

1. INTRODUCCIÓN

Se llevan a cabo en este documento los cálculos eléctricos justificativos de los resultados presentados en el apartado correspondiente de la Memoria del presente proyecto, en relación al Capítulo *Modificaciones En La Red De Distribución Y Generación Eléctrica*.

Los cálculos que a continuación se exponen se centran en el Sistema Eléctrico de Distribución en Media Tensión dentro del Aeropuerto.

2. DISTRIBUCIÓN DE CARGAS EN ANILLOS

Se hace un análisis de flujo de cargas por anillo, con la potencia instalada en los diferentes centros de Transformación.

LINEA	CENTROS ALIMENTADOS	POTENCIA INSTALADA (kVA)	FS	FC	FE	MÁXIMA DEMANDA SIMULT. (kVA)	MÁXIMA DEMANDA EMERG. (kVA)
ANILLO 1	CT EDIFICIO TERMINAL	3 x 1.000	1	1	0	3.000	0
ANILLO 2	CT EDIFICIO TERMINAL	2 x 1.000	1	1	1	2.000	2.000
ANILLO 3	CT HANGAR	2 x 630	1	1	0,5	2.940	1.510
	CT NUEVO PARKING	1 x 630	1		1		
	CT PARKING P2	1 x 250	1		1		
	CT ANTIGUOTERMINAL	2 x 400	1		0		
ANILLO 4	CT SEI	2 x 100	0,5	1	1	100	100
ANILLO 5	CT EADS CASA	2 x 1.000	1	1	0	2.000	0
CE	CT CENTRAL ELÉCTRICA	2 x 630	0,5	1	1	630	630
	CT CENTRAL ELÉCTRICA	2 x 630	0,5	1	0	630	0
		TOTAL	1		1	11.300	4.240
		TOTAL SIM.	0,8	-	1	9.040	4.240

Tabla I. Distribución de cargas en anillos.

Notas a la tabla anterior:

- a) Para el dimensionamiento de cada anillo, se considera en general el 100 % de la potencia instalada.
- b) Cuando se conoce que hay redundancia de dos transformadores, sólo se considera uno, aunque en la mayoría de los centros de más de un transformador, éstos están preparados para trabajar en paralelo, por lo que se han considerado todos los transformadores para soportar posibles cambios o ampliaciones futuras de los mismos. Es decir, se ha considerado en la mayor parte de los casos un factor de simultaneidad (FS) igual a 1.
- c) Pasa tener en cuenta futuras ampliaciones se ha considerado el factor de carga (FC) igual a 1 en todos los casos, aún teniendo en cuenta que en un principio el factor de carga estará, en la mayoría de los casos, muy por debajo de la unidad.
- d) Para cálculo de la máxima demanda simultánea se utiliza el producto del factor de carga (FC) por el factor de simultaneidad (FS).
- e) El factor de emergencia (FE) se ha ajustado para considerar el funcionamiento de un único transformador en cada uno de los centros considerados como “de emergencia”, que son los que actualmente están alimentados a 3 kV, excepto en el caso del edificio terminal alimentado por el anillo 2, en el que se consideran los dos transformadores en funcionamiento en emergencia.
- f) Para el cálculo de la máxima demanda de emergencia se utiliza el producto de los factores de carga (FC), simultaneidad (FS) y emergencia (FE).
- g) Para el cálculo de la máxima demanda simultánea total se ha tenido en cuenta un factor de simultaneidad de 0,8 con respecto a la red de Media Tensión.

3. DIMENSIONAMIENTO DE LA EMERGENCIA

La autogeneración de emergencia debe fraccionarse en varias unidades para garantizar una mayor fiabilidad y disponibilidad del sistema dentro de parámetros económicos aceptables. Se deben instalar al menos dos unidades redundantes e iguales y se debe diseñar la instalación para que dichas unidades puedan trabajar en paralelo.

Si para cubrir la potencia de emergencia declarada para un aeropuerto se necesitan n grupos, deben instalarse al menos $n+1$ grupos.

En la Central Eléctrica están instalados los siguientes grupos electrógenos de emergencia:

- Tres unidades instaladas en la sala de grupos de la central eléctrica de características:
 - Potencia asignada: 2.250 kVA, $\cos\phi$ 0,8
 - Tensión: 3 kV $\pm 0,5\%$
 - Reactancia X''_d : Entre 12,4 – 18,54 %

Lo que supone una potencia instalada de 6750 kVA.

Esta potencia es suficiente, con dos de dichos grupos, para alimentar la máxima demanda de emergencia indicada anteriormente (4.240 kVA, sin aplicar ningún coeficiente de simultaneidad total).

Por tanto, se emplearán los grupos existentes, que generan en 3kV, por lo que habrá que elevar a 20 kV para distribuir a todas las cargas de emergencia del aeropuerto.

4. DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para el dimensionamiento de los transformadores de potencia se han tenido en cuenta las normas de la serie *“Normalización de los Sistemas Eléctricos Aeroportuarios y sus documentos asociados. Parte 2: Cálculos y estudios. Sección 1: Dimensionamiento de transformadores de acometida, de aislamiento y para generación, NSE-2-1, y Sección 2: Dimensionamiento de transformadores para distribución, NSE-2-2, Ed.1”*.

4.1. POTENCIA ASIGNADA

- **Transformadores De Generación**

Los transformadores elevadores para los grupos electrógenos se dimensionan según las especificaciones del documento NSE 2-1.

La potencia asignada de los transformadores que forman parte de un grupo generador-transformador debe ser superior a la potencia asignada del alternador asociado.

Si el valor de la potencia asignada del alternador es inferior a 10 MVA, el valor de la potencia asignada (kVA) del transformador correspondiente debe tomarse de la serie R10 según la norma ISO 3: 400, 500, 630, 800, 1.000, 1.250, 1.600, 2.000, 2.500, 3.150, 4.000, 5.000, 6.300, 8.000, 10.000.

En la central eléctrica están instalados 3 grupos electrógenos de 2.250 kVA cada uno. Por tanto se deberán instalar 3 transformadores para generación, uno por grupo electrógeno. La potencia asignada de cada transformador será de 2.500 kVA.

- **Potencia asignada de los transformadores de distribución**

Para estimar la potencia aparente demandada por el primario de un transformador para distribución, se debe partir de la máxima demanda estimada en régimen permanente de potencias activa y reactiva con las baterías de condensadores desconectadas y se deben añadir las pérdidas del transformador (en potencia activa y reactiva).

Una vez estimada la potencia aparente demandada, se debe examinar la gama de potencias asignadas normalizadas en el documento NSE-1 (corregidas si existen condiciones de servicio diferentes de las habituales expuestas en dicho documento). Se debe seleccionar una potencia asignada normalizada superior a la demandada calculada debiendo quedar un margen de reserva mínimo del 10 %, sin superar la potencia unitaria de 1.600 kVA. En caso de superarse dicho valor, se deben instalar más centros de transformación o se deben instalar más transformadores en el mismo centro.

La potencia asignada (kVA) de los transformadores debe ser, de acuerdo con la carga, alguna de las siguientes: 25, 50, 100, 160, 250, 400, 630, 1.000 ó 1.600.

Para el dimensionamiento de los transformadores a instalar en los centros de transformación se ha tenido en cuenta la potencia máxima consumida indicada en las centrales de medida instaladas en cada centro de transformación. Estas potencias están muy por debajo de la potencia de los transformadores instalados actualmente (del orden del 20-50%), por lo que se ha mantenido en la mayoría de los casos la potencia de los transformadores existentes sustituyéndolos por otros de 20 kV de tensión primaria, no siendo necesaria la comprobación de la potencia aparente demandada en el primario, teniendo en cuenta las pérdidas propias del transformador.

En el caso del CT Antigo Terminal, se han sustituido los transformadores existentes (de 500 kVA) por otros de menor potencia, instalando otros de potencia inferior y normalizados (400 kVA). En el CT Hangar se han sustituido los trafos de 200 y 800 kVA por dos de 630 kVA.

4.2. TENSIÓN DE AISLAMIENTO Y TENSIÓN ASIGNADA DE LOS ARROLLAMIENTOS PRIMARIO Y SECUNDARIO.

- **Transformadores de generación**

El valor de la tensión asignada al arrollamiento primario debe ser igual al valor de la tensión nominal de la red a la que esté conectado o en su caso, igual a la tensión de alimentación declarada.

Con objeto de compensar la caída de tensión del transformador, el valor de la tensión asignada del arrollamiento secundario debe ser ligeramente superior al valor de la tensión nominal de la red a la que esté conectado. Se recomienda un incremento próximo al 5 % de la tensión nominal.

Según la NSE-2-1, se debe emplear la siguiente tabla para seleccionar los valores de las diferentes tensiones relativas a los transformadores:

Tensión nominal de red (kV)	3	3,3	6	6,6	10	11	13,2	15	20	25	30
Tensión asignada más elevada para el material (kV)	3,6	3,6	7,2	7,2	12	12	17,5	17,5	24	36	36
Tensión asignada para el primario (kV)	3	3,3	6	6,6	10	11	13,2	15	20	25	30
Tensión asignada para el secundario (kV)	3,15	3,45	6,3	6,9	10,5	11,5	13,8	16,5	21	26,4	31,5

Tabla II. Tensiones asignadas de los arrollamientos. Transformadores de generación.

Según lo expuesto arriba, las tensiones de los arrollamientos de los transformadores de generación que forman parte del presente estudio son:

- Tensión en el primario: 3 kV (transformadores de 2.500 kVA).
- Tensión en el secundario: 21 kV.
- Tensión de aislamiento más elevada: 24 kV.

- **Transformadores de distribución**

Los valores de tensión asignada para cada arrollamiento deben ser conformes a las normas UNE 21428-1 o UNE 21538-1, según sea la naturaleza del transformador.

Para el arrollamiento de alta tensión el valor de la tensión asignada debe ser igual al valor de la tensión nominal de la red a que este conectado o, en su caso, igual al valor eficaz asociado al valor de la tensión de alimentación declarada.

Para los arrollamientos de alta tensión, las normas UNE 21428-1 y UNE 21538-1 ofrecen la siguiente tabla que relaciona la tensión más elevada para el material de los arrollamientos (U_m) y la tensión asignada de los mismos (U_r):

U_m (kV)	3,6	7,2	12	17,5	24	36
U_r (kV)	3 a 3,3	5 a 6,6	10 a 11,5	12 a 16	20 a 22	25 a 34,5

Tabla III. Tensiones asignadas del arrollamiento de alta tensión. Transformadores de distribución.

Para el arrollamiento de baja tensión la tensión asignada debe ser de 420 V.

Los valores de las tensiones más elevadas para el material de los arrollamientos (U_m) deben ser los indicados en las normas UNE 21428-1 para transformadores

sumergidos en líquido y UNE 21538-1 para transformadores secos. Se muestran a continuación:

- Para el arrollamiento de alta tensión (kV): 3.6, 7.2, 12, 17.5, 24 ó 36
- Para el arrollamiento de baja tensión (kV): 1.1

4.3. TOMAS PARA LA REGULACIÓN DE TENSIÓN

- **Transformadores de generación**

Para transformadores de generación, el cambiador de tomas en vacío debe contar con dos tomas aditivas y dos sustantivas de escalones del 2,5 % con respecto a la toma principal.

- **Transformadores de distribución**

Para transformadores de distribución, las tomas en vacío deben ser conformes a lo expuesto en las normas UNE 21428-1 o UNE 21538-1, según sea la naturaleza del transformador.

El arrollamiento de alta tensión debe estar provisto de las tomas correspondientes a una extensión de tomas de $\pm 2,5 \times 2,5\%$.

4.4. GRUPO DE CONEXIÓN

- **Transformadores de generación**

Los transformadores de los bloques de generación deben presentar devanados en triángulo en el lado primario y en estrella con neutro accesible en el secundario.

En los transformadores de generación el grupo de conexión idóneo para nuestra instalación será el YNd11 (3/21 kV). Este grupo de conexión presenta dos ventajas fundamentales:

- El grupo de conexión Yd11 “equilibra” la carga en el lado de generación en caso de desequilibrio en consumidores.
- La configuración de triángulo en el lado de 3 kV permitirá independizar ambos lados del transformador ante cortocircuitos monofásicos.

- **Transformadores de distribución**

En los transformadores de distribución, el grupo de conexión debe ser en general Dyn11. Para potencias asignadas inferiores a 250 kVA es aceptable el grupo de conexión Yzn11, aunque no se instala en este proyecto ningún transformador con este grupo de conexión.

4.5. IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO

- **Transformadores de generación**

El valor de la impedancia de cortocircuito tiene relación con la sobreintensidad en caso de falta y con la caída de tensión en la máquina. Debe especificarse un valor cuya repercusión en el coste del transformador sea poco significativa.

En la tabla siguiente (obtenida de la NSE-2-1) se relacionan las impedancias de cortocircuito más usuales según la potencia asignada y tensión asignada del arrollamiento con más tensión.

Tensión de cortocircuito (%) en función de la potencia asignada y de la tensión asignada más elevada del transformador					
	13 kV, 15 kV, 20 kV	25 kV, 30 kV	45 kV, 66 kV	132 kV	220 kV
0,1MVA – 1 MVA	5	6	-	-	-
1MVA – 10 MVA	7	8	9	-	-
10 MVA – 100 MVA	-	-	10	12	13

Tabla IV. Tensión de cortocircuito. Transformadores de generación.

La tensión de cortocircuito de los transformadores de generación de 2.500 kVA seleccionados será del 7 %.

- **Transformadores de distribución**

Las impedancias de cortocircuito de los transformadores para distribución sumergidos en líquido deben ser conformes a la norma UNE 21428-1. Las impedancias normalizadas se muestran a continuación:

- Hasta 630 kVA y hasta 24 kV: 4 %;
- Hasta 630 kVA y 36 kV: 4,5 %;

- Superior a 630 kVA: 6 %.

Las impedancias de cortocircuito de los transformadores secos para distribución deben ser conformes a la norma UNE 21538-1. Las impedancias normalizadas se muestran a continuación:

- Hasta 630 kVA y hasta 12 kV: 4 %;
- Hasta 630 kVA y mayor de 17,5 kV: 4 % ó 6%;
- Hasta 630 kVA y hasta 24 kV: 6 %;
- 1.000 kVA y mayor de 24 kV: 6 % ó 7%;
- Mayor de 1.000 kVA y mayor de 24 kV: 6 % u 8%.

Los transformadores secos utilizan un sistema de refrigeración menos eficiente, por lo que están más limitados en cuanto a la potencia máxima que pueden transformar. Por esto, los transformadores a instalar de potencia superior a 630 kVA serán de aceite. Los transformadores de la Central Eléctrica también serán de aceite.

El resto de transformadores instalados en los Centros de Transformación serán preferiblemente secos, debido a las ventajas que los mismos conllevan, sobre todo en cuanto a no requerir mantenimiento ni características de seguridad especiales, ser más económicos, tener menor necesidad de espacio y poder instalarse en localizaciones de difícil acceso, soportar mejor las sobrecargas eléctricas, etc.

4.6. CONCLUSIONES

Los transformadores seleccionados serán los siguientes:

- Tres transformadores elevadores para generación de 2.500 kVA (ONAN), 3/21 kV \pm 2,5%, YNd11, Z_{cc}=7 %. Estos serán destinados para tres grupos electrógenos existentes en la central de 2.250 kVA.
- Los transformadores de distribución a instalar son los que se indican en la tabla siguiente, todos ellos con relación de transformación 20 \pm 2,5% \pm 5%/0,420 kV.

CENTROS ALIMENTADOS	POTENCIA INSTALADA (kVA)	AISLAM.	GRUPO CONEX.	Ucc%
CT EDIFICIO TERMINAL (Anillo 1)	3 x 1.000	ACEITE	Dyn11	6%
CT EDIFICIO TERMINAL (Anillo 2)	2 x 1.000	ACEITE	Dyn11	6%
CT HANGAR	2 x 630	SECO	Dyn11	6%
CT NUEVO PARKING	1 x 630	SECO	Dyn11	6%
CT PARKING P2	1 x 250	SECO	Dyn11	6%
CT ANTIGUO TERMINAL	2 x 400	SECO	Dyn11	6%
CT SEI	2 x 100	ACEITE	Dyn11	4%
CT EADS CASA	2 x 1.000	ACEITE	Dyn11	6%
CENTRAL ELÉCTRICA	2 x 630	ACEITE	Dyn11	4%
	2 x 630	ACEITE	Dyn11	4%

Tabla V. Transformadores de distribución instalados.

5. POTENCIA DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS DE ENTRADA A 20 KV

5.1. CONSIDERACIONES PREVIAS

El funcionamiento normal del sistema eléctrico de media tensión es acoplado a la red de distribución de la compañía eléctrica. No obstante, en caso de fallo de suministro eléctrico el aeropuerto dispone de un sistema de generación propio que le permite funcionar en modo "isla". Además, estos grupos podrán trabajar en paralelo acoplados con la red ante puntas de carga.

Se calcula a continuación la intensidad de cortocircuito en los embarrados de 20 kV, desde donde partirán las líneas de los anillos que alimentan a los distintos Centros de Transformación.

Se considera normalmente que el defecto trifásico es el que provoca las corrientes más elevadas. El cálculo de I_{cc3} es pues indispensable para elegir los materiales (intensidades y esfuerzos electrodinámicos máximos a soportar).

Según el modo de funcionamiento del sistema eléctrico, circulará una corriente de cortocircuito por el embarrado de 20 kV. En modo de funcionamiento normal, únicamente en presencia de la red, la intensidad de cortocircuito trifásico se calcula:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{500MVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 14,433kA$$

A falta de datos más precisos se supondrá una potencia de cortocircuito de la red de 500 MVA.

El valor de I_{cc} calculado, aunque es el que circula en el modo normal de funcionamiento, no es el más desfavorable. En caso de fallo de red, trabajando únicamente los grupos de emergencia, la intensidad de cortocircuito será menor que la anterior (la potencia de cortocircuito de los generadores es menor), por lo que este caso no se estudia en este apartado. Sin embargo; en el hipotético caso de que los grupos trabajen acoplados con la red ante puntas de carga, la intensidad que circule en caso de defecto será superior a la que circule únicamente con presencia de red. Además, ante puntas de carga, podría acoplarse con la red un solo grupo, dos o los tres a la vez. El caso más desfavorable, aunque a la vez el más improbable, será aquel en el que todas las fuentes de suministro del aeropuerto se acoplen en paralelo, es decir, el caso de red con los tres grupos en paralelo. Por tanto, se calculará el valor de la intensidad de cortocircuito en este caso, para el dimensionamiento de cables y aparataje en el embarrado con la mayor seguridad.

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se sigue el método de las impedancias, por el que la intensidad de cortocircuito trifásico se expresa:

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

donde U es la tensión compuesta, entre fases, y Z_{cc} es la impedancia de cortocircuito equivalente.

El cálculo de la intensidad de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{cc} , impedancia equivalente a todas las impedancias (de la fuente y las líneas, transformadores,...) recorridas por I_{cc} desde el generador hasta el punto de defecto.

Este cálculo es una primera aproximación, en este documento se incluye un apartado con los cálculos de cortocircuito más precisos.

5.2. DATOS DE PARTIDA

- Dos acometidas de la Compañía suministradora:
 - Potencia máxima de cortocircuito trifásico: $S_k'' = 500$ MVA
 - Tiempo máximo de desconexión del cortocircuito: $t_{cc} = 1$ s
 - Intensidad máxima de falta a tierra: 1000 A
 - Se estima la resistencia de la acometida igual a un 10% de su reactancia: $\frac{R_{RED}}{X_{RED}} = 0,1$
- 3 bloques iguales de grupo-transformador:
 - Grupo 3 kV, 2,25 MVA, $x''d = 13\%$ (se estima en un 13% la reactancia subtransitoria de los grupos de emergencia). Neutro impedante con resistencia limitadora a 10 A (valor recomendado por la NSE).
 - Transformador 2,5 MVA, 3/20 kV, $Z_{cc} = 7\%$
 - Se estima que la resistencia de los generadores es del orden del 1% de su reactancia: $R_G = 0,01X_G$
 - Según la NSE 2-1, para transformadores de generación de potencia nominal inferior a 3 MVA, se puede considerar la relación: $\frac{X}{R} = 10$
- No se tienen en cuenta las impedancias de líneas de acometida y de conexiones grupo-trafo y trafo-embarrado.

5.3. CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE CORTOCIRCUITORed exterior

La impedancia de cortocircuito equivalente de la red se calcula:

$$Z_{RED} = \frac{1,1 \cdot U_n^2}{S_k''}; \quad \frac{R_{RED}}{X_{RED}} = 0,1$$

$$Z_{RED} = 0,88\Omega, \quad X_{RED} = 0,875\Omega, \quad R_{RED} = 0,0875\Omega$$

Bloque Grupo-Transformador

Impedancia de cortocircuito del grupo de 2,25 MVA, 3 kV:

$$X'_G = x_d'' \cdot \frac{U_n^2}{S_n}, \quad R'_G = 0,01X'_G$$

$$X'_G = 0,52\Omega, \quad R'_G = 5,2 \cdot 10^{-3}\Omega, \quad Z'_G = 0,52\Omega$$

Impedancia de cortocircuito del grupo de 2,25 MVA, referida al lado de 20 kV:

$$Z_G = Z'_G \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2$$

$$X'_G = 23,111\Omega, \quad R'_G = 0,231\Omega, \quad Z'_G = 23,11\Omega$$

Impedancia de cortocircuito del transformador de 2,5 MVA, referida a 20 kV :

$$Z_T = z_{cc} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}, \quad \frac{X}{R} = 10$$

$$Z_T = 11,2\Omega, \quad X_T = 11,144\Omega, \quad R_T = 1,114\Omega$$

Impedancia de cortocircuito del bloque grupo-transformador de 2,25 MVA:

$$X_{G-T} = X_G + X_T = 34,255\Omega$$

$$R_{G-T} = R_G + R_T = 1,345\Omega$$

$$Z_{G-T} = 34,2813\Omega$$

Impedancia de cortocircuito de los tres bloques Grupo-Transformador en paralelo (situación más desfavorable):

$$X_{3B} = \frac{X_{G-T}}{3} = 11,418\Omega$$

$$R_{3B} = \frac{R_{G-T}}{3} = 11,496\Omega$$

Fuentes en paralelo

Impedancia de cortocircuito de todas las fuentes en paralelo (Red y bloques Grupo-Transformador), teniendo en cuenta que esta situación de funcionamiento es la más improbable, aunque la más desfavorable:

$$X_{RED-3B} = \frac{X_{RED} \cdot X_{3B}}{X_{RED} + X_{3B}} = 0,8127\Omega$$

$$R_{RED-3B} = \frac{R_{RED} \cdot R_{3B}}{R_{RED} + R_{3B}} = 0,0821\Omega$$

$$Z_{RED-3B} = 0,81684\Omega$$

5.4. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN 20 KV

La intensidad de cortocircuito en los embarrados de 20 kV de la Central Eléctrica, en la hipotética situación de funcionar la red acoplada con los 3 grupos de emergencia en paralelo, sería:

$$I_{K3}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{RED-3B}} = 15,55kA$$

Cortocircuito trifásico: **I_{CC}=15,55 kA**

Dado el valor calculado, y dado que la normativa NSE de Aena indica que las cabinas de hasta 30 kV tendrán una I_{cc} mínima de 20 kA, la aparata de alta tensión del CT de la CEL tendrá que cumplir las siguientes características:

- Tensión de servicio: 20 kV
- Tensión de aislamiento: 24 kV
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (1 min): 50 kV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo: 125 kV
- Intensidad de c.c. exigida: 20 kA
- Intensidad asignada aparata: 630 A

-Intensidad asignada en el embarrado: 1.250 A

6. DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS DE PUESTA A TIERRA

6.1. CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA DE 20 KV MEDIANTE CONJUNTO DE REACTANCIA ZIG-ZAG Y RESISTENCIA.

El funcionamiento normal del sistema eléctrico de media tensión es acoplado a la red de distribución de la compañía eléctrica. No obstante, en caso de fallo de suministro eléctrico el aeropuerto dispone de un sistema de generación propio que le permite funcionar en modo "isla". En dicho modo de funcionamiento se hace necesario mantener un sistema de puesta a tierra similar en el sistema de 20kV. Por ello, se ha dispuesto de un conjunto formado por una reactancia de zig-zag y una resistencia de puesta a tierra para obtener una falta a tierra impedante.

Dos conjuntos deben instalarse siempre en la Central Eléctrica (NSE-1). Aunque se instalen parejas de impedancias redundantes, sólo debe conectarse una de ellas y en caso de su fallo, se debe conmutar automáticamente a la otra. Si fallasen ambas impedancias, se debe desconectar automáticamente la emergencia de la central asociada.

De acuerdo al apartado 4.4.2 del capítulo NSE-2-14, Ed.1 de la normativa de AENA se debe instalar para la puesta a tierra del sistema un conjunto de reactancia en zig-zag y resistencia, calculándose los valores de estos elementos teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- La tensión asignada de la reactancia debe ser igual a 1,05 veces la tensión nominal del sistema de distribución
- La tensión asignada a la resistencia de puesta a tierra debe ser igual a la tensión nominal del sistema dividida por $\sqrt{3}$
- La impedancia homopolar del conjunto debe ser igual al valor de la tensión simple anterior dividido entre la intensidad térmica asignada (que será igual a la suma de las impedancias de la resistencia y la reactancia)

$$Z_0 = \text{conjunto} = \frac{1,05 \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot I_t} = R_t + j \frac{X_0}{3}$$

donde,

- U_n es la tensión nominal asignada en V.
- I_t es la intensidad térmica asignada en A.
- R_t es el valor de la resistencia inicial en Ω .
- X_0 es el valor de la reactancia homopolar por fase en Ω .

Por razones económicas y de conveniencia, se elige el valor de:

$$|R_t| = |X_0| = 0,95 \cdot |Z_0|$$

que cumple con la anterior ecuación:

$$|Z_0| = \sqrt{R_t^2 + \left(\frac{X_0}{3}\right)^2} = |Z_0| \cdot \sqrt{0,95^2 + \left(\frac{0,95}{3}\right)^2} \cong 1,0013 \cdot |Z_0|$$

por lo que se puede aproximar el resultado a:

$$|R_t| = |X_0| = 0,95 \cdot \frac{1,05 \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot I_t} \cong \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I_t}$$

Los datos de partida que se utilizarán:

$$U_N = 20.000 \text{ V}$$

$$I_t = 500 \text{ A (Criterio de diseño)}$$

Aplicando las formulas anteriores se obtiene que el valor de la impedancia de:

$$R_t = X_0 = \frac{20.000}{500 \cdot \sqrt{3}} = 23,09 \text{ A}$$

Donde:

R_t : módulo de la resistencia de p.a.t, Ω a 25°C;

X_0 : módulo de la reactancia homopolar por fase, Ω ;

Por lo que la impedancia del conjunto será:

$$Z_0 = \sqrt{(23,09^2) + \left(\frac{23,09^2}{3^2}\right)} = 24,33 \text{ A}$$

La reactancia que se instala para el conjunto tiene las siguientes características:

- Conexión y grupo	ZIG-ZAG (ZN)
- Tensión nominal	21 kV
- Intensidad térmica del neutro asignada	500 A
- Tiempo de duración de la intensidad térmica	entre 10s y 1min
- Impedancia homopolar por fase a 25°C	23,09 Ω
- Potencia térmica inicial $(I_t \cdot U \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}})$	6.062 kVA
- Potencia asignada en régimen permanente (es el 7% de la potencia térmica)	425 kVA

La resistencia que se ha instalado para el conjunto tiene las siguientes características:

- Tensión nominal	20/ $\sqrt{3}$ kV
- Intensidad térmica asignada	500 A
- Tiempo de duración de la intensidad térmica	entre 10s y 1min
- Resistencia a 25°C	23,09 Ω
- Potencia térmica inicial $(I_t^2 \cdot R_t)$	5.772,5 kW

6.2. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DE GRUPO ELECTRÓGENO

Si se genera en alta tensión, se debe instalar un transformador por grupo electrógeno que constituirá junto con el mismo un bloque de autogeneración.

El transformador debe tener un grupo de conexión YNd y el neutro de la estrella del generador debe ponerse a tierra a través de resistencia, sea directamente, o a través de un transformador monofásico de puesta a tierra; puesto que si se proyectan bloques de autogeneración, la intensidad de falta a tierra en el lado del generador debe estar limitada. Esta intensidad debe ser igual a la intensidad capacitiva del sistema formado por el primario del transformador, el generador y la interconexión entre ambos. En caso de que no sea posible el cálculo se debe establecer un valor de 10 A para el dimensionamiento del equipo de puesta a tierra.

Los grupos de emergencia generan en 3 kV, y para que las faltas monofásicas no sean muy destructivas, éstas se limitarán a un valor del orden de 10 A (valor aconsejado por la NSE).

Las características de dimensionamiento de la resistencia directa entre neutro del generador y tierra son:

- La tensión aplicada debe ser el resultado de multiplicar la tensión asignada por el generador por el factor $1,05/\sqrt{3}$.
- El valor de la intensidad térmica asignada debe ser igual a la corriente de falta a tierra aportada por las capacidades del sistema a la tensión de generación. En caso de no disponer de suficientes datos, la NSE 2-14 recomienda tomar un valor de 10 A. El valor de la resistencia a 25 °C debe ser el cociente entre la tensión aplicada y la intensidad térmica asignada anteriormente, expresado en ohmios.

Por lo tanto teniendo en cuenta estos datos, el valor de la impedancia a instalar resulta:

$$Z = \frac{3.000 \cdot 1,05}{10 \cdot \sqrt{3}} = 181,865\Omega$$

Las características de la resistencia de puesta a tierra de los grupos, serán las siguientes:

- _ Tensión asignada $\geq 3 \times 1,05/\sqrt{3} = 1,82$ kV
- _ Frecuencia asignada: 50 Hz
- _ Tiempo de duración de la intensidad térmica: Régimen permanente.
- _ Resistencia de 181,9 Ohmios a 25° C
- _ La potencia inicial a disipar en régimen permanente con ventilación natural debe ser el producto de la tensión aplicada y la intensidad térmica asignada:

$$3 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}} \cdot 10 = 18,186 \text{ kW} .$$

7. DIMENSIONAMIENTO DE CABLES ELÉCTRICOS DE MEDIA TENSIÓN

En este epígrafe del Anexo se calculan las secciones de los cables de media tensión que parten del embarrado de 20 kV, tanto las líneas de los anillos como las que conectan con los transformadores de distribución dentro de la propia central, de acuerdo con el esquema eléctrico unifilar conceptual proyectado. También se dimensionan los cables de 3 kV, que unen cada grupo electrógeno con su correspondiente transformador elevador.

Para el desarrollo de los cálculos de las secciones de los anillos que componen la red eléctrica del aeropuerto en la tensión de servicio de 20 kV, se ha procedido a abrir dicho anillo por el punto más desfavorable (el más alejado), ya que desde cada una de las salidas de la CEL se debe alimentar el punto más alejado del anillo con respecto a esta salida.

En cada uno de los anillos existen dos puntos más alejados al existir dos salidas desde la CEL y al estar situados los centros de transformación a diferentes distancias. Según se tome el punto de salida los resultados de las secciones serán diferentes, eligiéndose la sección más desfavorable de cada uno de los métodos utilizados. En el caso de anillos con un solo centro de transformación se ha dimensionado la sección únicamente estudiando el tramo de mayor longitud desde la central.

Se emplea la misma sección en todos los tramos del mismo anillo. Además, se debe seleccionar un número reducido de secciones diferentes dentro del mismo nivel de aislamiento con objeto de reducir costes.

Para la elaboración de este apartado se han tenido en cuenta las normas de la serie "Normalización de los Sistemas Eléctricos Aeroportuarios y sus documentos asociados. Parte 2: Cálculos y estudios. Sección 7: Dimensionamiento de cables de alta tensión, primera edición. NSE-2-7, Ed.1".

7.1. NORMAS DE REFERENCIA

- IEC 60502 (serie), Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV).
- UNE 20435-1: 1990, Guía para la elección de cables de alta tensión.
- UNE 20435-1/1M: 1992, Guía para la elección de cables de alta tensión.
- UNE 20435-2: 1990, Guía para la elección de cables de alta tensión. Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruídos para tensiones nominales de 1 a 30 kV.
- UNE 20435-2: 1991 ERRATUM, Guía para la elección de cables de alta tensión. Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruídos para tensiones nominales de 1 a 30 kV.
- UNE 21144-1-1, Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100 %) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
- UNE 21144-1-2, Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100 %) y cálculo de pérdidas. Sección 2: Factores de pérdidas por corrientes de Foucault en las cubiertas en el caso de dos circuitos en capas.
- UNE 21144-1-3, Cables eléctricos. Cálculos de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100 %) y cálculo de pérdidas. Sección 3: Reparto de intensidad entre cables unipolares dispuestos en paralelo y cálculo de pérdidas por corrientes circundantes.
- UNE 21144-2-1: 1997, Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de resistencia térmica.
- UNE 21144-2-1/1M: 2002, Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de resistencia térmica.
- UNE 21144-2-2, Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 2: Método de cálculo de los coeficientes de

reducción de la intensidad admisible para grupos de cables al aire y protegidos de la radiación solar.

- UNE 21144-3-1: 1997, Cables eléctricos. Cálculo de intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento de referencia y selección del tipo de cable. Sección 1: Condiciones de funcionamiento de referencia y selección del tipo de cable.
- UNE 21144-3-2, Cables eléctricos. Cálculo de intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
- UNE 21192, Cálculo de las intensidades de cortocircuito técnicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
- UNE 100001, Climatización . Condiciones climáticas para proyectos.

7.2. LEGISLACIÓN

Se deben tener en cuenta las disposiciones legislativas actualizadas referidas a continuación:

- Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias.

7.3. CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO

Para el dimensionamiento de un cable, se seguirá el orden lógico indicado por los apartados siguientes:

- Nivel de aislamiento de los cables.
- Sección mínima de conductor por cortocircuito.
- Sección mínima de pantalla.
- Sección mínima de conductor por calentamiento según método de instalación.
- Sección mínima por caída de tensión.
-

7.4. NIVEL DE AISLAMIENTO DE LOS CABLES

Se seguirá lo prescrito en el epígrafe 2 de la norma UNE 20435-2: 1990.

El nivel de aislamiento de los cables a utilizar se elige en función de la siguiente tabla:

Tensión nominal U (kV)	Red sistema trifásico		Cable a utilizar Tensión nominal del cable Uo/U (kV)
	Tensión más elevada de la red Um (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	
6	7.2	A-B	3.6/6
		C	
10	12	A-B	6/10
		C	
15	17.5	A-B	8.7/15
		C	
20	24	A-B	12/20
		C	
25	30	A-B	15/25
		C	
30	36	A-B	18/30
		C	
			26/45

Tabla VI. Tensiones nominales de los cables a utilizar.

Para una tensión nominal de 20 kV y categoría de la red A-B corresponde un nivel de aislamiento del cable de 12/20 kV.

En la NSE se recomienda emplear preferentemente los cables de tensión asignada Uo/U de 6/10 kV, 8,7/15 kV, 12/20 kV y 18/30 kV, aislados con polietileno reticulado (XLPE), etileno propileno (EPR) o etileno propileno de alto módulo (HEPR), y con conductores de aluminio.

Por tanto, para las líneas de los anillos de MT se emplearán cables de aluminio, de tensión asignada Uo/U de 12/20 kV, aislados con polietileno reticulado (XLPE).

Todos los cables de Media Tensión de 20 kV objeto del presente proyecto serán del tipo RHZ1 AI 12/20 kV.

Para una tensión nominal de 3 kV y categoría de la red A-B, el nivel de aislamiento de los cables es 1,8/3 kV. Estos cables también serán de aluminio tipo RHZ1.

7.5. SECCIÓN MÍNIMA DE CONDUCTOR POR CORTOCIRCUITO

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores se calcularán de acuerdo con la norma UNE 21192, siendo válido el cálculo aproximado de las densidades de corriente que se indica a continuación.

Para el cálculo de las densidades de corriente se considerarán las temperaturas especificadas en la tabla 2 de la norma UNE 20435-2. Para cables con aislamiento XLPE se considera una temperatura máxima de servicio permanente (θ_s) igual a 90 °C y una temperatura de cortocircuito de duración máxima de 5 s (θ_{cc}) igual a 250 °C.

En el cálculo se considera que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). Las densidades de corriente se calculan según la ecuación siguiente:

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

en donde,

- I_{cc} : corriente de cortocircuito (A).
- S: sección del conductor (mm²).
- k: es una constante dependiente del material conductor.
- β : es la inversa del coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura del material conductor (°C).
- θ_f : temperatura final del cortocircuito (°C).
- θ_i : temperatura inicial del cortocircuito (°C).
- t_{cc} : duración del cortocircuito (s).

NOTA 1 – k toma el valor de 148 para el caso de conductores de aluminio.

NOTA 2 – β toma el valor de 228 para el caso de conductores de aluminio.

Considerando la temperatura inicial de cortocircuito (θ_i) igual a la máxima asignada al conductor para servicio permanente (θ_s) y la temperatura final de cortocircuito (θ_f) igual a la máxima asignada al conductor para cortocircuitos de duración máxima de 5 s (θ_{cc}), se llega a la ecuación siguiente:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

en donde,

- I_{cc} : corriente de cortocircuito (A).
- S : sección del conductor (mm²).
- t_{cc} : duración del cortocircuito (s).

Para el caso de conductores de aluminio, K es igual a 93.

La tabla siguiente muestra las densidades máximas admisibles en cortocircuito en función del tiempo de falta y del material conductor. Es válida para aislantes de tipo XLPE, EPR y HEPR.

Aislamiento XLPE, EPR y HEPR	$\theta_f - \theta_i$ (K)	Duración del cortocircuito t (seg)									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Conductores de aluminio	160	294	203	170	132	121	93	76	66	59	54

Tabla VI. Densidad de corriente máxima admisible de cortocircuito (A/mm²)

donde $\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura máxima de servicio permanente y la máxima de cortocircuito ($\Delta\theta = 250-90 = 160$ K).

En la NSE se recomienda un tiempo mínimo de duración del cortocircuito de 0,5 s en general. Para las acometidas a barras principales de la central eléctrica se recomienda un tiempo de 1 s para facilitar la coordinación de los relés de protección. La duración de cortocircuito a considerar es la establecida en la normativa de Endesa, igual a 1 s, por lo que la densidad de corriente máxima admisible en los cables objeto de diseño es de 93 A/mm².

En el caso de los cables que van a los transformadores de distribución de la CEL se disminuye el tiempo de despeje de la falta a 0,2 s, con lo que se tiene una densidad máxima admisible de 203 A/mm².

7.6. SECCIÓN MÍNIMA DE LA PANTALLA

La elección de la sección mínima de la pantalla se determinará de acuerdo con la intensidad homopolar prevista y su duración.

Las intensidades de cortocircuito máximas admisibles en las pantallas de los cables de aislamiento seco varían de forma notable con el diseño del cable. Esta variación depende del tipo de cubierta, del diámetro de los hilos de pantalla y de la colocación de éstos. Por este motivo, habría que solicitar al fabricante del conductor seleccionado los valores de las intensidades de cortocircuito máximas admisibles en las pantallas en función de la duración del cortocircuito.

La NSE recomienda una pantalla formada por una corona de alambres de cobre de diámetro inferior a 1 mm y sección total conjunta de 16 mm² como mínimo.

En la tabla siguiente, obtenida del catálogo de cables de Media Tensión de un determinado fabricante, *Prysmian*, se muestra la intensidad de cortocircuito admisible, en amperios, en pantallas constituidas por una corona de alambres de cobre de diámetro inferior a 1 mm,

Sección de pantalla mm ²	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1560	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

Tabla VII. Intensidad de cortocircuito admisible, en amperios, en pantallas constituidas por una corona de alambres de cobre de diámetro inferior a 1 mm.

La pantalla del cable de distribución de aislamiento en XLPE, formada por una corona de alambres de cobre de 16 mm² soporta 3130 A durante 1 segundo. Esta pantalla es válida para soportar la falta a tierra del sistema de 20 kV (1000 A).

7.7. SECCIÓN MÍNIMA DEL CONDUCTOR POR INTENSIDAD ADMISIBLE EN RÉGIMEN PERMANENTE (CALENTAMIENTO DE LOS CABLES)

En la elección de la sección mínima del conductor por intensidad admisible en régimen permanente (calentamiento de los cables) se ha tenido en cuenta lo prescrito en el

epígrafe 3.1 de la norma UNE 20435-2: 1990, con una serie de consideraciones que se exponen a continuación.

De carácter general

La intensidad máxima admisible del cable, multiplicada por el producto de los factores (coeficientes) de corrección aplicables según el método de instalación, será superior a la intensidad máxima en régimen permanente requerida por el servicio a alimentar, considerando un factor de carga del 100 %. Esta condición debe cumplirse para los distintos métodos de instalación del recorrido del cable.

Las intensidades admisibles máximas de los cables se especifican en la norma UNE 20435-2: 1990 para el caso de aislantes XLPE y EPR.

Por su facilidad de montaje, coste y existencia en almacenes, se seleccionan los cables unipolares, aislados con XLPE, con conductores de aluminio.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de la densidad de corriente son las indicadas a continuación:

$$I_{bf} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U \cdot N \cdot C_N} \quad K_G = K_A \cdot K_T \cdot K_P \cdot K_R \quad I_{bf} < I_z \cdot K_G$$

Siendo:

I_{bf}	Intensidad de empleo en cada conductor de fase
S	potencia aparente
U	Tensión compuesta
N	Número de conductores de fase por línea
C_N	1 si $N=1$ y 0,9 para $N>1$
K_G	Corrección global de la intensidad nominal del conductor
K_A	Corrección por agrupamiento de circuitos adyacentes
K_T	Corrección por temperatura exterior
K_T	Corrección por temperatura del terreno cuando van enterrados
K_P	Corrección por profundidad de los cables cuando van enterrados
K_R	Corrección por resistividad térmica del terreno cuando van enterrados
I_z	Intensidad admisible del conductor en condiciones normales, $K_G = 1$

Cables conectados en paralelo (Epígrafe 3.1.2.3 de la norma UNE 20435-2:1990)

El epígrafe 3.1.2.3 de la norma UNE 20435-2: 1990 es de aplicación para cables instalados al aire, directamente enterrados o enterrados en zanjas en el interior de tubos y similares.

Para conseguir un reparto lo más equilibrado posible tomarán las siguientes recomendaciones de instalación:

- Agrupar por ternas de unipolares al tresbolillo. Cada terna debe contener un unipolar de cada fase.
- Separar las ternas entre sí una distancia igual o mayor que dos diámetros para instalación al aire (galería) y mayor de 15 cm para ternas de cables enterrados (canalización entubada). De esta forma se consigue aumentar el coeficiente de corrección de agrupamiento y reducir la inducción mutua entre cables de la misma fase.

Coeficiente de corrección de temperatura ambiente distinta de 40 °C (Epígrafe 3.1.2.1.1 de la norma UNE 20435-2:1990)

Cuanto la temperatura ambiente sea distinta de 40 °C, se empleará una coeficiente de corrección sobre la intensidad máxima del conductor.

La ecuación del coeficiente de corrección para una temperatura diferente a 40 °C es:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 40}}$$

siendo:

- θ_a : temperatura ambiente (°C).
- θ_s : temperatura máxima de servicio (90 °C para XLPE y EPR y HEPR).

El coeficiente de corrección para temperatura del terreno distinta a 40 °C es:

Temperatura (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Coef. de corrección	1,26	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89

Tabla VIII. Coeficiente de corrección por temperatura del terreno.

En los cálculos de la intensidad máxima admisible del conductor, no se utilizará una temperatura ambiente inferior a 40 °C, excepto en el caso de los cables que discurren en el interior de la CEL, para los que se ha considerado una temperatura exterior de 25 °C.

En caso de necesitar afinar la corrección por temperatura, podrán utilizarse los datos de la norma UNE 100001.

Cables instalados al aire en canales, galerías o canalizaciones no rellenas (Epígrafes 3.1.2.1.2 Y 3.1.2.1.5 de la norma UNE 20435-2:1990)

Para el caso conductores instalados en galerías con temperatura no superior a 40 °C, no será necesario aplicar factor de corrección según la norma UNE 20435-2: 1990.

La ITC-BT-07 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión obliga a que las galerías visitables presenten una temperatura no superior a 40 °C.

Coefficientes de corrección por agrupamiento de cables instalados al aire (Epígrafe 3.1.2.1.3 de la norma UNE 20435-2:1990)

Además cuando existan agrupamientos de cables, tal como se indica en la norma UNE 20435-2: 1990, será necesario aplicar también una corrección por agrupamiento de cables.

En las galerías los cables se instalarán en las bandejas existentes, pero en caso de que sea necesario instalar nuevos tramos de bandejas, o en las bandejas a instalar en el nuevo tramo de galería definido en este proyecto:

- Se recomienda instalar bandejas tipo escalera, de acero galvanizado en caliente y 100 mm de ala, para permitir una eficaz renovación de aire.
- Para facilitar el montaje de cables, se recomienda una separación vertical entre bandejas de 40 cm.
- Las ternas de cables irán al tresbolillo, en una sola capa y con una separación óptima de dos diámetros.

Cables enterrados o en condiciones enterradas en terrenos de resistividad térmica distinta de 1 K m / W (Epígrafe 3.1.2.2.1 de la norma UNE 20435-2:1990)

Cuanto la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1 K m / W, se empleará una coeficiente de corrección sobre la intentad máxima del conductor.

El coeficiente de corrección para resistividad térmica del terreno distinta será:

Resistividad térmica del terreno (K m / W)	0,80	1,00	1,20	1,50	2,00	2,50
Coeficiente de corrección Unipolares	1,09	1,00	0,93	0,85	0,75	0,68

Tabla VIII. Coeficiente de corrección por resistividad térmica del terreno.

La norma UNE 21144-3-1: 1997 en su anexo nacional indica tomar un valor de 1,0 K·m / W, cuando no se dispone de ninguna información.

Coeficientes de corrección por agrupación de cables directamente enterrados a la misma profundidad (Epígrafe 3.1.2.2.3 de la norma UNE 20435-2:1990)

Para cables trifásicos o ternas al tresbolillo a la misma profundidad, se utilizarán los factores de corrección de la tabla que se muestra a continuación.

Separación entre los cables o ternas (d) (m)	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
d=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d=0,07	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
d=0,10	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d=0,15	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d=0,20	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d=0,25	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla IX. Coeficiente de agrupación de cables enterrados.

Cables enterrados en zanja en el interior de tubos o similares (Epígrafe 3.1.2.2.5 de la norma UNE 20435-2: 1990)

Para montaje en bancos de tubos normalizados (una terna por tubo) de cables con temperatura máxima del conductor de 90 °C (XLPE), pueden justificarse los siguientes factores de corrección:

- Factor de corrección para una terna en tubo: 0,8 (para respetar lo indicado en UNE 20435-2:1990).
- Factor de corrección para tres ternas en sendos tubos: 0,64.
- Factor de corrección para seis ternas en sendos tubos: 0,51.

La profundidad de la parte superior del tubo no debe ser inferior a 800 mm.

7.8. SECCIÓN MÍNIMA POR CAÍDA DE TENSIÓN**7.8.1. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN CABLES**

La ecuación general de la caída de tensión en una línea trifásica es:

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

siendo:

- ΔU : caída de tensión (V).
- U: tensión de línea (V).
- I: intensidad de línea (I).
- L: longitud de línea (km).
- R: resistencia por unidad de longitud (Ω/km).
- X: reactancia a 50 Hz por unidad de longitud (Ω/km).
- φ : ángulo de desfase entre tensión e intensidad de la carga.

La caída de tensión porcentual:

$$\Delta U\% = 100 \cdot \frac{\Delta U}{U}$$

7.8.2. CONSIDERACIONES PARA EL CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

Para los cálculos de la caída de tensión de los conductores, se ha empleado la resistencia kilométrica R del conductor a 90 °C. En relación a X , se ha utilizado la reactancia kilométrica para un montaje de cables al tresbolillo.

Se ha considerado que los Centros de Transformación cuentan con compensación de reactiva en Baja Tensión de forma que el $\cos \varphi$ sea no inferior a 0,95, por lo que se utiliza un $\cos \varphi$ en el lado de Alta Tensión de 0,93 para el cálculo de las caídas de tensión (valor recomendado por la NSE).

Este valor se utilizará también para acometidas a la central eléctrica cuando la mayoría de los Centros de Transformación tengan compensación de reactiva.

La potencia más desfavorable de cálculo será la máxima demanda simultánea de potencia para cada centro de transformación, y para cada anillo, calculada al principio de este documento.

Para los cables que unen el embarrado de 20 kV con los correspondientes transformadores de generación y distribución, se usa la potencia nominal del transformador como potencia de cálculo. Para los cables de 3 kV que unen los grupos de emergencia con los transformadores de generación se considera la potencia nominal del grupo para el cálculo.

En cuanto a la longitud se refiere, en caso de anillos con varios Centros de Transformación, la caída de tensión total se calculará para el caso más desfavorable, es decir, anillo abierto en un extremo. El cálculo exacto requiere hacerlo por tramos para tener en cuenta la variación de carga.

En general, se considera la totalidad de la carga en el centro de transformación más alejado. Si la caída de tensión es inferior al límite prefijado, no se requiere más precisión.

De forma general, se aceptará una caída de tensión del 3 % en todo el sistema de distribución del aeropuerto. Dicha caída de tensión se repartirá entre acometidas y

anillo de distribución. Por tanto, para el cálculo se restringirá la caída de tensión en cada anillo a un 2%.

En el resto de líneas (embarrado-trafo, grupo-trafo,..) se restringe la caída de tensión a un 1%.

7.9. RESULTADOS

A continuación se incluye una tabla resumen con los resultados de los cálculos eléctricos justificativos de las líneas eléctricas de Media Tensión. El lector del proyecto podrá igualmente consultar los cálculos detallados en el soporte digital elegido para los mismos (Microsoft Excel ®), en los documentos *Cálculo de Cables de Media Tensión_20kV.xls* y *Cálculo de Cables de Media Tensión_3kV.xls*.

En Media Tensión la situación más desfavorable es el cortocircuito. Por tanto, para facilitar los cálculos, se han diseñado los cables primero frente a cortocircuito y a continuación se ha comprobado la sección mínima obtenida por cortocircuito, carga permanente y caída de tensión, calculándose los factores de seguridad en cada caso.

IDENTIFICACIÓN LÍNEA	ORIGEN	FIN	Cu/Al	AISL.	U (kV)	S (MVA)	TIPO DE CABLE	CAIDA MÁX. TENSIÓN %	Icc EN ORIGEN (kA)	tcc (s)	Sn SECCIÓN NOMINAL (mm ²)	Factor de seguridad Kcc	Factor de seguridad calentamiento Kcp	Factor de seguridad caída tensión Kcv
A1 (Abierto en CT Edificio Terminal)	CEL	Anillo1	Al	XLPE	20	3	Terna de cables unipolares	2	15,55	1	185	1,11	2,34	7,39
A2 (Abierto en CT Edificio Terminal)	CEL	Anillo2	Al	XLPE	20	2	Terna de cables unipolares	2	15,55	1	185	1,11	3,52	11,15
A3_1 (Abierto en CT Antiguo Terminal)	CEL	Anillo3	Al	XLPE	20	2,94	Terna de cables unipolares	2	15,55	1	185	1,11	2,39	4,04
A3_2 (Abierto en CT Hangar)	CEL	Anillo3	Al	XLPE	20	2,94	Terna de cables unipolares	2	15,55	1	185	1,11	2,13	4,31
A4 (Abierto en CT SEI)	CEL	Anillo4	Al	XLPE	20	0,1	Terna de cables unipolares	2	15,55	1	185	1,11	87,92	765,47
A5 (Abierto en CT EADS CASA)	CEL	Anillo5	Al	XLPE	20	2	Terna de cables unipolares	2	15,55	1	185	1,11	4,40	18,56
L1, L2, L3 (Unión trafos TG1, TG2, TG3 con barras de 20 kV EA,EB)	Trafos TG1, TG2 y TG3	CEL	Al	XLPE	20	2,5	Terna de cables unipolares	1	15,55	1	185	1,11	4,11	273,43
L4, L5 (Unión trafos dist. TCA, TCB, con barras de 20 kV EA,EB)	CEL	Trafos TCA, TCB	Al	XLPE	20	0,63	Terna de cables unipolares	1	15,55	0,2	95	1,24	13,70	688,95
L4, L5 (Unión trafos continuidad T1, T2, con barras de 20 kV EA,EB)	CEL	Trafos TCA, TCB	Al	XLPE	20	0,63	Terna de cables unipolares	1	15,55	0,2	95	1,24	13,70	631,54
C1, C2, C3 (Unión grupos G1, G2, G3 con trafos TG1, TG2, TG3)	Grupos G1, G2 y G3	Trafos TG1, TG2 y TG3	Al	XLPE	3	2,25	Terna de cables unipolares	1	15,55	1	240	1,44	1,11	3,27

8. CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

8.1. CONSIDERACIONES PREVIAS

La instalación debe estar protegida frente a un posible fallo por cortocircuito en algún punto de la misma.

El funcionamiento normal del sistema eléctrico de media tensión es acoplado a la red de distribución de la compañía eléctrica. No obstante, en caso de fallo de suministro eléctrico el aeropuerto dispone de un sistema de generación propio que le permite funcionar en modo “isla”. Además, estos grupos podrán trabajar en paralelo acoplados con la red ante puntas de carga.

La instalación debe estar protegida de manera que se consideren los diferentes valores de la intensidad de cortocircuito en los distintos modos de funcionamiento.

Se considera normalmente que el defecto trifásico es el que provoca las corrientes más elevadas. El cálculo de I_{cc3} es pues indispensable para elegir los materiales (intensidades y esfuerzos electrodinámicos máximos a soportar).

Cualquier instalación eléctrica debe de estar protegida contra los cortocircuitos y esto, salvo excepción, en cada punto que se presenta una discontinuidad eléctrica, lo que corresponde casi siempre con un cambio de sección de los conductores. La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación para poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar la corriente de defecto.

En este documento únicamente se calculará la intensidad de cortocircuito máxima en puntos en el nivel de Media Tensión, puesto que no se ha dimensionado en este proyecto la aparatenta ni el cableado de Baja Tensión.

En apartados anteriores se calculó la intensidad de cortocircuito trifásico en los embarrados de 20 kV de la Central Eléctrica, necesaria para el cálculo de los cables que parten de dichos embarrados. Una vez conocidos dichos cables, se calcula la intensidad e cortocircuito de forma más precisa y en más puntos de la instalación.

Se calcula el cortocircuito máximo, considerando que este tiene lugar en el período subtransitorio. El cortocircuito se produce en el momento en que en una fase $V=0$, (I''_{cc} máxima). Así, se utiliza la reactancia subtransitoria en los generadores.

El método usado para el cálculo de la intensidad de cortocircuito es, como ya se expuso, el método de las impedancias, por el que la intensidad de cortocircuito trifásico se expresa:

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

donde U es la tensión compuesta, entre fases, y Z_{cc} es la impedancia de cortocircuito equivalente.

El cálculo de la intensidad de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{cc} , impedancia equivalente a todas las impedancias (de la fuente y las líneas, transformadores,...) recorridas por I_{cc} desde el generador hasta el punto de defecto.

Los datos previos de la red y generadores son los que aparecen en el apartado 5 de este documento. El desarrollo del cálculo se puede consultar en formato .xls (*Cálculos de cortocircuito.xls*).

8.2. PUNTOS DONDE SE CALCULA EL CORTOCIRCUITO

La corriente máxima de cortocircuito determina el poder de corte de los interruptores automáticos, el poder de cierre de los dispositivos de maniobra y la sollicitación electrodinámica de conductores y componentes. El valor corresponde a un cortocircuito inmediatamente aguas abajo de los bornes del elemento de protección.

Se calcula la intensidad de cortocircuito en los embarrados de 20 kV de la Central Eléctrica, y en los embarrados de 20 kV de todos los Centros de Transformación. Con esto se tiene una idea de las especificaciones en cuanto a intensidad de corta duración que deben tener los elementos de protección y corte de estos embarrados.

Se calcula la I_{cc} en el embarrado de la Central en los distintos modos de funcionamiento. La situación ante fallo por cortocircuito más desfavorable es aquella

en la que trabajan todas las fuentes acopladas en paralelo: una acometida de red con los tres grupos. Por tanto, el cálculo del cortocircuito en las barras de los centros se lleva a cabo únicamente teniendo en cuenta esta situación

8.3. RESULTADOS

En la siguiente tabla se resumen los puntos de cálculo, la impedancia equivalente de cortocircuito en dichos puntos, y la intensidad de cortocircuito máxima:

ID CÁLCULO	PUNTO DE CÁLCULO	U(kV)	Zequivalente (Ω)	IccMAX (KA)
1 MAX	Barras 20 kV Central Eléctrica 1 acometida (f. normal)	20	8,80E-01	14,43
2 MAX	Barras 20 kV Central Eléctrica 1 acom. y 3 grupos en paralelo	20	0,816846366	15,55
3 MAX	Barra 20 kV Central Eléctrica 3 grupos en paralelo con pat	20	11,46345628	1,11
EN EMBARRADOS DE 20 KV EN CT MODO MÁS DESFAVORABLE DE FUNCIONAMIENTO				
5 MAX	A1 - CT EDIFICIO TERMINAL- AT	20	0,868523729	14,6244777
6 MAX	A2 - CT EDIFICIO TERMINAL- AT	20	0,868810664	14,6196478
7 MAX	A3 - CT HANGAR - AT	20	0,913988772	13,8970043
8 MAX	A3 - CT NUEVO PARKING- AT	20	0,923282221	13,7571217
10 MAX	A3 - CTPARKING 2- AT	20	0,937630078	13,5466067
11 MAX	A3 - CT ANTIGUO TERMINAL - AT	20	0,957456083	13,2660977
12 MAX	A4 - CT SEI - AT	20	0,835034554	15,2109944
13 MAX	A5 - CT EADS CASA - AT	20	0,852854492	14,8931688

Tabla XI. Intensidad de cortocircuito trifásico máxima.