

# PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA

## MEMORIA DE CÁLCULO

<b>1</b>	<b>ESQUEMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA</b>	<b>1</b>
1.1	Elección del Generador	2
1.2	Elección del Transformador Elevador	3
<b>2</b>	<b>CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO</b>	<b>5</b>
2.1	Cálculo de las Reactancias	5
2.1.1	Reactancia de la Red	6
2.1.2	Reactancia del Transformador Elevador	6
2.1.3	Reactancia del Generador Síncrono	7
2.2	Circuito Subtransitorio	7
2.3	Corriente de Cortocircuito en el Punto A de 20 kV	9
2.3.1	Características de las Protecciones a Situar en el Punto de 20 kV	11
2.4	Corriente de Cortocircuito en el Punto B de 400 V	11
2.4.1	Características de las Protecciones a Situar en el Punto de 400 V	13
<b>3</b>	<b>COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA</b>	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR</b>	<b>16</b>
<b>5</b>	<b>PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL GENERADOR</b>	<b>20</b>
<b>6</b>	<b>CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS</b>	<b>21</b>
6.1	Cables de Media Tensión de 20 kV	21
6.1.1	Intensidad Máxima Admisible	22
6.1.2	Sección Mínima Admisible Ante Corrientes de Cortocircuito	22
6.1.3	Caída de Tensión	23
6.1.4	Calentamiento Máximo Admisible	24
6.2	Cables de Baja Tensión de 0,4 kV	25
6.2.1	Intensidad Máxima Admisible	25
6.2.2	Caída de Tensión Admisible	26
6.2.3	Resistencia a las Corrientes de Cortocircuito	27
<b>7</b>	<b>RED DE PUESTA A TIERRA</b>	<b>28</b>
7.1	Datos de Partida. Diseño Preliminar de la Malla de Tierra	28
7.1.1	Características del Suelo	28
7.1.2	Intensidad Máxima de Defecto a Tierra	28
7.1.3	Tiempo Máximo de Despeje de la Falta	29
7.1.4	Determinación de la Sección del Conductor	29
7.1.5	Diseño Preliminar de la Malla de Tierra	29
7.1.6	Resumen Datos de Partida para el Cálculo	30
7.2	Resistencia de la Malla	30

<b>7.3 Tensiones de Paso y Contacto Admisibles</b>	<b>31</b>
<b>7.4 Tensiones de Paso y Contacto Existentes</b>	<b>32</b>
<b>8 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>	<b>34</b>
<b>8.1 Dimensionado de la Ventilación</b>	<b>34</b>
<b>8.2 Dimensionado del Pozo Apaga-Fuegos</b>	<b>35</b>
<b>9 ALUMBRADO</b>	<b>36</b>

## 1 ESQUEMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA

El esquema eléctrico de nuestra planta, una vez conocidas las características del generador del motor de cogeneración que vamos a utilizar, así como las características del transformador elevador que emplearemos, quedará de la forma que se muestra en la figura adjunta.

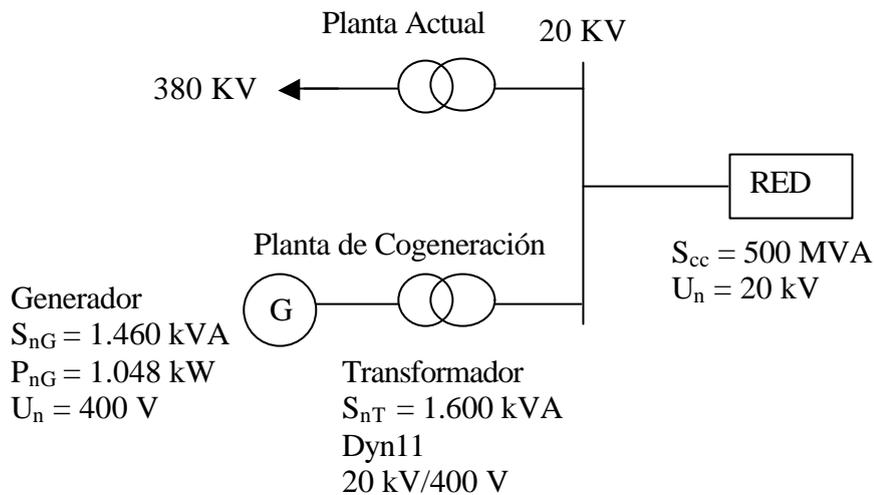


Figura 1-1. Esquema Eléctrico de la Planta

Nuestro diseño, así como nuestros cálculos, se limitarán únicamente a la instalación eléctrica de la nueva planta de cogeneración que se propone en este proyecto; ya que la instalación eléctrica de la planta existente en la actualidad, lógicamente ya está diseñada y construida.

La planta de cogeneración estará formada por un generador síncrono de  $1.460 \text{ kVA}$ , ubicado dentro del grupo de motogeneración que se eligió finalmente en nuestro estudio energético, por un transformador elevador de  $1.600 \text{ kVA}$  y por las protecciones correspondientes para estos dos elementos.

Señalar que en este estudio no incluiremos otros elementos que pertenecerían a la nueva planta de cogeneración, como son: bombas, ventiladores, etc, ya que tampoco los habíamos considerado en el estudio de viabilidad.

Indicar por otro lado, que según regula la normativa pertinente de la Compañía Sevillana de Electricidad, con carácter general se fija el valor de  $500 \text{ MVA}$  como potencia de cortocircuito de la red para la tensión nominal de  $20 \text{ kV}$ .

Señalar que el esquema eléctrico elegido permite una independencia eléctrica entre la nueva planta de cogeneración propuesta y la planta actual, pudiendo

funcionar una independientemente del estado de la otra, haciendo que este esquema sea más seguro. Así pues, en los momentos en los que no esté funcionando el grupo motogenerador de la planta de cogeneración, la planta actual se conectará a la red teniendo que comprar la energía de la misma, desconectando la planta de cogeneración. Mientras que en los momentos en que sí esté funcionando el grupo motogenerador, la planta de cogeneración suministrará toda su energía al embarrado de 20 kV, de forma que una parte de la misma se autoconsumirá en la planta actual y la otra (los excedentes) serán vendidos a la red. Por último, en caso de que la planta actual estuviera parada y tuviéramos en funcionamiento el grupo motogenerador, toda la potencia sería vertida a la red.

## **1.1 ELECCIÓN DEL GENERADOR**

La elección más adecuada del grupo motogenerador a utilizar en nuestra planta de cogeneración ya ha sido justificada en el exhaustivo análisis que se hizo en el Estudio de Viabilidad, en el cual analizamos las diferentes alternativas con sus respectivas conclusiones tanto energéticas como económicas a la hora de decidimos por la instalación de un tipo u otro de motor alternativo.

Finalmente se optó por el grupo de motogeneración JMS 320 GS-N.L de la marca JENBACHER, grupo que lleva instalado un generador síncrono de la casa STAMFORD cuyas características técnicas más importantes aparecen reflejadas en la memoria descriptiva.

Además, el hecho de que el generador sea síncrono lleva implícito una serie de ventajas frente al asíncrono como son:

- En caso de sistema aislado el generador síncrono funciona con un factor de potencia igual al de la carga, y la estabilidad de la tensión generada es alta frente a variaciones de la demanda de potencia activa y reactiva. Mientras que en el caso del generador asíncrono este requiere una fuente de potencia reactiva para su magnetización, siendo esta fuente baterías de condensadores, no necesarias en el síncrono, y además tiene una mala estabilidad de la tensión generada ante variaciones de la demanda.
- En caso de conexión a redes de potencia infinita el generador síncrono tiene una flexibilidad, logrando mantener una buena estabilidad y rendimiento, características que no posee el asíncrono. El asíncrono como inconveniente añadido tiene un consumo de reactiva que puede ser del 50 % de la potencia activa generada.
- Otro motivo por el cual se elige el generador síncrono, es que éste conectado a la red general, se puede regular su excitación para que siempre esté funcionando con un factor de potencia igual a uno sin necesidad de ningún tipo de baterías de condensadores.

## 1.2 ELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR

Para seleccionar el transformador que vamos a utilizar tenemos que ver cuáles son las condiciones de trabajo que necesitamos, y en función de ellas elegir sus características.

### Potencia nominal: $S_{nT}$

Dadas unas cargas a alimentar, con unos factores de potencia dados, necesitaremos transformar una potencia:

$$S = \sum_i \frac{P_i}{\cos \mathbf{j}_i} = \frac{P_G}{\cos \mathbf{j}_G} = \frac{1.048}{1} = 1.048 \text{ kVA}$$

ya que nuestra única carga a alimentar es el generador de la planta de cogeneración, que según datos del fabricante, funciona con una potencia efectiva nominal de 1.048 kW para un  $\cos \phi = 1$ .

Nuestro transformador (o grupo de transformadores) lo elegiremos de una potencia total:

$$S_T = 1,2 \div 1,3 S = 1,25 \cdot 1.048 = 1.310 \text{ kVA}$$

donde hemos elegido un coeficiente de seguridad del 25%.

Con lo cual, tomando las potencias estandarizadas, nuestro transformador ha de tener una potencia nominal de:  $S_{nT} = 1.600 \text{ kVA}$ .

### Relación de transformación: $r_t$

Debido a que la tensión nominal del generador es de 400 V y la del embarrado de media tensión es de 20 kV, nuestro transformador ha de tener una relación de transformación de  $r_t = 20 \text{ kV}/400 \text{ V}$ .

### Nivel de aislamiento

Según viene estipulado por la normativa de la Compañía Sevillana de Electricidad, el nivel de aislamiento nominal de la red de media tensión (20 kV), salvo que se especifique lo contrario, quedará definido de la siguiente forma:

Tensión más elevada para el material (kV)	24
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kV cresta)	125
Tensión soportada nominal a frecuencia industrial (kV eficaces)	50

Estos son los parámetros fundamentales que necesitamos para elegir nuestro tipo de transformador; los cuales una vez conocidos nos permiten acudir a cualquier catálogo de transformadores que permita nuestra elección. El resto de

las características técnicas de dicho transformador aparecen reflejadas en la memoria descriptiva.

## 2 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Vamos a pasar a realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito de nuestra planta de cogeneración, para posteriormente poder dimensionar las protecciones de nuestra instalación. La intensidad que se va a calcular es la correspondiente a un cortocircuito trifásico equilibrado, por ser ésta la más elevada en el caso de producirse falta alguna.

El esquema eléctrico unifilar de nuestra planta de cogeneración, que usaremos para calcular dichas corrientes de cortocircuito, es el que se muestra a continuación.

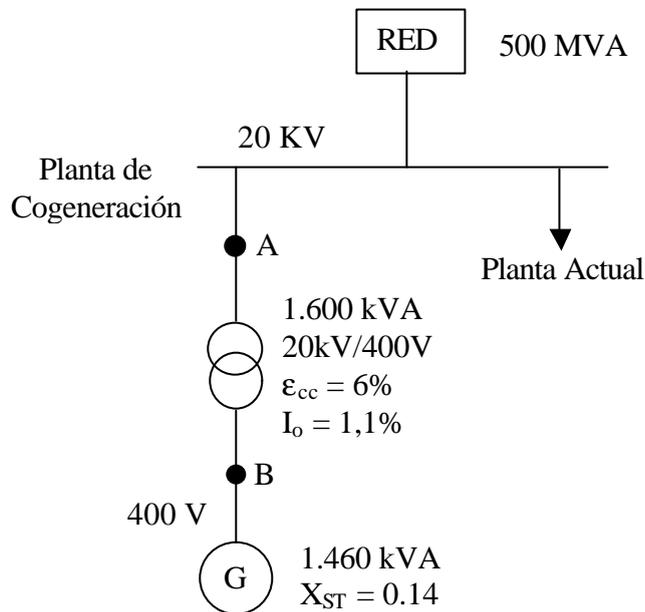


Figura 2-1. Esquema Unifilar de la Planta de Cogeneración

Nuestros cálculos se limitarán a dimensionar las protecciones de los puntos A y B representados en dicho esquema unifilar.

### 2.1 CÁLCULO DE LAS REACTANCIAS

Para realizar el cálculo de la potencia de cortocircuito de una instalación -dato que como veremos más adelante será de vital importancia para dimensionar las protecciones- de una forma rápida y cómoda, lo primero que hay que hacer es calcular los valores de todas las reactancias del circuito en p.u. refiriéndolas a una misma base común.

Tomaremos una potencia base de  $S_B = 500$  MVA.

La tensión base corresponde a la tensión del embarrado que estemos manejando en cada momento.

### 2.1.1 Reactancia de la Red

Para calcular la reactancia equivalente de la red tenemos que acudir a su equivalente Thévenin y operar de la siguiente manera.

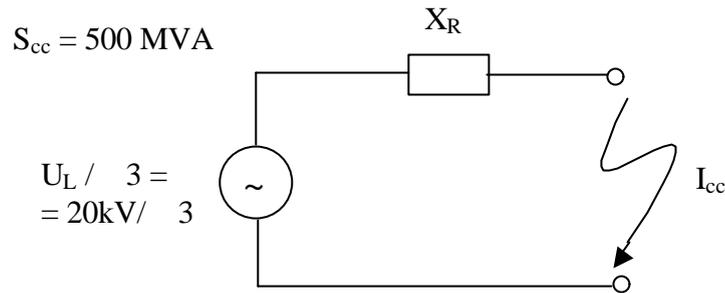


Figura 2-2. Equivalente Thévenin de la Red

Operando tenemos:

$$S_{cc} = \sqrt{3}U_L I_{cc}$$

$$I_{cc} = \frac{U_L / \sqrt{3}}{X_R} \Rightarrow X_R = \frac{U_L / \sqrt{3}}{I_{cc}} = \frac{U_L / \sqrt{3}}{S_{cc} / \sqrt{3}U_L} = \frac{U_L^2}{S_{cc}} = \frac{(20.000V)^2}{500 \cdot 10^6 VA} = 0,8\Omega$$

y poniéndola en por unidad, se tendrá:

$$X_{Rpu} = \frac{X_R}{X_B} = \frac{X_R}{U_B^2 / S_B} = \frac{0,8}{20.000^2 / 500 \cdot 10^6} = 1pu$$

Esto era de esperar, pues la reactancia equivalente de la red en p.u. expresada en su propia base, es siempre igual a 1pu.

### 2.1.2 Reactancia del Transformador Elevador

La reactancia en p.u. de los transformadores viene dada por su tensión de cortocircuito en p.u. ( $e_{cc}$ ); pero habrá que referirla a los valores base de la red ( $S_B, U_B$ ) ya que viene expresada en los valores base del trafo ( $S_{BT}, U_{BT}$ ).

$$e_{ccB} = e_{ccT} \frac{U_{BT}^2 / S_{BT}}{U_B^2 / S_B}$$

como además, tenemos que en cada embarrado  $U_T = U_B$ , se tendrá que:

$$e_{ccB} = e_{ccT} \frac{S_B}{S_T} = 0,06 \cdot \frac{500MVA}{1,6MVA} = 18,75pu \Rightarrow X_{Tpu} = 18,75pu$$

### 2.1.3 Reactancia del Generador Síncrono

Para calcular la reactancia equivalente del generador síncrono basta con utilizar el dato de su reactancia subtransitoria, y pasarla a los valores base de la red ( $S_B$ ,  $U_B$ ) que estamos utilizando. Además hay que indicar que la reactancia transitoria de un generador síncrono no se usa nunca en el circuito transitorio, sino que se pone la subtransitoria, por tanto aquella no tendrá que ser calculada.

Por tanto, la reactancia subtransitoria del generador expresada en la base común, quedará de la siguiente forma.

$$X_{Gpu} = X_{ST} \cdot \frac{U_{BG}^2 / S_{BG}}{U_B^2 / S_B} = X_{ST} \cdot \frac{S_B}{S_{BG}} = 0,14 \cdot \frac{500MVA}{1,460MVA} = 47,9452 pu$$

## 2.2 CIRCUITO SUBTRANSITORIO

Como nuestra instalación ya no contiene ningún otro elemento (ni motores síncronos, ni asíncronos), el circuito subtransitorio y el circuito transitorio coincidirán; y utilizaremos uno cualquiera de ellos (el subtransitorio) para calcular el valor de la corriente de cortocircuito que se tiene en los puntos A y B donde tenemos que dimensionar las protecciones.

El esquema del circuito subtransitorio queda de la siguiente manera.

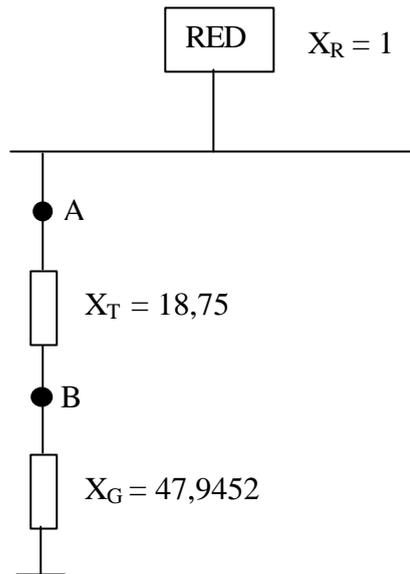


Figura 2-3. Circuito Subtransitorio

La potencia de cortocircuito en el punto de la falta  $S_{cc}$ , la podemos aproximar (suponiendo cortocircuito rígido) por la inversa de  $X_{eq}$ , que no es otra cosa que la reactancia equivalente Thévenin entre el punto donde estamos analizando el fallo (puntos A ó B en nuestro caso) y tierra. Para calcular dicha reactancia equivalente bastará con hacer las asociaciones serie-paralelo necesarias en cada caso.

$$S_{cc} \cong \frac{1}{X_{eq}} (pu)$$

$$S_{cc} = \frac{1}{X_{eq}} \cdot S_B (MVA)$$

Ahora se puede calcular la componente simétrica de la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U}$$

Por último, para tener en cuenta la componente de continua de la corriente, tendremos que multiplicar la intensidad de cortocircuito por los coeficientes siguientes.

- Para los elementos en alta o media tensión (punto A):

$$I_{cci} = 1,6I_{cc}$$

$$I_{ccr} = 1,2I_{cc}$$

- Para los elementos en baja tensión (punto B):

$$I_{cci} = 1,25I_{cc}$$

$$I_{ccr} = 1,25I_{cc}$$

donde:

$I_{cci}$  es la corriente inicial de cortocircuito o intensidad instantánea, y se calcula utilizando el circuito subtransitorio. Es aquella que tiene que ser capaz de soportar mi protección durante un breve período de tiempo determinado, sin que dicha protección salte. También se la suele denominar como intensidad de corta duración admisible o intensidad máxima de cresta.

$I_{ccr}$  es la corriente de ruptura o intensidad de corte, y se calcula utilizando el circuito transitorio. Es aquella que una vez superada provoca la actuación de la protección correspondiente produciendo el corte del circuito. También se la suele denominar como intensidad máxima de corte o poder de cierre.

### 2.3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO A DE 20 KV

A la hora de analizar la falta que se produce en cada punto a proteger, habrá que estudiar los dos tipos posibles de falta que se pueden dar; y estos no son otros que la que se produce “aguas arriba” de la protección y que denominaremos como Falta 1, y la que se produce “agua abajo” que denominaremos Falta 2. Una vez analizadas ambas, las compararemos y nos quedaremos con el caso más desfavorable.

1) El circuito correspondiente a una falta trifásica equilibrada en el punto A “aguas arriba” es el que se observa a continuación.

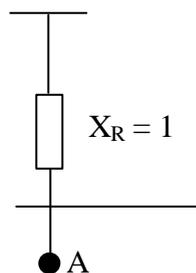


Figura 2-4. Falta 1 en A

La reactancia equivalente es:

$$X_{eq} \text{ (subtransitorio)} = X_R = 1pu$$

con lo cual

$$S_{cc} = \frac{S_B}{X_{eq}} = \frac{500MVA}{1} = 500MVA$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{500 \cdot 10^3 kVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 14.433,76A = 14,434kA$$

$$I_{cci} = 1,6 \cdot I_{cc} = 23,094kA$$

Para el circuito transitorio, como ya dijimos anteriormente, se obtendrá la misma reactancia equivalente, con lo cual

$$S_{cc} = \frac{S_B}{X_{eq}} = \frac{500MVA}{1} = 500MVA$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{500 \cdot 10^3 kVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 14.433,76A = 14,434kA$$

$$I_{ccr} = 1,2 \cdot I_{cc} = 17,321kA$$

2) El circuito correspondiente a una falta trifásica equilibrada en el punto A “aguas abajo” es el que se observa a continuación.

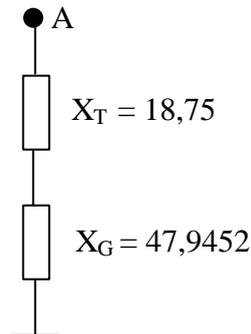


Figura 2-5. Falta 2 en A

La reactancia equivalente es:

$$X_{eq} \text{ (subtransitorio)} = X_T + X_G = 66,6952pu$$

con lo cual

$$S_{cc} = \frac{S_B}{X_{eq}} = \frac{500MVA}{66,6952} = 7,4968MVA$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{7,4968 \cdot 10^3 kVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 216,41A = 0,216kA$$

$$I_{cci} = 1,6 \cdot I_{cc} = 0,346kA$$

Para el circuito transitorio, como ya dijimos anteriormente, se obtendrá la misma reactancia equivalente, con lo cual

$$S_{cc} = \frac{S_B}{X_{eq}} = \frac{500MVA}{66,6952} = 7,4968MVA$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{7,4968 \cdot 10^3 kVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 216,41A = 0,216kA$$

$$I_{ccr} = 1,2 \cdot I_{cc} = 0,260kA$$

Por tanto, se observa como la falta más desfavorable es la Falta 1, y será la que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar las protecciones.

Por último, los valores nominales son:

$$U_n = 20kV$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = \frac{S_{nT}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1.600kVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 46,19A$$

### 2.3.1 Características de las Protecciones a Situar en el Punto de 20 kV

A la vista de los resultados anteriores, las características mínimas que deben satisfacer las protecciones que ubicaremos en el lado de media tensión del transformador elevador (punto A) serán las que se relacionan a continuación.

	$U_n$	$I_n$	$I_{cc}$	$I_{cci}$	$I_{ccr}$
Interruptor A	20 kV	46,19 A	14,434 kA	23,094 kA	17,321 kA

	$U_n$	$I_n$	$I_{cc}$	$I_{cci}$
Seccionador A	20 kV	46,19 A	14,434 kA	23,094 kA

En la memoria descriptiva relacionaremos con más detalle las protecciones elegidas a la vista de estos resultados.

## 2.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL PUNTO B DE 400 V

En este punto también habría que analizar los dos tipos de falta, Falta 1 y Falta 2, pero como fácilmente se ve que el caso más desfavorable corresponde al tipo de falta “aguas arriba” (se puede comprobar fácilmente como para la falta “aguas abajo” la reactancia equivalente que se obtiene es  $X_G = 47,9452$ , que al ser mayor que la que se obtiene “aguas arriba”, provocará unas corrientes de cortocircuito menores), sólo analizaremos este caso.

1) El circuito correspondiente a una falta trifásica equilibrada en el punto B “aguas arriba” es el que se observa a continuación.

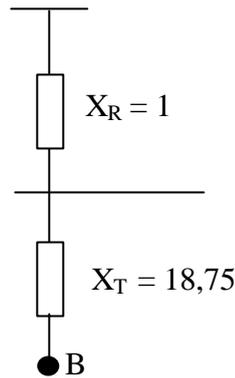


Figura 2-6. Falta 1 en B

La reactancia equivalente es:

$$X_{eq} \text{ (subtransitorio)} = X_R + X_T = 19,75pu$$

con lo cual

$$S_{cc} = \frac{S_B}{X_{eq}} = \frac{500MVA}{19,75} = 25,316MVA$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{25,316 \cdot 10^3 kVA}{\sqrt{3} \cdot 0,4kV} = 36.541,16A = 36,541kA$$

$$I_{cci} = 1,25 \cdot I_{cc} = 45,676kA$$

Para el circuito transitorio, como ya dijimos anteriormente, se obtendrá la misma reactancia equivalente, con lo cual

$$S_{cc} = \frac{S_B}{X_{eq}} = \frac{500MVA}{19,75} = 25,316MVA$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{25,316 \cdot 10^3 kVA}{\sqrt{3} \cdot 0,4kV} = 36.541,16A = 36,541kA$$

$$I_{ccr} = 1,25 \cdot I_{cc} = 45,676kA$$

Por último, los valores nominales son:

$$U_n = 400V$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = \frac{S_{nG}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1.460kVA}{\sqrt{3} \cdot 0,4kV} = 2.107,33A$$

Señalar, que tomando la potencia nominal del transformador en lugar de la del generador, tendremos un margen de seguridad suficiente a la hora de diseñar las protecciones; ya que aunque se supone que nuestro generador nunca podrá trabajar por encima de su potencia nominal, si en algún momento puntual lo

hiciera, no habría ningún problema al estar sobredimensionadas las protecciones.

#### 2.4.1 Características de las Protecciones a Situar en el Punto de 400 V

A la vista de los resultados anteriores, las características mínimas que deben satisfacer las protecciones que ubicaremos en el lado de baja tensión del transformador elevador (punto B) y que serán comunes a las protecciones del generador, serán las que se relacionan a continuación.

	$U_n$	$I_n$	$I_{cc}$	$I_{cci}$	$I_{ccr}$
Interruptor B	400 V	2.107 A	36,541 kA	45,676 kA	45,676 kA

	$U_n$	$I_n$	$I_{cc}$	$I_{cci}$
Seccionador B	400 V	2.107 A	36,541 kA	45,676 kA

En la memoria descriptiva relacionaremos con más detalle las protecciones elegidas a la vista de estos resultados.

### 3 COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA

Como ya hemos indicado con anterioridad, la excitación de un generador síncrono conectado a la red se puede regular de forma que su  $\cos\phi_G = 1$ , o en caso de que nos interese, se puede conseguir que esté funcionando con otro factor de potencia diferente.

En este apartado vamos a analizar cuál debe ser este factor de potencia para que en todo momento se esté compensando la energía reactiva que se inyecta a la red sin necesidad de utilizar ningún tipo de batería de condensadores, o sea, para que dicha energía reactiva sea igual a cero en todo momento.

Lo primero que tenemos que ver es la reactiva consumida o cedida por cada elemento de nuestro circuito. Dado que en nuestra planta de cogeneración solamente existen dos elementos que pueden dar lugar a energía reactiva, el transformador y el generador, vamos a pasar a analizarlos.

#### Energía reactiva consumida por el transformador

Los trafos siempre consumen energía reactiva, y ésta viene dada por la expresión:

$$Q_T \approx S_n (\mathbf{e}_{cc} + I_0) = 1.600 \cdot (6\% + 1.1\%) = 1.600 \cdot (0.06 + 0,011) = 113,6kVAr$$

Ya no existen más elementos que consuman reactiva.

#### Energía reactiva cedida por el generador

Regulando adecuadamente la excitación del generador, cuando éste funciona sobreexcitado, se consigue que la energía reactiva producida por el mismo sea inyectada a la red. Por tanto, nos interesará saber cuál es el  $\cos\phi_G$  con el que tenemos que hacer funcionar el generador para que pueda ser compensada la energía reactiva que es consumida por el transformador elevador.

La energía reactiva inyectada a la red por el generador viene dada por:

$$Q_G = P \cdot \operatorname{tg} \mathbf{j}_G$$

y como queremos que se verifique en todo instante que:

$$Q_G = Q_T = 113,6kVAr$$

entonces se tendrá:

$$Q_G = P \cdot \operatorname{tg} \mathbf{j}_G = 113,6 \Rightarrow \operatorname{tg} \mathbf{j}_G = \frac{113,6}{1.048} = 0,108397 \Rightarrow \cos \mathbf{j}_G = 0,99417 \approx 1$$

Con lo que vemos que trabajando con un factor de potencia igual a la unidad, la energía reactiva queda compensada en todo momento sin necesidad de instalar ningún tipo de batería de condensadores.

#### 4 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR

El neutro del transformador elevador hay que ponerlo a tierra mediante una resistencia que limite la corriente de defecto a tierra a un máximo que viene fijado por la normativa actual. Además, con la puesta a tierra del neutro se evitan las sobretensiones que aparecen en las fases sanas en caso de estar el neutro aislado y darse un contacto a tierra.

La falta que hay que tener en cuenta para el cálculo de esta resistencia es la falta monofásica a tierra producida entre el generador y el transformador.

El problema a estudiar, se limita a calcular el valor de dicha resistencia cuando se produce una falta monofásica a tierra entre el generador y el transformador del siguiente circuito.

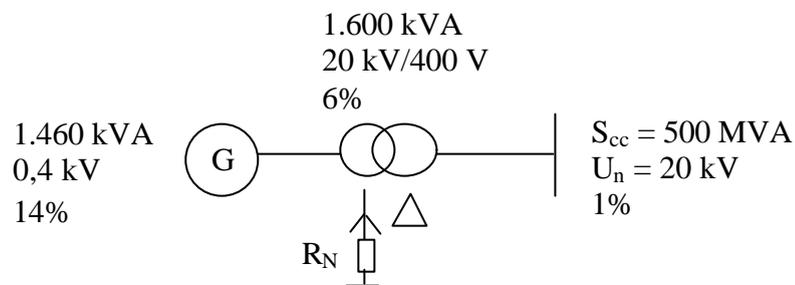


Figura 4-1. Esquema Eléctrico Cálculo Resistencia de Puesta a Tierra

El esquema de conexión de los circuitos de secuencia directa, inversa y homopolar ante una falta monofásica a tierra en la barra de 0,4 kV es el que se representa a continuación.

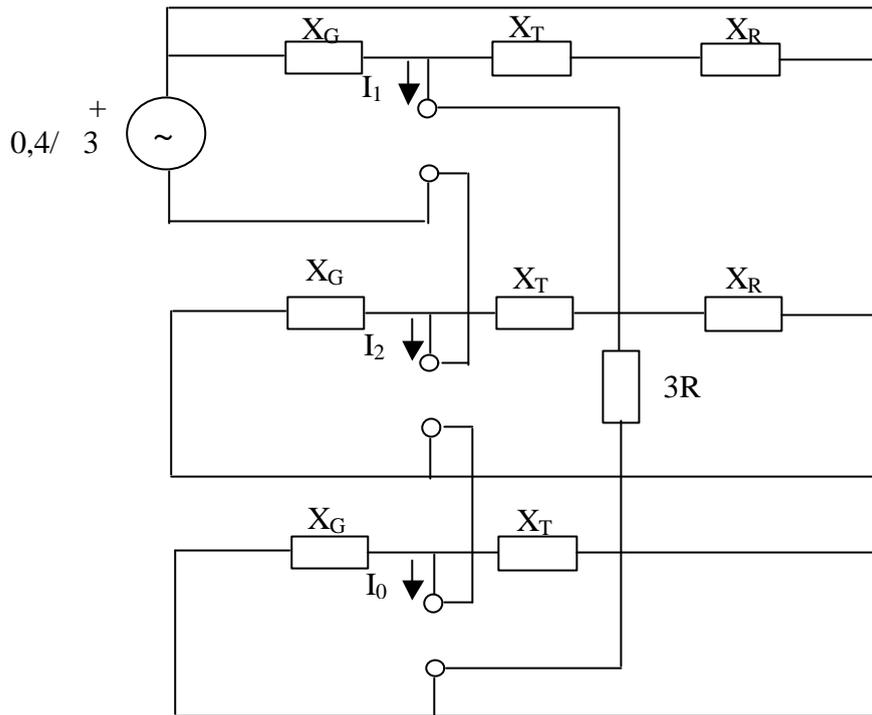


Figura 4-2. Esquema Conexión Falta Monofásica a Tierra

Donde el valor de cada reactancia, tomando como base de cálculo  $S_B = 1,6$  MVA y  $U_B = 0,4$  kV, viene dado por:

$$X_G = 0,14 \cdot \frac{1,6}{1,460} \cdot \frac{0,4^2}{1,6} = 0,20 \cdot \frac{0,4^2}{1,460} = 0,02192\Omega$$

$$X_T = 0,06 \cdot \frac{1,6}{1,6} \cdot \frac{0,4^2}{1,6} = 0,06 \cdot \frac{0,4^2}{1,6} = 0,006\Omega$$

$$X_R = 1 \cdot \frac{1,6}{500} \cdot \frac{0,4^2}{1,6} = \frac{0,4^2}{500} = 0,00032\Omega$$

y haciendo las agrupaciones serie-paralelo pertinentes, obtendremos las impedancias de las distintas secuencias:

$$X_1 = X_2 = X_G // (X_T + X_R) = 0,004906\Omega$$

$$X_0 = X_G // X_T = 0,00471\Omega$$

con lo que nos queda el siguiente circuito:

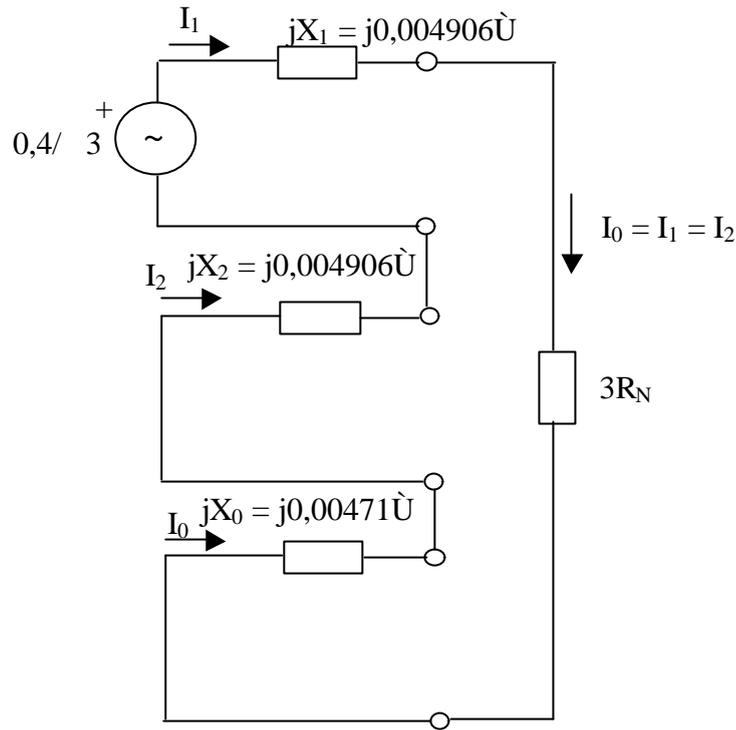


Figura 4-3. Esquema Conexión Falta Monofásica a Tierra

A la vista de dicho circuito se puede concluir lo siguiente:

$$I_0 = \frac{U / \sqrt{3}}{3R_N + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

La intensidad de falta, que como se puede observar es tres veces la homopolar, viene fijada por las “Normas Técnicas de Construcción y Montaje de las Instalaciones Eléctricas de Distribución” de la Compañía Sevillana de Electricidad en 300 A (caso de líneas aéreas) o 1.000 A (caso de redes subterráneas) por transformador, según el tipo de subestación y red a conectar, valor que deberá ser dado en cada caso por el Departamento de Distribución correspondiente, de acuerdo con esas circunstancias. Nosotros, a falta de un dato mejor, y siguiendo las condiciones técnicas dadas en la norma 30.01-19B, tomaremos el valor de intensidad de falta máximo igual a 1.000 A; con lo cual tendremos:

$$I_{Falta} = I_0 + I_1 + I_2 = 3I_0 \leq 1.000 A$$

por tanto

$$3 \left| \frac{U/\sqrt{3}}{3R_N + j(X_1 + X_2 + X_0)} \right| \leq 1.000 \equiv 3 \left| \frac{U/\sqrt{3}}{3R_N + jX_T} \right| \leq 1.000 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 3 \frac{U/\sqrt{3}}{\sqrt{(3R_N)^2 + X_T^2}} \leq 1.000 \Rightarrow R_N \geq \frac{\sqrt{\left(3 \frac{U/\sqrt{3}}{1.000}\right)^2 - X_T^2}}{3}$$

que sustituyendo nos da un valor para la resistencia de:

$$R_N \geq \frac{\sqrt{\left(3 \frac{400/\sqrt{3}}{1.000}\right)^2 - (2 \cdot 0,004906 + 0,00471)^2}}{3} \Rightarrow R_N \geq 0,23089\Omega$$

Se toma por tanto una resistencia de puesta a tierra para el neutro del transformador de  $R_N = 1 \text{ } \mathbf{W}$ , quedando limitada la corriente máxima de falta a tierra en el lado de 400 V por debajo de los 1.000 A.

Se puede comprobar fácilmente que si se hubieran despreciado las impedancias de la red, del transformador y del generador frente a la resistencia de puesta a tierra, el resultado hubiera sido muy similar, obteniéndose en este caso:

$$R_N \geq \frac{U/\sqrt{3}}{300} = 0,23094\Omega$$

## 5 PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL GENERADOR

La puesta a tierra del generador es a través de un transformador de tensión en cuyo secundario hay una resistencia calculada para limitar el valor de  $3I_0$  en 15 A. Esta resistencia en el primario se ve como  $N_2R$ , luego:

$$3I_0 = \frac{400/\sqrt{3}}{N^2 \cdot R} \leq 15A$$

siendo:

N = Relación de transformación del trafo de tensión 400/230 V.

R = Resistencia a calcular.

Sustituyendo, se tiene:

$$R \geq \frac{400/\sqrt{3}}{(400/230)^2 \cdot 15} = 5,09\Omega$$

Si se ajusta el relé de tensión para que dispare con una tensión de 4,6 V (2% de  $U_n$ ), visto desde el primario sería:

$$V = 4,6 \cdot \frac{400}{230} = 8V$$

El porcentaje del estátor que no está protegido es:

$$\frac{8}{400/\sqrt{3}} \cdot 100 = 3,5\%$$

Luego todos los puntos del estátor con una tensión superior a 8 V están protegidos frente a una falta a tierra. Esto representa el 96,5% del estátor.

## 6 CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Tanto para los cables de media tensión (20 kV) como para los de baja tensión (0,4 kV) se utilizarán ternas de cables unipolares en contacto mutuo (tres fases más el neutro), en lugar de cables tripolares, ya que las secciones necesarias harían difícil el manejo de cables tripolares, y además si se estropea una fase sólo hay que reponer la fase afectada.

Todos los conductores se encontrarán dispuestos bajo tubo y sobre canalizaciones de PVC.

### 6.1 CABLES DE MEDIA TENSIÓN DE 20 KV

Estos cables realizan la conexión entre el lado de alta del transformador y el punto de enganche de la línea general de media tensión de 20 kV.

Se calcularán atendiendo a los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Sección mínima admisible ante corrientes de cortocircuito.
- Caída de tensión.
- Calentamiento máximo admisible.

Elegiremos cables del tipo EPROTENAX, aislados con goma de Etileno-Propileno, cuyas características de resistencia mecánica, a la humedad y a los fenómenos de ionización los hacen muy adecuados para las condiciones de instalación dadas.

Estos cables serán subterráneos e irán enterrados a una profundidad de 1 m, dispuestos sobre lecho de arena, colocándose unas piezas de ladrillo, cerámicas, de hormigón u otros materiales adecuados a una distancia de 15 cm por encima del plano de cables, que harán de cobertura de aviso y protección contra golpes de pico. De esta forma cumpliremos con lo dispuesto en la norma MIE-RAT 05 y en la MIE-BT 006-007, en las que se indica que la profundidad mínima de enterramiento para cables de baja y alta tensión es de 60 cm; y que la capa de protección de ladrillo u otros materiales ha de ir como mínimo a unos 10 cm por encima del plano de cables.

Según las normas UNE 20.435 e IEC 60502 y las tablas de elección aportadas por el fabricante, elegiremos cables unipolares en contacto mutuo con las siguientes características.

- La tensión nominal de estos cables, para redes de categoría A como la nuestra (tensión mayor de 1 kV y menor de 52 kV, según se indica en la

norma MIE-RAT 12) y una tensión más elevada para el material de  $U_n$  24 kV, será de **12/20 kV**.

- La sección nominal será de **300 mm<sup>2</sup>**.
- Los conductores serán de **aluminio**, en lugar de cobre, al ser aquellos más baratos.

A continuación vamos a comprobar como este tipo de cables elegido cumple con la normativa pertinente.

### 6.1.1 Intensidad Máxima Admisible

La corriente nominal que circula por este conductor viene dada según la expresión siguiente:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1.600kVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 46,19 A < 450 A$$

Según los datos aportados por el fabricante (cumplen la norma UNE 20.435) la intensidad (carga) máxima admisible para el tipo de cable elegido es de 450 A, con lo cual la corriente nominal que circula está dentro de la permitida.

Conviene señalar que las intensidades reflejadas en el catálogo dado por el fabricante son válidas para las condiciones normales de instalación, que son las siguientes:

- Un cable o terna directamente enterrado en zanja a 1 m de profundidad.
- Resistividad térmica del terreno de 100 °C· cm/W.
- Temperatura del terreno de 25 °C.

Condiciones que supondremos cumple nuestra instalación. En caso contrario, habría que aplicar una serie de coeficientes de corrección de las intensidades máximas admisibles para cada caso, coeficientes que quedan recogidos en la norma o en el propio catálogo del fabricante.

### 6.1.2 Sección Mínima Admisible Ante Corrientes de Cortocircuito

Sabemos, por lo calculado en el apartado 2.3, que la corriente de cortocircuito que circula por el embarrado en estudio viene dada por:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{500 \cdot 10^3 kVA}{\sqrt{3} \cdot 20kV} = 14.433,76 A = 14,434 kA$$

$$I_{cci} = 1,6 \cdot I_{cc} = 23,094 kA = 23.094 A$$

Según norma UNE 21.192, para el cálculo de la sección mínima necesaria del conductor frente a corrientes de cortocircuitos hay que utilizar la siguiente fórmula:

$$Sección_{cc} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

donde

$Sección_{cc}$  = Sección mínima del conductor ( $mm^2$ ).

$I_{cc}$  = Intensidad de cortocircuito (A).

$t$  = Tiempo de despeje de la falta (s).

$K$  = Coeficiente según el material del conductor.

El tiempo de despeje de la falta se considerará de 1 segundo ante faltas a tierra y de 0,4 segundos ante faltas trifásicas o bifásicas. Tomaremos una duración del cortocircuito de 1 s, supuesto altamente improbable ya que las protecciones actuarían antes.

El coeficiente K es igual a 93 A/mm<sup>2</sup> para el aluminio y 142 para el cobre. Por tanto, en nuestro caso, será de 93 A/mm<sup>2</sup>.

Con esto se tiene que:

$$Sección_{cc} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{23.094 \cdot \sqrt{1}}{93} = 248,32 mm^2 < 300 mm^2$$

Luego este cable es adecuado desde el punto de vista de la sección mínima admisible ante corrientes de cortocircuito.

### 6.1.3 Caída de Tensión

Aunque el cálculo de la caída de tensión no es necesario en principio para los cables de media tensión, por no haber tramos de longitud excesiva, se realizará dicho cálculo a modo de comprobación.

Para un tramo dado, el cálculo de la caída de tensión en p.u. viene dado por la siguiente fórmula:

$$\Delta U (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot (R \cdot \cos \mathbf{j} + X \cdot \sen \mathbf{j})}{U_N} \cdot 100$$

donde

$\Delta U(\%) =$  Caída de tensión en p.u.

$I_n =$  Intensidad nominal (A).

$L =$  Longitud de la línea o del tramo (Km).

$R =$  Resistencia de la línea o del tramo ( $\dot{U}/\text{Km}$ ).

$X =$  Reactancia de la línea o del tramo ( $\dot{U}/\text{Km}$ ).

$\cos\phi =$  Factor de potencia

$U_n =$  Tensión nominal (V).

Se considerará una longitud del tramo de cable, desde la salida del transformador hasta el punto de conexión con la línea de 20 kV, de unos 100 metros.

Según datos aportados por el fabricante, para el tipo de cable elegido, los valores de resistencia máxima por fase en c.a. a 90 °C, y de reactancia por fase, a la frecuencia de 50 Hz, son:

$$R = 0,128 \dot{U}/\text{Km}$$

$$X = 0,101 \dot{U}/\text{Km}$$

Se debe calcular la caída de tensión unitaria para un  $\cos\phi = 0,95$  ( $\sin\phi = 0,31$ ), que es el mínimo admitido según la norma ONSE 30.01-19B de la Compañía Sevillana.

Por tanto tendremos:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot 46,19 \cdot 0,1 \cdot (0,128 \cdot 0,95 + 0,101 \cdot 0,31)}{20.000} \cdot 100 = 0,00612\%$$

Como se puede ver, este valor de caída de tensión es absolutamente despreciable.

#### 6.1.4 Calentamiento Máximo Admisible

Según la norma UNE 20.435, la temperatura máxima en régimen permanente para cables aislados con etileno-propileno (EPR) es de 90 °C, y la temperatura máxima admisible alcanzada durante un cortocircuito de duración no superior a 5 s es de 250 °C.

Como la intensidad máxima admisible por el cable es superior a la existente en la instalación, y la intensidad soportada en caso de cortocircuito por el cable es superior a la intensidad de cortocircuito existente en 20 kV, las temperaturas anteriores no serán superadas.

## 6.2 CABLES DE BAJA TENSIÓN DE 0,4 KV

Estos cables realizan la conexión entre el lado de baja del transformador y el generador del motor de cogeneración.

Han de calcularse atendiendo a los criterios siguientes:

- Intensidad máxima admisible.
- Caída de tensión admisible.
- Resistencia a las corrientes de cortocircuito.

A la vista de los criterios anteriores, elegiremos **canalizaciones eléctricas para alta potencia de calibre KTC-25** de la marca CANALIS de Telemecanique compuesta por tres carriles (conductores activos) de cobre más el neutro.

Según las tablas de elección aportadas por el fabricante, que lógicamente cumplen con la normativa, vamos a comprobar como el tipo de canalización elegido satisface los requerimientos mínimos para los cables de nuestra instalación.

### 6.2.1 Intensidad Máxima Admisible

Para seleccionar los cables en función de la intensidad, lo primero que hay que hacer es calcular el valor de la intensidad nominal; ésta viene dada por la expresión:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1.600kVA}{\sqrt{3} \cdot 0,4kV} = 2.309,40A < 2.500A$$

A la vista del valor de esta intensidad, y teniendo en cuenta las tablas dadas por el fabricante, elegiremos el calibre de la canalización que sea adecuado para este resultado obtenido.

El calibre de una canalización se expresa en amperios, y representa la intensidad máxima de corriente constante que puede soportar de forma permanente dicha canalización cuando la temperatura ambiente media es de 35 °C y se respetan los calentamientos normalizados (IEC 439.2).

La elección del calibre en función del calentamiento consiste en elegir la canalización de calibre inmediatamente superior a la corriente de empleo de la instalación. Por tanto, acudiendo a las tablas del fabricante vemos como la canalización elegida, la KTC-25, es la adecuada, ya que la corriente asignada es de 2.500 A, superior a los 2.309 A calculados para nuestros cables.

## 6.2.2 Caída de Tensión Admisible

Según establece la MIE-BT 017, la caída de tensión máxima admisible desde las bornas del generador al embarrado del centro de transformación correspondiente (se considera despreciable la caída desde el embarrado de baja tensión a las bornas del transformador) no puede ser superior al 5 % de la tensión nominal.

Para calcular dicha caída de tensión se podría utilizar la fórmula aproximada

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot (R \cdot \cos \mathbf{j} + X \cdot \text{sen} \mathbf{j})$$

donde

$I_n$  = Intensidad nominal (A).

$L$  = Longitud de la línea o del tramo (Km).

$R$  = Resistencia de la línea o del tramo ( $\dot{U}/\text{Km}$ ).

$X$  = Reactancia de la línea o del tramo ( $\dot{U}/\text{Km}$ ).

$\cos \phi$  = Factor de potencia

Ahora bien, los fabricantes facilitan un coeficiente  $K$  denominado caída de tensión unitaria, expresado en milésimas de voltio por metro y por amperio, para diferentes factores de potencia, en función del tipo de canalización elegida. A partir de las tablas aportadas por el fabricante, habrá que elegir la caída de tensión unitaria admisible que resulte compatible con el buen funcionamiento de los receptores.

Teniendo en cuenta este coeficiente  $K$ , la caída de tensión tiene la expresión siguiente:

$$\Delta U = K \cdot I_n \cdot L$$

donde se puede apreciar la similitud entre ambas fórmulas.

Para la canalización elegida, y teniendo en cuenta un  $\cos \phi = 1$ , el valor del coeficiente  $K$  es de 0,0156 mV/m·A. Considerando además una longitud del tramo de cable, desde la salida del generador hasta el lado de baja del transformador, de unos 10 metros; se tendrá que la caída de tensión total es de:

$$\Delta U = 0,0156 \frac{\text{mV}}{\text{m} \cdot \text{A}} \cdot 2.309 \text{ A} \cdot 10 \text{ m} = 360,204 \text{ mV} = 0,360 \text{ V}$$

lo que equivale al siguiente porcentaje sobre la tensión nominal:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = \frac{0,360}{400} \cdot 100 = 0,09\% < 5\%$$

valor que como se puede observar es inferior a la caída de tensión máxima permitida por la norma que era del 5% de la tensión nominal.

### 6.2.3 Resistencia a las Corrientes de Cortocircuito

Sabemos, por lo calculado en el *apartado 2.4*, que la corriente de cortocircuito que circula por el embarrado en estudio viene dada por:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{25,316 \cdot 10^3 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ kV}} = 36.541,16 \text{ A} = 36,541 \text{ kA}$$

$$I_{cci} = 1,25 \cdot I_{cc} = 45,676 \text{ kA} < 80 \text{ kA}$$

Por otro lado, consultando las tablas dadas por el fabricante, vemos como el calibre elegido puede soportar una corriente de cortocircuito (corriente asignada de corta duración admisible, 1 s) de 80 kA<sub>ef</sub>, con lo cual está dentro de lo permitido por la norma.

Señalar que lógicamente los datos aportados por el fabricante cumplen con la normativa pertinente (IEC 364-4-43), la cual nos indica que la fórmula de calentamiento adiabático aplicable a un cable de cobre aislado con este material será:  $I_{cc}^2 \cdot t = 20.473 \cdot S^2$ ; donde  $I_{cc}$  es la intensidad de cortocircuito en A (80 kA),  $t$  la duración del mismo en s (1 s), y  $S$  la sección del conductor en  $\text{mm}^2$  (600  $\text{mm}^2$ ). Pudiéndose comprobar que se verifica esta fórmula para nuestra canalización:

$$S = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{20.473}} = \sqrt{\frac{80.000^2 \cdot 1}{20.473}} = 559.11 \text{ mm}^2 \approx 600 \text{ mm}^2$$

## 7 RED DE PUESTA A TIERRA

Según la norma MIE-RAT 13, toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación eléctrica donde las personas puedan estar sometidas a una tensión peligrosa durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella, se cumplan las prescripciones descritas en esta normativa.

Desde la malla de la red de tierra de la instalación eléctrica de la planta de cogeneración se realizarán las conexiones a todos los elementos que sean necesarios según indique la norma (partes metálicas de la instalación no sometidas a tensión, neutros de transformadores y generadores, circuitos de baja tensión de los trafos de medida, los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra, etc.).

### 7.1 DATOS DE PARTIDA. DISEÑO PRELIMINAR DE LA MALLA DE TIERRA

#### 7.1.1 Características del Suelo

Según indica la norma, para instalaciones de tercera categoría (tensión nominal igual o inferior a 30 Kv y superior a 1 Kv) y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 KA, es posible estimar la resistividad del terreno por inspección visual.

Según una inspección visual previa del terreno donde se ubicará la planta de cogeneración, se determina una resistividad media del terreno de  $\tilde{n} = 70 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$ .

El recinto de la planta estará cubierto por una capa de grava de  $h_s = 0,01 \text{ m}$  de espesor mínimo (esto se suele hacer para conservar la humedad del terreno, y que ésta se mantenga más o menos constante independientemente de la época del año en que estemos); por tanto, se puede considerar para los cálculos de la red de tierras una resistividad de la capa superficial de grava de  $r_s = 3.000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$ .

#### 7.1.2 Intensidad Máxima de Defecto a Tierra

Un dato necesario para dimensionar la malla de la red de tierra de la planta es la corriente máxima de defecto a tierra en el punto de enganche a la red. Éste ha de ser un dato aportado por la compañía suministradora. Nosotros no disponemos de ese dato en concreto, pero en cualquier caso tomaremos para un diseño preliminar el valor de dicha corriente máxima de defecto a tierra como:

$$I_E = 1.000 A$$

### 7.1.3 Tiempo Máximo de Despeje de la Falta

Consideraremos un tiempo de despeje de la falta de  $t = 1s$  que es el tiempo máximo en el que los relés de protección despejarán las faltas a tierra.

### 7.1.4 Determinación de la Sección del Conductor

Se emplea para su cálculo la instrucción complementaria MIE-RAT 13, según la cual la sección mínima del conductor de tierra capaz de resistir sin daño una corriente de falta determinada durante un período de tiempo inferior o igual a 1 segundo, se puede calcular mediante la fórmula:

$$S_{cond} = \frac{I_E}{\mathbf{d}} = \frac{1.000A}{160 \frac{A}{mm^2}} = 6,25mm^2$$

Donde:

$S_{cond}$  = Sección del conductor de malla en  $mm^2$ .

$I_E$  = Intensidad de defecto a tierra en A.

$\mathbf{d}$  = Densidad de corriente, que según marca la norma, para el caso del cobre tiene el valor que se ha indicado en  $A/mm^2$ .

A la vista del resultado obtenido se tomará una sección para el conductor de malla de  $S_{cond} = 50 mm^2$ , ya que éste es el mínimo exigido para conductores enterrados según la norma.

Por tanto, el diámetro del conductor será de:

$$S_{cond} = \frac{\mathbf{p}d^2}{4} \Rightarrow d = \sqrt{\frac{4S_{cond}}{\mathbf{p}}} = 7,979mm = 0,00798m$$

### 7.1.5 Diseño Preliminar de la Malla de Tierra

Se diseña una malla de tierra formada por cuadrículas sobre la base de unas dimensiones medias de éstas de 2 x 2 metros aproximadamente y abarcando el recinto ocupado por la instalación eléctrica de la planta de cogeneración, que en principio lo consideraremos con unas dimensiones aproximadas de un rectángulo de 28 x 4 metros.

Los conductores de la malla serán de cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> e irán enterrados a una profundidad de  $h = 0,7 \text{ m}$ . Desde esta malla se realizarán las conexiones a los soportes, equipos y estructuras metálicas de toda la planta.

En algunos ángulos de la cuadrícula se clavarán, repartidas de forma simétrica, picas de acero recubierto de cobre, de 2 metros de longitud y 17 mm de diámetro. En total el número de picas será de 14.

### 7.1.6 Resumen Datos de Partida para el Cálculo

<b>DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA</b>		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	VALOR
$U_n$	Tensión nominal	20 kV
$r$	Resistividad del terreno	70 $\Omega \cdot \text{m}$
$r_s$	Resistividad superficial	3.000 $\Omega \cdot \text{m}$
$I_E$	Intensidad de defecto a tierra	1.000 A
$T$	Tiempo de despeje de la falta	1 s
$S_{cond}$	Sección del conductor de Cu desnudo	50 mm <sup>2</sup>
$D$	Diámetro conductor Cu desnudo	0,00798 m
$H$	Profundidad de enterramiento	0,7 m
$a, b$	Dimensiones de la cuadrícula media	2 x 2 m
$S$	Superficie ocupada por la malla de tierra	28 x 4 = 112 m <sup>2</sup>
$n_a$	Nº de conductores horizontales	3
$n_b$	Nº de conductores verticales	15

## 7.2 RESISTENCIA DE LA MALLA

La resistencia de tierra del electrodo (de la malla), según el MIE-RAT 13, se calcula por la fórmula siguiente:

$$R = \frac{r}{4r} + \frac{r}{L}$$

donde:

$L$  = Longitud total de los conductores enterrados, incluidas las picas, en metros.

$r$  = Radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla (112 m<sup>2</sup>).

Calculando, se obtiene:

$$L = 15 \cdot 4 + 3 \cdot 28 + 14 \cdot 2 = 172m$$

$$112 = \rho \cdot r^2 \Rightarrow r = \sqrt{\frac{112}{\rho}} = 5,971m$$

con lo que la resistencia de malla vale:

$$R = \frac{70}{4 \cdot 5,971} + \frac{70}{172} = 3,34\Omega$$

### 7.3 TENSIONES DE PASO Y CONTACTO ADMISIBLES

De acuerdo con la instrucción complementaria MIE-RAT 13, se pueden calcular las tensiones de paso y contacto admisibles según las fórmulas siguientes.

#### Tensión de Paso

$$V_p = \frac{10K}{t^n} \cdot \left( 1 + \frac{6r_s}{1.000} \right)$$

#### Tensión de Contacto

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left( 1 + \frac{1,5r_s}{1.000} \right)$$

siendo para  $0,9 \text{ s} < t < 3 \text{ s}$ :

$$K(\text{ RAT } 13) = 78,5$$

$$n(\text{ RAT } 13) = 0,18$$

Por tanto, para nuestra instalación tendremos:

$$V_p = \frac{10 \cdot 78,5}{1^{0,18}} \cdot \left( 1 + \frac{6 \cdot 3.000}{1.000} \right) = 14.915V$$

$$V_c = \frac{78,5}{1^{0,18}} \cdot \left( 1 + \frac{1,5 \cdot 3.000}{1.000} \right) = 432V$$

Éstos serán los valores máximos admisibles, y que por tanto, no pueden ser superados por las tensiones de paso y contacto existentes en ninguna zona del terreno afectada por la instalación de tierra.

## 7.4 TENSIONES DE PASO Y CONTACTO EXISTENTES

La Norma IEEE 80/86 establece unas expresiones para el cálculo aproximado de los potenciales de paso y contacto susceptibles de aparecer en la instalación de puesta a tierra, en la forma siguiente.

### Tensión de Paso

La tensión de paso máxima existente viene dada por la siguiente expresión:

$$V_p = r \cdot K_{ip} \cdot K_p \cdot \frac{I_E}{L}$$

siendo:

$$K_{ip} = 0,172n + 0,656$$

$$K_p = \frac{1}{p} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right)$$

$$n = \text{máx} (n_a, n_b)$$

L = Longitud total de los conductores enterrados incluidas las picas

D = Separación entre los conductores de la malla

Calculando, se tiene:

$$n = \text{máx} (3,15) = 15$$

$$L = 15 \cdot 4 + 3 \cdot 28 + 14 \cdot 2 = 172m$$

$$D = 2m$$

$$K_{ip} = 0,172 \cdot 15 + 0,656 = 3,236$$

$$K_p = \frac{1}{p} \left( \frac{1}{2 \cdot 0,7} + \frac{1}{2 + 0,7} + \frac{1}{2} (1 - 0,5^{11-2}) \right) = 0,5041$$

Por tanto la tensión de paso máxima existente tiene un valor de:

$$V_p = 70 \cdot 3,236 \cdot 0,5041 \cdot \frac{1.000}{172} = 664V < 14.915V$$

### Tensión de Contacto

La tensión de contacto máxima existente viene dada por la siguiente expresión:

$$V_c = r \cdot K_{ic} \cdot K_c \cdot \frac{I_E}{L}$$

siendo:

$$K_{ic} = 0,172n_g + 0,656$$

$$K_c = \frac{1}{2P} \left( \ln \left( \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{1}{\sqrt{1+h}} \cdot \ln \frac{8}{P \cdot (2 \cdot n_g - 1)} \right)$$

$$n_g = \sqrt{n_a \cdot n_b}$$

Calculando, se tiene:

$$n_g = \sqrt{3 \cdot 15} = 6,708$$

$$K_{ic} = 0,172 \cdot 6,708 + 0,656 = 1,810$$

$$K_c = \frac{1}{2P} \left( \ln \left( \frac{2^2}{16 \cdot 0,7 \cdot 0,00798} + \frac{(2+2 \cdot 0,7)^2}{8 \cdot 2 \cdot 0,00798} - \frac{0,7}{4 \cdot 0,00798} \right) + \frac{1}{\sqrt{1+0,7}} \cdot \ln \frac{8}{P \cdot (2 \cdot 6,708 - 1)} \right) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow K_c = 0,5595$$

Por tanto la tensión de contacto máxima existente tiene un valor de:

$$V_c = 70 \cdot 1,810 \cdot 0,5595 \cdot \frac{1.000}{172} = 412V < 432V$$

Así pues, se deduce que como los potenciales de paso y contacto calculados como máximos según el método empleado son menores que los calculados como admisibles, el prediseño de la malla se ajusta a la normativa aplicable, y por tanto la red de tierra se construirá sobre la base de los criterios indicados en este capítulo.

## 8 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Como se explicará con más detalle en la memoria descriptiva, el centro de transformación de la planta de cogeneración estará constituido por el transformador elevador y por su apartamento correspondiente; todo ello dimensionado y elegido a la vista de los cálculos realizados en este proyecto.

Todos estos elementos irán ubicados en un centro de transformación PFU prefabricado de hormigón, monobloque tipo caseta de la firma ORMAZÁBAL; el cual también se explicará con más detalle en la memoria descriptiva.

En cualquier caso, y aunque no es necesario, ya que dichos centros cumplen con la normativa vigente acerca de este tipo de instalaciones con lo que están perfectamente homologados; indicaremos seguidamente una serie de ideas y normativas acerca del prediseño del dimensionado de la ventilación del centro de transformación y del pozo apaga-fuegos.

### 8.1 DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN

La superficie de la reja de entrada de aire al centro de transformación se puede calcular mediante la siguiente expresión, propuesta por la empresa FECSA:

$$S = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0,24 \cdot K \cdot \sqrt{h} \cdot \Delta T^3}$$

donde:

$S$  = Superficie mínima de las rejillas de entrada.

$W_{cu}$  = Pérdidas en el cobre del transformador.

$W_{fe}$  = Pérdidas en el hierro del transformador.

$K$  = Coeficiente en función de la forma de las rejillas de entrada de aire.

$h$  = Distancia vertical entre las rejillas de entrada y salida de aire.

$\Delta T$  = Diferencia entre la temperatura máxima admisible dentro del centro de transformación y la máxima prevista fuera del centro de transformación.

Nosotros no entraremos en más detalles acerca de este cálculo, en el que simplemente nos hemos limitado a dar una pequeña pincelada del mismo. Simplemente baste decir de nuevo que al ser un edificio prefabricado, éste cumplirá la normativa vigente tras la realización de pruebas y ensayos homologados.

## 8.2 DIMENSIONADO DEL POZO APAGA-FUEGOS

Según se indica en la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT 15, la construcción de fosas o cubas colectoras del líquido aislante (depósito para la recogida del aceite del transformador), no es necesario que se dimensionen para la totalidad del líquido aislante del transformador (salvo en las zonas de captación de aguas o de aguas protegidas, que no es nuestro caso), e incluso pueden eliminarse cuando la tierra contaminada pueda retirarse y el líquido aislante no pueda derramarse en cauces superficiales o subterráneos o canalizaciones de abastecimiento de aguas o de evacuación de aguas residuales. En cualquier caso, cuando el transformador contenga menos de 1.000 litros de líquido aislante, la fosa podrá suprimirse.

En nuestro caso no sería necesario el dimensionamiento de este pozo, pero aun así haremos un prediseño del mismo.

Debajo de la bancada del transformador se colocará un dispositivo de recogida de aceite en caso de derrame. El depósito de recogida de aceite será capaz de alojar la totalidad del volumen de aceite refrigerante que contiene el transformador en caso de su vaciamiento total. La parte superior del depósito llevará una rejilla sobre la que se depositará grava la cual permita el llenado del pozo impidiendo la entrada de llamas.

Potencia del Transformador	Volumen Mínimo del Foso
1.600 kVA	950 litros

## 9 ALUMBRADO

Para el cálculo de la iluminación de los dos edificios de la instalación eléctrica de la planta de cogeneración (generación y transformación) se deben conocer las dimensiones de los mismos, las características de reflexión de las distintas superficies, el coeficiente de ensuciamiento asociado a la actividad de cada edificio, las características de las luminarias a colocar, el nivel de iluminación necesario, el índice de rendimiento del color, etc.

Se realizará en esta memoria de cálculo un breve prediseño del alumbrado de dichos edificios, utilizando los datos básicos para ello. En caso de querer un mayor grado de perfeccionamiento y exactitud, se podría acudir a realizar estos cálculos utilizando alguno de los múltiples programas informáticos que existen en el mercado.

El número de luminarias viene dado por la siguiente expresión:

$$N = \frac{E \cdot S}{\mathbf{f} \cdot f_m}$$

donde:

$N$  = Número de luminarias a instalar.

$E$  = Iluminancia prevista para la zona en lux.

$S$  = Superficie a iluminar en  $m^2$ .

$\mathbf{f}$  = Flujo luminoso por luminaria en lm/luminaria.

$f_m$  = Factor de mantenimiento de la luminaria, que depende del factor de conservación y de utilización de la misma y de las condiciones de la instalación.

El nivel de iluminación o iluminancia de ambos edificios es de  $E = 250 \text{ lux}$ , teniendo en cuenta las recomendaciones hechas por la norma DIN 5035.

Las superficies a iluminar tendrán las siguientes dimensiones:

Edificio del sistema de generación:  $S_G = 41 \text{ m}^2$ .

Edificio del centro de transformación:  $S_T = 10 \text{ m}^2$ .

Para la iluminación general de ambos edificios se utilizarán luminarias tipo fluorescente 2 x 36 W empotradas en el techo, cuyo flujo luminoso por luminaria es de  $\mathbf{f} = 5.400 \text{ lm/luminaria}$ .

El factor de mantenimiento se tomará con un valor típico de  $f_m = 0,75$  para ambos edificios.

A partir de estos datos, y realizando los cálculos oportunos, se obtienen el número de luminarias para cada edificio.

Luminarias para el sistema de generación:

$$N_G = \frac{250 \cdot 41}{5.400 \cdot 0,75} = 2,53 \Rightarrow N_G = 3 \text{ luminarias}$$

Luminarias para el centro de transformación:

$$N_T = \frac{250 \cdot 10}{5.400 \cdot 0,75} = 0,62 \Rightarrow N_T = 2 \text{ luminarias}$$

La posición, altura de las luminarias, ángulo de enfoque, etc., se podría calcular utilizando un programa informático adecuado.

Por último, conviene señalar que en cualquier caso ambos edificios son prefabricados, con lo que ya vendrán equipados con su propia iluminación acorde con la normativa vigente.