
  - Celda acoplamiento de barras (salida transformador de potencia):
    - Intensidad primaria: 2000A
    - Intensidad secundaria: 5-5 A
    - Potencias y clases de precisión:

- 25 VA Cl. 0,5
  - 30 VA Cl. 5P20
- Celda servicios auxiliares:
  - Intensidad primaria: 300A
  - Intensidad secundaria: 5-5 A
  - Potencias y clases de precisión:
    - 25 VA Cl. 0,5
    - 30 VA Cl. 5P20
- Transformadores de tensión
  - Tensión máxima de servicio: 24 kV
  - Frecuencia: 50 Hz
  - Relación:  $15:\sqrt{3}/0,110:\sqrt{3}$  kV
  - Potencias y clases de precisión
    - 25 VA Cl. 0,5
    - 25 VA Cl. 6P

La construcción y disposición de las celdas será tal que se puedan intercambiar sus posiciones según requiera la disposición de la Subestación.

Las entradas y salidas de cables a las celdas estarán previstas de forma que su instalación no requiera algún tipo de obra civil adicional en el centro. Por tanto, los cables, que irán apoyados en el fondo de una canalización, deberán poder acometerla a las celdas correspondientes, que estarán situadas sobre el suelo, sin que se menoscaben en ningún caso las condiciones de montaje que prescriben los fabricantes de cables.

La disposición de los cortacircuitos fusibles será tal que la reposición de cartuchos pueda realizarse fácilmente y sin peligro de contacto eléctrico, desde el exterior de las celdas mediante útiles apropiados una vez extraído el correspondiente módulo de la celda.

Cada celda dispondrá de un mecanismo de bloqueo que impida la apertura de la puerta mientras no se haya abierto el interruptor. Asimismo se impedirá el cierre de éste mientras la puerta no queda completamente cerrada.

Existirá también el correspondiente enclavamiento entre el interruptor y el seccionador que impida el cierre simultáneo de ambos.

Todas las celdas estarán dotadas de aberturas que faciliten la ventilación, sin detrimento del grado de protección. Asimismo deberán disponer en el panel superior, que constituye el techo de la celda, de una trampilla que pueda abatirse hacia el exterior por simple presión de los gases, en caso de salida violenta de los mismos.

Las puertas deberán disponer de una abertura o mirilla cerrada por cristal templado, metacrilato u otro material adecuado que permita ver el interior de la celda.

La cara frontal de cada celda deberá reflejar el esquema sinóptico de su instalación eléctrica, así como llevar una placa de identificación que exprese:

- Designación de la celda
- Tensión nominal
- Año de fabricación
- Marca del fabricante

Las características no especificadas en este pliego de condiciones, se ajustarán a las prescripciones de la Norma UNE 20099 y la Recomendación UNESA 6404.

La dirección de la Obra tendrá la facultad de ensayar o exigir protocolos de ensayos de laboratorios competentes sobre aquellos elementos que estime necesarios, a fin de verificar sus características eléctricas o mecánicas.

## **6.2.5 Servicios auxiliares**

### ***6.2.5.1. Transformador Servicios Auxiliares***

Las características de este transformador serán:

- Tipo: Trifásico seco.
- Potencia nominal: 160 kVA
- Tensión primaria: 15, +/- 2,5%, +/- 5%, +/- 7,5%, +/- 10% kV
- Tensiones secundarias: 400 – 230 V
- Frecuencia: 50 HZ
- Conexión: Triángulo – Estrella
- Grupo de conexión: Dyn11

### ***6.2.5.2. Cuadro eléctrico***

El cuadro de centralización de aparatos estará formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero.

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

Todos los cuadros serán accesibles por delante mediante puertas provistas de juntas de neopreno para evitar la formación de depósito de polvo en el interior y cierres por llave.

Los cables de mando y señal tendrán una sección mínima de 1,5 mm<sup>2</sup>.

### ***6.2.5.3. Instalación de Servicios Auxiliares c.a..***

La tensión de suministro, como se ha apuntado en la descripción del transformador de servicios auxiliares será de 400, +/- 10% V y 50 Hz en distribución 3F+N y sistema TT.

### ***6.2.5.4. Canalizaciones interiores***

Los tubos para alojamiento de conductores se tenderán bien grapados o empotrados en paramentos o por encima de falsos techos grapados con fijaciones a

los paramentos, pero las cajas de registro de las que parten, en todo caso estarán por debajo del falso techo. Los tubos se fijarán previamente introduciendo los conductores con posterioridad a su recibido y fijación.

Las bandejas serán de material aislante autoextinguible con cubierta del mismo material y los soportes utilizados para su sujeción serán suministrados por el mismo fabricante de las bandejas, de forma que su uso no menoscabe la funcionalidad de las mismas ni sus propiedades.

#### **6.2.5.5. Cables**

Se utilizarán cables con conductor de cobre y aislamiento de polietileno reticulado y cubierta exterior de PVC. Salvo indicación en contra, serán unipolares y de las secciones indicadas en los planos y el presupuesto.

El resto de las principales características serán las siguientes:

Tensión máxima de servicio.....	1000 V
Tensión de prueba.....	3500 V
Aislamiento.....	XLPE
Cubierta.....	PVC

#### **6.2.5.6 Alumbrado**

##### Luminarias

Las luminarias deberán tener las características generales que se exponen en la memoria y deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Ser fáciles de desmontar, montar y limpiar.
- Asegurar una cómoda y fácil reposición de la lámpara y, en el caso de que se instalen los accesorios de la misma en su interior, permitir un adecuado acceso a los mismos.
- Permitir que la lámpara funcione en condiciones adecuadas de temperatura, para lo cual debe asegurar la refrigeración necesaria y la protección contra frío o calor según el caso.
- Proteger a las lámparas y en su caso a los accesorios de la humedad y demás agentes atmosféricos.
- Proteger a las lámparas, dentro de lo posible, del polvo y de efectos mecánicos.
- Proteger debidamente al portalámparas y sus conexiones eléctricas con la lámpara y la red.
- Permitir un buen rendimiento de la potencia luminosa instalada.

Los cristales utilizados en las luminarias herméticas deberán ser de alta resistencia al calor, así como los plásticos, recomendándose que solo se utilicen para ello los de tipo acrílico.



Los dispositivos de suspensión serán plásticos, o metálicos galvanizados o de aluminio y será capaces de resistir como mínimo cinco veces el peso del aparato.

#### Soportes

Serán báculos o columnas de chapa de acero galvanizado o de aluminio de espesores mínimos 2,5 o 3 mm respectivamente. Las bases, si las tienen, serán de los mismos espesores.

En la base, o si esta no existe en el fuste, se dispondrá una puerta de registro provista de cerradura. Esta puerta de registro y la cavidad a que dé acceso deberán ser de las dimensiones suficientes para permitir el alojamiento de los accesorios de las lámparas si no van instalados en la luminaria, de los fusibles y de los terminales de los cables.

Tanto las superficies exteriores como las interiores serán lisas y homogéneas, sin presentar irregularidades o defectos que indiquen mala calidad de los materiales, imperfección en la ejecución o proporcionen un mal aspecto exterior. Las aristas serán de trazado regular.

### **6.2.6 Equipos para la compensación del factor de potencia**

Para la corrección del factor de potencia se usarán condensadores o baterías de condensadores de la potencia y características definidas en la memoria del presente proyecto.

En ningún momento la energía absorbida por la red podrá ser capacitiva. La compensación podrá hacerse bien mediante equipos simples dotados de contactor de mando y fusibles de protección o bien mediante baterías automáticas de regulación.

#### **6.2.6.1. Condensadores**

La unidad básica del condensador será una bobina formada por un film de polipropileno metalizado en una cara con un depósito de aluminio.

Los recipientes serán cilíndricos o prismáticos de aluminio cerrados herméticamente.

Serán condensadores de muy bajas pérdidas, no superiores a 0,5 W por kVAr de cara a evitar la adopción de medidas especiales en la ventilación de armarios y estancias.

Dispondrán de sistemas de protección por desconexión al aparecer una sobrepresión interna.

### **6.3. CONDICIONES DE LA EJECUCIÓN DE LAS OBRAS**

El Contratista deberá confrontar todos los planos y documentación que han sido realizados en la fase de Ingeniería, desarrollar la documentación necesaria para las fases de adquisición de material, montaje y construcción y someterla a la aprobación del Director de Obra antes de comenzar dichas fases. Deberá informar de cualquier contradicción o discrepancia que observe, de no hacerlo será responsable de cualquier error que hubiera podido evitar.

Las facilidades e instalaciones provisionales de obra serán en todo momento por cuenta del Contratista.

### **6.3.1. Excavaciones**

Para la realización de las excavaciones se seguirán las normas establecidas a tenor de las características particulares de la cimentación del terreno.

Los productos sobrantes de las excavaciones tras realizar los rellenos deberán ser depositados en vertederos de inertes autorizados.

### **6.3.2. Hormigones**

Antes de verter hormigón sobre hormigón endurecido se limpiará la superficie de contacto mediante chorro de agua y aire a presión, y/o picado. El hormigón se compactará por vibraciones hasta asegurar que se han llenado todos los huecos, se ha eliminado el aire de la masa y refluye la lechada en la superficie.

Durante el primer período de endurecimiento, no se someterá al hormigón a cargas estáticas o dinámicas que puedan provocar su fisuración y la superficie se mantendrá húmeda durante 7 días; como mínimo, protegiéndola de la acción directa de los rayos solares.

No se podrá colocar hormigón cuando la temperatura baje de 2° C, ni cuando siendo superior se prevea que puede bajar de 0° C durante las 48 horas siguientes, ni cuando la temperatura ambiente alcance los 40° C.

Se suspenderá el hormigonado cuando el agua de lluvia pueda producir deslavado del hormigón.

### **6.3.3. Encofrados**

Los encofrados de madera o metálicos, serán estancos y estarán de acuerdo con las dimensiones previstas en el proyecto, será indeformable bajo la carga para la que están previstos y no presentarán irregularidades bruscas superiores a 2 mm ni suaves superiores a 6 mm medidos sobre la regla patrón de 1 m de longitud.

Su desplazamiento final, respecto a las líneas teóricas de replanteo, no podrá exceder de los 6 mm.

### **6.3.4. Estructura metálica**

La presentación de los anclajes se efectuará con las plantillas previstas para este fin.

Una vez clasificada la estructura y comprobado que las dimensiones (incluso taladros) corresponden a las medidas indicadas en el Proyecto, se procederá al izado de la misma.

Las tolerancias admitidas son:

- Alineación  $\pm 5$  mm

- Nivelación  $\pm 5$  mm
- Aplomado  $\pm h/1000$  (h = altura)

En los elementos que tengan que soportar aparatos no se admitirán errores superiores a  $\pm 2,5$  mm de nivelación.

### **6.3.5. Aparallaje**

#### **6.3.5.1. Interruptores**

Los interruptores, una vez nivelada su celda, se regulan y ajustan comprobándose también la presión y densidad del gas a través del densímetro. El constructor de las celdas debe aprobar la bondad del montaje.

#### **6.3.5.2 Seccionadores**

Se cuidará especialmente la regulación, ajuste del mando y engrase finales, así como la penetración de las cuchillas, durante la construcción de las celdas.

#### **6.3.5.3 Resto de aparellaje**

Se procederá a la situación, nivelación y fijación a los soportes correspondientes y, en donde proceda, se instalarán las conducciones necesarias hasta las cajas de centralización.

### **6.3.6. Embarrados y conexiones**

Los embarrados de tubo se prepararán y ejecutarán en el suelo, incluyendo el doblado con máquina, empalmes si son necesarios, y taladros. En el caso de los tubos de aluminio, se prevé un equipo de soldadura para la unión de las palas de conexión. Posteriormente se izarán y montarán los diferentes tramos.

### **6.3.7. Tierras**

Cualquier elemento que no soporte tensión deberá estar conectado a la malla de tierra. El contacto de los conductores de tierra deberá hacerse de forma que quede completamente limpio y sin humedad, con contacto firme y seguro. No obstante las tomas de tierra deberán humedecerse con frecuencia.

Al final de la ejecución de la Obra se deberá realizar una comprobación de la validez de las tensiones de paso y contacto.

### **6.3.8. Transformadores**

Las cubas estarán preparadas para efectuar el vacío completo y serán del tipo convencional.

El llenado hasta el nivel requerido se hará con aceite tratado hasta un nivel de rigidez dieléctrica de 150 a 220 kV.

### **6.3.9. Cables de fuerza y control**

Los cables se fijarán en los extremos mediante prensaestopas o grapas de presión. Todos los cables estarán identificados y marcados. Cada hilo será igualmente identificado en sus dos extremos y marcado con la numeración correspondiente. Esta numeración quedará reflejada en la documentación que se genere finalmente para la entrega de la instalación por parte del contratista.

### **6.3.10. Cuadros eléctricos**

Todo el cableado se llevará por el interior de cajetines debidamente ranurados para la ventilación del mismo y será ejecutado con cable de cobre, con aislamiento plástico en diferentes colores, agrupándose en mazos debidamente fijados a la estructura del cuadro.

Todas las salidas de cable, salvo excepciones, estarán previstas por la parte inferior para los armarios de suelo y por la parte superior para los armarios de pared, llegando los cables exteriores hasta las regletas de bornas.

El conexionado se realizará con terminales y trozos de plástico con el color distintivo de la tensión y fase correspondiente. Asimismo, cada conductor llevará un numerador de plástico con el número correspondiente a su circuito según los esquemas desarrollados que deberán entregarse con cada cuadro antes de la recepción de la obra. En todos los casos se respetarán estrictamente tanto las prescripciones de los fabricantes de cada aparato como la normativa en vigor respecto a emisión e interferencias electromagnéticas.

Todos los aparatos situados en los frentes llevarán un rótulo de identificación construido en placa de plástico, con las letras grabadas en blanco sobre fondo negro y fijados mediante tornillos o pegamento de la suficiente calidad.

Para su emplazamiento en obra, los armarios de tipo suelo instalados sobre superficies no registrables llevarán un zócalo metálico de robustez suficiente para poder soportar su propio peso y poder ser anclado, mediante pernos, en la obra civil, construida al efecto. Para los armarios de suelo en instalación intemperie y para los de interior que carezcan de zócalo adecuado se construirá una fundación de hormigón que tendrá como mínimo 15 cm de altura sobre el nivel del suelo.

Al preparar esta fundación se dejarán los tubos o taladros necesarios para el posterior tendido de los cables, colocándolos con la mayor inclinación posible para conseguir que la entrada de cables a los tubos quede siempre 50 cm como mínimo por debajo de la rasante del suelo.

Las pruebas a que se someterán los cuadros en taller una vez terminados y en presencia del Ingeniero Director de las Obras si lo estima oportuno, serán las siguientes:

- Pruebas de tensión
- Pruebas de aislamiento
- Pruebas de circuitos

- Pruebas de cableado
- Pruebas de funcionamiento y puesta a punto

Una vez realizadas estas pruebas en taller, los cuadros llegarán a obra en perfecto estado de funcionamiento de forma que solamente se tenga que efectuar el conexionado a bornas de los conductores exteriores. Los cuadros eléctricos cumplirán en todos sus detalles con el reglamento electrotécnico español para baja tensión y normas UNE y DIN.

### **6.3.11. Construcciones auxiliares y provisionales**

El Contratista queda obligado a construir por su cuenta y a retirar al fin de las obras todas las edificaciones auxiliares para oficinas, almacén, cobertizos, caminos para acceso, silos, etc.

Todas estas obras estarán sometidas a la aprobación del Director de las Obras en lo que se refiere a su ubicación, cotas, etc. y en su caso en cuanto al aspecto de las mismas cuando la obra principal así lo exija.

Sin previo aviso y en un plazo de treinta días a partir de la recepción de las obras, si la Contrata no hubiese procedido a la retirada de todas las instalaciones, herramientas, materiales, etc. después de la terminación de la obra, la Administración puede mandarlas retirar por cuenta del Contratista.

## **7. CENTRO DE CONTROL**

### **7.1. OBJETO**

Este apartado determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de construcción y montaje de centros de transformación.

En general todos los componentes del Centro de Control, celdas de M.T., transformadores y demás elementos eléctricos de fuerza, deberán ajustarse a las normas de la Compañía Suministradora de la energía eléctrica.

Igualmente serán de aplicación todas las normas UNE y las prescripciones fijadas en las recomendaciones UNESA, referentes a estos temas.

Para cualquier cuestión no especificada concretamente en las normas antes aludidas, serán también de aplicación las normas CEI.

No obstante, el Centro de Control y demás componentes eléctricos no se considerarán recibidos hasta tanto no consiga el Instalador correspondiente, el visto bueno y autorización de puesta en servicio de la Delegación Provincial del Ministerio de Industria.

Igualmente el Contratista vendrá obligado a diligenciar, cuantos proyectos parciales y documentos requiera dicha Delegación del Ministerio de Industria.; quedando entendido que sólo podrán ser objeto de cobro los recibos suplidos y justificados, no así las modificaciones, si las hubiera, de las obras o componentes que exija dicha Delegación.

### **7.2. ESTRUCTURA ENVOLVENTE DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

#### **7.2.1. Emplazamiento**

El lugar elegido para la construcción del centro debe permitir la colocación y la reposición de todos los elementos del mismo, concretamente los que son pesados y grandes, como transformadores. Los accesos al centro deben tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de dichos elementos.

El emplazamiento del centro debe ser tal que esté protegido de inundaciones y filtraciones.

En el caso de terrenos inundables el suelo del centro debe estar, como mínimo 0,20 metros por encima del máximo nivel de aguas conocido, o si no al centro debe proporcionársele una estanqueidad perfecta hasta dicha cota.

El local que contiene el centro debe estar construido en su totalidad con materiales incombustibles.

#### **7.2.2. Excavación**

Para su ubicación se realizará una excavación de las dimensiones que se reflejan en el plano y un lecho de arena compactada y nivelada para la perfecta colocación del equipo prefabricado.

La carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes será por cuenta del Contratista.

#### **7.2.3. Descripción y componentes del edificio prefabricado**

Se compondrá de un reducido número de piezas de hormigón que, básicamente, serán:

- Placa base.
- Placa solera principal para el asentamiento de celdas y paso del personal sustentada sobre apoyos que la separen de la placa base formando el compartimento para el paso de cables.
- Losetas para cierre de troneras no usadas en la solera.
- Meseta de transformador.
- Cerramientos exteriores (paneles ciegos y con huecos para ventilación y puertas de transformador y de personal).
- Cubierta.
- Puerta de personal con apertura hacia el exterior y cerradura con dos puntos de anclaje.
- Tapas de acceso a transformador que integran rejillas de ventilación y mosquitero.

Las piezas estarán construidas en hormigón armado, vibrado y secado al vapor, de forma que le confieran las adecuadas propiedades mecánicas y de acabado.

Dispondrá, por lo tanto, de dos puertas abisagradas para acceso del personal de apertura 180° y una tapa desmontable para acceso de cabinas, cuadros y transformador.

Al emplearse celdas prefabricadas bajo envoltente metálica del tipo monobloque, no se hace necesaria la colocación de tabiquería interior.

La cubierta estará debidamente impermeabilizada, de forma que no quede comprometida su estanqueidad, ni haya riesgo de filtraciones. No se efectuará en ella ningún empotramiento que comprometa su estanqueidad. Tendrá la pendiente necesaria para permitir el deslizamiento de las aguas de lluvia.

#### **7.2.4. Ventilación**

El local, tal como se ha apuntado estará provisto de ventilación para la refrigeración del transformador y para evitar la condensación.

Se recurrirá a la ventilación forzada compuesta por una maquina de refrigeración, situada en un lateral lo más alta posible.

#### **7.2.5. Puertas**

Las puertas de acceso al centro desde el exterior serán incombustibles y suficientemente rígidas; abrirán hacia afuera de forma que puedan abatirse sobre el muro de fachada.

### **7.3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

#### **7.3.1. Alimentación subterránea**

Los cables de alimentación subterránea entrarán en el centro, alcanzando la celda que corresponda, por un canal o tubo. Las secciones de estos canales o tubos permitirán la colocación de los cables con la mayor facilidad posible. Los tubos serán de superficie interna lisa, siendo su diámetro como mínimo 1,6 veces el diámetro del cable. La disposición de los canales y tubos será tal que los radios de curvatura a que deban someterse los cables serán como mínimo igual a 10 veces su diámetro, con un mínimo de 0,60 m.

Después de colocados los cables se obstruirá el orificio de paso por un tapón al que, para evitar la entrada de roedores, se incorporarán materiales duros que no dañen el cable.

#### **7.3.2. Alumbrado**

El centro de control estará dotado de alumbrado artificial de funcionamiento normal.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de manera que los aparatos de seccionamiento no queden en una zona de sombra; permitirán además la lectura correcta de los aparatos de medida. Se situarán de tal manera que la

sustitución de lámparas pueda efectuarse sin necesidad de interrumpir la medida tensión y sin peligro para el operario.

Los interruptores de alumbrado se situarán en la proximidad de las puertas de acceso.

### **7.3.3. Celdas de M.T**

El conjunto de celdas prefabricadas estará constituido por módulos individuales, ensamblados entre sí. La tensión máxima de servicio será 24 kV y estará de acuerdo a las Normas UNE 20099 y 21339 y la Recomendación UNESA 6407. Se tratará de un conjunto de celdas modulares de Media Tensión, con aislamiento y corte en SF<sub>6</sub>, cuyos embarrados se conectan utilizando unos elementos de uso específico, consiguiendo una unión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas.

Serán del tipo CPG-1 de ORMAZABAL o similar con todo el aparellaje en ambiente de hexafluoruro de azufre.

Están debidamente explicados en el apartado Celdas.

### **7.3.4. Puesta a tierra**

Las puestas a tierra se realizarán en la forma indicada en el Proyecto, debiendo cumplirse estrictamente lo referente a separación de circuitos, forma de constitución y valores deseados para las puestas a tierra. En todos los casos, le será de aplicación, la vigente norma MIE-RAT-013.

#### ***7.3.4.1. Condiciones de los circuitos de puesta a tierra***

Se dispondrán redes de tierra independientes, con una sección mínima de 95 mm<sup>2</sup> de cobre.

Los neutros de 132 kV de los transformadores de potencia irán conectados a la malla de la subestación. Los neutros de 15 kV de los transformadores de potencia irán aislados, según marca la compañía suministradora SEVILLANA-ENDESA El neutro de baja tensión del transformador de SSAA irá conectado a una red de tierra independiente de la subestación.

Cada circuito de puesta a tierra llevará un borne para la medida de la resistencia de tierra, situado en un punto fácilmente accesible.

El tendido de la red de tierras no se deberá hacer empotrado, protegiéndose los pasos por tabiques o muros con tubo de acero.

Los aparatos o estructuras de más de 10 m de longitud se pondrán a tierra por los dos extremos.

No se intercalará en los circuitos de tierra disyuntores, fusibles o cualquier otro aparato para cortar circuitos.

Los empalmes entre pletinas y éstas al electrodo, se harán con tornillos de presión con sus tuercas, arandelas planas y growe, con tratamiento de cadmiado o galvanizado, no utilizando arandelas dentadas. La conexión del conductor de tierra con la toma de tierra se efectuará de manera que no haya peligro de aflojarse o soltarse.

Los circuitos de tierra se establecerán de manera que se eviten los deterioros debidos a acciones mecánicas, químicas o de otra índole.



Los secundarios de los trafos de medida se pondrán a tierra con hilo de la misma sección con que se hace la conexión a los aparatos.

La resistencia de paso a tierra desde cualquier punto de la instalación no deberá exceder de 10 Ohm.

Las picas de tierra serán de acero cobrizado de 14 mm de diámetro exterior y 2 m de longitud como mínimo. Se clavarán verticalmente en el terreno a una profundidad de 50 cm como mínimo. En todo caso se cumplirá lo prescrito en el apartado de cálculos de la memoria en cuanto que describa características más restrictivas que las aquí apuntadas.

No se deberán sumergir los electrodos en agua libre.

No se unirán al circuito de puesta a tierra, ni las puertas de acceso ni las ventanas y rejillas metálicas de ventilación del centro.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea continua en la que no podrán incluirse en serie las masas del centro. Siempre la conexión de las masas se efectuará por derivación.

Los conductores de tierra podrán ser de cobre y/o acero y su sección no inferior a 95 mm<sup>2</sup> de Cu o equivalente.

Cuando la alimentación al centro se efectúe por medio de cables subterráneos provistos de cubiertas metálicas, se asegurará la continuidad de éstas por medio de un conductor de cobre lo más corto posible, de sección no inferior a 50 mm<sup>2</sup>. La cubierta metálica se unirá al circuito de puesta a tierra de las masas.

La continuidad eléctrica entre un punto cualquiera de la masa y el conductor de puesta a tierra, en el punto de penetración en el suelo, satisfará la condición de que la resistencia eléctrica correspondiente sea inferior a 0,4 ohmios.

## **7.4. MATERIALES**

### **7.4.1. Reconocimiento y admisión de materiales**

No se procederá al empleo de los materiales sin que antes sean examinados y aceptados en los términos y forma que prescriba el Ingeniero Director o persona en quien delegue.

Las pruebas y ensayos ordenados se llevarán a cabo por el Ingeniero Director o por la persona en quién éste delegue.

La Dirección se reserva el derecho de controlar y aprobar, antes de su empleo, la calidad de los materiales deteriorables, tales como los aglomerantes hidráulicos. Por consiguiente, el Ingeniero Director podrá pedir al Contratista que envíe, por cuenta de éste, al Laboratorio que aquel designe, una cantidad suficiente de dichos materiales para ser ensayados.

El Contratista deberá montar las instalaciones, silos y almacenes necesarios, con la suficiente amplitud, a fin de que el material pueda estar en ellos retenidos cuatro (4) días, para poder efectuar los ensayos necesarios, sin que se interrumpa el ritmo normal de trabajo antes de su empleo.

Cuando los materiales no fueran de la calidad prescrita en este Pliego o no tuvieran la preparación exigida o cuando, por falta de prescripciones, se reconociera o demostrara que no eran adecuados para su objeto, el Ingeniero Director dará orden al Contratista

para que a su costa los reemplace por otros que satisfagan las condiciones o llenen el objeto a que se destinen.

Los materiales rechazados deberán ser inmediatamente retirados de la obra por cuenta y riesgo del Contratista o vertidos en los lugares indicados por el Ingeniero Director o no prescritos por él.

#### **7.4.2. Conductores**

Los conductores desnudos de cobre se ajustarán a las Recomendaciones UNESA 3405, 3406 Y 3407.

El tipo de sección y aislamiento de los cables, será el indicado en el Proyecto.

#### **7.4.3. Celdas prefabricadas**

Las celdas prefabricadas se ajustarán a la Norma UNE 20099 y a la recomendación UNESA 6404-A.

#### **7.4.4. Transformadores**

Los transformadores para los equipos de bombeo serán en baño de aceite de silicona mientras que el transformador para servicios auxiliares será en aceite mineral.

Ambos tendrán refrigeración natural mediante radiadores soldados a la caja, con aisladores primarios y secundarios situados en la tapa, construido y ensayado según norma UNE 20138 y Recomendación UNESA 5201-D. Se ajustarán a las normas particulares de la Compañía Suministradora.

En todo caso los valores de tensión nominal, regulación, etc. serán conformes con la Normativa de la Empresa Suministradora.

Se preverá la presencia de la Dirección de la Dirección Técnica en los preceptivos ensayos del transformador en fábrica. Si se desean completar el número y tipo de ensayos con otros no incluidos en la oferta del fabricante deberá consultarse a la Dirección Técnica, corriendo los costes a cargo del contratista y no menoscabándose las condiciones de la garantía por el hecho de que se decida no realizarlos.

#### **7.4.5. Materiales varios**

Todos los materiales a emplear para la ejecución de las obras proyectadas deberán ser adecuados al fin a que se destinan, y habiéndose tenido en cuenta en las bases de precios y formación de presupuestos, se considera que serán de la mejor calidad dentro de su clase entre los existentes en el mercado.

Por esta razón, aunque por sus características singulares o menor importancia relativa no hayan merecido ser objeto de definición más explícita, su utilización en obra quedará condicionada a la aprobación del Ingeniero Director de la misma, el cual podrá determinar y exigir las pruebas o ensayos de recepción que estén adecuados al efecto.

En cualquier caso, los materiales serán de igual o mejor calidad que la que pudiera deducirse de su procedencia, valoración o características, citadas en algún documento del proyecto. Además deberán atenerse a las normas oficiales y criterios de buena fabricación en su ramo, pudiendo exigir en consecuencia el Ingeniero Director de obra

su suministro por firma que ofrezca las adecuadas garantías y las pruebas y ensayos de control que considere más pertinentes al efecto.

#### **7.4.6. Responsabilidad del contratista**

La recepción de los materiales no excluye la responsabilidad del contratista por la calidad de los mismos, la cual subsistirá hasta el momento en que se reciban definitivamente las obras en las que se han utilizado dichos materiales.

### **7.5. RECEPCIÓN DE LA OBRA**

En la recepción de la instalación se incluirán los siguientes conceptos:

#### **7.5.1. Aislamiento**

Consistirá en la medición de la resistencia de aislamiento del conjunto de la instalación y de los aparatos más importantes.

#### **7.5.2. Ensayo dieléctrico**

Todo el material que forma parte del equipo eléctrico del centro deberá soportarlo por separado las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.

Además todo el equipo eléctrico MT, deberá soportar durante un minuto, sin perforación ni contorneamiento, la tensión a frecuencia industrial correspondiente al nivel de aislamiento del centro.

Los ensayos se realizarán aplicando la tensión entre cada fase y masa, quedando las fases no ensayadas conectadas a masa.

#### **7.5.3. Instalación de puesta a tierra**

Se comprobará la medida de las resistencias de tierra, las tensiones de contacto y de paso, la separación de los circuitos de tierra y el estado y resistencia de los circuitos de tierra.

#### **7.5.4. Regulación y protecciones**

Se comprobará el buen estado de funcionamiento de los relés de protección y su correcta regulación, así como los calibres de los fusibles.

#### **7.5.5. Transformadores**

Se medirá la acidez y rigidez del aceite de los transformadores. Se comprobará que dispone de la documentación preceptiva de ensayos en fábrica, libro de instalación y mantenimiento, etc. convenientemente cumplimentados.

## **8. NORMAS DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA DE ENERGÍA**

El presente Proyecto ha sido redactado teniendo en cuenta las normas de la Empresa suministradora de energía, no obstante, el Contratista se obliga a mantener con ella el debido contacto a través del Director de Obra, para evitar, siempre que sea posible, criterios dispares y complicaciones posteriores.

## **9. CONDICIONES FINALES**

Expuesto lo anterior y considerando suficientes las especificaciones y condiciones detalladas, esperamos que el presente documento sirva de base para la correcta ejecución de la instalación proyectada.

**Puente Genil, Mayo de 2011**

**D. MANUEL BERRAL ARJONA**

# **PRESUPUESTO**

## **SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/45/15 kV**

### **AUTOR**

Manuel Berral Arjona

### **DIRECTOR**

Ángel Santillán Lázaro

### **ESPECIALIDAD**

Electricidad

## ÍNDICE

INSTALACIÓN EXTERIOR .....	2
INSTALACIÓN INTERIOR .....	5
TIERRAS .....	7
RESUMEN.....	8

**1. INST.EXTERIOR**

<u>Código</u>	<u>Ud</u>	<u>Resumen</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio unitario(€/Ud)</u>	<u>Importe (€)</u>
APOYO CO-27000	u	Apoyo de celosía de 132 kV. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	6	40.000	240.000
APOYO AGR-18000	u	Apoyo de celosía de 45 kV. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	6	30.000	180.000
PÓRTICO 132 KV	u	Pórtico de celosía de 132 kV de doble embarrado. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	3	30.000	90.000
PÓRTICO 45 KV	u	Pórtico de celosía de 132 kV de doble embarrado. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	4	20.000	80.000
SOPORTES	u	Soportes para elevar el material eléctrico que lo necesite a la mínima distancia de seguridad respecto al suelo. Correctamente instalado y comprobado.	128	400	51.200
GRAPAS AMARRE	u	Grapa empresa ARRUTI, modelo GA-4T, correctamente instalado y comprobado.	156	30	4.680
AISLADOR	u	Aislador empresa La Granja, modelo U 160 BL P, correctamente instalado y comprobado.	924	30	27.720
ROTULA	u	Rótula para el aislador, de la empresa ARRUTI, modelo R-16, correctamente instalado y comprobado.	156	12	1.872
HORQUILLA-BOLA	u	Horquilla-bola para aislador, de la empresa ARRUTI, modelo AB-16, correctamente instalado y comprobado.	156	15	2.340

CONDUCTOR DESNUDO	m	Conductor 402-AL1/52-ST1A (antiguo LA 455 CONDOR). Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	1.000	90	90.000
AUTOVÁLVULA INAEL 132 KV	u	Autoválvula ZS de INAEL para 132 kV. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	12	1.800	21.600
AUTOVÁLVULA INAEL 45 KV	u	Autoválvula ZS de INAEL para 45 kV. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	24	1.200	28.800
AUTOVÁLVULA INAEL 15 KV	u	Autoválvula ZS de INAEL para 15 kV. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	6	400	2.400
SECCIONADOR PANTOGRAFO	u	Seccionador pantógrafo MESA SP-145/2000. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	42	12.000	504.000
SECCIONADOR TRES COLUMNAS	u	Seccionador tres columnas MESA SG3C-52/1600. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	16	7.500	120.000
DISYUNTOR HPL145A1-50K	u	Disyuntor de la empresa ABB. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	3	60.000	180.000
DISYUNTOR HPL145A1-63KA	u	Disyuntor de la empresa ABB. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	2	70.000	140.000
DISYUNTOR EDFSK- 25KA	u	Disyuntor de la empresa ABB. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	7	30.000	210.000



TRANSFORMADOR POTENCIA 75 MVA	u	Transformador de potencia 132/45 kV con potencia de distribución de 75 MVA. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	2	250.000	500.000
TRANSFORMADOR POTENCIA 20 MVA	u	Transformador de potencia 45/15 kV con potencia de distribución de 20 MVA. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	2	80.000	160.000
MEDIDA Y PROTECCIÓN	u	Precio de los transformadores de tensión y corriente destinados a medida y protección de la empresa ARTECHE. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	86	3.600	309.600
BATERÍA CONDENSADORES	u	Batería de condensadores con capacidad de 4,4 MVar, con su correspondiente bastidor. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	2	60.000	120.000
VALLA METÁLICA	m	Valla metálica de 2,5 metros de altura. Correctamente instalada y agarrada al terreno.	540	27	14.580
EDIFICIO DE CONTROL		Construcción y montaje del edificio prefabricado donde se albergan las celdas de M.T., SSAA, etc. Incluye 2 puertas de 2 x 2,5 metros y 2 puertas de 2,5 metros accesorios, herrajes, pequeño material, debidamente instalado y comprobado.	1	42.000	42.000
MOVIMIENTO DE TIERRAS	m²	Preparación del terreno e instalación.	15.000	12	180.000
<b><u>TOTAL INSTALACIÓN EXTERIOR</u></b>					<b><u>3.300.792</u></b>

**2. INST.INTERIOR**

<u>Código</u>	<u>Ud</u>	<u>Resumen</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio unitario(€/Ud)</u>	<u>Importe (€)</u>
CONDUCTOR AISLADO	m	Conductor de General Cable modelo HERSATENE W.B. RHZ1-S 12/20 kV 1 x 630 K Al + H 16 OL. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	150	200	30.000
BOTELLA TERMINAL	u	Botella terminal de General Cable. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	6	230	1.380
CELDA ACOPLAMIENTO DE BARRAS	u	Celda de acoplamiento longitudinal de barras con seccionamiento y protección. Incluye pequeño material, accesorios, herrajes, correctamente instalado y comprobado.	2	30.000	60.000
CELDA DE SALIDA	u	Celda de línea con seccionamiento y protección compuesta de un disyuntor, un seccionador de línea, con relé de sobreintensidad, relé de subtensión y relé de sobretensión. Incluye pequeño material, accesorios, correctamente instalado y comprobado.	4	32.000	128.000
CELDA DE PROTECCION	u	Celda de protección de transformador de servicios auxiliares incluyendo protección con fusibles. Incluye pequeño material, accesorios, correctamente instalado y comprobado.	1	6.200	6.200

MEDIDA	u	Celda de medida compuesta de tres trafos de tensión, tres trafos de intensidad, tres voltímetros, tres amperímetros, un cosfímetro, un frecuencímetro, un vatímetro y un contador de energía reactiva. Incluye pequeño material, accesorios, correctamente instalado y comprobado.	1	5.300	5.300
TRANSFORMADOR AUXILIAR	u	Transformador de potencia seco de 160 kVA para los servicios auxiliares de la subestación. Incluye pequeño material, accesorios, correctamente instalado y comprobado.	1	4.000	4.000
APARAMENTA DE MEDIDA	u	Incluye la aparamenta de medida del parque de alta tensión. Incluye pequeño material, accesorios, correctamente instalado y comprobado.	16	325	5.200
APARAMENTA DE PROTECCION	u	Celda metálica de los relés de alta tensión. Incluye precio de los relés que afecta a la protección del parque de alta tensión. Incluye pequeño material, accesorios, correctamente instalado y comprobado.	1	57.000	57.000
SERVICIOS AUXILIARES	u	Incluye alumbrado exterior e interior, tomas de corriente de usos varios, climatización, cable, con tubo, pequeño material complementario instalado y comprobado.	1	50.000	50.000
BATERÍA CORRIENTE CONTINUA	u	Precio de dos baterías de corriente continua FULMEN Powerblock, modelo s190 y s750, de la casa BP Solar. Incluye pequeño material, accesorios, correctamente instalado y comprobado.	1	8.000	8.000
<b><u>TOTAL INSTALACIÓN INTERIOR</u></b>					<b><u>355.080</u></b>

**3. TIERRAS**

<u>Código</u>	<u>Ud</u>	<u>Resumen</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio unitario(€/Ud)</u>	<u>Importe (€)</u>
PROTECCIÓN	m	Conductores de cobre e instalación de la toma de tierra de la subestación, compuesta por cable de cobre desnudo de 95 mm2 en una malla de 150 x 100 metros, separados unos conductores de otros 2 metros. Incluye conexión de todos los elementos en tensión de la subestación, pequeño material y accesorios. Correctamente instalado y comprobado.	15.000	15	225.000
SERVICIO	u	Instalación y componentes de la tierra del neutro del transformador de SSAA. Incluye conductor desnudo de cobre, 8 picas y la comprobación del correcto montaje.	1	260	260
<b><u>TOTAL TIERRAS</u></b>					<b><u>225.260</u></b>

Por todo ello, el presupuesto de la ejecución del material, asciende a **3.881.132 €**, correspondiente a la suma de las tres partes en las que se ha dividido los materiales expuestos (instalación exterior, instalación interior y tierras).

#### 4. **RESUMEN**

Presupuesto ejecución material .....	3.881.132 €
Gastos generales, 13% .....	504.547,16 €
Beneficio Industrial, 6% .....	232.867,92 €
I.V.A, 18% .....	831.338,47 €
<b>TOTAL .....</b>	<b>5.449.885,55 €</b>

**El coste de la “Subestación Eléctrica 132/45/15 kV” asciende a una cantidad de cinco millones cuatrocientos cuarenta y nueve mil ochocientos ochenta y cinco euros con cincuenta y cinco céntimos.**

**Puente Genil, Mayo de 2011**

**D. MANUEL BERRAL ARJONA**



# PLANOS

## SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/45/15 kV

### **AUTOR**

Manuel Berral Arjona

### **DIRECTOR**

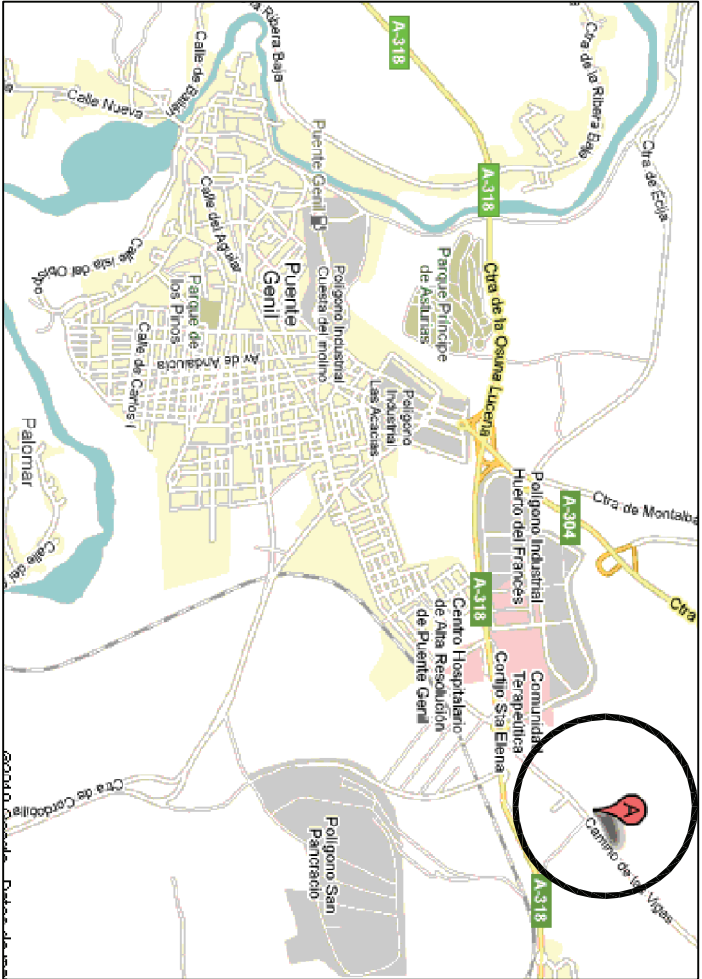
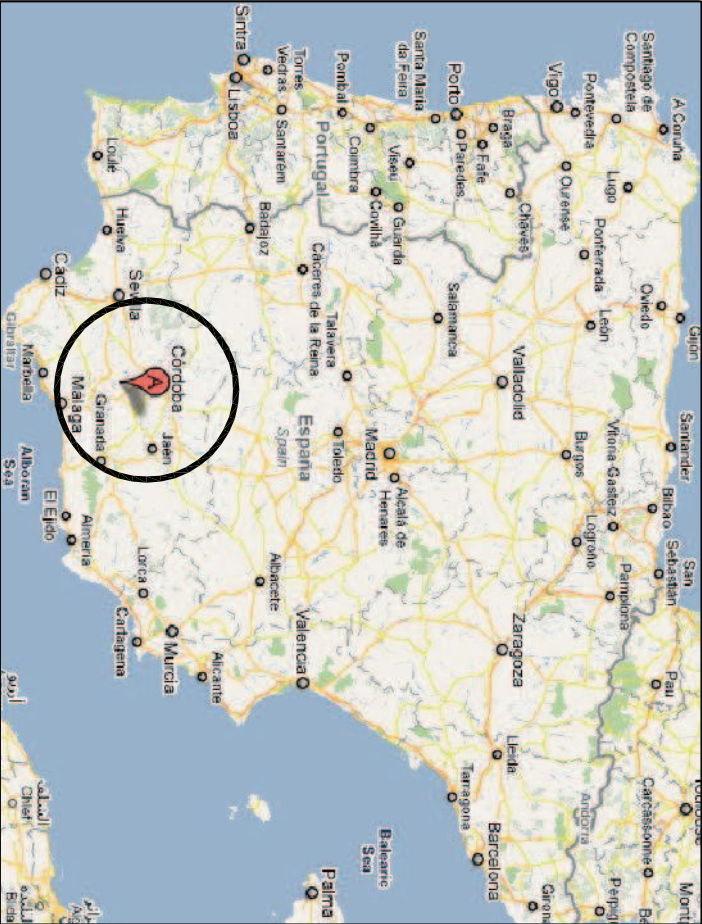
Ángel Santillán Lázaro

### **ESPECIALIDAD**

Electricidad

## **ÍNDICE DE PLANOS**

1. Plano de Situación
2. Plano Emplazamiento
3. Plano Unifilar
4. Plano Alzado y Planta
5. Plano Alzado y Planta Sección A-A'
6. Plano Alzado y Planta Sección B-B'
7. Plano Conexión Aparata de Medida
8. Plano Protección y mando de la Línea
9. Plano Protección y mando Transformador de Potencia
10. Plano Protección y mando Posición de Barras 45 kV
11. Plano Protección y mando Baterías Condensadores
12. Plano Planta Edificio de Control
13. Plano Esquema Unifilar Baja Tensión
14. Plano detalles 1: Transformador de Potencia
15. Plano detalles 2: Celdas Media Tensión



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	110405	M.Berral Arjona		
Comprob.				

Escala:	Plano: 01
---------	-----------

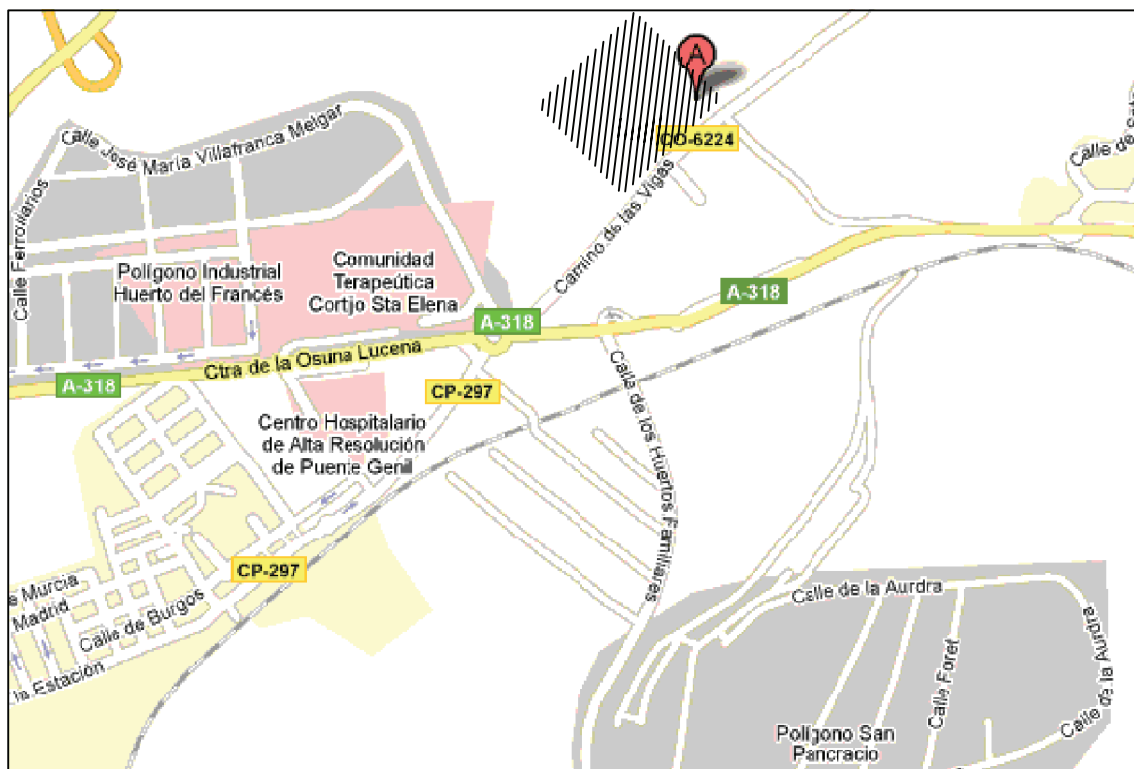
PLANO DE SITUACIÓN

SUBESTACIÓN

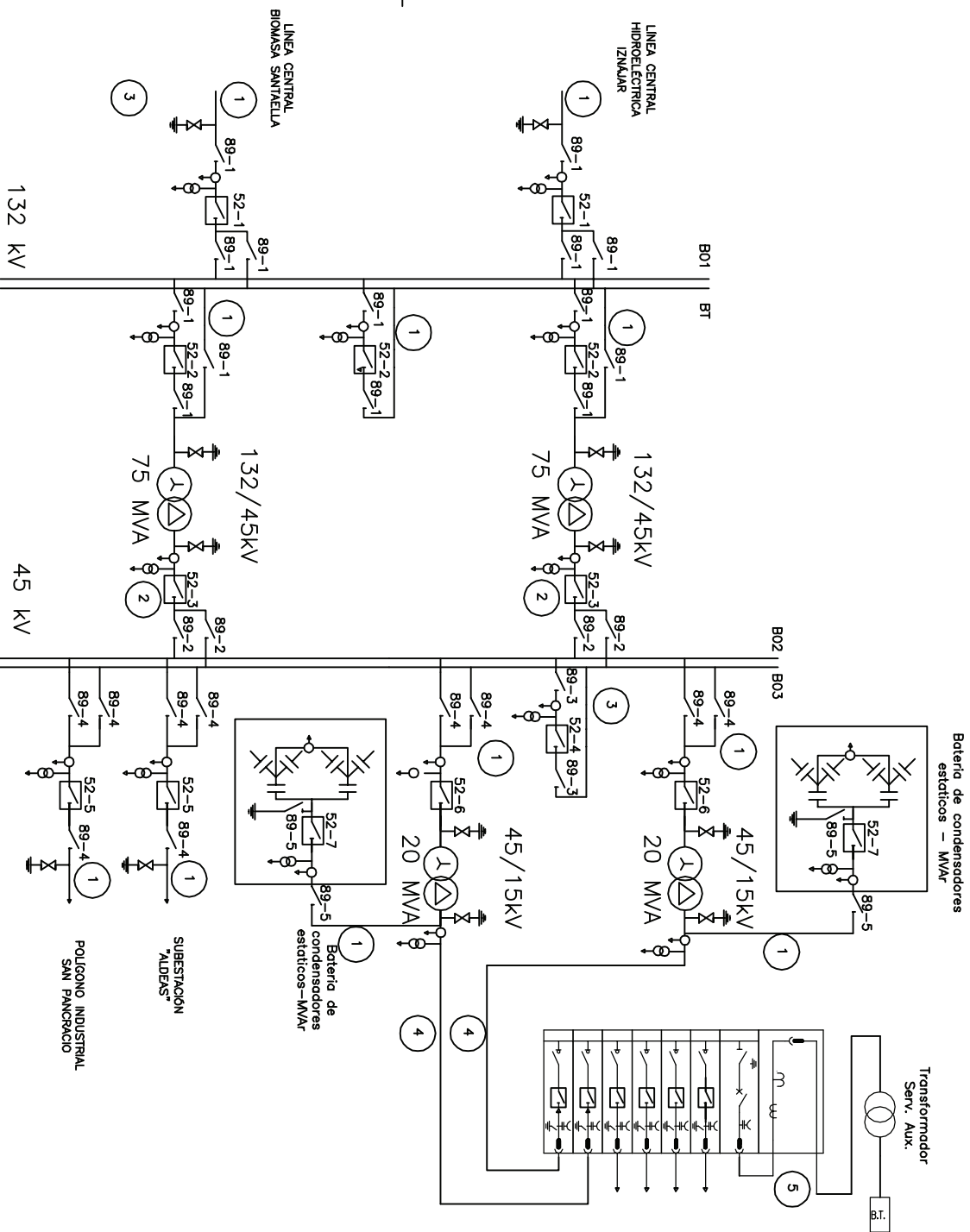
Especialidad:  
Electricidad



# Carretera de los Arenales, km 3

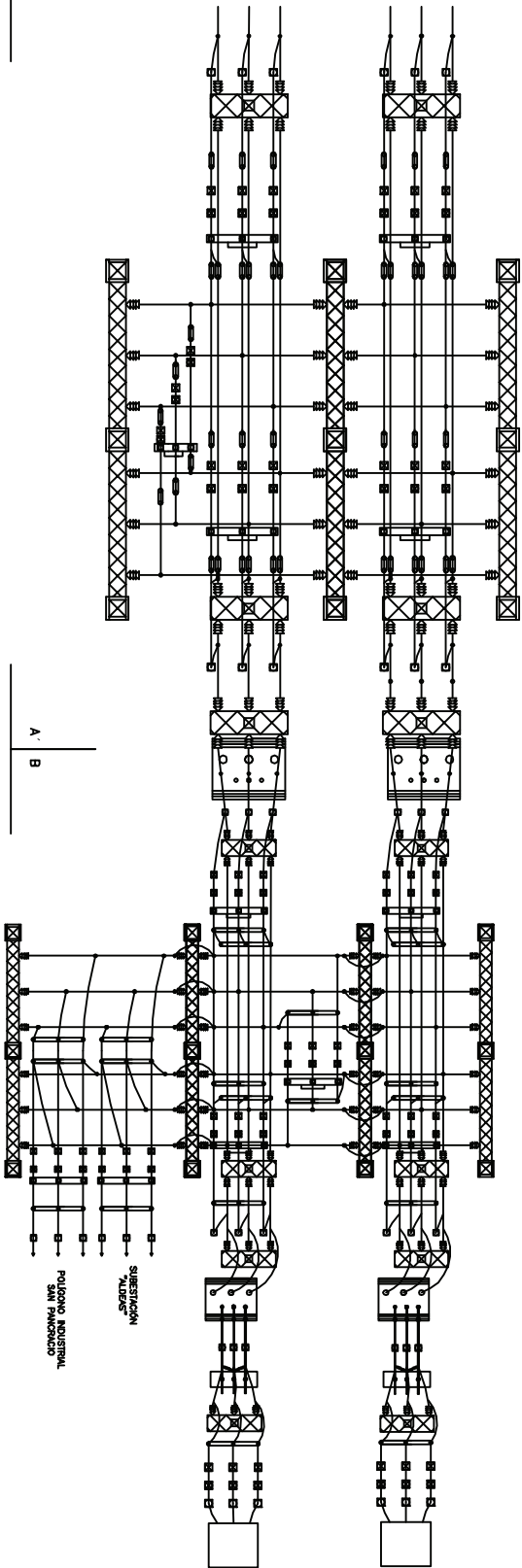
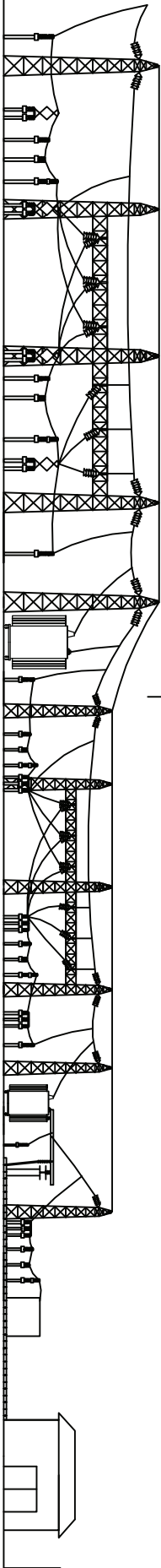


	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	110403	M.Berral Arjona		
Comprob.				
Escala:	EMPLAZAMIENTO SUBESTACIÓN			Plano: 02
				Hoja: 01
				Especialidad: Electricidad



LEYENDA	
	Transformador de tensión para medida y protección
	Transformador de corriente para medida y protección
	Autoelevador
	Transformador de potencia
	Seccionador
	Disyuntor
52-1	In=3150 A ; Icc=50 kA
52-2	In=3150 A ; Icc=63 kA
52-3	In=2500 A ; Icc=25 kA
52-4	In=2500 A ; Icc=25 kA
52-5	In=2500 A ; Icc=25 kA
52-6	In=2500 A ; Icc=25 kA
52-7	In=1200 A ; Icc=12,5 kA
Conductores	
1	Conductor 3x402 -AL1/52-ST1A (Antiguo Córdor)
2	Conductor 2x3x402 -AL1/52-ST1A
3	Conductor 3x3x402 -AL1/52-ST1A
4	Conductor HERSATENE W.B. RHZ1-S 12/20 kV 1 x 630 K Al + H 16 OL
5	Conductor HERSATENE W.B. RHZ1-S 12/20 kV 3 x 400 K Al + H 16 OL

Fecha		Nombre		Firma	
Dibujado		110417		M. Berral Arjona	
Comprob.					
Escala:		SUBESTACIÓN INTEMPERIE DE PUENTE GENIL UNIFILAR		Plano: 03	
				Hoja: 01	
				Especialidad: ELECTRICIDAD	



100000

A

A

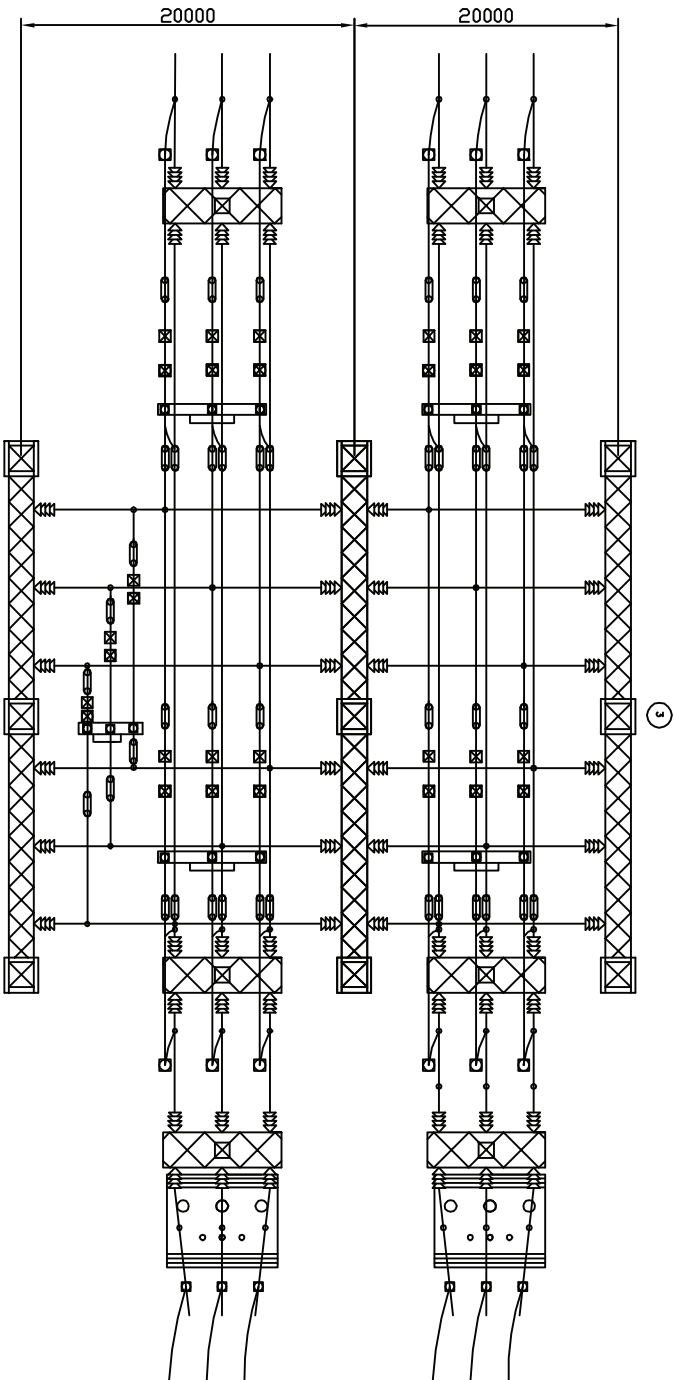
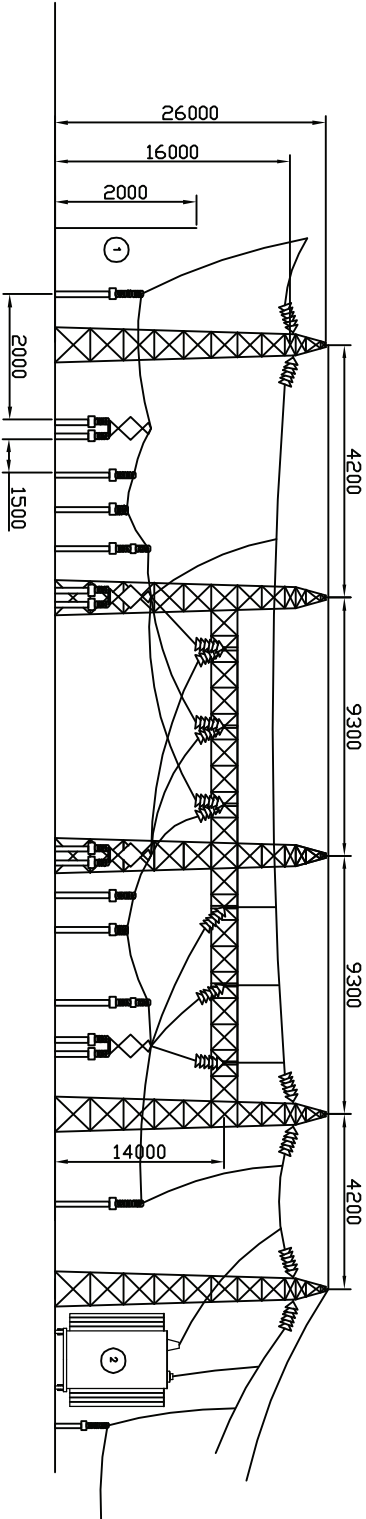
B

B

150000

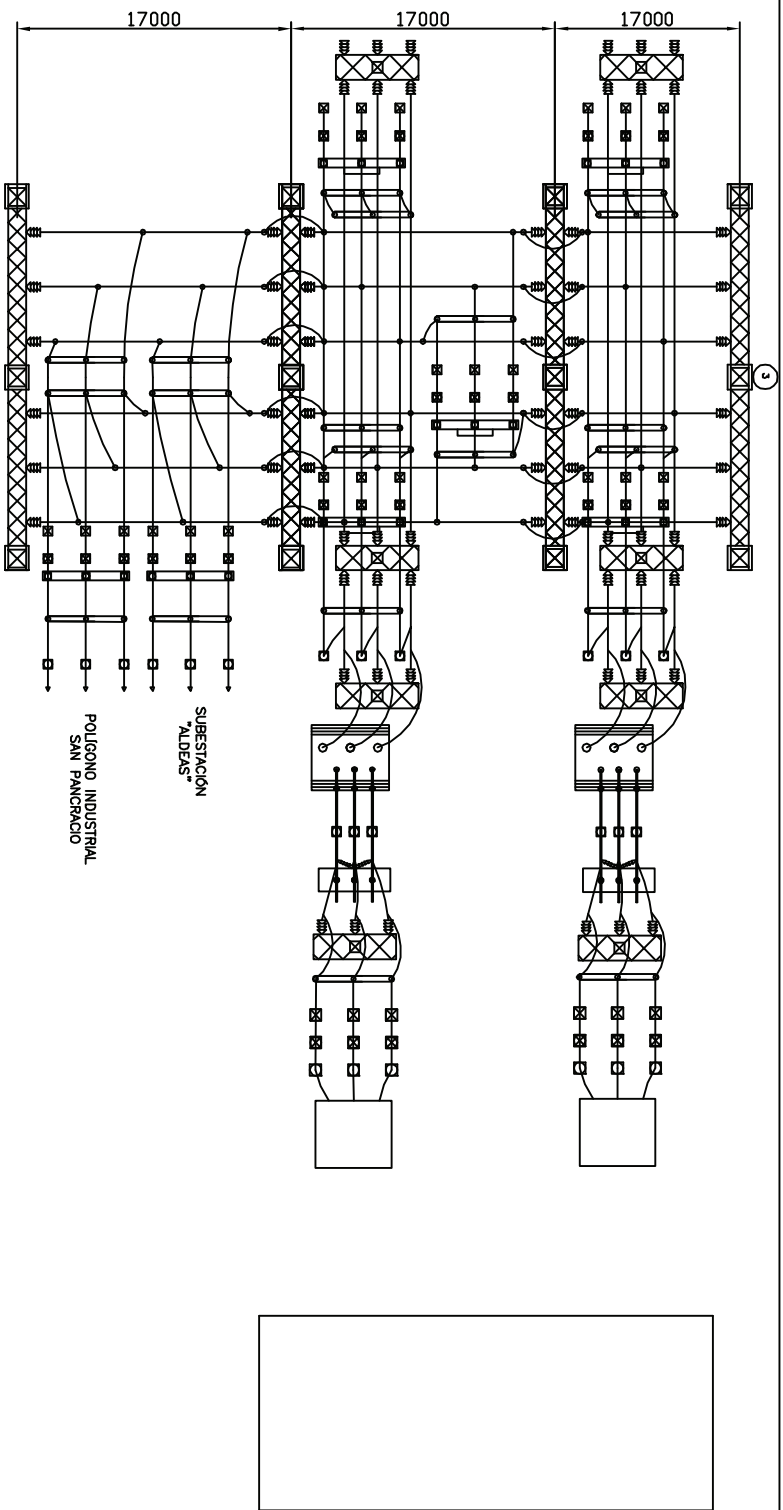
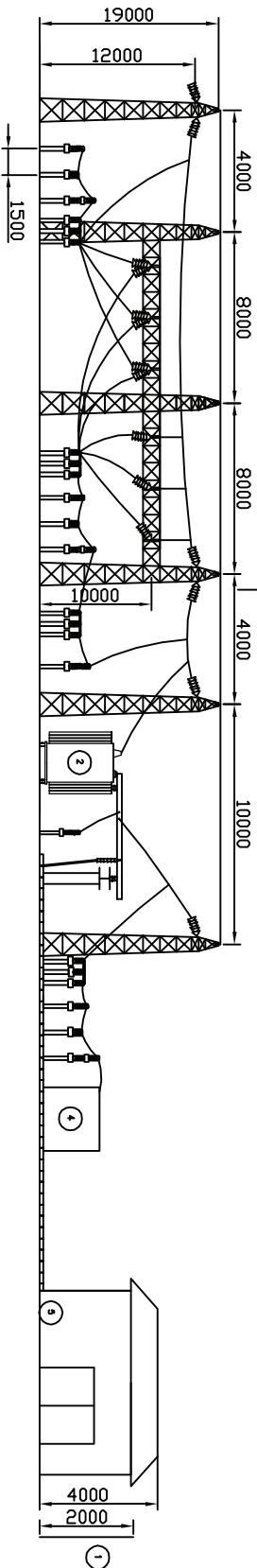
SUBSTACION  
"ALVARO"  
POLIGONO INDUSTRIAL  
SAN FERNANDO

Dibujado	Fecha	Nombre	Firma	ESUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZIMAOZZA
Comprob.	110425	M.Berral Ariona		
Escala:		ALZADO Y PLANTA	Piano: 04	Hoja: 01
			Especialidad: ELECTRICIDAD	



LEYENDA	
①	Valla metálica
②	Transformador de potencia(75MVA)
③	Pórtico 132 kV
	Autoválvula
	Seccionador Pantógrafo
	Transformador de tensión
	Transformador de corriente
	Disyuntor

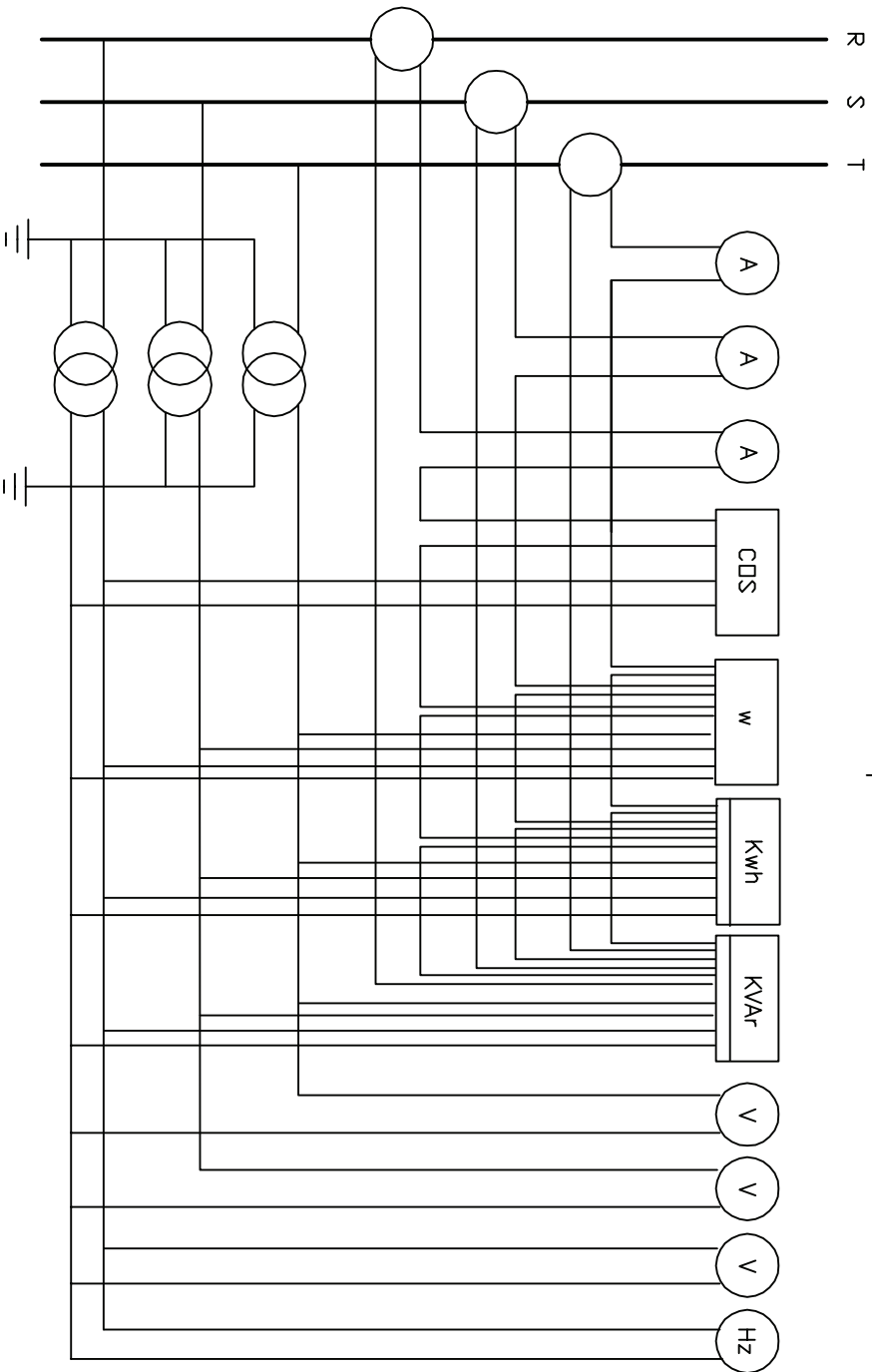
	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA	
Dibujado	110501	M.Berral Ariona			
Comprob.					
Escala:	ALZADO Y PLANTA SECCIÓN AA'				Plano: 05
					Hoja: 01
				Especialidad: ELECTRICIDAD	



LEYENDA

1	Valia metálica
2	Transformador de potencia(20MVA)
3	Pórtico 45 kV
4	Batería condensadores
5	Edificio de control
	Autoválvula
	Seccionador 3 columnas
	Transformador de tensión
	Transformador de corriente
	Disyuntor

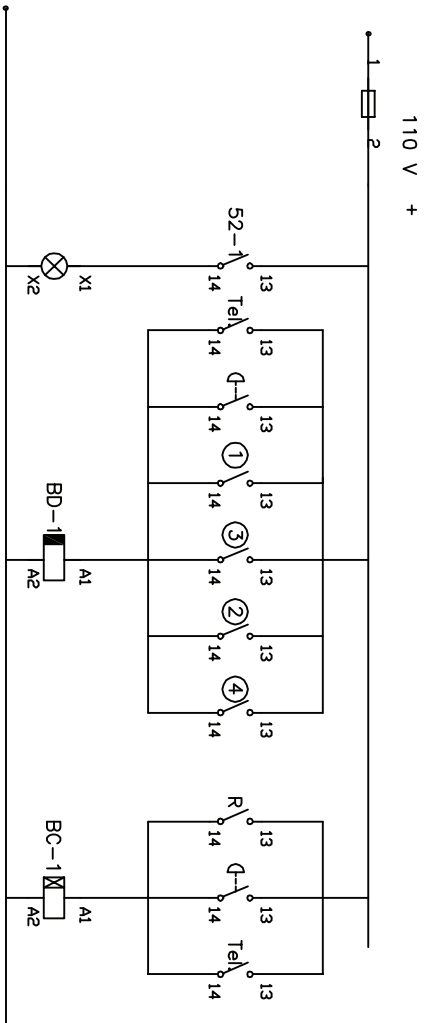
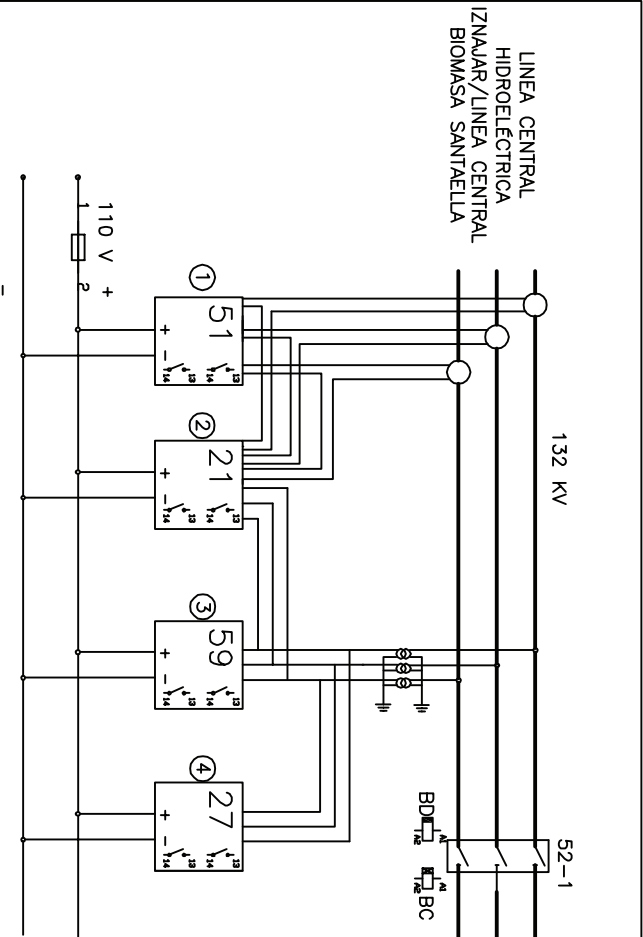
Dibujado	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA	
Comprob.	110429	M.Berral Ariona			
Escala:	ALZADO Y PLANTA SECCIÓN BB'			Plano: 06	Especialidad: ELECTRICIDAD
				Hoja: 01	



LEYENDA

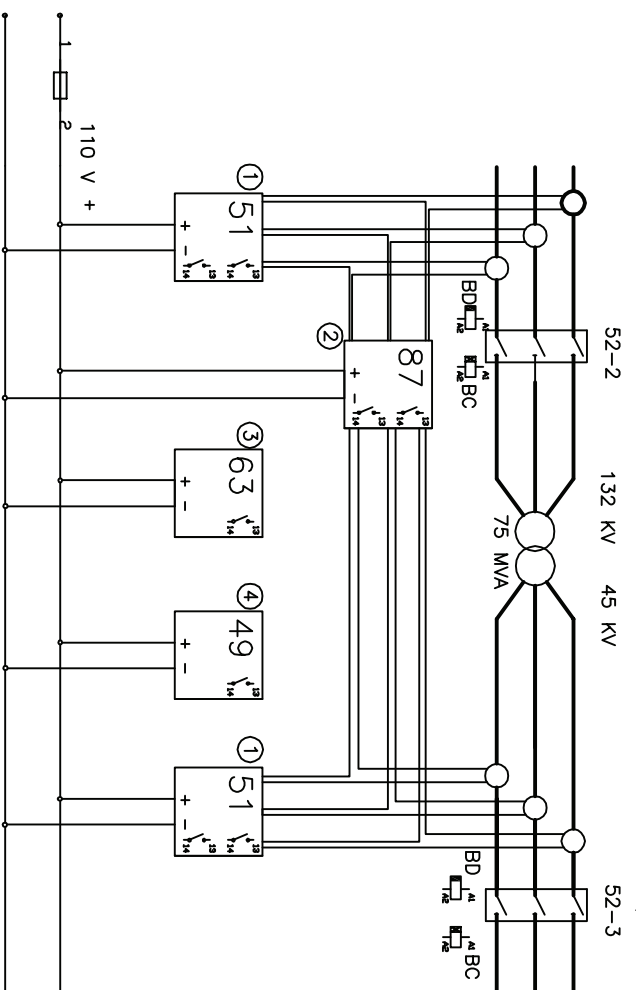
A	Amperímetro	⌀	Transformador de tensión para medida y protección
V	Voltímetro		• 132000/110 V
Hz	Frecuencímetro		• 45000/110 V
			• 15000/110 V
CDS	Cosfímetro		• Clase 0,5 (Medida)
			• 3P (protección)
W	Wattímetro	Q	Transformador de corriente para medida y protección
KWh	Contador Activa		• 800/5 A
			• 1000/5 A
			• 2000/5 A
			• 400/5 A
KVar	Contador Reactivo		• Clase 0,5 (Medido)
			• 5P (protección)

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUOLA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	110409	Manuel Berral		
Compr.				
Escala:	SUBESTACIÓN INTERPERIE DE PUENTE GENIL MEDIDA			Pano: 07
—				Hoja: 01
				Especialidad: ELECTRICIDAD

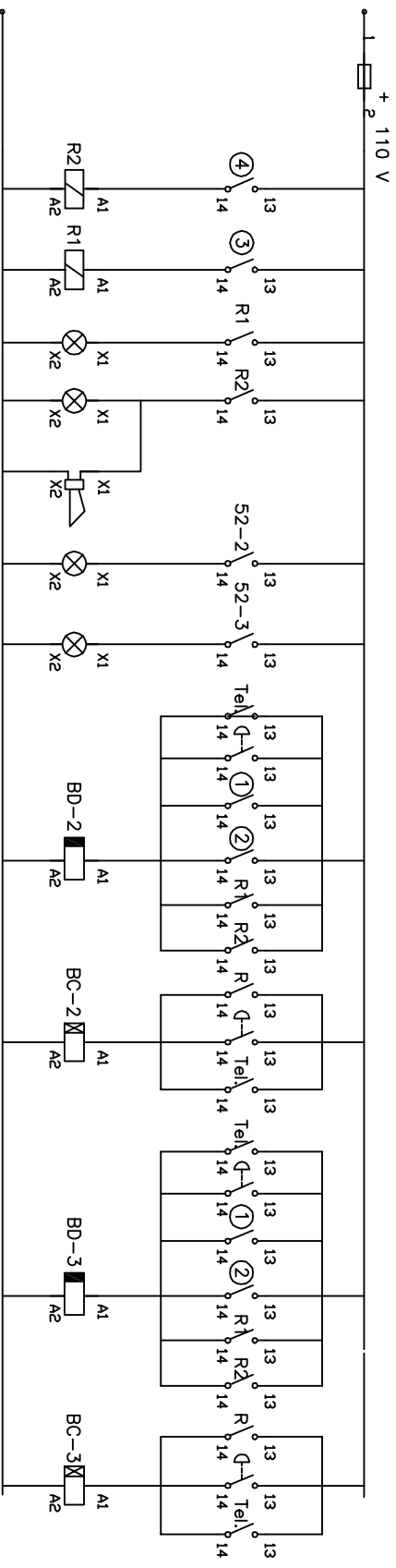


LEYENDA	
	Transformador de tensión para medida y protección
	Disyuntor, estos relés lo utilizarán el disyuntor 52-1(entrada al embarrado de 132 kV) y el 52-5 (Salida de líneas de 45 kV)
	Relé de Sobreintensidad (51)
	Relé Direccional (21)
	Relé de Sobretenión (59)
	Relé de Subtensión (27)
	Contacto normalmente abierto
	Pulsador de Seto
	Bobina desconexión
	Bobina conexión
	Lámpara
	Reenganchador
	Telemando
	Fusible

Dibujado	Fecha	Nombre	Firma	ESCUOLA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Comprob.	110415	M.Berral Arjona		
Escala:				Plano: 08
PROTECCION Y MANDO				Hoja: 01
LINEA				Especialidad: ELECTRICIDAD

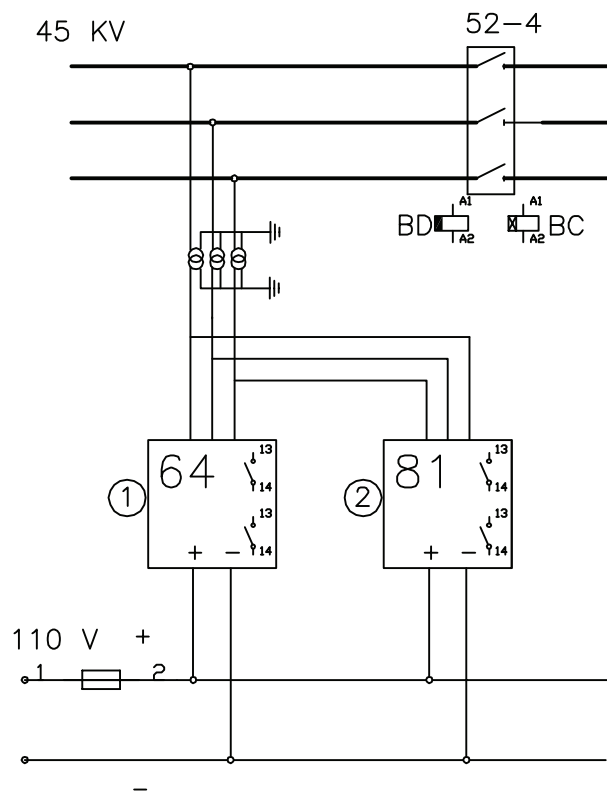


LEYENDA			
	Transformador de corriente para medida y protección		Bobina desconexión
	Disyuntor, estos relés lo utilizarán el disyuntor 52-2 y 52-3 (Transformador 75 MVA) y el 52-6 (Transformador 20 MVA)		Bobina conexión
	Relé de Sobreintensidad (51)		Lámpara
	Relé Diferencial (87)		Bocina
	Relé Bouchold (63)		Lámpara
	Relé de Temperatura (49)		Bocina
	Contacto normalmente abierto		Lámpara
	Pulsador de Seto		Bocina
	Fusible		Lámpara

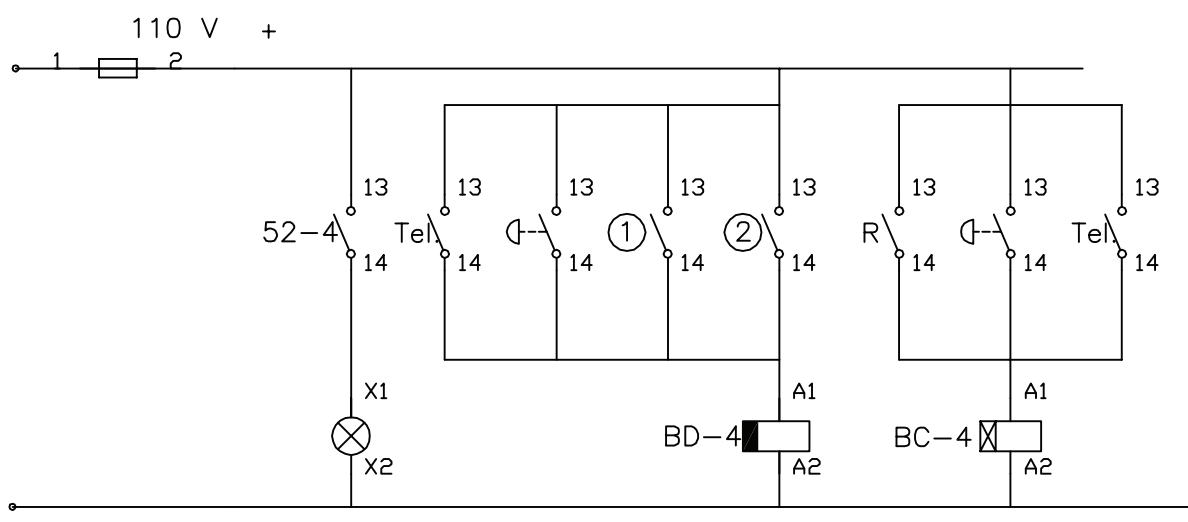


Fecha		Nombre		Firma	
110422		M.Berril Arjona			
Comprob.					
Escala:		Plano: 09		ESCUOLA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA	
PROTECCION TRANSFORMADOR POTENCIA		Hoja: 01		Especialidad: ELECTRICIDAD	



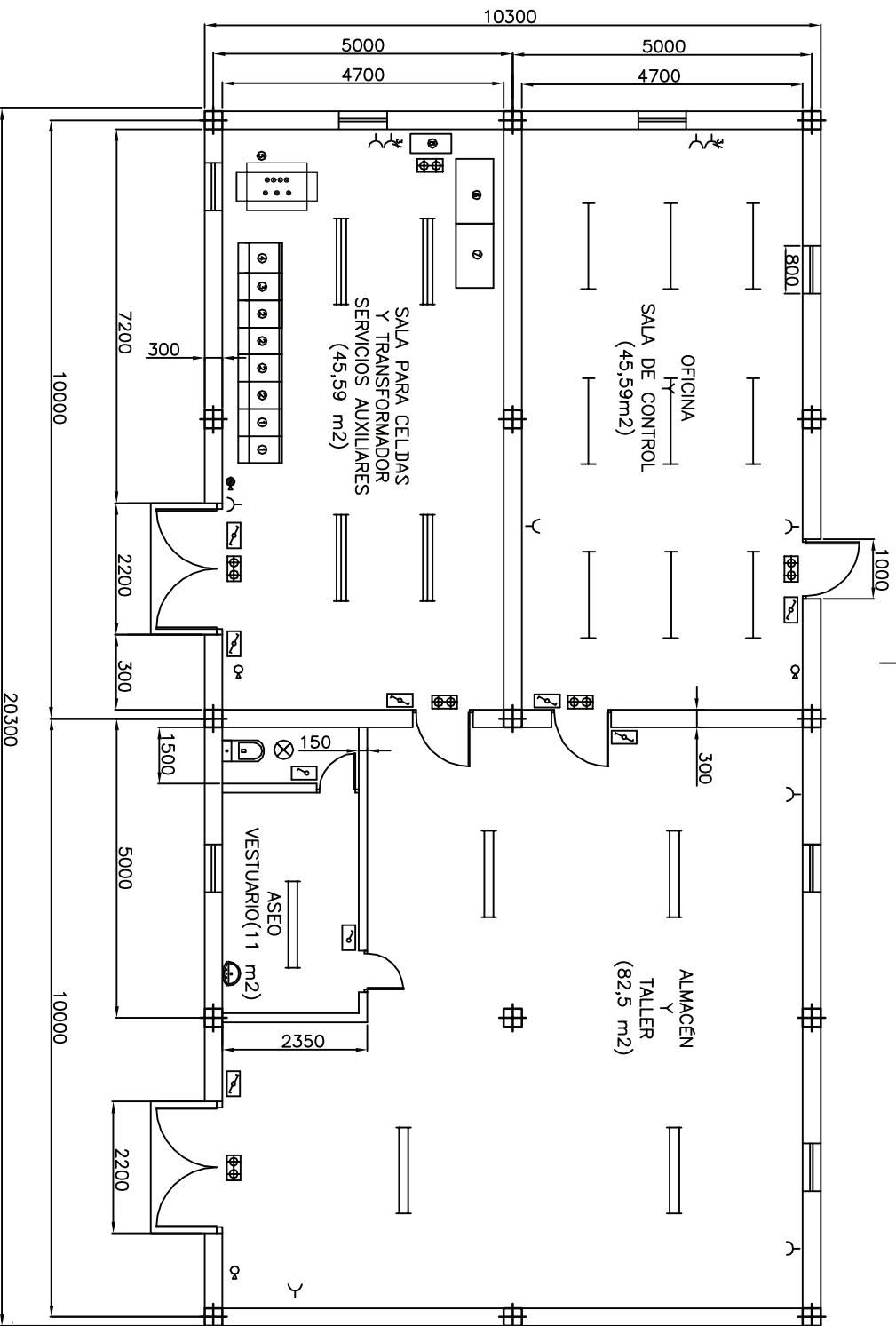


LEYENDA	
	Transformador de tensión para medida y protección
	Transformador de corriente para medida y protección
	Disyuntor
	Relé de Sobretensión Homopolar (64)
	Relé de Subfrecuencia (81)
	Contacto normalmente abierto
	Pulsador de Seta
	Bobina desconexión
	Bobina conexión
	Lámpara
	Reenganchador
	Telemando
	Fusible



	Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	110415	M.Berral Arjona		
Comprob.				
Escala:	PROTECCION Y MANDO POSICIÓN BARRAS 45   KV			Plano: 10
				Hoja: 01
				Especialidad: ELECTRICIDAD

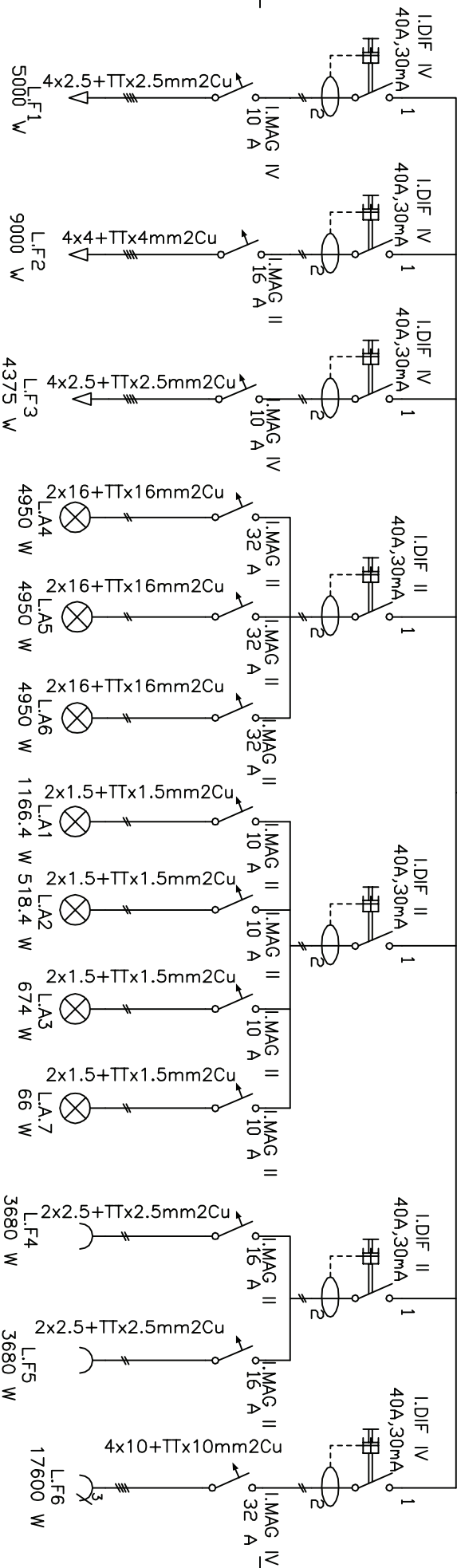
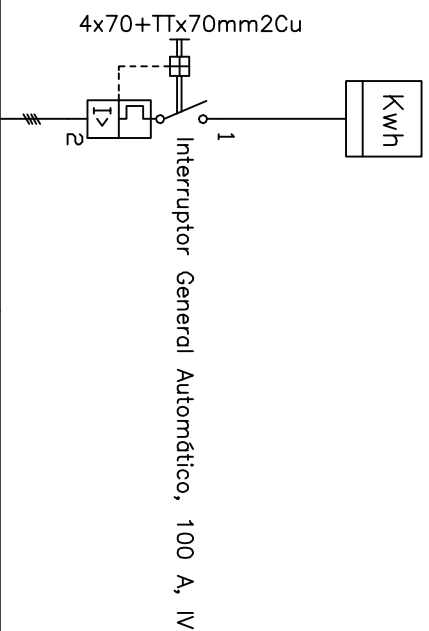




LEYENDA

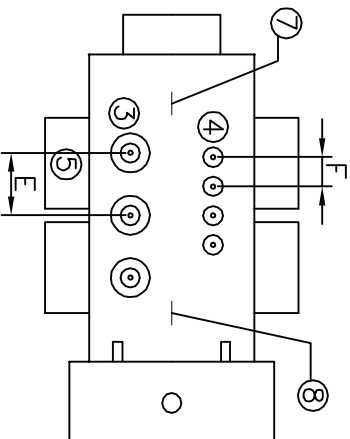
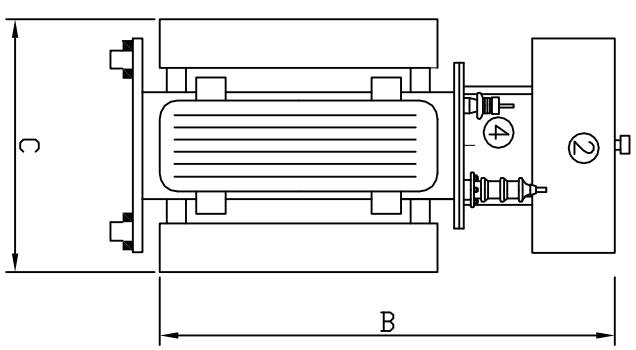
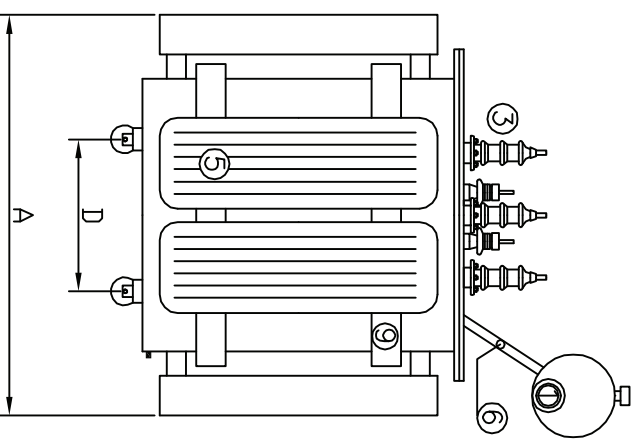
	Fluorescente "INDALUX" 214-IET D 4x18 W		Extintor de 6 kg de polvo polivalente
	Fluorescente "INDALUX" 402-IFT-D-EL 2x36 W		Extintor de 5 kg de CO2
	Fluorescente "INDALUX" 402-IFK 2x36W		Punto de luz 1x26 W
	Toma de fuerza de 16 A+1.T.		Celda de acoplamiento longitudinal de barras
	Toma de fuerza de 32 A+1.T. (Multiple)		Celda de salida
	Commutador		Celda de protección general
	Interruptor		Celda de medida
	Equipo de alumbrado de emergencia		Transformador de Servicios Auxiliares
			Batería CC 1
			Batería CC 2
			Cuadro eléctrico

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUOLA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	110427	M.Berriol Ariona		
Comprob.				
Escalio:				
PLANTA EDIFICIO DE CONTROL				Piano: 12
				Hoja: 01
				Especialidad: ELECTRICIDAD



- L.F1: Alimentación a Batería cc 1
- L.F2: Alimentación a Batería cc 2
- L.F3: Climatización
- L.F4: Tomas corriente oficina, celdas y aseo
- L.F5: Tomas corriente Taller/Almacén
- L.F6: Tomas corriente varios
- L.A1: Alumbrado oficina/sala control
- L.A2: Alumbrado sala MT
- L.A3: Alumbrado Almacén y aseo
- L.A4, L.A5 Y L.A6: Alumbrado exterior
- L.A7: Alumbrado emergencia

	Fecha	Nombre	Firma		ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	110425	M.Berral Arjona			
Comprob.					
Escala:	ESQUEMA UNIFILAR BT				
				Plano: 13	
				Hoja: 1	
				Especialidad: ELECTRICIDAD	



LEYENDA

①	Indicador de nivel
②	Depósito de expansión
③	Pasa-tapas de entrada
④	Pasa-tapas de salida
⑤	Radiadores de refrigeración
⑥	Relé Buchholz
⑦	Commutador regulación AT
⑧	Alojamiento sensor temperatura
⑨	Placa de características

DIMENSIONES

Transformador potencia 75 MVA (132/45 kV)	
A	6200 mm
B	6500 mm
C	5400 mm
D	1950 mm
E	2000 mm
F	1450 mm
Transformador potencia 20 MVA (45/15 kV)	
A	4000 mm
B	4100 mm
C	3350 mm
D	1710 mm
E	1300 mm
F	1050 mm

Fecha	Nombre	Firma	ESCUOLA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
110422	M. Berral Arjona		

Escala:

DETALLES 1

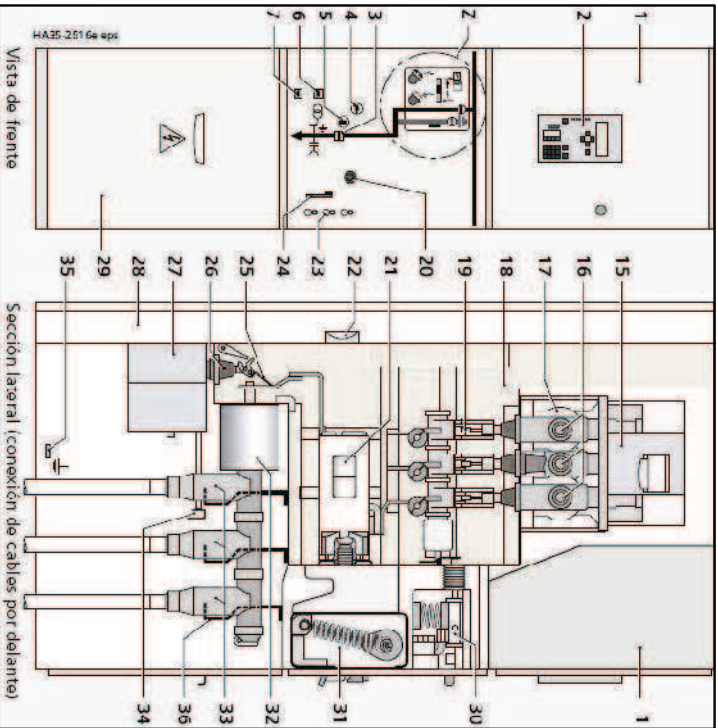
TRANSFORMADOR

POTENCIA

Plano: 1 4

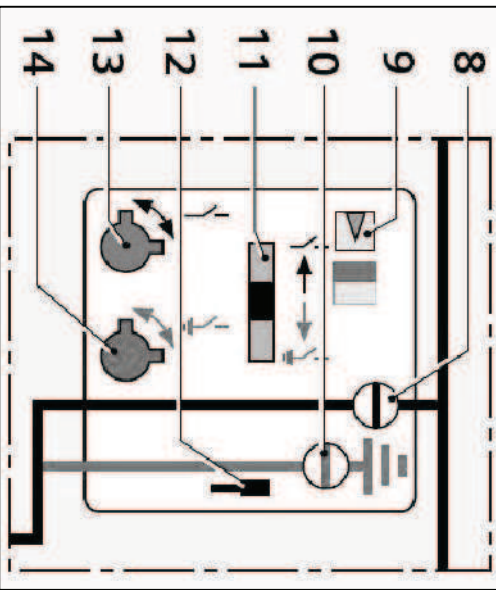
Hoja: 1

Especialidad: ELECTRICIDAD



LEYENDA			
①	Compartimento de baja tensión	⑲	Seccionador (tres posiciones)
②	Rele protección multifuncional	⑳	Apertura interruptor potencia
③	Posición interruptor de potencia	㉑	Tubo manobra al vacío interruptor potencia
④	Abertura mando tensor resorte	㉒	Alivio de presión (disco ruptura)
⑤	Cierre interruptor potencia	㉓	Detector tensión capacitiva
⑥	Indicador "resorte tensado"	㉔	Inmovilización derivación
⑦	Contador manobra interruptor	㉕	Seccionamiento trafo tensión derivación
⑧	Indicador posición seccionamiento	㉖	Pasa tapas trafo tensión derivación
⑨	Indicador disposición servicio	㉗	Opción: trafo tensión derivación
⑩	Posición puesta a tierra seccionador	㉘	Opción: canal alivio de presión
⑪	Inmovilización seccionador/puesta tierra	㉙	Compartimento de cables
⑫	Palanca de interrogación	㉚	Mecanismo funcionamiento interruptor 3 posiciones
⑬	Abertura de mando seccionamiento	㉛	Mecanismo funcionamiento interruptor potencia
⑭	Abertura de mando puesta a tierra	㉜	Trafo corriente derivación
⑮	Opción: trafo tensión barras	㉝	Conexión de cables
⑯	Juego barras unipolar	㉞	Seccionamiento trafo tensión derivación
⑰	Opción:trafo corriente barras	㉟	Embarrado de puesta a tierra
⑱	Cuba celda, gas SF6	㊱	Chapas guía en conexión cables

## Detalle Z:



DIMENSIONES			
Celdas acoplamiento longitudinal barras, celdas de salida y celda de protección general		Celda de medida	
Ancho	600 mm	Ancho	800 mm
Fondo	2004 mm	Fondo	2004 mm
Alto	2500 mm	Alto	2500 mm

	Fecha	Nombre	Firma	ESCUOLA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
Dibujado	110423	M.Berral Arjona		
Comprob.				
Escala:				Plano: 15
				Hoja: 01
				Especialidad: ELECTRICIDAD
				DETALLES 2
				CELDA MT