

Proyecto Constructivo de la
Subestación Eléctrica de Tracción
de Bentaberri.

**ANEJO N° 4. CÁLCULO DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

ÍNDICE

1. DATOS DE PARTIDA	1
1.1 Transformadores de Grupo	1
1.2 Transformador de Línea de 13kV	1
1.3 Transformador de Servicios Auxiliares	1
2. CÁLCULOS DE POTENCIAS E INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO	2
2.1 Consideraciones iniciales	2
2.2 Celdas de 30kV	2
2.3 Transformador de tracción de 2.250kVA, lado de 1,303kV	2
2.4 Transformador de línea de 13kV 1.000kVA, lado de 13kV	3
2.5 Transformador servicios auxiliares 160kVA, lado 400V	4
3. DIMENSIONADO DE CABLES	5
3.1 Cables del sistema de 30kV	5
3.1.1 Cables de Compañía suministradora	5
3.1.2 Cables de acometida a la Subestación de tracción	5
3.1.2.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible	5
3.1.2.2 Cálculo por intensidad permanente admisible	5
3.1.2.3 Cálculo por caída de tensión	7
3.1.2.4 Elección del conductor	7
3.1.3 Cables de alimentación a transformadores	7
3.1.3.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible	7
3.1.3.2 Cálculo por intensidad permanente admisible	7
3.1.3.3 Cálculo por caída de tensión	8
3.1.3.4 Elección del conductor	8
3.2 Cables del sistema de 13kV	8
3.2.1.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible	9
3.2.1.2 Cálculo por intensidad permanente admisible	9
3.2.1.3 Cálculo por caída de tensión	10
3.2.1.4 Elección del conductor	10
3.3 Cables del sistema de 1.303V	10
3.3.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible	10
3.3.2 Cálculo por intensidad permanente admisible	10
3.3.3 Cálculo por caída de tensión	11
3.3.4 Elección del conductor	11
3.4 Cables de 1.650Vcc para bobinas de alisamiento	11
3.4.1 Cálculo por intensidad permanente admisible	11
3.4.2 Cálculo por caída de tensión	12
3.4.3 Elección del conductor	12
3.5 Cables de 1.650Vcc para salida de feeder	12

3.5.1	Cálculo por intensidad permanente admisible	13
3.5.2	Cálculo por caída de tensión	13
3.5.3	Elección del conductor	13
3.5.4	Elección del conductor de feeder	14
3.5.5	Elección del conductor de retorno	14
3.6	Cables de alimentación al cuadro de servicios auxiliares	14
3.6.1	Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible	14
3.6.2	Cálculo por intensidad permanente admisible	14
3.6.3	Cálculo por caída de tensión	15
3.6.4	Elección del conductor	16
3.7	Cables de baja tensión	16
4.	CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA	17
4.1	Datos de partida	17
4.2	Tabla de datos y resultados	17
4.3	Distancia entre sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio	17
4.4	Pozo de negativos	18
5.	DIMENSIONADO DE LOS FILTROS ARMÓNICOS	19
6.	DIMENSIONADO DE LAS BOBINAS DE ALISAMIENTO	21
APÉNDICE 1. CALCULOS RED DE TIERRAS		

1. DATOS DE PARTIDA

Acometida Eléctrica – Datos de Compañía Eléctrica:

- Punto de conexión: CT Errotaburu IV
- Tensión de suministro: 30 kV
- Intensidad de cortocircuito trifásico: 20 kA (mínima de diseño)
- Intensidad de cortocircuito monofásico ($I'1f$): 9 kA
- Tiempo de actuación de las protecciones: $t = 2200/I'1f \rightarrow 2200/9000 = 0,24$ s
- Extensión de red: LSAT doble circuito con cable HEPRZ1 400mm²

Datos de la instalación:

- Potencia instalada final: 7.910 kVA*

* Se considerará la potencia total de 3 transformadores de grupo (en una primera fase sólo se instalarán 2), 1 de distribución de línea de 13kV y 1 de distribución en BT para la propia subestación (ver abajo).

1.1 Transformadores de Grupo

- Número: 2+1
- Potencia: 2.250 kVA
- Relación de transformación: 30/1,303/1,303 kV
- Tensión de cortocircuito: 9%

1.2 Transformador de Línea de 13kV

- Número: 1
- Potencia: 1.000 kVA
- Relación de transformación: 30/13 kV
- Tensión de cortocircuito: 6%

1.3 Transformador de Servicios Auxiliares

- Número: 1
- Potencia: 160 kVA
- Relación de transformación: 30/0,42 kV
- Tensión de cortocircuito: 6%

2. CÁLCULOS DE POTENCIAS E INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO

2.1 Consideraciones iniciales

Los cálculos se han realizado considerando una intensidad de cortocircuito en la red de 30 kV igual a 20 kA, que equivale a una potencia de cortocircuito trifásica de 1.040 MVA, según los datos facilitados por IBERDROLA.

En cuanto a la intensidad de cortocircuito monofásica, IBERDROLA exige un valor de diseño de 9 kA en el punto de conexión. El tiempo de despeje de falta para dicha intensidad resulta:

$$t = 2200/I'1f \rightarrow 2200/9000 = 0,24 \text{ s}$$

Para facilitar los cálculos y la comparación con las tablas normativas, en la que el tiempo de despeje de falta habitual a considerar es 0,5 s, se considerará una intensidad de cortocircuito monofásica de:

$$[I * \sqrt{t}]_{0,5 \text{ sec}} = [I * \sqrt{t}]_{0,24 \text{ sec}} \rightarrow I * \sqrt{0,5} = 9000 * \sqrt{0,24}$$

$$I'1f = 6,26 \text{ kA, para un tiempo de despeje de falta de 0,5 s.}$$

Además, debe tenerse en cuenta que los 6,26 kA considerados en el Centro de Seccionamiento, se repartirán entre las pantallas de los cables conectados a éste y la red de puesta a tierra de la Subestación.

2.2 Celdas de 30kV

Tanto las barras como los interruptores automáticos se diseñan para una intensidad trifásica de 20 kA.

- Tensión de servicio: 30 kV
- Intensidad de cortocircuito: 20 kA
- Intensidad de cortocircuito dinámica: 63 kA

2.3 Transformador de tracción de 2.250kVA, lado de 1,303kV

La potencia de cortocircuito trifásico se obtiene con la expresión:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{S_{CCP}} + \frac{1}{S_{CCT}}}$$

Donde:

$$S_{CCP} = 1.040 \text{ MVA}$$

$$S_{CCT} = \frac{S_T}{Z_{CC}} = \frac{2,25 \text{ MVA}}{0,09} = 25 \text{ MVA}$$

Por lo tanto:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{1040 \text{ MVA}} + \frac{1}{25 \text{ MVA}}} = 24,41 \text{ MVA}$$

El valor eficaz de la corriente inicial simétrica de cortocircuito trifásico se obtiene de la expresión:

$$I_{CC} = \frac{1,1 * S_{CC}}{\sqrt{3} * U_n}$$

En consecuencia, la intensidad de cortocircuito trifásico en las bornas del bobinado secundario de los transformadores de grupo será:

$$I_{CCS} = \frac{1,1 * 24,41 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 1,303 \text{ kV}} = 11,90 \text{ kA}$$

2.4 Transformador de línea de 13kV 1.000kVA, lado de 13kV

La potencia de cortocircuito trifásico se obtiene a partir de la fórmula:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{S_{CCP}} + \frac{1}{S_{CCT}}}$$

Donde:

$$S_{CCP} = 1.040 \text{ MVA}$$

$$S_{CCT} = \frac{S_T}{Z_{CC}} = \frac{1 \text{ MVA}}{0,06} = 16,67 \text{ MVA}$$

Por lo tanto:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{1040 \text{ MVA}} + \frac{1}{16,67 \text{ MVA}}} = 16,40 \text{ MVA}$$

El valor eficaz de la corriente inicial simétrica de cortocircuito trifásico se obtiene de la fórmula:

$$I_{CC} = \frac{1,1 * S_{CC}}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$I_{CCs} = \frac{1,1 * 16,40 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13 \text{ kV}} = 0,80 \text{ kA}$$

2.5 Transformador servicios auxiliares 160kVA, lado 400V

Análogamente, la potencia de cortocircuito trifásico se obtiene de:

$$S_{CCs} = \frac{1}{\frac{1}{S_{CCp}} + \frac{1}{S_{CCt}}}$$

Donde:

$$S_{CCp} = 1.040 \text{ MVA}$$

$$S_{CCt} = \frac{S_T}{Z_{CC}} = \frac{0,16 \text{ MVA}}{0,06} = 2,67 \text{ MVA}$$

Por lo tanto:

$$S_{CCs} = \frac{1}{\frac{1}{1040 \text{ MVA}} + \frac{1}{2,67 \text{ MVA}}} = 2,66 \text{ MVA}$$

Así pues, el valor eficaz de la corriente inicial simétrica de cortocircuito trifásico será:

$$I_{CC} = \frac{1,1 * S_{CC}}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$I_{CCs} = \frac{1,1 * 2,66 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 0,4 \text{ kV}} = 4,22 \text{ kA}$$

3. DIMENSIONADO DE CABLES

3.1 Cables del sistema de 30kV

3.1.1 Cables de Compañía suministradora

De acuerdo al expediente de acometida de Iberdrola, el punto de conexión con la red de distribución existente será el Centro de Transformación Errotaburu IV. Desde este CT y hasta el Centro de Seccionamiento proyectado se llevará a cabo una extensión de red consistente en una línea subterránea a 30 kV doble circuito con conductor HEPRZ1 18/30 kV 400 mm² Al.

3.1.2 Cables de acometida a la Subestación de tracción

Se trata de los cables que parten desde el Centro de Seccionamiento (de compañía, pero ubicado en una de las salas del edificio de la Subestación) hasta las celdas de 30 kV de la subestación.

3.1.2.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Aluminio
- Aislamiento: Etileno propileno de alto módulo (HEPR)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 20 kA

Según UNE-211435:2011 tabla B3 -Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de HEPR-, para una intensidad de cortocircuito de 20 kA, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 120 mm² en cobre y de 185 mm² en aluminio.

La sección propuesta de 240 mm² Al (se justifica en el siguiente apartado, por intensidad máxima admisible), en base a la tabla de la norma ya mencionada, admite una intensidad de cortocircuito de 30,5 kA durante 0,5 segundos, por lo que es válida para la intensidad de cortocircuito considerada de 20 kA durante 0,5 segundos.

Este cable tiene una pantalla de 25 mm² de Cu, que soporta una intensidad de cortocircuito de 4,49 kA, de acuerdo a UNE-211435:2011 tabla B5 -Intensidad máxima de cortocircuito en pantallas de alambres de cobre-.

Debe tenerse en cuenta, como se ha indicado anteriormente, que los 6,26 kA de falta considerados en el Centro de Seccionamiento se repartirán entre las pantallas de los cables conectados a éste y la red de puesta a tierra de la Subestación, por lo que las pantallas de 25 mm² Cu son válidas.

3.1.2.2 Cálculo por intensidad permanente admisible

Los cables de acometida a la subestación serán dimensionados para la potencia total instalada, de acuerdo con el presente proyecto:

TRANSFORMADORES	POTENCIA
Grupos transformadores/rectificadores actuales:	2 x 2.250 kVA
Grupos transformadores/rectificadores futuros:	1 x 2.250 kVA
Transformador línea 13kV:	1 x 1.000 kVA
Transformador de servicios auxiliares:	1 x 160 kVA
Potencia total:	7.910 kVA

La intensidad máxima a soportar por las líneas de alimentación a la subestación será:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{7.910 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 30 \text{ kV}} = 152,23 \text{ A}$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435:2011 son:

- Por agrupamiento de cables desde 3,6/6kV hasta 18/30kV en tubulares soterradas:
 - Circuitos agrupados: 2
 - Distancia entre tubos: 0,82
 - Coeficiente de corrección: $C_1 = 0,83$
- Por distintas profundidades de tubulares soterradas:
 - Profundidad: 1,50m
 - Coeficiente de corrección: $C_2 = 0,95$
- Por variación de la temperatura del aire ambiente y del terreno. Supondremos una temperatura del aire ambiente de 40°C y del terreno, en cables soterrados de 25°C, por lo que el coeficiente será 1.
- Por variación de la resistividad térmica del terreno. Supondremos una resistividad de 1,5 K x m/W, por lo que el coeficiente será 1.

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{152,23 \text{ A}}{0,83 \times 0,95 \times 1 \times 1} = 193,06 \text{ A}$$

Dado que se está considerando la posibilidad de una sobrecarga de los transformadores de hasta un 150% durante 2 horas, se considera también este incremento en la intensidad (se considera que, aunque puedan tener sobrecarga, en base a clase de servicio VI, de un 200%, durante 1 minuto, esta es muy difícil que se solape al mismo tiempo en todos los transformadores), que pasaría a ser:

$$I_c = 193,06 \text{ A} \times 1,50 = 289,59 \text{ A}$$

La sección mínima necesaria en función de la intensidad de cortocircuito calculada en el punto anterior era de 120 mm² Cu o 185 mm² Al. La intensidad admisible en régimen permanente para esa sección y tipo de cable, según UNE-211435:2011, es 295 A para el cable de cobre (tabla A.5.1) y 290 A para el de aluminio (tabla A.5.2), en el límite de los 289,59 A requeridos.

Se selecciona para la acometida el cable de material aluminio, dado que es el recomendado por la compañía suministradora en sus especificaciones (Iberdrola). Por tanto, la sección mínima de cable de aluminio necesaria para soportar la intensidad

máxima admisible en régimen permanente, según UNE-211435:2011, será de 240 mm². Esta sección admite una intensidad permanente de 345 A (tabla A.5.2).

3.1.2.3 Cálculo por caída de tensión

Debido a la corta longitud de los cables, la caída de tensión es tan reducida que no condiciona su dimensionado.

3.1.2.4 Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para cada uno de los 2 circuitos de acometida desde el Centro de Seccionamiento será:

$$3 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Al, HEPRZ1 18/30 kV}$$

3.1.3 Cables de alimentación a transformadores

Se trata de los cables que salen de las celdas de 30 kV hasta los transformadores de grupo, 13 kV y servicios auxiliares.

3.1.3.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Cobre
- Aislamiento: Etileno propileno de alto módulo (HEPR)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 20 kA

Según UNE-211435:2011 tabla B3 -Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de HEPR-, para una intensidad de cortocircuito de 20 kA, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 120 mm² Cu.

Este cable tiene una pantalla de 25 mm² de Cu, que soporta una intensidad de cortocircuito de 4,49 kA, de acuerdo a UNE-211435:2011 tabla B5 -Intensidad máxima de cortocircuito en pantallas de alambres de cobre-.

Debe tenerse en cuenta, como se ha indicado anteriormente, que los 6,26 kA de falta considerados en el Centro de Seccionamiento se repartirán entre las pantallas de los cables conectados a éste y la red de puesta a tierra de la Subestación, por lo que las pantallas de 25 mm² Cu son válidas.

3.1.3.2 Cálculo por intensidad permanente admisible

La intensidad máxima a soportar por cualquiera de las líneas de 30 kV de alimentación a transformadores vendrá determinada por la potencia del mayor de dichos transformadores (2.250 kVA). Así pues, la intensidad máxima en régimen permanente será:

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$I = \frac{2.250\text{kVA}}{\sqrt{3} \times 30\text{kV}} = 43,30\text{A}$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435:2011 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
 - Número máximo de bandejas: 3
 - Número máximo de ternas o cables: 5
 - Coeficiente de corrección: $C_1 = 0,86$
- Por variación de temperatura:
 - Temperatura máxima: 40°C
 - Coeficiente de corrección: $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{43,30\text{A}}{0,86 \times 1} = 50,35\text{A}$$

Dado que estamos considerando la posibilidad de una sobrecarga de los transformadores de hasta un 200% durante 1 minuto, consideramos también este incremento en la intensidad, que pasaría a ser:

$$I_c = 50,35\text{A} \times 2 \cong 100,7\text{A}$$

Considerando que la sección mínima necesaria en función de la intensidad de cortocircuito es 120 mm^2 Cu, la intensidad admisible en régimen permanente para esa sección y tipo de cable, según UNE-211435:2011 tabla A.5.1, es 295 A, superior a lo requerido.

3.1.3.3 Cálculo por caída de tensión

Debido a la corta longitud de los cables, la caída de tensión es tan reducida que no condiciona su dimensionado.

3.1.3.4 Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para la alimentación a cada uno de los 4 transformadores desde las celdas de 30 kV será:

$$3 \times (1 \times 120 \text{ mm}^2) \text{ Cu, HEPRZ1 18/30 kV}$$

3.2 Cables del sistema de 13kV

Se trata de los cables que parten desde el transformador 30/13 kV 1000 kVA hasta las celdas de 13 kV de la subestación, y de los cables que salen de las celdas de 13 kV hacia el exterior de la subestación (a CT Estación Lugaritz y a CT Ventilación Emergencia Bentaberri).

3.2.1.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Aluminio
- Aislamiento: Etileno propileno de alto módulo (HEPR)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 0,80 kA, calculado anteriormente

Según UNE-211435:2011 tabla B3 -Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de HEPR-, para una intensidad de cortocircuito de 0,80 kA, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 25 mm² en aluminio.

La sección propuesta de 150 mm² Al es válida para la intensidad de cortocircuito considerada. Este cable, en base a la tabla de la norma ya mencionada, admite una intensidad de cortocircuito de 19,10 kA durante 0,5 segundos, por lo que cumple esta condición con suficiencia.

Este cable tiene una pantalla de 16 mm² de Cu, que soporta una intensidad de cortocircuito de 3,2 kA, de acuerdo a UNE-211435:2011 tabla B5 -Intensidad máxima de cortocircuito en pantallas de alambres de cobre-, valor superior a los 0,80 kA calculados.

3.2.1.2 Cálculo por intensidad permanente admisible

La intensidad máxima a soportar por la línea, considerando la potencia nominal del transformador será:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13 \text{ kV}} = 44,41 \text{ A}$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435:2011 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
 - Número máximo de bandejas: 3
 - Número máximo de ternas o cables: 3
 - Coeficiente de corrección: $C_1 = 0,86$
- Por variación de temperatura:
 - Temperatura máxima: 40°C
 - Coeficiente de corrección: $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{44,41}{0,86 \times 1} = 51,64 \text{ A}$$

La sección mínima de cable de aluminio necesaria para soportar la intensidad máxima admisible en régimen permanente, según UNE-211435:2011 tabla A.5.2, será de 25 mm² (esta sección admite una intensidad permanente de 125 A).

Por tanto, la sección propuesta de 150 mm² Al es válida para la intensidad máxima permanente considerada.

3.2.1.3 Cálculo por caída de tensión

Por estandarización con otros proyectos y debido a la longitud de los cables desde la Subestación hasta los Centros de Transformación a 13 kV alimentados desde ésta, se considera una sección de cable de 150 mm² Al.

3.2.1.4 Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para el sistema de 13 kV será:

$$3 \times (1 \times 150 \text{ mm}^2) \text{ Al, HEPRZ1 12/20 kV}$$

3.3 Cables del sistema de 1.303V

Son los cables que van desde la salida de cada secundario de los transformadores de grupo hasta las celdas de rectificación.

3.3.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Cobre
- Aislamiento: Etileno propileno (EPR)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 11,90 kA, calculado anteriormente

Según UNE-211435:2011 tabla B2 -Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de EPR-, para la intensidad de cortocircuito calculada, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 70 mm² Cu (capaz de soportar hasta 14,4 kA).

3.3.2 Cálculo por intensidad permanente admisible

Por indicaciones de ETS y en base a la experiencia, se considera como régimen de permanencia máxima a considerar de cara a cálculos eléctricos de cables un 150% de la potencia nominal del equipo.

La intensidad máxima a soportar en régimen permanente será:

$$I = 1,5 * \left(\frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \right)$$

$$I = 1,5 * \left(\frac{1.125\text{kVA}}{\sqrt{3} * 1,303\text{kV}} \right) = 748\text{A}$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435:2011 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
 - Número máximo de bandejas: 3
 - Número máximo de ternas o cables: 3

- Coeficiente de corrección: C₁ = 0,86
- Por variación de temperatura:
 - Temperatura máxima: 40°C
 - Coeficiente de corrección: C₂ = 1

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{748A}{0,86 \times 1} = 870A$$

La sección de cobre mínima de cable necesaria para la circulación de esta intensidad, según UNE 211435-2011, es 2 x (1 x 150 mm²).

3.3.3 Cálculo por caída de tensión

Debido a la corta longitud de los cables, la caída de tensión es tan reducida que no condiciona su dimensionado.

3.3.4 Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para la salida de cada secundario hacia las celdas de grupo será:

$$3 \times (2 \times (1 \times 150 \text{ mm}^2)) \text{ Cu, DHZ1 1,8/3 kV}$$

3.4 Cables de 1.650Vcc para bobinas de alisamiento

Se refiere a los cables que se tenderán en el interior de la subestación entre los grupos rectificador-seccionador y las bobinas de alisamiento.

Todos los cables aislados cuya aplicación sea en corriente continua no dispondrán de pantalla.

3.4.1 Cálculo por intensidad permanente admisible

El rectificador de grupo puede llegar a trabajar al 300% de su capacidad durante 1 minuto. En cualquier caso, según indicaciones de ETS y en base a la experiencia, se considera como régimen permanente máximo mantenible a nivel de cálculos eléctricos un 150% de la potencia nominal.

La intensidad máxima a soportar en régimen permanente será:

$$I = 1,5 * \left(\frac{P_n}{U_n} \right)$$

$$I = 1,5 * \left(\frac{2.000kW}{1,65kV} \right) = 1.818,19A$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435:2011 y UNE 21144 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
 - Número máximo de bandejas: 3
 - Número máximo de ternas o cables: 2
 - Coeficiente de corrección: $C_1 = 0,92$
- Por variación de temperatura:
 - Temperatura máxima: 40°C
 - Coeficiente de corrección: $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{1.818,19\text{A}}{0,92 \times 1} = 1.976,29\text{A}$$

La sección mínima de cable necesaria para la circulación de esta intensidad, según UNE-211435:2011, es $4 \times 400 \text{ mm}^2$ Cu, con una capacidad de 2.400 A.

Esta sección de conductor es capaz de admitir hasta 81,55 kA de corriente de falta durante 0,5 segundos, por lo que también es válida desde el punto de vista de cortocircuito.

3.4.2 Cálculo por caída de tensión

Debido a la corta longitud de los cables, la caída de tensión es tan reducida que no condiciona su dimensionado.

3.4.3 Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido entre cada grupo rectificador-seccionador y su correspondiente bobina de alisamiento, será:

$$8 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Cu, RHZ1 } 1,8/3\text{kV}$$

Se dejará tendido el cableado correspondiente al grupo de reserva, aunque el grupo y bobina en sí mismos no estén instalados.

3.5 Cables de 1.650Vcc para salida de feeder

La salida de feeders desde las celdas de corriente continua a los ruptores de punta de feeder ubicados en el cuarto de seccionamiento será subterránea.

Además, para el dimensionado de los cables se considera que, de las cuatro salidas, una no participe, debido a la posible falta de una celda con interruptor de feeder, por lo que la potencia total de la subestación se repartirá entre 3 seccionadores. Del pórtico interno de feeders hacia catenaria podrían contarse nuevamente con cuatro feeders gracias a los cuatro seccionadores de by-pass existentes.

Todos los cables aislados cuya aplicación sea en corriente continua no dispondrán de pantalla.

3.5.1 Cálculo por intensidad permanente admisible

Aunque el rectificador de grupo puede llegar a trabajar al 300% de su capacidad durante 1 minuto, se tomará como potencia del régimen permanente de carga 1,5 veces la potencia nominal de dicho rectificador.

Se considera que dos de los tres grupos estén al 150% de su carga nominal y el tercero a la nominal, y se repartirá dicha potencia entre las 4 salidas de feeder.

La intensidad máxima a soportar en régimen permanente será para cada salida de feeder:

$$I = \frac{2 * 1,5 + 1}{4} * \left(\frac{S_n}{U_n} \right)$$

$$I = 1 * \left(\frac{2.000kW}{1,65kV} \right) = 1.212,12A$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435:2011 y UNE 21144 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
 - Número máximo de tubos: 1
 - Número máximo de ternas o cables: 2
 - Coeficiente de corrección: $C_1 = 0,90$
- Por variación de temperatura:
 - Temperatura máxima: $40^{\circ}C$
 - Coeficiente de corrección: $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 * C_2} = \frac{1.212,12 A}{0,90 * 1} = 1.346,80A$$

Se considera suficiente la configuración de cuatro cables de 240 mm² de cobre con aislamiento 1,8/3 kV, que según norma podrían conducir 1.760 A en régimen permanente.

3.5.2 Cálculo por caída de tensión

Debido a la corta longitud de los cables, la caída de tensión es tan reducida que no condiciona su dimensionado.

3.5.3 Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para cada salida de feeder será:

$$4 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Cu, RHZ1 1,8/3 kV}$$

Esta será por tanto la configuración de cables que sale de cada celda de disyuntor extrarrápido de corriente continua hasta la pala fija de cada uno de los seccionadores de punta de feeder.

3.5.4 Elección del conductor de feeder

Se trata del conductor que parte de la pala móvil de cada uno de los seccionadores que están en el pórtico interior hasta la conexión en catenaria (rígida). La conexión se realizará a través de ruptores de punta de feeder que se localizarán en el cuarto de seccionamiento ubicado en la estación de Bentaberri.

Considerando tendido en canalización de cable de cobre aislado y con una temperatura máxima de 40 °C, se puede admitir el mismo cálculo realizado en el apartado 3.5.1.

Por tanto, se considera la siguiente sección de conductor para cada uno de los feeders:

$$4 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Cu, RHZ1 1,8/3 kV}$$

3.5.5 Elección del conductor de retorno

El retorno, en base a la norma EN 50122:2011, se realizará "mediante al menos dos cables", siendo cada uno de ellos "suficientes para la máxima corriente de carga para, de este modo, permitir el fallo de un cable de retorno".

Por otro lado, se considera la vuelta de la corriente doble que por feeder. Por tanto, para cada vía se plantea una configuración de 4 cables de cobre de 240 mm² cada uno con aislamiento 0,6/1 kV.

Por tanto, se enlazarán ocho cables para el retorno, que irán desde la celda de retornos hasta las conexiones en vía (pasando por el pozo de negativos):

$$8 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Cu, DHFAZ1 0,6/1 kV}$$

3.6 Cables de alimentación al cuadro de servicios auxiliares

3.6.1 Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Cobre
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 4,22 kA

Según UNE-211435:2011 tabla B2-Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de XLPE-, para la intensidad de cortocircuito calculada, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 25 mm² Cu (que soporta 5,2 kA).

3.6.2 Cálculo por intensidad permanente admisible

La intensidad máxima en régimen permanente, dada la carga a la que está sometida el transformador de servicios auxiliares (poco variable), se considera la nominal del equipo, por lo que la intensidad en la línea de alimentación al cuadro de servicios auxiliares será:

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$I = \frac{160\text{kVA}}{\sqrt{3} * 0,4\text{kV}} = 231\text{A}$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435:2011 y UNE 21144 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
 - Número máximo de bandejas: 3
 - Número máximo de ternas o cables: 9
 - Coeficiente de corrección: $C_1 = 0,67$
- Por variación de temperatura:
 - Temperatura máxima: 40°C
 - Coeficiente de corrección: $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 * C_2} = \frac{231\text{A}}{0,67 * 1} = 345\text{A}$$

La sección mínima de cable necesaria para la circulación de esta intensidad, según REBT-ITC-BT-07 (Tabla 12), es 1 x 150 mm², con una capacidad de 385 A. Para el conductor de neutro, se considera un sistema de cargas relativamente equilibrado y sin armónicos que procuren intensidades anómalas en dicho conductor, por lo que en base a la tabla 1 del REBT-ITC-BT-07, se considera un neutro de sección de cobre no menor de 70 mm².

3.6.3 Cálculo por caída de tensión

Los datos de partida considerados son:

- Temperatura ambiente: 40°C
- Longitud: 30 m
- Intensidad: 345 A
- Coseno de φ : 0,8
- Línea:
 - Composición: 3 x (1 x 150 mm²) + (1 x 70 mm²)
 - Tipo: XLPE
 - Tensión: 0,6/1 kV
- Temperatura máxima del conductor: 90°C
- Límite caída de tensión: 1,5%

En base a datos de tablas de fabricante de reconocido prestigio, la caída de tensión con las consideraciones marcadas en los puntos anteriores, dan lugar a una caída de tensión de 0,3 V por amperio y kilómetro de cable por fase de 150 mm² definido.

Por tanto, para una intensidad nominal de 345 A y una longitud de circuito desde el secundario del transformador de servicios auxiliares hasta la protección general situada en el cuadro de baja tensión (cuadro de servicios auxiliares) sería de:

$0,030 \text{ Km} \times 345 \text{ A} \times 0,3 \text{ V}/(\text{A.Km}) = 3,105 \text{ V}$, lo que en 400 V representa un 0,78 % a plena carga < 1,5%

3.6.4 Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para la acometida al cuadro general de baja tensión desde el transformador de servicios auxiliares, será:

$$3 (1 \times 150 \text{ mm}^2) + (1 \times 70 \text{ mm}^2) \text{ Cu XLPE } 0,6/1 \text{ kV}$$

3.7 Cables de baja tensión

En el Anejo Nº 5, Cálculo de instalaciones auxiliares, se incluyen los cálculos de baja tensión, llevados a cabo con el software Caneco BT.

4. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA

4.1 Datos de partida

Se considera la siguiente normativa:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión. En particular, la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT-13 "Instalaciones de puesta a tierra".
- Norma IEEE 80-2000 "Guide for Safety in AC Substation Grounding".

Y los siguientes datos:

- Tensión: $V = 30.000 \text{ V}$
- Intensidad de falta trifásica: $I3F = 20 \text{ kA}$
- Intensidad de falta monofásica a tierra: $I1F = 6,24 \text{ kA}$ (Nota 1)
- Tiempo de duración de la falta: $t = 0,5 \text{ s}$
- Resistividad media del terreno: $\rho = 50 \Omega \times \text{m}$ (Nota 2)
- Resistividad superficial con capa de hormigón: $\rho_s = 3.000 \Omega \times \text{m}$
- Dimensiones de la red de tierras: $39 \times 12 \text{ m}$
- Superficie cubierta por la malla: 468 m^2
- Paso medio de la cuadrícula: $3 \text{ m} \times 3 \text{ m}$
- Cantidad y longitud de picas: 4 de 4 m de longitud.
- Longitud aproximada de la malla (considerando las picas): $L = 396 \text{ m}$
- Profundidad de enterramiento de la malla: 1 m

(Nota 1) $6,24 \text{ kA}$ es la intensidad máxima de falta monofásica y una fracción de esa corriente derivará hacia la red de tierras de la Subestación. No obstante, se realizará un cálculo de la red de tierras de la Subestación conservador, considerando que toda la intensidad de defecto deriva hacia tierra.

(Nota 2) Se parte de la hipótesis de un relleno de terreno de arcillas y margos calizas. Otros trabajos donde se han empleado dan valores de resistividad en torno a $50 \Omega \times \text{m}$.

4.2 Tabla de datos y resultados

En el Apéndice 1 del presente documento se incluyen los cálculos de la red de tierras de la Subestación, llevados a cabo con el software ETAP.

4.3 Distancia entre sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio

Para garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio (neutro) 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 protección de tierra (malla de tierra), debe establecerse una separación mínima entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, que será función de la resistividad del terreno ($\rho = \text{Ohmios.metro}$) y de la intensidad de defecto (I_g o I_d).

De acuerdo con la ITC-BT 18 "Instalaciones de puesta a tierra" en su apartado 11, deberá verificarse que las masas puestas a tierra en una instalación de utilización, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación para evitar

que, durante la evacuación de un defecto a tierra en el centro de transformación, las masas de la instalación de utilización puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas.

Puede considerarse independiente una toma de tierra respecto a otra cuando una de las tomas de tierra no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

Si no se hace este control de independencia, debe garantizarse que la distancia (D) entre la red de neutro y la red de protección sea como mínimo:

$$D = \frac{\rho \times I_E}{2 \times \pi \times U}$$

Siendo:

- D es la distancia entre electrodos, en metros
- ρ es la resistividad media del terreno, en ohmios.metro
- I_E es el valor de la corriente de falta a tierra que circula por el electrodo, en amperios
- U, 1200 V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menor o igual a 5 segundos.

$$D = \frac{50 \times 6235}{2 \times \pi \times 1200} = 41,35 \text{ m}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7, como mínimo, contra daños metálicos.

4.4 Pozo de negativos

Se trata de un sistema de electrificación con régimen de carril a tierra, por tanto, existirá un conexionado fijo y permanente de los carriles de vía, así como la barra de negativo de los rectificadores a un pozo de negativos.

El pozo de negativos se localizará debajo de la celda de retornos (interesa que esté cercano a la celda de retornos donde se realiza el conexionado a tierra, ya que, con esta ubicación, se optimiza el tendido de cableado desde dicha celda hasta el pozo de negativos.

La tierra de este pozo interesa que se realice con un electrodo robusto, ya que, en caso de conexión con el mismo, las intensidades que existirían, pueden alcanzar valores tales que degradaría dicho electrodo con rapidez. Es por esto que se recomiendan dos electrodos formados por carriles de vía de acero tipo UIC-54 o similar que, para esta misión, podrían ser de segundo uso. Se describe en planos la forma y configuración de este pozo de negativos.

5. DIMENSIONADO DE LOS FILTROS ARMÓNICOS

La tensión de corriente continua generada por un rectificador dodecafásico contiene armónicos de orden $12q$ ($q = 1, 2, 3, \dots, n$). Para eliminarlos, se utilizarán filtros constituidos por condensadores y bobinas con núcleos de aire resonantes a las frecuencias de 600 y 1.200 Hz. Para otras frecuencias de orden $12q$ mayores de 1.200 Hz no se instalarán filtros debido a su reducida magnitud:

- Filtros de 600 Hz

$$L_{600} \cdot W_{600} = \frac{1}{C_{600} \cdot W_{600}}$$

Si consideramos $C_{600} = 40\mu F$, resultará:

$$W_{600} = 2 \cdot \pi \cdot 600 = 3.770 \text{ rad/seg}$$

$$L_{600} = \frac{1}{C_{600} \cdot W_{600}^2} = \frac{1}{40 \cdot 10^{-6} \cdot 3.770^2} = 1.76 \text{ mH}$$

- Filtros de 1.200 Hz

$$L_{1200} \cdot W_{1200} = \frac{1}{C_{1200} \cdot W_{1200}}$$

Si consideramos $C_{600} = 20\mu F$, resultará:

$$W_{600} = 2 \cdot \pi \cdot 1.200 = 7.540 \text{ rad/seg}$$

$$L_{1200} = \frac{1}{C_{1200} \cdot W_{1200}^2} = \frac{1}{20 \cdot 10^{-6} \cdot 7.540^2} = 0.88 \text{ mH}$$

Para el fusible de protección, se considerará la intensidad cresta:

$$I_{C600} = \frac{V_{cc}}{2 \cdot \sqrt{\frac{L_{600}}{W_{600}}}} = \frac{1.650}{2 \cdot \sqrt{\frac{1.76 \cdot 10^{-3}}{40 \cdot 10^{-6}}}} = 125 \text{ A}$$

$$I_{C1200} = \frac{V_{cc}}{2 \cdot \sqrt{\frac{L_{1200}}{W_{1200}}}} = \frac{1.650}{2 \cdot \sqrt{\frac{0.88 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 10^{-6}}}} = 125 \text{ A}$$

$$I_{C\text{Total}} = 125 + 125 = 250 \text{ A}$$

- Resistencia de descarga

Los condensadores de potencia almacenan cargas eléctricas que, tras su desconexión, pueden resultar peligrosas para las personas durante operaciones de inspección o mantenimiento. Para reducir estas tensiones a valores seguros, se deben emplear resistencias de descarga. La norma CEI 831 establece que la tensión en bornes de un condensador no debe exceder de 75 V transcurridos 3 minutos desde su desconexión.

Pese a todo, y desde un punto de vista conservador, se va a considerar que se da una descarga total de los condensadores en menos de 10 segundos.

Se va a considerar el siguiente criterio:

- Que la tensión residual en el condensador no supere el 4% de la nominal, con lo cual esta tensión se quedará por debajo de los 75 V definidos.
- Que el periodo de descarga hasta esta tensión sea inferior a 10 segundos.

Cálculo de resistencias de descarga

La descarga de un condensador viene dada por una ley de tipo exponencial. El cálculo del valor de la resistencia se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{t}{C * \text{LN}\left(\frac{U_N}{U_R \sqrt{2}}\right)} = \frac{8}{60 * 4,95} = 0,027 \text{Mohm} = 27 \text{kohm}$$

Donde:

- t = tiempo de descarga desde UN hasta UR en segundos (se suponen 8 segundos)
- R = valor de la resistencia de descarga (MΩ)
- C = capacidad por fase (μF). Se puede suponer sin cometer gran error que las capacidades de 20 y 40 μF está en paralelo, por lo que en su conjunto la capacidad total sería la resultante de su suma, es decir 60 μF.
- UN = tensión nominal del condensador (V)
- UR = tensión residual permisible (se supone un 1% de la UN)

6. DIMENSIONADO DE LAS BOBINAS DE ALISAMIENTO

Se trata de definir cada una de las dos bobinas de alisamiento a instalar (una por cada grupo, aunque se considerará también espacio de reserva para una tercera bobina, correspondiente al tercer grupo de reserva).

Para su definición se considera que la rectificación parte de un puente doble de diodos.

En un rectificador de doble puente de diodos (de doce pulsos) atacan dos circuitos trifásicos decalados 30°. La tensión rectificada en continua tiene un valor 1,398 veces la tensión compuesta de alterna de entrada al citado rectificador no controlado.

Por tanto, con una tensión compuesta de alterna de entrada de 1303 V, se obtendrá una tensión en vacío a la salida del rectificador de 1820 V aproximadamente, siendo este valor admisible para la línea, dentro de lo marcado como tolerancias de tensión para una alimentación de línea aérea de contacto nominal de 1500 V. Además, se ha de considerar que es posible cierta regulación a través de los puntos de regulación del primario de los transformadores de grupo.

El valor mínimo de la inducción de la bobina viene representado por la siguiente expresión:

$L = 0,013 \times U / (w \times I_d)$, siendo:

- L, la inducción de la bobina en Henrios
- U, la tensión compuesta de alimentación al rectificador (en alterna y en voltios)
- $W = 2 \times \pi \times 50$
- I_d , es la intensidad a considerar a partir de la cual, la continuidad de la corriente, sea prácticamente constante y sin rizado.

Por tanto, y para una intensidad de 100 A (aproximadamente podría ser el consumo de auxiliares de dos trenes) a partir de la cual se considere un rizado prácticamente nulo de la tensión – intensidad, se obtiene una inducción de 0,6 mH aproximadamente.

La intensidad nominal para la que habrá de estar preparada esta bobina se corresponde con el régimen de sobrecargas ya comentado, es decir, de un 150% de la nominal durante 2 horas y un 300% de la nominal durante un minuto. La intensidad nominal es de 2000 A.

APÉNDICE 1. CALCULOS RED DE TIERRAS

Proyecto: SUBESTACION TRACCION BENTABERR

ETAP

Página: 1

Ubicación:

16.2.0C

Fecha: 01-24-2020

Contrato:

SN: SAITECSA

Ingeniero: SAITEC

Caso de Estudio: GRD1

Nombre de Archivo: P1527-Red de Tierras

Programa Analizador de Transitorios Eléctricos

Sistema de PAT

Finite Element Method

Número de Conductores de Tierra: 23

Número de Picas: 4

Longitud Total de Conductores de Tierra: 380.00 m

Longitud Total de Picas: 16.00 m

Tiempo Computacional Total: 0.00 minutos

Frecuencia: 50,0

Sistema Unidades: Metric

Nombre Archivo Proyecto: P1527-Red de Tierras

Nombre Archivo Salida: \\Servidorv3\P1527_TRAB\05_TRABAJO\Red de tierras\GRID_Untitled.GR1S

Proyecto: SUBESTACION TRACCION BENTABERR
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero: SAITEC

ETAP
 16.2.0C

Caso de Estudio: GRD1

Página: 2
 Fecha: 01-24-2020
 SN: SAITECSA
 Nombre de Archivo: P1527-Red de Tierras

Datos de Entrada de Malla de PAT

Datos del Sistema

Frec. Hz	Peso kg	Ambiente Temp. °C	Corriente de Cortocircuito				Duración de la Falta (segundos)			Gráfico Paso m	Extendido Límite Longitud m
			Total Falta Corrient kA	Sf División Factor %	Cp Proyección Factor %	Tf para Falta Total Duración	Tc para el Dimen para el Tierra Conductores	Ts para Disponibile Corriente a tr			
50,0	70	40.00	6.240	20.00	100.0	100.0	0.50	0.50	0.50	1.0	0.00

Datos de Suelo

Material de la Superficie			Suelo de Estrato Superior			Suelo de Estrato Inferior	
Tipo de Material	Resistividad ohm.m	Profundidad m	Tipo de Material	Resistividad ohm.m	Profundidad m	Tipo de Material	Resistividad ohm.m
Clean limestone	3000.0	0.500	Moist soil	50.0	5.00	Moist soil	50.0

Constantes de Material

Conductor/Pica	Tipo	Conductividad %	α Factor r @ 20 °C 1/°C	K0 @ 0 °C	Fusión Temperatura °C	Resistividad de	Térmico
						Conductor de Tierra @ 20°C micro ohm.cm	Capacidad Volumen por Unida J/(cm³.°C)
Conductor	Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.00393	234.0	1083.0	1.72	3.42
Rod	Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.00393	234.0	1083.0	1.72	3.42

ConductorDatos

Etiqueta	Tipo	mm²	Origen			Destino			Longitud m	Aislado Si/No	Costo \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C01	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	0.00	1.00	39.00	0.00	1.00	39.00	NO	10.00
C02	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	3.00	1.00	39.00	3.00	1.00	39.00	NO	10.00
C03	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	6.00	1.00	39.00	6.00	1.00	39.00	NO	10.00
C04	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	9.00	1.00	39.00	9.00	1.00	39.00	NO	10.00
C05	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	12.00	1.00	39.00	12.00	1.00	39.00	NO	10.00
C06	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	0.00	1.00	0.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C07	Copper, annealed soft-drawn	95	3.00	0.00	1.00	3.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C08	Copper, annealed soft-drawn	95	6.00	0.00	1.00	6.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C09	Copper, annealed soft-drawn	95	9.00	0.00	1.00	9.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C10	Copper, annealed soft-drawn	95	12.00	0.00	1.00	12.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C11	Copper, annealed soft-drawn	95	15.00	0.00	1.00	15.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C12	Copper, annealed soft-drawn	95	18.00	0.00	1.00	18.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C13	Copper, annealed soft-drawn	95	21.00	0.00	1.00	21.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C14	Copper, annealed soft-drawn	95	24.00	0.00	1.00	24.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C15	Copper, annealed soft-drawn	95	27.00	0.00	1.00	27.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00

Proyecto: SUBESTACION TRACCION BENTABERR

ETAP

Página: 3

Ubicación:

16.2.0C

Fecha: 01-24-2020

Contrato:

SN: SAITECSA

Ingeniero: SAITEC

Caso de Estudio: GRD1

Nombre de Archivo: P1527-Red de Tierras

ConductorDatos

Etiqueta	Tipo	mm ²	Origen			Destino			Longitud m	Aislado Sí/No	Costo \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C16	Copper, annealed soft-drawn	95	30.00	0.00	1.00	30.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C17	Copper, annealed soft-drawn	95	33.00	0.00	1.00	33.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C18	Copper, annealed soft-drawn	95	36.00	0.00	1.00	36.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C19	Copper, annealed soft-drawn	95	39.00	0.00	1.00	39.00	12.00	1.00	12.00	NO	10.00
C20	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	0.00	1.00	3.00	3.00	1.00	4.24	NO	10.00
C21	Copper, annealed soft-drawn	95	39.00	0.00	1.00	36.00	3.00	1.00	4.24	NO	10.00
C22	Copper, annealed soft-drawn	95	39.00	12.00	1.00	36.00	9.00	1.00	4.24	NO	10.00
C23	Copper, annealed soft-drawn	95	0.00	12.00	1.00	3.00	9.00	1.00	4.24	NO	10.00

RodDatos

Etiqueta	Tipo	Diámetro cm	Origen			Destino			Longitud m	Aislado Sí/No	Costo \$/Pica
			X	Y	Z	X	Y	Z			
R1	Copper, annealed soft-drawn	1.400	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	5.00	4.00	NO	100.00
R2	Copper, annealed soft-drawn	1.400	39.00	0.00	1.00	39.00	0.00	5.00	4.00	NO	100.00
R3	Copper, annealed soft-drawn	1.400	39.00	12.00	1.00	39.00	12.00	5.00	4.00	NO	100.00
R4	Copper, annealed soft-drawn	1.400	0.00	12.00	1.00	0.00	12.00	5.00	4.00	NO	100.00

Costo

Conductor			Pica			
Total No.	Longitud Total m	Costo \$	Total No.	Longitud Total m	Costo \$	Costo Total \$
23	380	3799.71	4	16	400.00	4199.71

Proyecto: SUBESTACION TRACCION BENTABERR

ETAP

Página: 4

Ubicación:

16.2.0C

Fecha: 01-24-2020

Contrato:

SN: SAITECSA

Ingeniero: SAITEC

Caso de Estudio: GRD1

Nombre de Archivo: P1527-Red de Tierras

Informe Resumen de la Malla de PAT

Rg Tierra	GPR Tierra	Potencial de Toque Máximo					Potencial de Paso Máximo				
		Admisible	Calculado		Coordenadas (m)		Admisible	Calculado		Coordenadas (m)	
Resistencia ohm	Aumento de Pot Voltios	Voltios	Voltios	%	X	Y	Voltios	Voltios	%	X	Y
0.881	5836.7	1140.1	1135.9	99.6	0.0	0.0	3894.1	610.7	15.7	0.00	0.00

Corriente Falta Total	6.240 kA	Factor Reflexión (K):	-0.967
Corriente de Malla Máxima:	6.625 kA	Factor Decaimiento Capa Superficial (Cs):	0.919
		Factor Decremental (Df):	1.062