

ÍNDICE

1.	Dimensionamiento del sistema colector	3
1.1.	Instalación BT en el interior de los aerogeneradores	3
1.1.1	Instalación principal de BT en el interior del aerogenerador	5
1.1.2	Instalación de SSAA de la máquina	6
1.1.2.1	Dimensionamiento de los conductores que unen el cuadro de motores con las cargas correspondientes.....	7
1.1.2.2	Dimensionamiento de los conductores que unen el cuadro de alumbrado y tomas de corriente con sus cargas correspondientes	9
1.1.2.3	Dimensionamiento de los conductores que unen el transformador de SSAA con el cuadro de SSAA	15
1.2.	Dimensionamiento de los conductores de Media Tensión	15
	Cálculo de los conductores de la Red de Media Tensión	23
2.	Estudio de cortocircuito.....	24
2.1.	Esquema general.....	24
2.2.	Datos iniciales	24
2.3.	Consideraciones.....	25
2.4.	Impedancias del sistema	26
2.5.	Cortocircuito en el sistema de SSAA (nivel 400 V).....	31
2.5.1.	Circuito equivalente:	32
2.5.2.	Fuente equivalente de tensión	33
2.5.3.	Corriente de cortocircuito simétrica inicial resultante.....	33
2.5.4.	Corriente de cortocircuito simétrica de corte	33
2.5.5.	Cálculo del valor de la corriente de pico (i_p).....	35
2.6.	Cortocircuito a nivel de 690 V	36
2.6.1.	Impedancias del sistema a 690 V	37
2.6.2.	Circuito equivalente.....	37
2.6.3.	Fuente equivalente de tensión	38
2.6.4.	Corriente de cortocircuito resultante	38
2.6.5.	Corriente de cortocircuito simétrica de corte	38
2.6.6.	Cálculo del valor de la corriente de pico (i_p)	40
2.7.	Cortocircuito a nivel de 20 kV	40
2.7.1.	Impedancias del sistema a 20 kV	40
2.7.2.	Fuente equivalente de tensión	41
2.7.3.	Circuito equivalente.....	42
	42
2.7.4.	Corriente de cortocircuito simétrica inicial resultante.....	42
2.7.5.	Corriente de cortocircuito simétrica de corte	43
2.7.6.	Cálculo del valor de la corriente de pico (i_p)	43
2.8.	Resumen de valores	44
3.	Cálculo del Sistema de puesta a Tierra.....	44
3.1.	Datos iniciales	45
3.2.	Medidas de seguridad adicionales	45
3.3.	Cálculos	46
3.3.1.	Valor máximo de la resistencia de puesta a tierra	46
3.3.2.	Configuración elegida.....	46
3.3.3.	Cálculo Resistencia a Tierra	47
3.3.4.	Cálculo de la corriente y de la tensión de defecto	47
3.3.5.	Cálculo tensión de paso exterior.....	47

Memoria de Cálculo

3.3.6.	Cálculo tensión de paso exterior máxima admisible	47
3.4.	Cálculo de la Pantallas.....	48
3.5.	Unión del Neutro del Transformador a la Red General de Tierras	48
5.	Elección de los contactores para los motores de los SSAA	49
5.1.	Datos iniciales y requisitos mínimos	49
5.2.	Cálculos	49
5.2.1.	Motor de 18.5 kW.....	49
5.2.2.	Motores de 2.2 kW	50
6.1.	Cálculos contenidos en las hojas de cálculo	52
6.2.	Función de Matlab para el cálculo de producción energética	53

1. Dimensionamiento del sistema colector

1.1. *Instalación BT en el interior de los aerogeneradores*

Se considerará instalación principal la que conecta al generador de la máquina de 2 MW con el transformador elevador 690V / 20 kV de 2100 kVA, que conecta a la máquina con la red de media tensión.

Como en el resto de instalaciones de BT, la sección de los conductores se estimará por caída de tensión y por el criterio de intensidad máxima admisible.

La corriente nominal del generador será:

$$\begin{aligned} & \text{Ecuación 1} \\ I_g &= \frac{2000000}{\sqrt{3} \cdot 690 \cdot 1} = 1673.48A \end{aligned}$$

La intensidad en el lado de baja del transformador, una vez compensado el factor de potencia a uno por las baterías de condensadores, será:

$$\begin{aligned} & \text{Ecuación 2} \\ I_{bt \text{ trafo}} &= \frac{P_{ge}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} \\ I_{bt \text{ trafo}} &= \frac{2000000}{\sqrt{3} \cdot 690 \cdot 1} = 1673.48A \end{aligned}$$

Existe la posibilidad debido a las características de la turbina que su potencia nominal aumente ligeramente en determinadas condiciones exteriores de temperatura, turbulencia, etc. Este incremento será como máximo de un 5%, pero a efectos de cálculo y para estar del lado de la seguridad se considerará una potencia máxima de 2100 kW.

La intensidad en el lado de baja del transformador pasará a ser:

$$\begin{aligned} & \text{Ecuación 3} \\ I_{bt \text{ trafo}} &= \frac{2100}{\sqrt{3} \cdot 0.69 \cdot 1} = 1757.15A \end{aligned}$$

Se instalará un transformador de 2100 kVA y un interruptor en el lado de baja de 2000 A. Por ello, el trafo estaría trabajando por encima de su potencia nominal, no existiendo

problema al ser durante un breve espacio de tiempo (unos minutos) y estando protegido por sus correspondientes sondas de control de temperatura PT 100 en los devanados.

La caída de tensión máxima permitida entre generador y transformador elevador 0.69/20 kV será de 1.5%, como se especifica en la ITC-BT-40 del REBT. Lo cual significa que si el generador cede potencia a una tensión de salida de 690 V, la caída máxima debe ser de 10.35 V.

Los cables instalados en BT serán de la marca Pirelli, y del modelo Retenax Flam correspondiente a BT. Los conductores a emplear serán de aislamiento RV 0.6/1 kV en toda la instalación de BT. Los conductores que se instalen serán siempre unipolares de Cu.

El dimensionamiento de los conductores que conectan el generador con el transformador de salida se estimará por intensidad máxima admisible y posteriormente se comprobará por caída de tensión.

La intensidad que recorrerá los conductores es de 1757.15 A, muy elevada. Según catálogo, no se puede instalar un único terno de conductores unipolares ya que se supera con mucho la máxima intensidad admisible en régimen permanente. Se opta por instalar varios ternos de los mismos.

Dimensionamiento de los conductores que unen el generador con el cuadro principal de BT en el interior del aerogenerador

La intensidad de salida del generador es de 1757.15 A. Considerando una longitud de 5 metros para los conductores, que discurren sobre bandeja perforada en contacto mutuo y los datos del catálogo del fabricante:

3 Ternos

Ecuación 4

$$I_g = 1757.15A$$

$$I_{terno} = 1757.15 / 3 = 585.72A$$

Dimensionando por intensidad máxima admisible y según el catálogo:

Ecuación 5

$$S = 400\text{mm}^2 \rightarrow I_{MaxAdm} = 720\text{A}$$

$$\text{Coeficiente} = 0.85 \rightarrow \text{Según ITC - BT - 07}$$

$$I_{MaxAdm}^* = 720 \cdot 0.85 = 612\text{A} \rightarrow \text{Insuficiente}$$

Cumple criterio de intensidad máxima admisible, se pasa a comprobar el criterio de caída de tensión:

Ecuación 6

$$S = 300\text{mm}^2, \quad \cos \varphi = 1 \quad \text{y} \quad Cu \rightarrow K = 0.14$$

$$\Delta U_{Max} = 10.35 \geq 0.14 \cdot 585.72 \cdot 0.005 = 0.41 \rightarrow OK$$

A destacar que se considera un factor de potencia unidad porque la batería de condensadores se encarga de regularlo siempre a la unidad y que la longitud del conductor se introduce en km porque así se indica en el catálogo del fabricante.

Por lo tanto, la configuración elegida es:

$$9x(1x300\text{mm}^2)$$

1.1.1 Instalación principal de BT en el interior del aerogenerador

Dimensionamiento de los conductores que unen el cuadro principal de BT con el transformador 0.69/20KV

Los conductores de la instalación principal en BT se dimensionarán suponiendo una corriente de diseño de 1757.15 A, la máxima que puede ceder el generador. De esta manera se desprecia la corriente que absorban los SSAA, la cual no es constante ya que no todas las cargas de los SSAA actúan simultáneamente ni es significativa en comparación con la corriente que circula hacia la Red. Además, de esta manera el cálculo se hará desde el lado de la seguridad.

Para la evacuación de los 1757.15 A ya se calculó una sección óptima (9x1x300 mm²), pero para descolgar los conductores en el tramo inicial y que permitan el giro de la cabina del aerogenerador se necesita una mayor flexibilidad como ya se apuntó en párrafos anteriores. Se aumentará el número de ternos y se disminuirá la sección:

5 Ternos

Ecuación 7

$$I_g = 1757.15A$$

$$I_{terno} = 1757.15 / 5 = 351.43A$$

Dimensionando por intensidad máxima admisible, considerando una temperatura de funcionamiento de 15° superior por encontrarse en una galería sin ventilación y según el catálogo:

Ecuación 8

$$S = 185mm^2 \rightarrow I_{MaxAdm} = 450A$$

$$Coeficiente = 0.84 \rightarrow \text{Según ITC - BT - 07}$$

$$I_{MaxAdm}^* = 450 \cdot 0.84 = 418.37A > 351.43A \rightarrow OK$$

Cumple criterio de intensidad máxima admisible, se pasa a comprobar el criterio de caída de tensión:

Ecuación 9

$$S = 185mm^2, \quad \cos \varphi = 1 \quad y \quad Cu \rightarrow K = 0.22$$

$$\Delta U_{Max} = 10.35 \geq 0.22 \cdot 351.43 \cdot 0.075 = 5.8V \rightarrow OK$$

La configuración elegida es pues:

$$\boxed{15x(1x185mm^2)}$$

El peso de la sección colgada (10 metros) es, según catálogo:

Ecuación 10

$$S = 1x185mm^2 \rightarrow 1.86 Kg / m$$

$$5 \text{ Ternos de 3 unipolares cada uno y } 10m \rightarrow 5 \cdot 3 \cdot 10 \cdot 1.86 = 279 Kg$$

1.1.2 Instalación de SSAA de la máquina

A continuación, en la Tabla 1, se detallan las cargas previstas y sus características eléctricas a tener en cuenta a la hora de su instalación:

Tabla 1. Características eléctricas de las cargas del sistema de SSAA

Cargas	Nº	Alimentación	Potencia unitaria	Rendimiento	Cos ϕ	Longitud conductor
Grúa	1	400 V Trifásica	2.2 kW	0.83	0.8	10 m
Motorreductora	1	400 V Trifásica	2.2 kW	0.83	0.8	5 m
Bomba aceite	1	400 V Trifásica	2.2 kW	0.83	0.8	5 m
Bomba Hidráulica	1	400 V Trifásica	18.5 kW	0.88	0.8	8 m
Alumbrado cabina	3	230 V Monofásica	80 W	1	0.85	5 m
Tomas corriente cabina (16 A)	3	230 V Monofásica	3.7 kW	1	1	5 m
Alumbrado Torre Superior	3	230 V Monofásica	80 W	1	0.85	30 m
Alumbrado Torre Inferior	3	230 V Monofásica	80 W	1	0.85	50 m
Alumbrado base	3	230 V Monofásica	80 W	1	0.85	75 m
Tomas corriente base (16 A)	3	230 V Monofásica	3.7 kW	1	1	75 m

Suponiendo un coeficiente de simultaneidad de 1, la potencia máxima absorbida por las SSAA es de 52.1kW que, teniendo en cuenta el factor de potencia de cada carga, supone 59.62 kVA. Por lo tanto el transformador de SSAA elegido tendrá una potencia aparente de 100 kVA, más que suficiente para suministrar potencia en el peor de los casos.

1.1.2.1 Dimensionamiento de los conductores que unen el cuadro de motores con las cargas correspondientes

Se considerará que la instalación es aérea y que los conductores que la componen son unipolares de cobre ya que, aunque más pesado, es más flexible que el aluminio. Se aplicarán las prescripciones indicadas en el REBT para este caso.

La sección mínima que se instalará será de 4 mm^2 . Aún pudiendo colocar conductores de menor sección, se considerará ésta para estar del lado de la seguridad. Este dato junto con el hecho de que las distancias de los conductores que alimentan cargas en el interior de la cabina son muy cortas, 10 metros a lo sumo, lleva a pensar que los conductores a instalar serán de una sección muy pequeña.

Carga más desfavorable: Bombas hidráulicas

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 11

$$P_{\text{Diseño}} = \frac{18500}{0.88} = 21022.73 \text{ W}$$

$$I_{\text{nom}} = \frac{21022.73}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 37.93 \text{ A}$$

$$\text{Por ITC - BT - 47 REBT} \rightarrow I_{\text{diseño}} = 37.93 \cdot 1.25 = 47.41 \text{ A}$$

$$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{max Adm}} = 64 \text{ A} > 47.41 \text{ A} \rightarrow \text{OK}$$

- Criterio caída de tensión:

Para un factor de potencia de 0.85 el catálogo Pirelli no facilita el dato de la constante con la que calcular la caída de tensión, así que se opta por tomar el dato de la constante para factor de potencia 1 (el valor máximo) y si cumple para éste, cumplirá para un factor de potencia menor:

Ecuación 12

$$\Delta U_{\text{max}} = 5\% (\text{Por ITC - BT - 19 REBT}) \rightarrow 400 \cdot 0.05 = 20 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.85 \rightarrow \cos \varphi = 1$$

$$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 4$$

$$L = 8 \text{ m} = 0.008 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 4 \cdot 47.41 \cdot 0.008 = 1.52 \text{ V} < 20 \text{ V} \rightarrow \text{OK}$$

Cumple los dos criterios holgadamente. Se deduce que la sección de 10 mm^2 de cobre es válida.

Cargas: Bomba aceite, Motorreductora y Grúa

Las tres cargas son idénticas y lo único que varía es la longitud del conductor, siendo la mayor la de la grúa (10 metros). Si la sección mínima cumple para ésta, cumplirá para las otras dos.

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 13

$$P_{Diseño} = \frac{2200}{0.83} = 2650.6W$$

$$I_{nom} = \frac{2650.6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.8} = 4.78A$$

$$Por ITC - BT - 47 REBT \rightarrow I_{diseño} = 4.78 \cdot 1.25 = 5.98A$$

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{maxAdm} = 35A > 5.98A \rightarrow OK$$

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 14

$$\Delta U_{max} = 5\% (Por Por ITC - BT - 19 REBT) \rightarrow 400 \cdot 0.05 = 20V$$

$$\cos \varphi = 0.8$$

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 8.1$$

$$L = 10 \text{ m} = 0.010 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 8.1 \cdot 5.98 \cdot 0.010 = 0.484V < 20V \rightarrow OK$$

Cumple los dos criterios holgadamente. Se deduce que la sección de 4mm^2 de cobre es válida.

1.1.2.2 Dimensionamiento de los conductores que unen el cuadro de alumbrado y tomas de corriente con sus cargas correspondientes

Existirán dos tipos de cargas monofásicas en el interior de la cabina: alumbrado y tomas de corriente. Para las dos se procederá de igual manera: Se considerarán como una carga trifásica de potencia suma de las tres monofásicas en el punto más desfavorable.

Como se puede observar en el plano correspondiente al esquema unifilar de los SSAA numerado como PE-15, las derivaciones para las cargas monofásicas, tanto alumbrado como tomas de corriente, parten del cuadro de alumbrado y tomas de corriente situado en el armario de control, aguas abajo del cuadro de SSAA y protegido mediante interruptor diferencial y magneto térmica.

Alumbrado cabina

El alumbrado se compone de tres lámparas de descarga de vapor de sodio. Se trata de 3 cargas monofásicas de 80W que se aproximan por una carga trifásica de 240W a una distancia máxima de 5 metros. En la ITC-BT-09 del REBT se prescribe que las lámparas de descarga se dimensionan con una potencia aparente 1.8 veces su potencia activa:

Ecuación 15

$$S_{Lámpara} = 1.8 \cdot 80 = 144 \text{ VA}$$
$$S_{Total} = 3 \cdot S_{Lámpara} = 432 \text{ VA}$$
$$I_{nom} = \frac{432}{\sqrt{3} \cdot 400} = 0.624 \text{ A}$$

Para la instalación de las cargas monofásicas se dispondrán dos cables unipolares de aislamiento de polietileno reticulado.

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 16

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\max Adm} = 48 \text{ A} > I_{nom}$$

Según prescribe la ITC-BT-09 el factor de potencia de 0.85 ha de corregirse a un valor igual o superior a 0.9. Se opta por corregir el factor de potencia a 1:

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 17

$$\Delta U_{\max} = 3\% \text{ (Por ITC - BT - 09 REBT)} \rightarrow 400 \cdot 0.03 = 12 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.85 \rightarrow \cos \varphi = 1$$

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 9.96 \rightarrow \text{Caso monofásico} \rightarrow \text{Multiplicar por } \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$L = 5 \text{ m} = 0.005 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 1.15 \cdot 9.96 \cdot 0.624 \cdot 0.005 = 0.036 \text{ V} < 12 \text{ V} \rightarrow OK$$

Sección elegida: 2x4 mm²

Como se puede observar en el esquema unifilar correspondiente, cada una de las lámparas se conecta a una fase diferente (a, b y c). Esta disposición se repetirá con todas las cargas monofásicas existentes en el aerogenerador.

Alumbrado torre

Se trata de dos grupos de 3 luminarias repartidas por la torre a dos alturas, tres a una altura de 47 m y otras tres a 27 m. Todas las cargas serán monofásicas de 80W que se aproximan en grupos de tres por una carga trifásica de 240W. En la ITC-BT-09 del REBT se prescribe que las lámparas de descarga se dimensionan con una potencia aparente 1.8 veces su potencia activa:

Ecuación 18

$$S_{Lámpara} = 1.8 \cdot 80 = 144 \text{ VA}$$

$$S_{Total} = 3 \cdot S_{Lámpara} = 432 \text{ VA}$$

$$I_{nom} = \frac{432}{\sqrt{3} \cdot 400} = 0.624 \text{ A}$$

Para la instalación de las cargas monofásicas se dispondrán dos cables unipolares de aislamiento de polietileno reticulado.

Luminarias a 47m

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 19

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\max Adm} = 48 \text{ A} > I_{nom}$$

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 20

$$\Delta U_{\max} = 3\% \text{ (Por ITC - BT - 09 REBT)} \rightarrow 400 \cdot 0.03 = 12 \text{ V}$$

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 9.96 \rightarrow \text{Caso monofásico} \rightarrow \text{Multiplicar por } \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$L = 67 - 47 \text{ m} = 20 \text{ m} = 0.02 \text{ Km}$$

$$\cos \varphi = 0.85 \rightarrow \cos \varphi = 1 \text{ (Corrección según ITC - BT - 09)}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 1.15 \cdot 9.96 \cdot 0.624 \cdot 0.03 = 0.214 \text{ V} < 12 \text{ V} \rightarrow \text{OK}$$

Sección elegida: 2x4 mm²

Luminarias a 27m

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 21

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\max Adm} = 48 \text{ A} > I_{nom}$$

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 22

$$\Delta U_{\max} = 3\% \text{ (Por ITC - BT - 09 REBT)} \rightarrow 400 \cdot 0.03 = 12V$$

$$\cos \varphi = 0.85 \rightarrow \cos \varphi = 1 \text{ (Corrección según ITC - BT - 09)}$$

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 9.96 \rightarrow \text{Caso monofásico} \rightarrow \text{Multiplicar por } \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$L = 67 - 27 \text{ m} = 40 \text{ m} = 0.04 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 1.15 \cdot 9.96 \cdot 0.624 \cdot 0.05 = 0.357V < 12V \rightarrow OK$$

Sección elegida: 2x4 mm²

Alumbrado base

Se trata de 3 cargas monofásicas de 80W que se aproximan por una carga trifásica de 240W a una distancia de 75 metros. En la ITC-BT-09 del REBT se prescribe que las lámparas de descarga se dimensionan con una potencia aparente 1.8 veces su potencia activa:

Ecuación 23

$$S_{\text{Lámpara}} = 1.8 \cdot 80 = 144 \text{ VA}$$

$$S_{\text{Total}} = 3 \cdot S_{\text{Lámpara}} = 432 \text{ VA}$$

$$I_{\text{nom}} = \frac{432}{\sqrt{3} \cdot 400} = 0.624 \text{ A}$$

Para la instalación de las cargas monofásicas se dispondrán dos cables unipolares de aislamiento de polietileno reticulado.

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 24

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{max Adm}} = 48 \text{ A} > I_{\text{nom}}$$

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 25

$$\Delta U_{\max} = 3\% \text{ (Por ITC - BT - 09 REBT)} \rightarrow 400 \cdot 0.03 = 12V$$

$$\cos \varphi = 0.85 \rightarrow \cos \varphi = 1 \text{ (Corrección según ITC - BT - 09)}$$

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 9.96 \rightarrow \text{Caso monofásico} \rightarrow \text{Multiplicar por } \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$L = 5 \text{ m} = 0.075 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 1.15 \cdot 9.96 \cdot 0.624 \cdot 0.075 = 0.536V < 12V \rightarrow OK$$

Tomas de corriente cabina

Se considerarán tomas de corriente de 16A de intensidad nominal a una distancia máxima de 5 metros:

Para la instalación de las cargas monofásicas se dispondrán dos cables unipolares de aislamiento de polietileno reticulado.

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 26

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{max Adm}} = 48 \text{ A} > I_{\text{nom}}$$

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 27

$$\Delta U_{\text{max}} = 5\% \text{ (Por REBT)} \rightarrow 400 \cdot 0.05 = 20 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 1$$

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 9.96 \rightarrow \text{Caso monofásico} \rightarrow \text{Multiplicar por } \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$L = 5 \text{ m} = 0.005 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 1.15 \cdot 9.96 \cdot 16 \cdot 0.005 = 0.916 \text{ V} < 20 \text{ V} \rightarrow \text{OK}$$

Sección elegida: 2x4 mm²

Tomas de corriente base

Se considerarán tomas de corriente de 16A de intensidad nominal a una distancia de 75 metros.

Para la instalación de las cargas monofásicas se dispondrán dos cables unipolares de aislamiento de polietileno reticulado.

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 28

$$S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\text{max Adm}} = 48 \text{ A} > I_{\text{nom}}$$

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 29

$$\Delta U_{\max} = 5\% \text{ (Por ITC - BT - 19 REBT)} \rightarrow 400 \cdot 0.05 = 20V$$

$$\cos \varphi = 1$$

$$S = 4\text{mm}^2 \rightarrow K = 9.96 \rightarrow \text{Caso monofásico} \rightarrow \text{Multiplicar por } \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$L = 75 \text{ m} = 0.075 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 1.15 \cdot 9.96 \cdot 16 \cdot 0.075 = 13.74V < 20V \rightarrow OK$$

Sección elegida: 2x4 mm²

Intensidades que recorren cada fase

- Fase a:

La fase “a” alimenta a:

- 4 Lámparas
- 2 Tomas de corriente

Lo cual suma una corriente de:

Ecuación 30

$$I_{\text{Fase A}} = 4 \cdot 0.408 + 2 \cdot 16 = 33.632 \text{ A}$$

- Fase b:

La fase “b” alimenta a:

- 4 Lámparas
- 2 Tomas de corriente

Lo cual suma una corriente de:

Ecuación 31

$$I_{\text{Fase B}} = 4 \cdot 0.408 + 2 \cdot 16 = 33.632 \text{ A}$$

- Fase c:

La fase “c” alimenta a:

- 4 Lámparas
- 2 Tomas de corriente

Lo cual suma una corriente de:

Ecuación 32

$$I_{\text{Fase C}} = 4 \cdot 0.408 + 2 \cdot 16 = 33.632 \text{ A}$$

Con esto se demuestra que las tres fases quedan perfectamente equilibradas con el reparto de cargas que se ha dispuesto.

1.1.2.3 Dimensionamiento de los conductores que unen el transformador de SSAA con el cuadro de SSAA

Por estos conductores discurrirá la suma de corrientes que alimentan a los SSAA. Esta intensidad será:

Ecuación 33

$$I_{Diseño} = 1.25 \cdot 37.93 + 3 \cdot 4.78 + 12 \cdot 0.706 + 6 \cdot 16 = 166.22A$$

Como se indica en la ITC-BT-47 el REBT, se mayor en un 25% la corriente del motor de mayor potencia y se le suma la intensidad nominal del resto de cargas.

Estos conductores han de tener una longitud de diseño de 5 metros, que será la distancia entre el transformador SSAA y el cuadro de SSAA alojado en el interior del armario de control.

- Criterio intensidad máxima admisible:

Ecuación 34

$$S = 50 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{\max Adm} = 180A > I_{Diseño} = 166.22A$$

- Criterio caída de tensión:

Ecuación 35

$$\Delta U_{\max} = 5\% \text{ (Por REBT)} \rightarrow 400 \cdot 0.05 = 20V$$

$$\cos \varphi = 1$$

$$S = 50 \text{ mm}^2 \rightarrow K = 0.85$$

$$L = 5 \text{ m} = 0.005 \text{ Km}$$

$$\Delta U = K \cdot I \cdot L = 0.85 \cdot 166.22 \cdot 0.005 = 0.706V < 20V \rightarrow OK$$

1.2. Dimensionamiento de los conductores de Media Tensión

Se consideran tres circuitos de 20 kV que unirán a los aerogeneradores con la subestación eléctrica en tres grupos, dos de ellos de 2 aerogeneradores cada uno y el tercero de tres. A su vez, dichos circuitos se subdividen en tramos (la numeración de los aerogeneradores aparece en el plano PE-1):

- El aerogenerador número I se une con el número II mediante un circuito denominado 1-2 y éste a la subestación mediante el circuito I. El recorrido de estos circuitos se recogen en el plano PE-4.
- El aerogenerador número III se une con el número IV mediante un circuito denominado 3-4 y éste a la subestación mediante el circuito II. El recorrido de estos circuitos se recogen en el plano PE-5.
- El aerogenerador número VI está unido con los números V y VII mediante los circuitos denominados 5-6 y el 6-7. A su vez el número VI queda unido a la subestación mediante el circuito III. El recorrido de estos circuitos se recogen en el plano PE-6.

Se instalarán conductores unipolares de designación UNE RHZ1 12/20 kV con aislamiento de XLPE, cubierta de poliolefina y pantallas de cobre.

Los conductores serán unipolares de Aluminio.

La instalación será enterrada y bajo tubo en los tramos que se correspondan con cruzamientos. Se considerará una temperatura de terreno de 40°C.

Para el dimensionamiento de las líneas de media tensión se seguirán las indicaciones del RAT y las normas propias de la compañía suministradora, en este caso, Sevillana-Endesa. En el Artículo 21 del RAT se prescribe que las líneas proyectadas deberán ser dimensionadas siguiendo los criterios de intensidad máxima admisible, pérdida de potencia y caída de tensión. La normativa de Sevillana-Endesa prescribe el proceso a seguir en el dimensionamiento de las líneas de media tensión:

1. Se consideran secciones de 95, 150,240 o 400 mm².
2. Se comprueba que cumple el criterio de intensidad máxima admisible.
3. Si lo cumple, se pasa a comprobar el criterio de pérdida de potencia, cuyo máximo se sitúa en un 2% cuando discurre la corriente nominal por la línea. En caso contrario, se pasa a una sección mayor.

4. Si cumple el criterio de pérdida de potencia, se pasa a comprobar la máxima corriente de cortocircuito soportada por el cable según la duración del defecto. En caso contrario, se pasa a una sección mayor.
5. Si cumple los anteriores criterios, se comprueba por último el criterio de caída de tensión cuyo límite lo sitúa Sevillana-Endesa en un 5%.

El tipo de cable elegido será el modelo Voltalene de la marca Pirelli y los cálculos se basarán en las indicaciones que se indiquen en el catálogo de los mismos. Se considerarán secciones de 95, 150, 240 y 400 mm².

Los resultados numéricos para cada uno de los tres circuitos se pueden observar en las páginas siguientes. Se pasa ahora a describir el proceso de cálculo para cada uno de los criterios anteriormente mencionados:

Datos iniciales

Para los circuitos considerados son:

- Número de aerogeneradores que comprende
- Intensidad nominal de cada uno
- Intensidad nominal suma de las anteriores
- Longitud de diseño del circuito

Criterio Intensidad máxima admisible

Se aplicará un factor de corrección por temperatura del terreno, que se considerará de 40°. Su valor será de 0.88 según norma UNE 20435.

Además se tendrá en cuenta el número de ternos de cables unipolares que compartan la misma zanja. Según se observa en los planos de recorrido de cada uno de los tres circuitos, planos PE-4, PE-5 y PE-6, se comparte la misma zanja para el tendido de los circuitos de media tensión, de tal manera que en algunos tramos habrá más de un terno de cables en la misma zanja. En la Tabla 2 se recoge el número de ternos que se encuentran en la zanja para cada circuito, así como el factor de corrección de la intensidad máxima admisible debido a este concepto según prescribe la norma UNE 20435. El tendido de los cables se realizará en contacto mutuo.

Se compara dicho valor con el de máxima corriente admisible para cada sección de conductor y se comprueba si es admisible o no.

Tabla 2. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible según ternos en la misma zanja para cada circuito de media tensión considerado

Circuito	Plano	Potencia (kW)	Ternos de cables unipolares en la misma zanja	Factor de corrección por ternos en la misma zanja
I	PE-4	4000	3	0.7
II	PE-5	4000	3	0.7
III	PE-6	6000	3	0.7
1-2	PE-4	2000	1	1
3-4	PE-5	2000	2	0.8
6-5	PE-6	2000	3	0.7
6-7	PE-6	2000	3	0.7

Pérdida de Potencia

La pérdida de potencia máxima será de un 2% para cada circuito según las normas de Sevillana-Endesa. Se corresponderá con el resultado de la ecuación $P_{Pérdidas} = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$ siendo R el valor de la resistencia del conductor a 90°C y por Km e I el valor de la corriente de diseño.

Criterio Intensidad máxima admisible durante cortocircuito

El valor de corriente de circuito en el nivel de 20 kV es de 8,493 kA, como se observa en el apartado correspondiente de este mismo documento.

La instalación proyectada será de Categoría A, es decir, un conductor de cualquiera de sus fases que entre en contacto con tierra o con un conductor de tierra se desconecta en menos de un minuto.

El aislamiento de los cables será de XLPE y se considera una temperatura máxima durante el cortocircuito de 250°C.

El fabricante facilita los valores de densidad de corriente máxima que soporta el aislamiento de XLPE según el tiempo de defecto que se considere. Estos valores aparecen reflejados en la hoja de resultados.

Los valores de densidad de corriente se multiplican por las secciones correspondientes y resultan los valores de corriente de cortocircuito máxima para cada una. Se comparan con el valor de corriente de defecto a nivel de 20 kV (8493 A) y se observa si es admisible o no.

Caída de tensión

Se considera una caída máxima de tensión del 5%, lo que equivale a 100 V en el nivel de 20 kV.

El fabricante facilita los datos de resistencia a 90°C y de reactancia según las características de los cables. El valor de la caída de tensión se calcula mediante la expresión:

Ecuación 36

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

Siendo:

- I: El valor de la corriente de diseño en A que conducirá el cable.
- L: Longitud de diseño en km.
- R: El valor de la resistencia del conductor a 90°C en ohmios y por km.
- X: El valor de la reactancia en ohmios y por km.
- $\cos \varphi$: El factor de potencia de la instalación.

El factor de potencia de la instalación se toma como 1 porque se supone que las baterías de condensadores de cada aerogenerador lo mantienen a ese valor constantemente.

Se calcula el valor correspondiente para la sección considerada y se compara con el valor máximo. Se comprueba si la sección es admisible.

Selección de la sección adecuada

Se procederá a la ejecución del proceso iterativo apuntado en la Figura 1 de este mismo documento:

1. Se considerará la sección mínima de 95 mm^2 .
2. Se comprueba que cumple el criterio de intensidad máxima admisible.
3. Si lo cumple, se pasa a comprobar el criterio de pérdida de potencia. En caso contrario, se pasa a una sección mayor.
4. Si cumple el criterio de pérdida de potencia, se pasa a comprobar la máxima corriente de cortocircuito soportada por el cable según la duración del defecto. En caso contrario, se pasa a una sección mayor.
5. Si cumple los anteriores criterios, se comprueba por último el criterio de caída de tensión cuyo límite lo sitúa Sevillana-Endesa en un 5% .

Diagrama Flujo

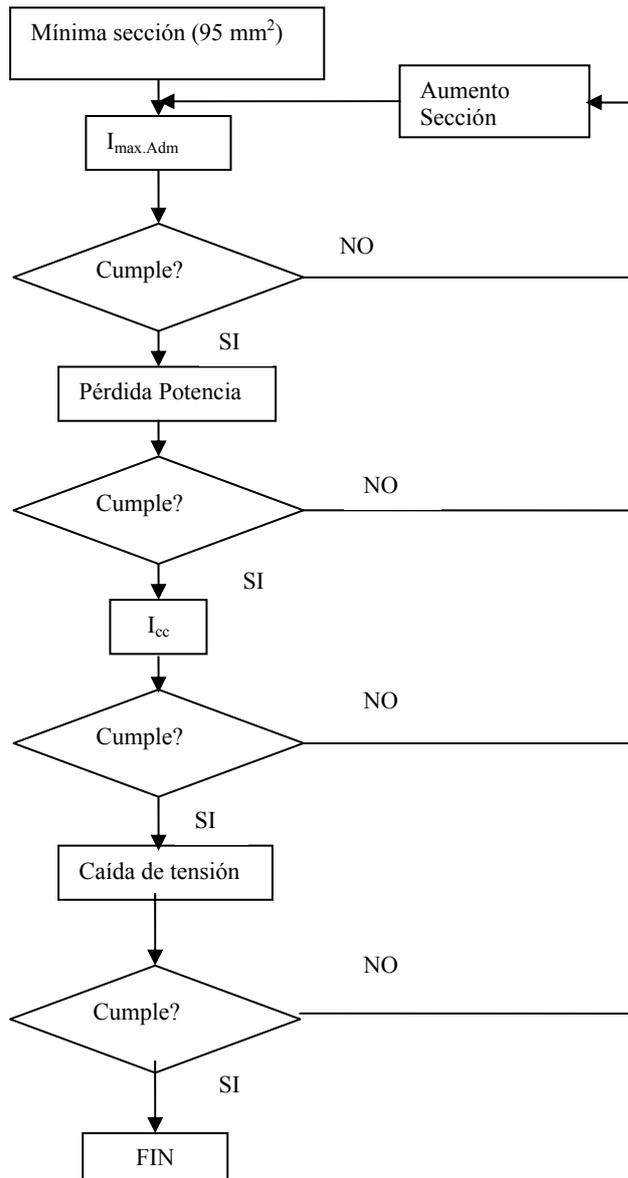


Figura 1. Diagrama de flujo para el dimensionamiento de los cables de MT

Resultados

En la Tabla 3 se recoge la sección de cada circuito de la red de media tensión, así como su longitud y la potencia que colecta cada uno. En la segunda columna se reflejan los planos del documento de planos adjuntado en este proyecto.

Tabla 3. Red de Media Tensión

Circuito	Plano	Potencia (kW)	Longitud diseño (km)	Sección (mm²)
I	PE-4	4000	1,314	95
II	PE-5	4000	0,361	95
III	PE-6	6000	0,303	150
1-2	PE-4	2000	0.417	95
3-4	PE-5	2000	0.280	95
6-5	PE-6	2000	0.334	95
6-7	PE-6	2000	0.495	95

Destacar, además, que en el plano PE-2, donde aparece el esquema unifilar del parque, se reflejan las secciones de cada uno de los cables de media tensión.

En el plano correspondiente al esquema unifilar de la subestación, figuran las llegadas de los tres circuitos colectores a la misma. Su número es el PE-22 y las celdas de protección de las líneas de los tres circuitos se denominan H002, H003 y H004.

Cálculo de los conductores de la Red de Media Tensión

2. Estudio de cortocircuito

2.1. Esquema general

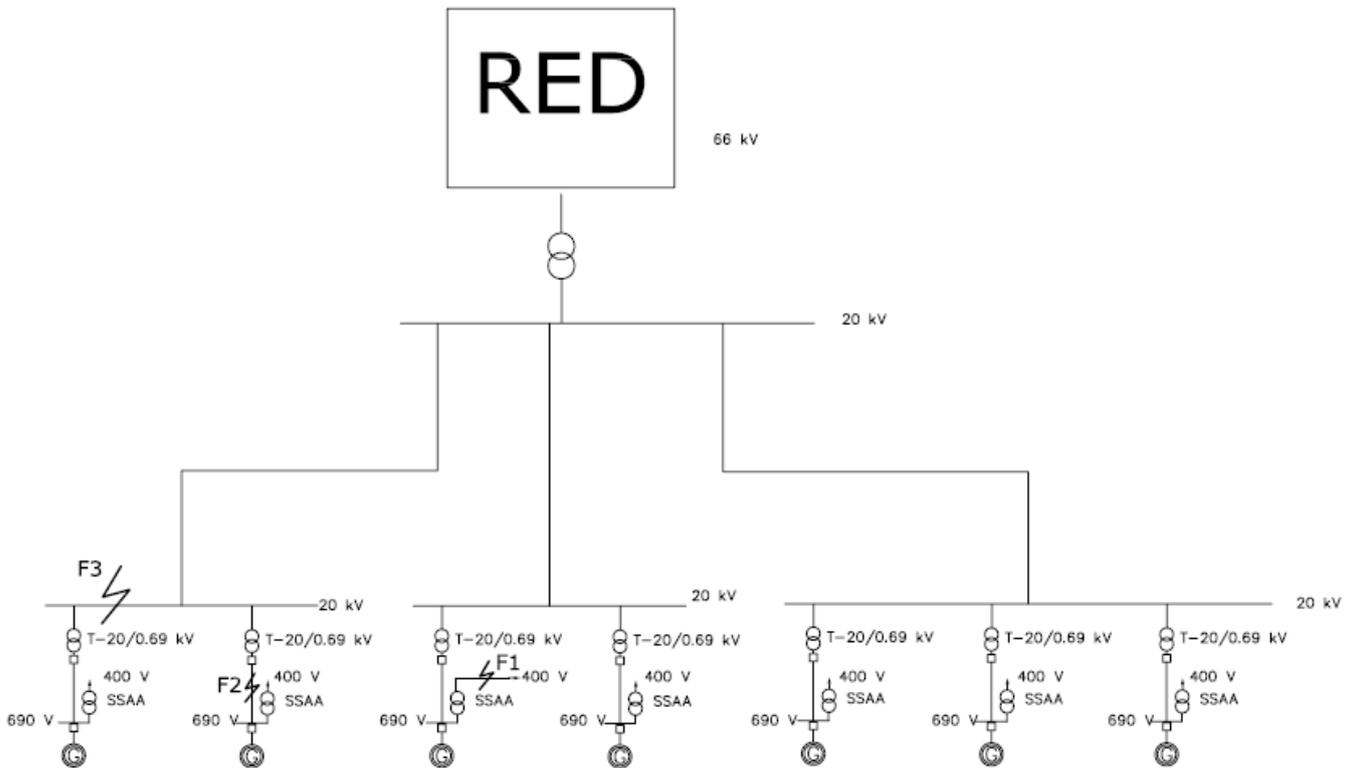


Figura 2. Croquis del esquema unifilar del parque

2.2. Datos iniciales

- Potencia de cortocircuito de la red de 66 (facilitad por la compañía) a la que se conecta el parque:

$$S_{kQ}'' = 500 \text{ MVA}$$

- Tensión de cortocircuito de los transformadores 20/0.69 kV de los transformadores de potencia y SSAA de cada aerogenerador:

$$\mathcal{E}_{cc20/.69KV} = 0.06$$

- Tensión de cortocircuito del transformador de la subestación:

$$\mathcal{E}_{ccSubestación} = 0.1$$

2.3. Consideraciones

- El tratamiento de los generadores asíncronos durante el cortocircuito no aparece reflejado en el texto de la norma UNE 21239-92 en la que se desglosa el procedimiento para calcular las corrientes de cortocircuito. Sin embargo, sí aparece el tratamiento para los motores asíncronos. Ante esta indefinición se ha optado por tratar a los generadores asíncronos como motores asíncronos. Esta decisión se cimienta en el hecho de que los generadores asíncronos son, básicamente, motores asíncronos girando a una velocidad superior a la de sincronismo lo que produce la generación de energía y que cuando surge la corriente de cortocircuito el generador no se somete a tensión y gira por inercia, al igual que sucedería con un motor asíncrono. Así se ha llegado a la conclusión de que la forma más aproximada para tratar a los generadores asíncronos según la norma UNE 21239-92 es la de considerarlos como motores a todos los efectos. Esto conlleva la no existencia de los denominados (en la norma) grupos de generación.
- Las impedancias de las líneas de media tensión de 20 kV y de los conductores de baja tensión en el interior de cada aerogenerador se consideran como nulas. La razón principal es que resultan despreciables frente a las impedancias del resto de los elementos del sistema. Esta aproximación coloca el cálculo del lado de la seguridad (se trata una impedancia menor que la real) ya que se calcula una corriente de cortocircuito sobredimensionada. Además, el hecho de no contabilizar las impedancias de las líneas conlleva que el valor de la corriente de cortocircuito sea independiente de su posición exacta en el sistema (se considera el valor de la falta para el aerogenerador situado al final de la línea como si estuviese en las mismas barras de la subestación).
- La contribución de los motores que componen los SSAA no se va a despreciar en ningún caso. A priori, no existe una razón que justifique no contabilizar dicha aportación.

2.4. Impedancias del sistema

Red

Ecuación 37

$$|Z_{red\ 66kv}| = c \cdot \frac{U_{nQ}^2}{S_{KQ}^*}$$

Siendo:

- c: Factor de tensión. Para la tensión de 66 kV de la red de media tensión su valor es 1.1
- U_{nQ} : Tensión compuesta de la red en vacío. En este caso es de 66 kV.
- S_{kQ}^* : Potencia de cortocircuito simétrica inicial. En este caso, 500 MVA.

El resultado es:

$$|Z_{red\ 66kv}| = 9.583 \ \Omega$$

En el lado de baja tensión del transformador de la subestación la impedancia de la red vale:

Ecuación 38

$$|Z_{red\ 20kv}| = \frac{|Z_{red\ 66kv}|}{t_r^2} = 0.88 \ \Omega$$

Siendo t_r la relación de transformación asignada al cambiador de tomas

Como la U_n de la instalación es menor a 35 kV:

Ecuación 39

$$R_Q = 0.1 \cdot X_Q = 0.0876 \ \Omega$$

$$X_Q = 0.995 \cdot Z_Q = 0.876 \ \Omega$$

Transformador de la Subestación

La impedancia del transformador de la subestación en el nivel de 20 KV es:

Ecuación 40

$$|Z_{TSub\ 20kv}| = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

Siendo:

- u_{kr} :Tensión de cortocircuito asignada del transformador en %. En este caso 10%.
- U_{rT} :Tensión compuesta asignada del transformador. En este caso, 20 kV.
- S_{rT} :Potencia aparente asignada del transformador. En este caso, 40 MVA.

Resultando:

$$|Z_{TSub20kV}| = 1 \Omega$$

Aproximando se toma:

Ecuación 41

$$Z_T \cong X_T$$

Por tanto:

$$Z_{TSub20kV} = 1^{90^\circ}$$

Impedancia equivalente I:

Al estar estas dos impedancias en serie en el circuito de la figura, se considera una impedancia equivalente suma de estas dos, a nivel de 20kV:

Ecuación 42

$$Z_{eq20kV}^I = Z_{red20kV} + Z_{TSub20kV} = 1.878^{87.33^\circ} \Omega$$

La misma impedancia para los niveles de 400 y 690 V es (dividiendo por t_r^2 el anterior valor):

$$Z_{eq690V}^I = 0.00224^{87.33^\circ} \Omega$$

$$Z_{eq400V}^I = 7.5E-4^{87.33^\circ} \Omega$$

Transformador principal del aerogenerador

La impedancia del transformador de la subestación en el nivel de 20 KV es:

Ecuación 43

$$|Z_{TPpal20kV}| = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

Siendo:

- u_{kr} :Tensión de cortocircuito asignada del transformador en %. En este caso 6%.
- U_{rT} :Tensión compuesta asignada del transformador. En este caso, 20 kV.
- S_{rT} :Potencia aparente asignada del transformador. En este caso, 2.1 MVA.

Resultando:

$$|Z_{TPpal20kV}| = 11.43^{90^\circ} \Omega$$

La misma impedancia para los niveles de 400 y 690 V es (dividiendo por la t_r^2 adecuada el anterior valor):

$$Z_{TPpal690V} = 0.0136^{90^\circ} \Omega$$

$$Z_{TPpal400V} = 0.00457^{90^\circ} \Omega$$

Generador

Como se indicó en el apartado anterior, los generadores asíncronos se tratan como motores asíncronos. La impedancia de los motores asíncronos según UNE 21239-92:

Ecuación 44

$$Z_G^{690V} = \frac{I_M}{I_{LR}} \cdot \frac{U_{RM}^2}{S_{RM}}$$

Siendo:

- I_M : Intensidad asignada del motor.
- I_{LR} : Intensidad a rotor bloqueado.
- U_{RM} : Tensión asignada del motor.
- S_{RM} : Potencia aparente asignada del motor.

Considerando que la batería de condensadores de cada aerogenerador regula el factor de potencia a uno y que el rendimiento del generador se aproxima por el 100%:

- S_{RM} : 2 MVA
- U_{RM} : 690 V
- $I_{LR}/I_M = 5$

$$Z_G^{690V} = 0.04761^{67.22^\circ} \Omega$$

La misma impedancia para los niveles de 20 kV y 400 V es (dividiendo el anterior valor por la t_r^2 adecuada):

$$Z_{G20kV} = 40^{67.22^\circ} \Omega$$

$$Z_{G400V} = 0.016^{67.22^\circ} \Omega$$

Servicios auxiliares SSAA:

- Motores Asíncronos de 2.2 kW con $\cos \varphi = 0.8$ (Bomba Aceite, Grúa y Motorreductora):

La impedancia de estos elementos se calcula con las ecuaciones para motores asíncronos anteriores:

Ecuación 45

$$Z_M = R_M + jX_M$$

$$|Z_M| = \frac{I_M}{I_{LR}} \cdot \frac{U_{RM}^2}{S_{RM}}$$

En este caso los valores de los motores son:

- $S_{RM} = \frac{P_{RM}}{\cos \varphi} = \frac{2.2}{0.8} = 2.75 \text{ KVA}$
- $U_{RM}: 400 \text{ V}$
- $I_{LR}/I_M = 6$

El valor de la impedancia es, por tanto:

$$|Z_{M400V}| = 9.7 \Omega$$

Según UNE 21239-92, para los motores asíncronos de baja tensión:

Ecuación 46

$$R_M/X_M = 0.42$$

$$X_M = 0.922 \cdot Z_M$$

Con lo que queda:

$$X_M = 0.922 \cdot Z_M = 0.922 \cdot 9.7 = 8.94 \Omega$$

$$R_M = 3.76 \Omega$$

$$Z_{M400V} = 9.7 \angle^{67.22^\circ} \Omega$$

La impedancia de estos motores en el nivel de 690V:

Ecuación 47

$$Z_{M690V} = Z_{M400V} \cdot t_{SSAA}^2 = 28.863 \angle^{67.22^\circ} \Omega$$

- Motor Asíncrono de 18.5 kW con $\cos \varphi = 0.85$ (Bombas hidráulicas):

En este caso los valores de los motores son:

- $S_{RM} = \frac{P_{RM}}{\cos \varphi} = \frac{18.5}{0.85} = 21.764 \text{ KVA}$
- $U_{RM}: 400 \text{ V}$

$$\circ \quad I_{LR}/I_M = 7.2$$

El valor de la impedancia es, por tanto:

$$|Z_{M400V}| = 1.021 \Omega$$

Según UNE 21239-92, para los motores asíncronos de baja tensión:

$$\begin{aligned} R_M/X_M &= 0.42 \\ X_M &= 0.922 \cdot Z_M \end{aligned}$$

Con lo que queda:

$$X_M = 0.922 \cdot Z_M = 0.941 \Omega$$

$$R_M = 0.395 \Omega$$

$$Z_{M400V} = 1.021^{67.22^\circ} \Omega$$

La impedancia de estos motores en el nivel de 690V:

Ecuación 48

$$Z_{M690V} = Z_{M400V} \cdot t_{SSAA}^2 = 3.038^{67.22^\circ} \Omega$$

La impedancia equivalente de los cuatro motores en paralelo es, para cada uno de los niveles de tensión en los que vamos a calcular la corriente de cortocircuito:

$$Z_{eqMOTORES400V} = 0.776^{67.22^\circ} \Omega$$

$$Z_{eqMOTORES690V} = 2.309^{67.22^\circ} \Omega$$

$$Z_{eqMOTORES20kV} = 1940^{67.22^\circ} \Omega$$

Transformador de SSAA:

Ecuación 49

$$|Z_{TSSAA690V}| = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

Siendo:

- u_{kr} : Tensión de cortocircuito asignada del transformador en %. En este caso 6%.
- U_{rT} : Tensión compuesta asignada del transformador. En este caso, 690 V.
- S_{rT} : Potencia aparente asignada del transformador. En este caso, 100 KVA.

Resultando:

$$|Z_{TSSAA690V}| = 0.286^{90^\circ} \Omega$$

Impedancia equivalente II:

Se denomina así a la impedancia equivalente que supone cada aerogenerador visto desde el exterior del mismo. Para su cálculo se considera la impedancia equivalente de los motores de los SSAA en serie con la del transformador de SSAA y ésta, a su vez, en paralelo con la impedancia del generador. La impedancia equivalente II es la resultante de sumar en serie a la resultante anterior con la impedancia del transformador principal de cada máquina:

Ecuación 50

$$Z_{eq400V}^{II} = Z_{TPpal400V} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{G400V}} + \frac{1}{Z_{TSSAA400V} + Z_{eqMOTORES400V}}} = 0.02^{72.33^\circ} \Omega$$

$$Z_{eq690V}^{II} = Z_{eq400V}^{II} \cdot t_{SSAA}^2 = 0.05953^{72.33^\circ} \Omega$$

$$Z_{eq20kV}^{II} = Z_{eq690V}^{II} \cdot t_{Ppal}^2 = 50^{72.33^\circ} \Omega$$

2.5. Cortocircuito en el sistema de SSAA (nivel 400 V)

Se corresponde con el fallo F1 en la Figura 2. Como en el cálculo de la corriente de cortocircuito se va a despreciar la impedancia de las líneas, el valor calculado de la misma en el nivel de 400 V es el que aparece ante una falta justo a la salida del transformador de SSAA, como puede apreciarse en la Figura 2.

2.5.1. Circuito equivalente:

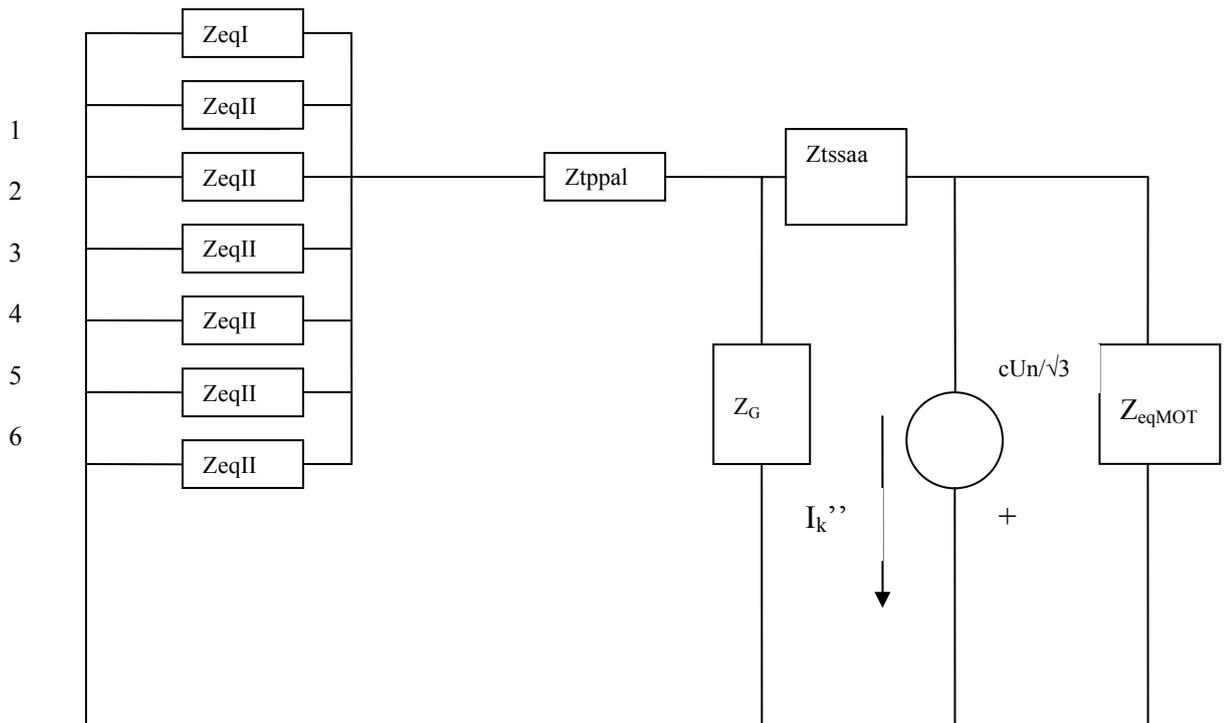


Figura 3. Circuito equivalente del parque eólico para el cálculo de I_{cc} en el sistema de 400 V

El circuito de la Figura 3 es el circuito equivalente para el cálculo de la corriente de cortocircuito justo a la salida del transformador de SSAA.

Se considera un fallo trifásico al nivel de los SSAA. Al aproximar como nulo el valor de la impedancia de los conductores de media tensión, el cálculo es análogo para cualquiera de los 7 aerogeneradores. Si se desprecian igualmente el valor de las impedancias de los conductores de baja tensión el fallo se calcula en los bornes de baja tensión del transformador de SSAA del aerogenerador, por ello se representa en la figura la fuente equivalente de tensión en el punto de fallo en serie con la impedancia del transformador de SSAA. A su vez, esta rama se conecta en paralelo con la impedancia del generador asíncrono y con el resto de impedancias del parque eólico que son:

- Z_{eqI} : La impedancia equivalente de la Red y el transformador de la subestación.
- Z_{eqII} : La impedancia equivalente de cada uno de los 6 aerogeneradores restantes con la contribución de los motores de los SSAA.

2.5.2. Fuente equivalente de tensión

La norma indica que en el punto de fallo se ha de colocar una fuente de tensión equivalente de valor:

$$\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} = \frac{1.00 \cdot 400}{\sqrt{3}} = 230.94 \text{ V}$$

Ecuación 51

El factor de tensión para baja tensión es de 1.00.

2.5.3. Corriente de cortocircuito simétrica inicial resultante

Se calcula dividiendo el anterior valor de tensión entre la impedancia resultante del circuito equivalente. El valor de esta impedancia es:

$$Z_{eqFinal} = 0.08933 \angle 87.23^\circ \Omega$$

El resultado final es:

$$I_k'' = 2585.34 \angle -87.23^\circ \text{ A}$$

Las diferentes aportaciones a esta corriente de cortocircuito son:

$$I_{kG}'' = 574.6 \angle -72.97^\circ \text{ A}$$

$$I_{kTppal}'' = 1765.69 \angle -95.16^\circ \text{ A}$$

$$I_{kMOTORES}'' = 297.6 \angle -67.22^\circ \text{ A}$$

Siendo I_{kG}'' la aportación del generador de la propia máquina, $I_{kMOTORES}''$ la propia de los motores del aerogenerador y I_{kTppal}'' la aportación a través del transformador 20/0.69 kV de la misma proveniente de los otros 6 aerogeneradores y de la Red.

2.5.4. Corriente de cortocircuito simétrica de corte

Por las razones recogidas en el apartado 2.3, los generadores asíncronos se consideran en el cálculo como motores asíncronos. El cortocircuito se afronta como cercano a los alternadores. En este caso, según UNE 21239-92, la I_b viene definida así:

Ecuación 52

$$I_b = \sum_i I_{bi}$$

Siendo para los motores asíncronos:

Ecuación 53

$$I_{bi} = \mu \cdot q \cdot I_{ki}^n$$

Siendo I_{ki} la aportación al cortocircuito del motor correspondiente. Los demás términos son, para $t_{\min}=0.02$ segundos (Mínimo tiempo de corte de fallo, según las protecciones utilizadas):

Ecuación 54

$$\mu = 0.84 + 0.26 \cdot e^{-0.26 \cdot \frac{I_{kM}}{I_{rM}}}$$

$$q = 1.03 + 0.12 \cdot \ln\left(\frac{P_{rM}}{p}\right)$$

Donde:

- I_{kM} : Corriente de cortocircuito aportada por el motor
- I_{rM} : Corriente asignada del motor
- P_{rM} : Potencia activa del motor en MW
- p : Número de pares de polos. (4 para el generador y 2 para los motores de SSAA)
- Tanto el factor μ como el q quedan limitados a 1.

Para el cortocircuito en el nivel de 400 V se habrá de tener en cuenta la aportación del generador y de los motores de la propia máquina donde se produce el fallo y de las otras seis máquinas existentes en el parque así como de la red externa al parque:

Generador de la propia máquina:

$$I_{bG} = \mu \cdot q \cdot I_{kG}^n$$

$$\mu = 0.962$$

$$q = 0.947$$

$$I_{bG} = 552.77^{|-72.97|} A$$

Motores de la propia máquina:

- 3 Motores de 2.2 kW:

$$I_{bM2.2} = \mu \cdot q \cdot I_{kM2.2}^n$$

$$\mu = 0.895$$

$$q = 0.334$$

$$I_{bM2.2} = 21.35^{|-67.22|} A$$

- 1 Motor de 18.5 kW:

$$I_{bM18.5} = \mu \cdot q \cdot I_{KM18.5}''$$

$$\mu = 0.88$$

$$q = 0.468$$

$$I_{bM2.2} = 93.15^{\lfloor -67.22 \rfloor} A$$

Aportación exterior a la propia máquina:

Según la norma UNE 21239, la aportación a la corriente de corte a través de la red tiene el mismo valor que su aportación a la corriente simétrica inicial ($\mu=1$). La aportación a través de la red es:

$$I_{bred} = 1541.15^{\lfloor -97.36^\circ \rfloor} A$$

Se tendrá en cuenta la aportación de los motores de los otros seis aerogeneradores del parque. Cada aerogenerador aporta una corriente simétrica inicial de 38.88 A de los cuales 38.1 A los aporta el generador (tratado en el estudio de cortocircuito como motor asíncrono) y 0.78 A los aportan los motores. Para el generador se toma $\mu=1$ ya que el cociente entre la corriente de cortocircuito aportada (38.1 A) y la asignada es muy inferior a 2, cifra para la cual la norma UNE 21239 afirma que el factor μ se puede aproximar a la unidad. Lo mismo ocurre para los cuatro motores de los SSAA. El factor q es el mismo que el calculado anteriormente (0.947 para el generador, 0.334 para los motores de 2.2 kW y 0.468 para el de 18.5 kW). Se realiza la operación que se define en la Ecuación 53 para cada motor y se procede a la suma para todos los motores de cada aerogenerador:

$$I_{bAeroge} = 36.41^{\lfloor -80.34^\circ \rfloor} A$$

Y la resultante, según la Ecuación 52:

$$I_b = \sum_i I_{bi} = I_{bred} + I_{bG} + I_{bMot2.2} + I_{bMot18.5} + 6 \cdot I_{bAerog} = 1853.06^{\lfloor -93.6 \rfloor} A$$

2.5.5. Cálculo del valor de la corriente de pico (i_p)

Según la norma UNE 21239, el valor de pico de la corriente de cortocircuito se puede calcular con tres métodos diferentes (A, B o C). El método A es el adecuado para sistemas no mallados y los B y C para sistemas mallados. Se puede valorar la utilización

del método B para el cálculo de la corriente de pico ya que las aportaciones al cortocircuito no son ni independientes ni uniformes y además el propio sistema se puede considerar como una malla según la norma UNE. El método B define a las aportaciones a la corriente de pico por la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 55}$$
$$i_{pi} = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ki}''$$

Siendo $\chi = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \cdot R/X}$, donde R y X son las componentes resistiva e inductiva de la impedancia equivalente de cada aportación. El factor χ queda limitado a 1.8 en baja tensión y a 2 en alta tensión.

Para el cálculo de la corriente de pico total:

$$\text{Ecuación 56}$$

$$i_p = \sum_i i_{pi}$$

En este caso:

$$\text{Ecuación 57}$$

$$i_{MOT} = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kMOT}''$$

$$\chi_{MOT} = 1.298$$

$$i_{pMOT} = 628.23 \text{ A}$$

$$\text{Ecuación 58}$$

$$i_G = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kG}''$$

$$\chi_G = 1.411$$

$$i_{pG} = 1318.58 \text{ A}$$

$$\text{Ecuación 59}$$

$$i_{TPpal} = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kTPpal}''$$

$$\chi_{TPpal} = 2.304 \rightarrow 1.8$$

$$i_{pTPpal} = 5168.89 \text{ A}$$

$$\text{Ecuación 60}$$

$$i_p = \sum_i i_{pi} = 7115.7 \text{ A}$$

2.6. Cortocircuito a nivel de 690 V

Se corresponde con el fallo F2 en la Figura 2.

2.6.1. Impedancias del sistema a 690 V

Red y Transformador de la Subestación

$$Z_{eq690V}^I = 0.00224 \angle 87.33^\circ \Omega$$

Transformador principal del aerogenerador

$$Z_{TPpal690V} = 0.0136 \angle 90^\circ \Omega$$

Generador

$$Z_G^{690V} = 0.04761 \angle 67.22^\circ \Omega$$

Impedancia equivalente II:

Ecuación 61

$$Z_{eq690V}^{II} = Z_{eq400V}^{II} \cdot t_{SSAA}^2 = 0.05953 \angle 72.33^\circ \Omega$$

Transformador de SSAA:

$$|Z_{TSSAA690V}| = 0.286 \angle 90^\circ \Omega$$

2.6.2. Circuito equivalente

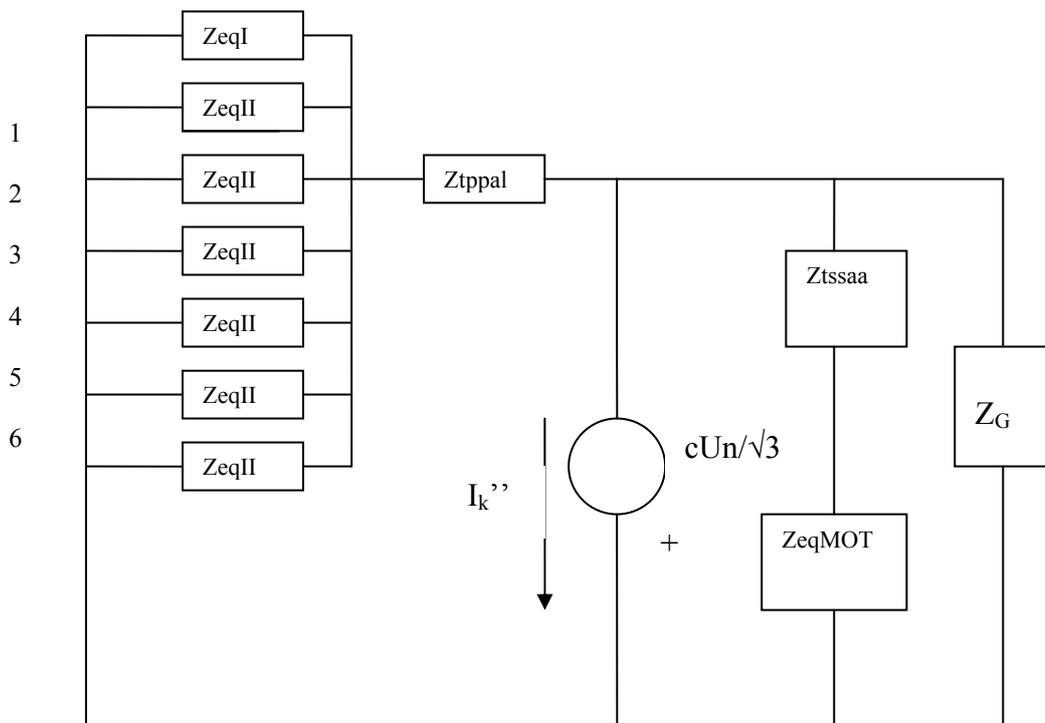


Figura 4. Circuito equivalente del parque eólico para el cálculo de I_{cc} en el sistema de 690 V

Análogo al representado en el apartado anterior, con la fuente equivalente en el punto de fallo (en el lado de 690 V del transformador principal) y con las impedancias del sistema referidas al nivel de 690 V.

2.6.3. Fuente equivalente de tensión

La norma indica que en el punto de fallo se ha de colocar una fuente de tensión equivalente de valor:

$$\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} = \frac{1.05 \cdot 690}{\sqrt{3}} = 418.29 \text{ V}$$

Ecuación 62

El factor de tensión para baja tensión es de 1.05.

2.6.4. Corriente de cortocircuito resultante

Se calcula dividiendo el anterior valor de tensión entre la impedancia resultante del circuito equivalente. El valor de esta impedancia es:

$$Z_{eqFinal} = 0.011762 \angle^{83.93^\circ} \Omega$$

El resultado final es:

$$I_k'' = 35561.35 \angle^{-83.93^\circ} \text{ A}$$

Las diferentes aportaciones a esta corriente de cortocircuito son:

$$I_{kG}'' = 9033.24 \angle^{-63.74^\circ} \text{ A}$$

$$I_{kTppal}'' = 27110.59 \angle^{-89.36^\circ} \text{ A}$$

$$I_{kMOTORES}'' = 167.01 \angle^{-66.2^\circ} \text{ A}$$

Siendo I_{kG}'' la aportación del generador de la propia máquina, $I_{kMOTORES}''$ la propia de los motores del propio aerogenerador e I_{kTppal}'' la aportación a través del transformador 20/0.69 kV de la misma proveniente de los otros 6 aerogeneradores y de la Red.

2.6.5. Corriente de cortocircuito simétrica de corte

Para el cortocircuito en el nivel de 690 V se habrá de tener en cuenta la aportación del generador y de los motores de la propia máquina donde se produce el fallo y de las otras seis máquinas existentes en el parque. Siguiendo la Ecuación 53 y la Ecuación 54:

Generador de la propia máquina:

$$I_{bG} = \mu \cdot q \cdot I_{kG}''$$
$$\mu = 0.904$$
$$q = 0.947$$
$$I_{bG} = 7732.13^{\angle -63.74} \text{ A}$$

Motores de la propia máquina:

- 3 Motores de 2.2 kW:

$$I_{bM2.2} = \mu \cdot q \cdot I_{kM2.2}''$$
$$\mu = 0.88$$
$$q = 0.334$$
$$I_{bM2.2} = 11.78^{\angle -67.22} \text{ A}$$

- 1 Motor de 18.5 kW:

$$I_{bM18.5} = \mu \cdot q \cdot I_{kM18.5}''$$
$$\mu = 0.86$$
$$q = 0.468$$
$$I_{bM2.2} = 60.89^{\angle -67.22} \text{ A}$$

Aportación exterior a la propia máquina:

Según la norma UNE 21239, la aportación a la corriente de corte a través de la red tiene el mismo valor que su aportación a la corriente simétrica inicial ($\mu=1$). La aportación a través de la red es:

$$I_{bred} = 22231.34^{\angle -92.11} \text{ A}$$

Se tendrá en cuenta la aportación de los motores de los otros seis aerogeneradores del parque. Cada aerogenerador aporta una corriente simétrica inicial de 836.52 A de los cuales 819.62 A los aporta el generador (tratado en el estudio de cortocircuito como motor asíncrono) y 16.9 A los aportan los motores. Para el generador se toma $\mu=1$ ya que el cociente entre la corriente de cortocircuito aportada (819.62 A) y la asignada del generador es muy inferior a 2, cifra para la cual la norma UNE 21239 afirma que el factor μ se aproxima a la unidad. Para los tres motores de 2.2 kW de los SSAA el factor μ vale 0.986 y para el motor de 18.5 kW es igual a 1. El factor q es el mismo que el calculado anteriormente (0.947 para el generador, 0.334 para los motores de 2.2 kW y 0.468 para el de 18.5 kW). Se realiza la operación que se define en la Ecuación 53 para cada motor y se procede a la suma para todos los motores de cada aerogenerador:

$$I_{bAeroge} = 783.53^{\angle -67.22} \text{ A}$$

Y la resultante, según la Ecuación 52:

$$I_b = \sum_i I_{bi} = I_{bred} + I_{bG} + I_{bMot2.2} + I_{bMot18.5} + 6 \cdot I_{bAerog} = 33845.83^{|-82.44} A$$

2.6.6. Cálculo del valor de la corriente de pico (ip)

Serán de aplicación las consideraciones apuntadas en el apartado 2.5.5.

En este caso:

Ecuación 63

$$i_{MOT} = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kMOT}^*$$

$$\chi_{MOT} = 1.281$$

$$i_{pMOT} = 347.93 A$$

Ecuación 64

$$i_G = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kG}^*$$

$$\chi_G = 1.243$$

$$i_{pG} = 18261.126 A$$

Ecuación 65

$$i_{TPpal} = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kTPpal}^*$$

$$\chi_{TPpal} = 1.968 \rightarrow 1.8$$

$$i_{pTPpal} = 79364.15 A$$

Según la UNE 21239, el factor χ queda limitado a 1.8 en baja tensión y a 2 para alta tensión. La corriente de pico total resulta:

Ecuación 66

$$i_p = \sum_i i_{pi} = 97973.2 A$$

2.7. Cortocircuito a nivel de 20 kV

Se corresponde con el fallo F3 en la Figura 2.

2.7.1. Impedancias del sistema a 20 kV

Red y Transformador de la Subestación

Ecuación 67

$$Z_{eq20kV}^I = Z_{red20kV} + Z_{TSub20kV} = 1.878^{|87.33^\circ} \Omega$$

Transformador principal del aerogenerador

$$|Z_{TPpal20kV}| = 11.43^{90^\circ} \Omega$$

Generador

$$Z_{G20kV} = 40^{67.22^\circ} \Omega$$

Impedancia equivalente II:

Ecuación 68

$$Z_{eq20kV}^{II} = Z_{TPpal20kV} + Z_{G20kV} = 50^{72.22^\circ} \Omega$$

Transformador de SSAA:

$$|Z_{TSSAA690V}| = 240.034^{90^\circ} \Omega$$

2.7.2. Fuente equivalente de tensión

La norma indica que en el punto de fallo se ha de colocar una fuente de tensión equivalente de valor:

Ecuación 69

$$\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3}} = \frac{1.1 \cdot 20000}{\sqrt{3}} = 12701.71 V$$

El factor de tensión para el nivel de 20 kV es de 1.1.

2.7.3. Circuito equivalente

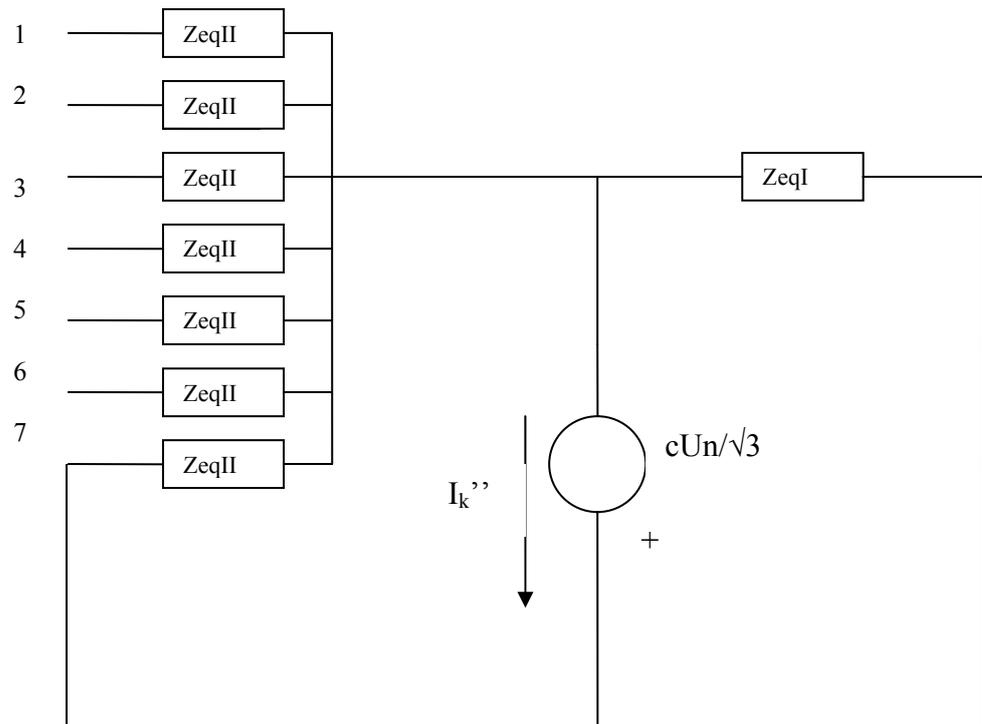


Figura 5. Circuito equivalente del parque eólico para el cálculo de I_{cc} en el sistema de 20 kV

2.7.4. Corriente de cortocircuito simétrica inicial resultante

Se calcula dividiendo el anterior valor de tensión entre la impedancia resultante del circuito equivalente. El valor de esta impedancia es:

$$Z_{eqFinal} = 1.495^{84.22^\circ} \Omega$$

El resultado final es:

$$I_k'' = 8493.55^{-84.22^\circ} A$$

Las diferentes aportaciones a esta corriente de cortocircuito son:

$$I_{kAerogenerador}'' = 250.37^{-72.22^\circ} A$$

$$I_{kRED}'' = 6763.42^{-87.33^\circ} A$$

Siendo $I_{kAerogenerador}''$ la aportación de cada uno de los aerogeneradores e I_{kRED}'' la aportación de la Red a través del transformador de la Subestación.

2.7.5. Corriente de cortocircuito simétrica de corte

Para el cortocircuito en el nivel de 20 kV se habrá de tener en cuenta la aportación del generador y de los motores de las siete máquinas existentes en el parque. Siguiendo la Ecuación 53 y la Ecuación 54:

Generador de la máquina:

$$I_{bG} = \mu \cdot q \cdot I_{kG}''$$

$$\mu = 0.926$$

$$q = 0.947$$

$$I_{bG} = 215.12 \angle^{-72.22} A$$

Motores de la máquina:

- 3 Motores de 2.2 kW:

$$I_{bM2.2} = \mu \cdot q \cdot I_{kM2.2}''$$

$$\mu = 1$$

$$q = 0.334$$

- 1 Motor de 18.5 kW:

$$I_{bM18.5} = \mu \cdot q \cdot I_{kM18.5}''$$

$$\mu = 1$$

$$q = 0.468$$

Corriente resultante:

$$I_{bMot} = 1.852 \angle^{-72.22} A$$

Aportación de la Red:

Según la norma UNE 21239, la aportación a la corriente de corte a través de la red tiene el mismo valor que su aportación a la corriente simétrica inicial ($\mu=1$). La aportación a través de la red es:

$$I_{bRED} = 6763.42 \angle^{-87.33^\circ} A$$

Y la resultante, según la Ecuación 52:

$$I_b = \sum_i I_{bi} = I_{bred} + 7 \cdot I_{bG} + 7 \cdot I_{bMot} = 8206.25 \angle^{-83.68} A$$

2.7.6. Cálculo del valor de la corriente de pico (ip)

Serán de aplicación las consideraciones apuntadas en el apartado 2.5.5.

En este caso:

Ecuación 70

$$i_{Aerogenerador} = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kAerog.}''$$

$$\chi_{Aerogenerador} = 1.394$$

$$i_{pAerogenerador} = 567.81 \text{ A}$$

Ecuación 71

$$i_{red} = 1.15 \cdot \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kred}''$$

$$\chi_{red} = 1.872$$

$$i_{pred} = 20591.96 \text{ A}$$

Según la UNE 21239, el factor χ queda limitado a 1.8 en baja tensión y a 2 para alta tensión. La corriente de pico total resulta:

Ecuación 72

$$i_p = \sum_i i_{pi} = 24566.65 \text{ A}$$

2.8. Resumen de valores

Tabla 4. Resumen de los resultados obtenidos en el cálculo de la corriente de cortocircuito

Nivel de tensión	I_k''	I_b	i_p
400 V	$2585.34^{\angle -87.23^\circ} \text{ A}$	$1853.06^{\angle -93.6^\circ} \text{ A}$	7115.7 A
690 V	$35561.56^{\angle -84.23^\circ} \text{ A}$	$33845.83^{\angle -82.44^\circ} \text{ A}$	97973.2 A
20 kV	$8493.55^{\angle -84.23^\circ} \text{ A}$	$8206.25^{\angle -83.68^\circ} \text{ A}$	24566.65 A

3. Cálculo del Sistema de puesta a Tierra

El sistema de tierras esta formado por:

- Una formada por cuatro picas en hilera unidas por un conductor horizontal que será un cable de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección.
- Y otra red general de cable de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección que une las redes de tierra de todos los aerogeneradores de un parque. Esta red, a su salida del parque, se conectará a las pantallas del circuito que evacua la energía hasta llegar a la subestación donde se pondrán de nuevo a tierra. Por tanto las pantallas de los circuitos de evacuación de cada parque estarán puestas a una tierra común en la subestación.

3.1. Datos iniciales

Los datos que se aportan a continuación son los que emplea la empresa suministradora, que en este caso considerado se trata de Sevillana-Endesa para el cálculo de las instalaciones de puesta a tierra en los centros de transformación objetos de este proyecto:

- Tensión soportada máxima en baja tensión:

$$V_{BT} = 8000 V$$

- Resistividad del terreno:

$$\rho_T = 200 \Omega \cdot m$$

- Resistividad del hormigón:

$$\rho_H = 3000 \Omega \cdot m$$

- Conexión del neutro a tierra:

$$R_N = 0 \Omega$$

$$X_N = 25 \Omega$$

- Tensión de la red:

$$U_n = 20 kV$$

- Desconexión mediante relé de tiempo independiente:

$$t' = 0.5 \text{ seg}$$

3.2. Medidas de seguridad adicionales

Se considera que el edificio del centro de transformación es el propio aerogenerador y su acceso, el acceso al mismo. Dicho centro de transformación se dispone en dos niveles. A nivel de la entrada quedarán situadas las cabinas de interior y en un nivel superior se sitúa el transformador. El suelo del nivel del transformador contendrá un mallazo electrosoldado que se conectará a su vez con el mallazo electrosoldado perteneciente al nivel de acceso al centro y éste, a su vez, se conecta con el electrodo de la puesta a tierra del aerogenerador que se recubre con una capa de hormigón de 10 cm de espesor. Si además las puertas de acceso y las rejillas metálicas que dan al exterior se aíslan de cualquier masa conductora que pueda quedar sometida a tensión debido a defectos o averías.

Estas medidas hacen nulas las tensiones de paso y de contacto en el interior del centro de transformación.

Si, además, colocamos el electrodo de puesta a tierra de manera que las picas queden paralelas a la entrada del centro el método UNESA prescribe que no es necesario el cálculo de la tensión de paso de acceso ni la tensión de contacto exterior.

3.3. Cálculos

3.3.1. Valor máximo de la resistencia de puesta a tierra

Ecuación 73

$$V_{BT} \geq V_D \rightarrow 8000 \text{ V} \geq R_T \cdot I_D$$

Ecuación 74

$$\frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T^2 + R_N^2) + X_N^2}} = I_D$$

Ecuación 75

$$\frac{20000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_T^2) + 25^2}} \cdot R_T \leq 8000$$

Ecuación 76

$$R_T \leq 24.02 \Omega$$

3.3.2. Configuración elegida

Picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre. Las características son:

- Separación entre picas: 3 m
- Longitud de las picas: 2 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0.5 m
- Número de picas: 4
- Código UNESA de la configuración del electrodo: 5 / 42
- $K_r = 0.104 \Omega / \Omega \cdot m$ $K_p = 0.0184 \Omega / \Omega \cdot m$

La razón por la cual se ha elegido esta configuración es que es la que ofrece valor de resistencia a tierra más cercano al máximo, lo que conlleva que el electrodo de puesta a tierra sea el más sencillo y por tanto el menos costoso en cuanto a material y a instalación.

3.3.3. Cálculo Resistencia a Tierra

Ecuación 77

$$R_T' = \rho_T \cdot K_r = 200 \Omega \cdot m \cdot 0.104 \Omega / \Omega \cdot m = 20.8 \Omega$$

Este valor se corresponde con la resistencia de puesta a tierra que opone el electrodo de cada aerogenerador al paso de la corriente de defecto a tierra.

3.3.4. Cálculo de la corriente y de la tensión de defecto

Ecuación 78

$$I_D' = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{20.8^2 + 25^2}} = 355.06 A$$

$$V_D' = R_{eqT}' \cdot I_D' = 7385.23 V$$

Se comprueba que:

$$V_D' < V_{BT}$$

3.3.5. Cálculo tensión de paso exterior

Ecuación 79

$$V_p'^{Ext} = K_p \cdot \rho_T \cdot I_D' = 1306.62 V$$

3.3.6. Cálculo tensión de paso exterior máxima admisible

TENSIÓN DE PASO:

Ecuación 80

$$V_p^{adm} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + 6 \cdot \frac{\rho_T}{1000} \right)$$

Donde:

- t : Duración de la falta = 0,5 s
- K : Constante = 72 (para t < 0.9 seg)
- n : Constante = 1 (para t < 0.9 seg)
- ρ_s Resistividad del terreno 200 Ωm

Sustituyendo los valores se obtiene:

$$\text{Ecuación 81}$$
$$V_p^{adm} = \frac{10 \cdot 72}{0.5} \cdot \left(1 + 6 \cdot \frac{200}{1000} \right) = 3168 \text{ V}$$

Se comprueba que:

$$\text{Ecuación 82}$$
$$V_p^{Ext} < V_p^{Adm}$$

3.4. Cálculo de la Pantallas

Las pantallas de los conductores deberán soportar una intensidad de defecto a tierra de 355.06 A durante al menos 0.5 seg. A tal efecto y según lo datos aportados por los fabricantes se instalaran pantallas de 16 mm² las cuales soportan una intensidad de 4110 A durante 0.5 s.

3.5. Unión del Neutro del Transformador a la Red General de Tierras

Según las recomendaciones de UNESA, editadas en el "Método de cálculo y proyectos de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", cuando la tensión de defecto a tierra (Vd) sea menor que 1.000 V se podrá disponer una puesta única para los sistemas de protección y servicio.

Si calculamos la tensión de puesta a tierra se obtiene:

$$\text{Ecuación 83}$$
$$V_D' = R_{eqT}' \cdot I_D' = 7385.23 \text{ V}$$

En el caso que nos ocupa, aun cuando la tensión de defecto supera el límite estipulado por el Método UNESA, no se separarán las tierras de protección y servicio ya que en la instalación objeto de nuestro proyecto esta tensión de defecto no va a provocar intensidades inadmisibles. Esto se debe a que la red subterránea del parque posee una tensión de aislamiento de 24 kV, muy superior a la tensión de defecto calculada anteriormente, la cual imposibilita que se induzca una intensidad de defecto importante.

Esta recomendación de UNESA se dirige a centros de transformación de distribución que convierten de media a baja tensión y en los que, por lo tanto, la instalación de baja

tensión posee una tensión de aislamiento que UNESA considera por razones de seguridad de 1000 V como máximo. En el caso de este proyecto los centros de transformación convierten de baja a media tensión, siendo la red de media tensión la que se encuentra enterrada que con su elevada tensión de aislamiento no permite que la sobretensión de defecto le provoque daños.

5. Elección de los contactores para los motores de los SSAA

5.1. Datos iniciales y requisitos mínimos

- Los contactores se instalarán en el interior del cuadro de motores de los SSAA.
- La tensión de empleo en este nivel es de 400 V.
- El número de maniobras mínimo será de 1.5 millones.
- Dos tipos de motores: Uno de 18.5 kW y tres de 2.2 kW.
- El fabricante elegido es Telemecanique que ofrece una gama adecuada de contactores para estos usos.
- La categoría de empleo considerada será la AC3 (motores de jaula, corriente al cierre entre 5 y 7 veces la nominal y a la apertura la nominal).

5.2. Cálculos

5.2.1. Motor de 18.5 kW

- La corriente nominal (anteriormente calculada):

$$I_n = 35.7 \text{ A} \quad (\text{Rendimiento } 88\%)$$

- $\frac{I_a}{I_n} = 7.2$

- $I_a = 7.2 \cdot 35.7 = 257.03 \text{ A}$

En las tablas de elección del fabricante no está reflejada la tensión de empleo de 400 V. Por ello se consideran los datos pertenecientes al valor de tensión de 380 V, el cual supone valores de corriente más elevados y así situar el cálculo del lado de la seguridad.

Las características del LC1-D40 para 380 V son:

Tabla 5. Características del contactor LC1-D40

Potencia empleo (kW)	18.5
Intensidad empleo (A)	40
Tensión empleo (V)	660
Poder Cierre Eficaz (A)	800
Poder Corte (A)	800

Se comprueba que cumple con todas las restricciones (Tensión empleo, Potencia de empleo, Poder de cierre, de corte, etc...).

Se comprueba si cumple con la restricción de robustez eléctrica:

La corriente de corte para categoría AC3 es la nominal como máximo, es decir, 35.7 A. Según el fabricante, el LC1-D40 para una tensión de empleo de 380 V, 35.7 A de corriente de corte y una exigencia de 1.5 millones de maniobras no es válido. El mismo fabricante indica que el único contactor que cumple con el requisito de robustez eléctrica bajo las condiciones de tensión y corriente especificadas es el LC1-D80 cuyas características son para 380 V:

Tabla 6. Características del contactor LC1-D80

Potencia empleo (kW)	37
Intensidad empleo (A)	80
Tensión empleo (V)	660
Poder Cierre Eficaz (A)	1100
Poder Corte (A)	1100

5.2.2. Motores de 2.2 kW

- La corriente nominal (anteriormente calculada):

$$I_n = 4.78 \text{ A} \quad (\text{Rendimiento } 83\%)$$

- $\frac{I_a}{I_n} = 6$
- $I_a = 6 \cdot 4.78 = 28.7 \text{ A}$

En las tablas de elección del fabricante no está reflejada la tensión de empleo de 400 V. Por ello se consideran los datos pertenecientes al valor de tensión de 380 V, el cual supone valores de corriente más elevados y así situar el cálculo del lado de la seguridad.

Las características del LC1-D09 para 380 V son:

Tabla 7. Características del contactor LC1-D09

Potencia empleo (kW)	4
Intensidad empleo (A)	9
Tensión empleo (V)	660
Poder Cierre Eficaz (A)	250
Poder Corte (A)	250

Se comprueba que cumple con todas las restricciones (Tensión empleo, Potencia de empleo, Poder de cierre, de corte, etc...).

Se comprueba si cumple con la restricción de robustez eléctrica:

La corriente de corte para categoría AC3 es la nominal como máximo, es decir, 4.78 A. Según el fabricante, para una tensión de empleo de 380 V, 4.78 A de corriente de corte y 1.5 millones de maniobras el contactor LC1-D09 es válido.

6. Cálculos del análisis de inversión

En el apartado número 2 de la Memoria Justificativa de este proyecto se describe y justifica el análisis de inversión. En este punto se detalla el cálculo necesario para la obtención de dicho análisis de inversión. Se adjunta las hojas de cálculo donde se ha llevado a cabo y el texto de la función de Matlab programada para el cálculo de la producción energética de cada aerogenerador.

6.1. Cálculos contenidos en las hojas de cálculo

Se consideran los cuatro aerogeneradores apuntados en el apartado número de la Memoria Justificativa: Gamesa G58, Nordex S77, Ecotecnia E80 y Gamesa G87. Para cada uno de ellos se apunta su potencia unitaria y su precio (según datos iniciales del IDAE).

La potencia a instalar en el parque se considera fija, aportada por el documento “Evaluación del Recurso Eólico”, 14 MW. Según la potencia unitaria de cada máquina se recoge el dato de máquinas a instalar y, en consecuencia, el precio total de las máquinas a instalar como resultado de multiplicar el precio unitario por el número necesario de las mismas.

La siguiente columna recoge la cantidad energía producida por cada modelo, calculado mediante la función de Matlab que se describirá en el apartado siguiente. Se multiplica este valor por el número de máquinas a instalar y éste, a su vez, por el precio de la energía según se consideren los 5 primeros años, los 10 siguientes o los 5 últimos de la vida útil analizada de 20 años. Este precio de la energía viene dado por las indicaciones recogidas en el RD 436/2004, siendo resultado de la suma del porcentaje de tarifa regulada según periodo de tiempo, de la prima por ser energía renovable y del incentivo correspondiente.

Los gastos en que se incurre según el tipo de aerogenerador consisten en el mantenimiento del mismo y el coste anual del terreno que ocupa. El coste de mantenimiento viene dado según datos del IDAE, que proporciona el dato de coste de explotación del parque completo por kWh producido y el porcentaje del mismo que

corresponde a los aerogeneradores. Si se multiplica este dato por la cantidad de energía producida por cada modelo de aerogenerador, se obtiene el coste de explotación para cada modelo. El coste del terreno es proporcionado por el IDAE en € por aerogenerador.

A continuación se procede al cálculo de los datos necesarios para tasar el análisis de inversión, la ganancia total neta (GTN), el Pay-back, la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN). Para el cálculo de la GTN se realiza un cash-flow sin tener en cuenta el cambio de valor del dinero con los años. Para el cálculo de las demás variables de inversión el cash-flow sí tiene en cuenta el cambio de condiciones en el horizonte temporal, las cuales se reflejan con el tipo de interés, el incremento del precio del kWh y el del coste de explotación anuales.

El resultado de la GTN no tiene valor en sí salvo por ayudar a hacer una idea de las ganancias de cada modelo en el horizonte temporal considerado.

Los resultados del VAN, TIR y el Pay-Back sí son relevantes y resultan decisivos a la hora de seleccionar modelo de aerogenerador adecuado para el parque eólico en cuestión.

6.2. Función de Matlab para el cálculo de producción energética

La función programada se denomina “energía.m”. Lo primero que realiza es una evaluación de la función de Weibull definida por sus constantes k y c , las cuales vienen recogidas en el documento “Evaluación del recurso eólico de la zona” que se adjunta en este mismo proyecto. La función Weibull el porcentaje de tiempo respecto al total que sopla el viento para cada valor de velocidad considerado (de 1 a 25 m/s).

Mediante un bucle “for” se introducen los 25 valores de dicha función en un vector, el cual se representa gráficamente para obtener así la curva Weibull del emplazamiento. Posteriormente, mediante otro bucle for, se fabrica una tabla cuya primera columna es una enumeración de 1 a 25 y la segunda los 25 valores evaluados de la función de Weibull anterior.

El siguiente paso consiste en la declaración de cuatro vectores que contendrán los valores de potencia desarrollada por cada aparato para cada velocidad de manera que el primer elemento del vector es la potencia desarrollada para un valor de velocidad de 0 m/s, el segundo elemento del mismo es el valor de potencia generada para una velocidad de 1 m/s y así sucesivamente. Dichos valores han sido proporcionados por los fabricantes de los aerogeneradores y no todos ofrecen los valores de la curva de potencia para los 25 valores de velocidad (desde 1 a 25 m/s). Por ello, a la hora de integrar la curva de potencia, se han realizado varios bucles. Así, la curva de potencia la del G87 se ha incluido en un bucle que itera desde el 4º al 24º elemento, la del S77 en uno que itera desde el 4º al 19º, la del G58 del desde el 3º al 20º y la del E80 en otro que itera del 3º al 19º. La razón por la cual las iteraciones no comienzan por el primer elemento es porque el valor de potencia desarrollada para el mismo es nulo y al multiplicar por el valor correspondiente de la curva Weibull lo anula. De esta manera se ahorran iteraciones en el proceso de cálculo.

El cálculo de la potencia desarrollada para cada modelo de aerogenerador se encuentra anidado en los bucles anteriormente mencionados. Consiste en la integración de la curva de potencia entre dos valores contiguos de velocidad (12 y 13 m/s, por ejemplo) mediante la aproximación de la misma como una recta entre los dos valores anteriores. Una vez calculada dicha integración, su resultado se multiplica por el valor de frecuencia correspondiente a la velocidad más pequeña de los dos valores considerados en cada integración (entre 12 y 13 m/s sería 12, por ejemplo). Así se suman consecutivamente los resultados obtenidos y al final del bucle se obtiene el valor de energía producida por hora por cada modelo. Multiplicando por el número de horas de un año se llega a un valor de energía anual generada para cada modelo.