

## **CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

## ÍNDICE CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

<b>2.1. Red de Baja Tensión</b>	<b>12</b>
<b>2.1.1. Cálculos eléctricos</b>	<b>12</b>
2.1.1.1. Previsión de potencias	12
2.1.1.2. Centro de Transformación 1	21
2.1.1.2.1. CT1 - Anillo 1	21
2.1.1.2.1.1. Determinación del punto de mínima tensión	21
2.1.1.2.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1	22
2.1.1.2.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1	25
2.1.1.2.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2	25
2.1.1.2.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2	27
2.1.1.2.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT1 – Anillo1	28
2.1.1.2.2. CT1 - Anillo 2	29
2.1.1.2.2.1. Determinación del punto de mínima tensión	29
2.1.1.2.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1	30
2.1.1.2.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1	32
2.1.1.2.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2	33
2.1.1.2.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2	35
2.1.1.2.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT1 – Anillo 2	36
2.1.1.3. Centro de Transformación 2	37
2.1.1.3.1. CT2 - Anillo 1	37
2.1.1.3.1.1. Determinación del punto de mínima tensión	37
2.1.1.3.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1	38
2.1.1.3.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1	41
2.1.1.3.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2	41
2.1.1.3.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2	43
2.1.1.3.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT2 – Anillo1	44
2.1.1.3.2. CT2 - Anillo 2	45
2.1.1.3.2.1. Determinación del punto de mínima tensión	45
2.1.1.3.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1	46
2.1.1.3.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1	48

2.1.1.3.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	49
2.1.1.3.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	51
2.1.1.3.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT2 – Anillo 2	52
2.1.1.4.	Centro de Transformación 3	53
2.1.1.4.1.	CT3 - Anillo 1	53
2.1.1.4.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	53
2.1.1.4.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	54
2.1.1.4.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	56
2.1.1.4.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	56
2.1.1.4.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	59
2.1.1.4.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT3 – Anillo1	60
2.1.1.4.2.	CT3 - Anillo 2	61
2.1.1.4.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	61
2.1.1.4.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	61
2.1.1.4.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	63
2.1.1.4.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	64
2.1.1.4.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	66
2.1.1.4.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT3 – Anillo 2	67
2.1.1.5.	Centro de Transformación 4	68
2.1.1.5.1.	CT4 - Anillo 1	68
2.1.1.5.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	68
2.1.1.5.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	69
2.1.1.5.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	71
2.1.1.5.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	72
2.1.1.5.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	74
2.1.1.5.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT4 – Anillo1	75
2.1.1.5.2.	CT4 - Anillo 2	76
2.1.1.5.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	76
2.1.1.5.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	77
2.1.1.5.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	79

2.1.1.5.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	79
2.1.1.5.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	81
2.1.1.5.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT2 – Anillo 2	82
2.1.1.6.	Centro de Transformación 5	83
2.1.1.6.1.	CT5 - Anillo 1	83
2.1.1.6.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	83
2.1.1.6.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	84
2.1.1.6.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	86
2.1.1.6.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	87
2.1.1.6.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	89
2.1.1.6.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT5 – Anillo1	90
2.1.1.6.2.	CT5 - Anillo 2	91
2.1.1.6.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	91
2.1.1.6.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	92
2.1.1.6.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	94
2.1.1.6.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	94
2.1.1.6.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	96
2.1.1.6.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT5 – Anillo 2	97
2.1.1.7.	Centro de Transformación 6	99
2.1.1.7.1.	CT6 - Anillo 1	99
2.1.1.7.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	99
2.1.1.7.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	100
2.1.1.7.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	102
2.1.1.7.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	103
2.1.1.7.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	105
2.1.1.7.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT6 – Anillo1	106
2.1.1.7.2.	CT6 - Anillo 2	107
2.1.1.7.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	107
2.1.1.7.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	108
2.1.1.7.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	110

2.1.1.7.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	110
2.1.1.7.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	112
2.1.1.7.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT6 – Anillo 2	113
2.1.1.8.	Centro de Transformación 7	115
2.1.1.8.1.	CT7 - Anillo 1	115
2.1.1.8.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	115
2.1.1.8.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	116
2.1.1.8.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	118
2.1.1.8.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	119
2.1.1.8.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	121
2.1.1.8.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT7 – Anillo1	122
2.1.1.8.2.	CT7 - Anillo 2	123
2.1.1.8.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	123
2.1.1.8.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	123
2.1.1.8.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	126
2.1.1.8.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	126
2.1.1.8.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	128
2.1.1.8.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT7 – Anillo 2	129
2.1.1.9.	Centro de Transformación 8	130
2.1.1.9.1.	CT8 - Anillo 1	130
2.1.1.9.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	130
2.1.1.9.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	131
2.1.1.9.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	133
2.1.1.9.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	134
2.1.1.9.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	136
2.1.1.9.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT8 – Anillo1	137
2.1.1.9.2.	CT8 - Anillo 2	138
2.1.1.9.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	138
2.1.1.9.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	138
2.1.1.9.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	140

2.1.1.9.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	141
2.1.1.9.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	143
2.1.1.9.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT8 – Anillo 2	144
2.1.1.10.	Centro de Transformación 9	145
2.1.1.10.1.	CT9 - Anillo 1	145
2.1.1.10.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	145
2.1.1.10.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	145
2.1.1.10.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	148
2.1.1.10.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	148
2.1.1.10.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	150
2.1.1.10.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT9 – Anillo1	151
2.1.1.10.2.	CT9 - Anillo 2	152
2.1.1.10.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	152
2.1.1.10.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	153
2.1.1.10.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	155
2.1.1.10.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	155
2.1.1.10.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	157
2.1.1.10.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT9 – Anillo 2	158
2.1.1.11.	Centro de Transformación 10	159
2.1.1.11.1.	CT10 - Anillo 1	159
2.1.1.11.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	159
2.1.1.11.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	160
2.1.1.11.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	162
2.1.1.11.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	163
2.1.1.11.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	165
2.1.1.11.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT10 – Anillo1	166
2.1.1.11.2.	CT10 - Anillo 2	167
2.1.1.11.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	167
2.1.1.11.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	168
2.1.1.11.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	170

2.1.1.11.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	170
2.1.1.11.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	172
2.1.1.11.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT10 – Anillo 2	173
2.1.1.12.	Centro de Transformación 11	174
2.1.1.12.1.	CT11 - Anillo 1	174
2.1.1.12.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	174
2.1.1.12.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	175
2.1.1.12.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	177
2.1.1.12.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	178
2.1.1.12.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	180
2.1.1.12.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT11 – Anillo1	181
2.1.1.12.2.	CT11 - Anillo 2	182
2.1.1.12.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	182
2.1.1.12.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	182
2.1.1.12.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	184
2.1.1.12.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	185
2.1.1.12.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	187
2.1.1.12.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT11 – Anillo 2	188
2.1.1.13.	Centro de Transformación 12	189
2.1.1.13.1.	CT12 - Anillo 1	189
2.1.1.13.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	189
2.1.1.13.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	190
2.1.1.13.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	192
2.1.1.13.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	193
2.1.1.13.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	195
2.1.1.13.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT12 – Anillo1	196
2.1.1.13.2.	CT12 - Anillo 2	197
2.1.1.13.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	197
2.1.1.13.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	198
2.1.1.13.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	200

2.1.1.13.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	200
2.1.1.13.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	203
2.1.1.13.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT12 – Anillo 2	204
2.1.1.14.	Centro de transformación de Reparto	205
2.1.1.14.1.	CTR - Anillo 1	205
2.1.1.14.1.1.	Determinación del punto de mínima tensión	205
2.1.1.14.1.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	206
2.1.1.14.1.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	208
2.1.1.14.1.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	209
2.1.1.14.1.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	211
2.1.1.14.1.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CTR – Anillo1	212
2.1.1.14.2.	CTR - Anillo 2	213
2.1.1.14.2.1.	Determinación del punto de mínima tensión	213
2.1.1.14.2.2.	Determinación de la sección del conductor Rama 1	214
2.1.1.14.2.3.	Selección del fusible de protección Rama 1	216
2.1.1.14.2.4.	Determinación de la sección del conductor Rama 2	216
2.1.1.14.2.5.	Selección del fusible de protección Rama 2	219
2.1.1.14.2.6.	Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CTR – Anillo 2	220
2.2.	Red de Media Tensión	221
2.2.1.	Línea Aérea Media Tensión al apoyo fin de línea Acometida	221
2.2.1.1.	Tipo de conductor a utilizar	221
2.2.1.2.	Cálculo de la altura del apoyo	221
2.2.2.	LSMT Acometida al Centro de Reparto	222
2.2.2.1.	Características de la línea	222
2.2.2.2.	Criterio de calentamiento	223
2.2.2.3.	Criterio de cortocircuito	224
2.2.2.4.	Criterio de caída de tensión	225
2.2.3.	LSMT CTR al Centro de Transformación de Abonado para un Centro Comercial	226
2.2.3.1.	Características de la línea	226



2.2.3.2.	Criterio de calentamiento	227
2.2.3.3.	Criterio de cortocircuito	228
2.2.3.4.	Criterio de caída de tensión	229
2.2.4.	Cálculos Anillo Media Tensión	229
2.2.4.1.	Características de la línea	229
2.2.4.2.	Criterio de calentamiento	231
2.2.4.3.	Criterio de cortocircuito	232
2.2.4.4.	Criterio de caída de tensión	233
2.2.4.4.1.	Determinación del punto de mínima tensión	233
2.2.4.4.2.	Cálculo de intensidades e impedancias de los transformadores	234
2.3.	Centros de Transformación	236
2.3.1.	Centro de Transformación PFU 5/20	236
2.3.1.1.	Intensidad de media tensión	236
2.3.1.2.	Intensidad de baja tensión	236
2.3.1.3.	Cortocircuitos	237
2.3.1.3.1.	Observaciones	237
2.3.1.3.2.	Cálculo Intensidad de cortocircuito	237
2.3.1.3.3.	Cortocircuito en el lado de Media Tensión	237
2.3.1.3.4.	Cortocircuito en el lado de Baja Tensión	238
2.3.1.4.	Dimensiones de embarrado	238
2.3.1.4.1.	Comprobación por densidad de corriente	238
2.3.1.4.2.	Comprobación por sollicitación electrodinámica	238
2.3.1.4.3.	Comprobación por sollicitación térmica	238
2.3.1.5.	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos	239
2.3.1.6.	Dimensionados de los puentes de MT	239
2.3.1.7.	Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación	240
2.3.1.8.	Dimensionado del pozo apagafuegos	240
2.3.1.9.	Cálculo de la instalación de puesta a tierra	240
2.3.1.9.1.	Investigación de las características del suelo	240

2.3.1.9.2.	Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto	240
2.3.1.9.3.	Diseño preliminar de la instalación de tierra	241
2.3.1.9.4.	Cálculo de la resistencia del sistema de tierra	241
2.3.1.9.5.	Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación	244
2.3.1.9.6.	Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación	244
2.3.1.9.7.	Cálculo de las tensiones aplicadas	245
2.3.1.9.8.	Investigación de las tensiones transferibles al exterior	246
2.3.1.9.9.	Corrección y ajuste del diseño inicial	247
2.3.2.	Centro de Transformación miniBLOK-24	248
2.3.2.1.	Intensidad de media tensión	248
2.3.2.2.	Intensidad de baja tensión	248
2.3.2.3.	Cortocircuitos	248
2.3.2.3.1.	Observaciones	248
2.3.2.3.2.	Cálculo intensidad de cortocircuito	249
2.3.2.3.3.	Cortocircuito en el lado de Media tensión	249
2.3.2.3.4.	Cortocircuito en el lado de Baja tensión	249
2.3.2.4.	Dimensiones de embarrado	250
2.3.2.4.1.	Comprobación por densidad de corriente	250
2.3.2.4.2.	Comprobación por sollicitación electrodinámica	250
2.3.2.4.3.	Comprobación por sollicitación térmica	250
2.3.2.5.	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos	250
2.3.2.6.	Dimensionados de los puentes de MT	251
2.3.2.7.	Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación	251
2.3.2.8.	Dimensionado del pozo apagafuegos	252
2.3.2.9.	Cálculo de la instalación de puesta a tierra	252
2.3.2.9.1.	Investigación de las características del suelo	252
2.3.2.9.2.	Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto	252
2.3.2.9.3.	Diseño preliminar de la instalación de tierra	253
2.3.2.9.4.	Cálculo de la resistencia del sistema de tierra	253
2.3.2.9.5.	Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación	256
2.3.2.9.6.	Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación	256
2.3.2.9.7.	Cálculo de las tensiones aplicadas	257

<b>2.3.2.9.8. Investigación de las tensiones transferibles al exterior</b>	<b>258</b>
<b>2.3.2.9.9. Corrección y ajuste del diseño inicial</b>	<b>259</b>

## 2.4. Red de Baja Tensión

### 2.4.1. Cálculos eléctricos

Para la determinación de la sección del conductor haremos los cálculos de la siguiente manera:

- Selección de la potencia que se conectará al anillo.
- Cálculo del punto de mínima tensión mediante la fórmula:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

p.m.t. = Punto de mínima tensión en m

- Separación del anillo en dos ramas.
- Cálculo de la intensidad que circulará por cada rama del anillo mediante la fórmula:

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

I = Intensidad en A

P = Potencia en kW

U = Tensión 0,4 kV

Cos  $\varphi$  = 0,9

- Intensidad admisible por el cable aplicando los factores de corrección que sean necesarios:

$$I_{admisible} = I_{cable} \cdot f.d.c > I_{nominal}$$

- Separación del anillo en dos ramas.
- Elección del fusible para proteger la línea.
- Comprobación de la distancia que nos cubre el fusible con la longitud de la rama.
- Comprobación de que no sobrepasa la máxima caída de tensión, en este caso es 5% según Iberdrola.

#### 2.4.1.1. Previsión de potencias

En primer lugar haremos una clasificación según el tipo de electrificación:

**Básica:** potencia de 5.750 W.

**Elevada:** potencia de 9.200 W.

En las viviendas unifamiliares (dúplex) utilizamos una electrificación elevada, mientras que en los edificios será una electrificación básica.

- Parcela número 1 (24 abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 1} = 9.2\text{kW} \cdot 24_{\text{abonados}} = 220.8 \text{ kW}$$

- Parcela número 2 (34 abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 2} = 9.2\text{kW} \cdot 34_{\text{abonados}} = 312.8 \text{ kW}$$

- Parcela número 3 (12 abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 3} = 9.2\text{kW} \cdot 12_{\text{abonados}} = 110.4 \text{ kW}$$

- Parcela número 4 (140 abonados Electrificación Básica):

Formado por 14 escaleras con la siguiente distribución:

- 14 escaleras de 10 abonados cada una. Cada escalera dispone de 5 plantas con 2 viviendas por planta.

*Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.*

$$\text{Parcela 4} = (14_{\text{escaleras}} \cdot 10_{\text{abonados/escalera}}) \cdot 5.75\text{kW} = 805\text{kW}$$

- En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-1 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0.63	4.5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

**Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores.**

En cada escalera colocaremos un ascensor, luego la potencia por parcela en función de la carga del ascensor es:

$$\text{Parcela 4} = 14_{\text{ascensores/escaleras}} \cdot 4.5\text{kW} = 63\text{kW}$$

- Para el alumbrado de portales y otros espacios comunes estimo una potencia de 2.5 kW por escalera.

$$\text{Parcela 4} = 14_{\text{escaleras}} \cdot 2.5\text{kW} = 35\text{kW}$$

- Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada. La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$\text{Potencia parcela} = 80\% \text{ área parcela } 2(\text{m}^2) \cdot 20 \text{ kW/m}^2$$

$$\text{Parcela 4} = \left( \frac{80 \cdot 5893.6\text{m}^2}{100} \right) \cdot 20 \text{ kW/m}^2 = 94.3\text{kW}$$

$$\text{Parcela 4} = 805 + 63 + 35 + 94.3 = 997.3\text{kW}$$

- Parcela número 5 (140 abonados Electrificación Básica):

Formado por 14 escaleras con la siguiente distribución:

- 14 escaleras de 10 abonados cada una. Cada escalera dispone de 5 plantas con 2 viviendas por planta.

*Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.*

$$\text{Parcela 5} = (14_{\text{escaleras}} \cdot 10_{\text{abonados/escalera}}) \cdot 5.75\text{kW} = 805\text{kW}$$

- En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-1 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0.63	4.5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

**Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores.**

En cada escalera colocaremos un ascensor, luego la potencia por parcela en función de la carga del ascensor es:

$$\text{Parcela 5} = 14_{\text{ascensores/escaleras}} \cdot 4.5\text{kW} = 63\text{kW}$$

- Para el alumbrado de portales y otros espacios comunes estimo una potencia de 2.5 kW por escalera.

$$\text{Parcela 5} = 14_{\text{escaleras}} \cdot 2.5\text{kW} = 35\text{kW}$$

- Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada. La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$\text{Potencia parcela} = 80\% \text{ área parcela} \cdot 20 \text{ kW/m}^2$$

$$\text{Parcela 5} = \left( \frac{80 \cdot 5977.9\text{m}^2}{100} \right) \cdot 20 \text{ kW/m}^2 = 95.65\text{kW}$$

$$\text{Parcela 5} = 805 + 63 + 35 + 95.65 = 998.65\text{kW}$$

- Parcela número 6 (21 abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 6} = 9.2\text{kW} \cdot 21_{\text{abonados}} = 193.2 \text{ kW}$$

- Parcela número 7 (22 abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 7} = 9.2\text{kW} \cdot 22_{\text{abonados}} = 202.4 \text{ kW}$$

- Parcela número 8 (88 abonados Electrificación Básica):

Formado por 8 escaleras con la siguiente distribución:

- 8 escaleras de 11 abonados cada una. Cada escalera dispone de 5 plantas con 2 viviendas por planta más 1 ático.

*Total = 11 abonados con electrificación básica por escalera.*

$$\text{Parcela 8} = (8_{\text{escaleras}} \cdot 11_{\text{abonados/escalera}}) \cdot 5.75\text{kW} = 506\text{kW}$$

- En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-1 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0.63	4.5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

**Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores.**

En cada escalera colocaremos un ascensor, luego la potencia por parcela en función de la carga del ascensor es:

$$\text{Parcela 8} = 8_{\text{ascensores/escaleras}} \cdot 4.5\text{kW} = 36\text{kW}$$

- Para el alumbrado de portales y otros espacios comunes estimo una potencia de 2.5 kW por escalera.

$$\text{Parcela 8} = 8_{\text{escaleras}} \cdot 2.5\text{kW} = 20\text{W}$$

- Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada. La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$\text{Potencia parcela} = 80\% \text{ área parcela } 2(\text{m}^2) \cdot 20 \text{ kW/m}^2$$

$$\text{Parcela 8} = \left( \frac{80 \cdot 2294.2\text{m}^2}{100} \right) \cdot 20 \text{ kW/m}^2 = 36.71\text{kW}$$

$$\text{Parcela 8} = 506 + 36 + 20 + 36.71 = 598.71\text{kW}$$

- Parcela número 9 (132 abonados Electrificación Básica):

Formado por 12 escaleras con la siguiente distribución:

- 12 escaleras de 11 abonados cada una. Cada escalera dispone de 5 plantas con 2 viviendas por planta más 1 ático.

*Total = 11 abonados con electrificación básica por escalera.*

$$\text{Parcela 9} = (12_{\text{escaleras}} \cdot 11_{\text{abonados/escalera}}) \cdot 5.75\text{kW} = 759\text{kW}$$



- En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-1 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0,63	4,5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

**Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores.**

En cada escalera colocaremos un ascensor, luego la potencia por parcela en función de la carga del ascensor es:

$$\text{Parcela 9} = 12_{\text{ascensores/escaleras}} \cdot 4.5\text{kW} = 54\text{kW}$$

- Para el alumbrado de portales y otros espacios comunes estimo una potencia de 2.5 kW por escalera.

$$\text{Parcela 9} = 12_{\text{escaleras}} \cdot 2.5\text{kW} = 30\text{kW}$$

- Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada. La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$\text{Potencia parcela} = 80\% \text{ área parcela } 2(\text{m}^2) \cdot 20 \text{ kW/m}^2$$

$$\text{Parcela 9} = \left( \frac{80 \cdot 4369.04\text{m}^2}{100} \right) \cdot 20 \text{ kW/m}^2 = 69.9\text{kW}$$

$$\text{Parcela 9} = 759 + 54 + 30 + 69.9 = 912.9\text{kW}$$

- Parcela número 10 (27 abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 10} = 9.2\text{kW} \cdot 27_{\text{abonados}} = 248.4 \text{ kW}$$

- Parcela número 11 (22abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 11} = 9.2\text{kW} \cdot 22_{\text{abonados}} = 202.4 \text{ kW}$$

- Parcela número 13(33 abonados *Electrificación Elevada*):

$$\text{Parcela 13} = 9.2\text{kW} \cdot 33_{\text{abonados}} = 303.6 \text{ kW}$$

- Parcela número 14(17abonados *Electrificación Elevada*):

$$\text{Parcela 14} = 9.2\text{kW} \cdot 17_{\text{abonados}} = 156.4 \text{ kW}$$

- Parcela número 15(17 abonados *Electrificación Elevada*):

$$\text{Parcela 15} = 9.2\text{kW} \cdot 17_{\text{abonados}} = 156.4 \text{ kW}$$

- Parcela número 16(14 abonados *Electrificación Elevada*):

$$\text{Parcela 16} = 9.2\text{kW} \cdot 14_{\text{abonados}} = 128.8\text{kW}$$

- Parcela número 17(24 abonados *Electrificación Elevada*):

$$\text{Parcela 17} = 9.2\text{kW} \cdot 24_{\text{abonados}} = 220.8\text{kW}$$

- Parcela número 18(13 abonados *Electrificación Elevada*):

$$\text{Parcela 18} = 9.2\text{kW} \cdot 13_{\text{abonados}} = 119.6\text{kW}$$

- Parcela número 19 (150 abonados *Electrificación Básica*):

Formado por 15 escaleras con la siguiente distribución:

- 15 escaleras de 10 abonados cada una. Cada escalera dispone de 5 plantas con 2 viviendas por planta.

*Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.*

$$\text{Parcela 19} = (15_{\text{escaleras}} \cdot 10_{\text{abonados/escalera}}) \cdot 5.75\text{kW} = 862.5\text{kW}$$

- En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-1 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0.63	4.5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

**Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores.**

En cada escalera colocaremos un ascensor, luego la potencia por parcela en función de la carga del ascensor es:

$$\text{Parcela 19} = 15_{\text{ascensores/escaleras}} \cdot 4.5\text{kW} = 67.5\text{kW}$$

- Para el alumbrado de portales y otros espacios comunes estimo una potencia de 2.5 kW por escalera.

$$\text{Parcela 19} = 15_{\text{escaleras}} \cdot 2.5\text{kW} = 37.5\text{kW}$$

- Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada. La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$\text{Potencia parcela} = 80\% \text{ área parcela } 2(\text{m}^2) \cdot 20 \text{ kW/m}^2$$

$$\text{Parcela 19} = \left( \frac{80 \cdot 6447.2\text{m}^2}{100} \right) \cdot 20 \text{ kW/m}^2 = 103.15\text{kW}$$

$$\text{Parcela 19} = 862.5 + 67.5 + 37.5 + 103.15 = 1070.65\text{kW}$$

- Parcela número 20 (100 abonados Electrificación Básica):

Formado por 10 escaleras con la siguiente distribución:

- 10 escaleras de 10 abonados cada una. Cada escalera dispone de 5 plantas con 2 viviendas por planta.

*Total = 10 abonados con electrificación básica por escalera.*

$$\text{Parcela 20} = (10_{\text{escaleras}} \cdot 10_{\text{abonados/escalera}}) \cdot 5.75\text{kW} = 575\text{kW}$$

- En el presente proyecto elegiremos un tipo de aparato elevador ITA-1 para las distintas escaleras de los edificios.

Tipo de aparato elevador	Carga (kg)	Nº de personas	Velocidad (m/s)	Potencia (kW)
ITA-1	400	5	0.63	4.5
ITA-2	400	5	1,00	7,5
ITA-3	630	8	1,00	11,5
ITA-4	630	8	1,60	18,5
ITA-5	1000	13	1,60	29,5
ITA-6	1000	13	2,50	46,0

**Tabla 2. Previsión de potencia para aparatos elevadores.**

En cada escalera colocaremos un ascensor, luego la potencia por parcela en función de la carga del ascensor es:

$$\text{Parcela 20} = 10_{\text{ascensores/escaleras}} \cdot 4.5\text{kW} = 45\text{kW}$$

- Para el alumbrado de portales y otros espacios comunes estimo una potencia de 2.5 kW por escalera.

$$\text{Parcela 20} = 10_{\text{escaleras}} \cdot 2.5\text{kW} = 25\text{kW}$$

- Para el cálculo de potencia de los garajes se ha tenido en cuenta una superficie útil del 80% de la superficie total, y una previsión de 20 W/m<sup>2</sup> para dar cumplimiento al Código Técnico de la Edificación, en cuanto a la obligatoriedad de disponer de un sistema de ventilación forzada. La alimentación de los mismos se llevará a cabo en dos fases de acuerdo con la previsión expuesta anteriormente.

$$\text{Potencia parcela} = 80\% \text{ área parcela } 2(\text{m}^2) \cdot 20 \text{ kW/m}^2$$

$$\text{Parcela 20} = \left( \frac{80 \cdot 2500.56\text{m}^2}{100} \right) \cdot 20 \text{ kW/m}^2 = 40.01\text{kW}$$

$$\text{Parcela 20} = 575 + 45 + 25 + 40.01 = 685\text{kW}$$

- Parcela número 21 (8 abonados Electrificación Elevada):

$$\text{Parcela 21} = 9.2\text{kW} \cdot 8_{\text{abonados}} = 73.6\text{kW}$$

- Jardines:

La forma de estimar la carga será aplicando una luminaria Na HP de 100 W por cada 30 m<sup>2</sup>. La carga correspondiente a zonas ajardinadas son las correspondientes al jardín 1,2,3,4,5 y 6.

$$\text{Potencia Jardín} = \frac{\text{área jardín (m}^2\text{)}}{30\text{m}^2} \cdot 100\text{W} \cdot 1.8$$

Nota: 1.8 Factor de Corrección de lámpara de descarga

$$\text{Potencia Jardín 1} = \frac{3591.84\text{m}^2}{30\text{m}^2} \cdot 100\text{W} \cdot 1.8 = 21.55\text{kW}$$

$$\text{Potencia Jardín 2} = \frac{4010.98\text{m}^2}{30\text{m}^2} \cdot 100\text{W} \cdot 1.8 = 24.06\text{kW}$$

$$\text{Potencia Jardín 3} = \frac{1425.63\text{m}^2}{30\text{m}^2} \cdot 100\text{W} \cdot 1.8 = 8.55\text{kW}$$

$$\text{Potencia Jardín 4} = \frac{2136.23\text{m}^2}{30\text{m}^2} \cdot 100\text{W} \cdot 1.8 = 12.82\text{kW}$$

$$\text{Potencia Jardín 5} = \frac{2223.13\text{m}^2}{30\text{m}^2} \cdot 100\text{W} \cdot 1.8 = 13.34\text{kW}$$

$$\text{Potencia Jardín 6} = \frac{1316.6\text{m}^2}{30\text{m}^2} \cdot 100\text{W} \cdot 1.8 = 7.9\text{kW}$$

- Equipamiento social:

Estimaremos la carga considerando una potencia de 10 W por cada metro cuadrado.

$$\text{Potencia Eq. Social} = \text{área Eq. Social (m}^2\text{)} \cdot 10W$$

$$\text{Potencia Eq. Social} = 1661.25\text{m}^2 \cdot 10W = 16.61kW$$

- Equipamiento juvenil:

Estimaremos la carga considerando una potencia de 5 W por cada metro cuadrado.

$$\text{Potencia Eq. Juvenil} = \text{área Eq. Juvenil(m}^2\text{)} \cdot 5W$$

$$\text{Potencia Eq. Juvenil} = 19975.1\text{ m}^2 \cdot 5W = 99.88kW$$

- Alumbrado de viales:

Para el alumbrado de viales dispondremos de tres centros de mando de 20kW/ud. A partir de los cuales se dará servicio a los circuitos de alumbrado público.

$$\text{Potencia Alum. Viales} = 3 \cdot 20kW = 60kW$$

Estos centros de mando se han colocado en distintos anillos de la red de baja tensión.

#### 2.4.1.2. Centro de Transformación 1

El CT1 dará servicio a las parcelas 12, 14, 16, ocho viviendas de la parcela 15 y una escalera de la parcela 9. Con un total de 68 abonados, de los cuales 11 son de electrificación básica y 57 de electrificación elevada. También dará servicio al jardín 4.

##### 2.4.1.2.1. CT1 - Anillo 1

Formado por 31 abonados de electrificación elevada más el jardín 4.

##### 2.4.1.2.1.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT1-CGPM.J4	4	4	12.82	51.28
CGPM.J4-CGPM.V16.1	31.44	35.44	18.4	652.096
CGPM.V16.1-CGPM.V16.2	18.01	53.45	18.4	983.48
CGPM.V16.2-CGPM.V16.3	18.01	71.46	18.4	1314.864
CGPM.V16.3-CGPM.V16.4	50.74	122.2	18.4	2248.48
CGPM.V16.4-CGPM.V16.5	18.01	140.21	18.4	2579.864
CGPM.V16.5-CGPM.V16.6	18.01	158.22	18.4	2911.248
CGPM.V16.6-CGPM.V14.1	8.19	166.41	9.2	1530.972
CGPM.V14.1-CGPM.V14.2	17.41	183.82	18.4	3382.288
CGPM.V14.2-CGPM.V14.3	35.8	219.62	18.4	4041.008
CGPM.V14.3-CGPM.V14.4	16	235.62	18.4	4335.408
CGPM.V14.4-CGPM.V14.5	16	251.62	18.4	4629.808
CGPM.V14.5-CGPM.V14.6	35.8	287.42	18.4	5288.528
CGPM.V14.6-CGPM.V14.7	17.41	304.83	18.4	5608.872
CGPM.V14.7-CGPM.V14.8	37.3	342.13	18.4	6295.192
CGPM.V14.8-CGPM.V14.9	18.14	360.27	18.4	6628.968
CGPM.V14.9-CGPM.V16.7	35.05	395.32	18.4	7273.888
$\Sigma$ TOTAL			298.02	59756.244

$$p.m.t. = \frac{59756.244}{298.02} = 200.51m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V14.2** y **CGPM.V14.3** a una distancia del origen de **200.51m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.2.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V14.2	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V14.1	3	9.2	0	3	27.6
CGPM.V16.6	5	9.2	0	4,6	42.32
CGPM.V16.5	7	9.2	0	6,2	57.04
CGPM.V16.4	9	9.2	0	7,8	71.76
CGPM.V16.3	11	9.2	0	9,2	84.64
CGPM.V16.2	13	9.2	0	10,6	97.52
CGPM.V16.1	15	9.2	0	11,9	109.48
CGPM.J4	15	9.2	12.82	11,9	122.3

$$I = \frac{122.3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 196.14 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—


Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$$I_{nominal} = 196.14 \text{ A}$$

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{196.14}{0.94} = 208.66A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max admisible} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \max admisible} = I_{\max admisible} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 A$$

$$I_{real \max admisible} > I_{nominal}$$

$$244.4 A > 196.14 A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.



#### 2.4.1.2.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	<b>345</b>	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 196.14 A$  y una  $L_{rama} = 183.82m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 200A >  $I_{nominal} = 196.14 A$

**Longitud protegida:** 345m >  $L_{rama} = 183.82 m$

#### 2.4.1.2.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V14.3	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V14.4	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V14.5	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V14.6	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V14.7	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V14.8	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.V14.9	14	9.2	0	11.3	103.96
CGPM.V16.7	16	9.2	0	12.5	115

$$I = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 184.43 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 184.43 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{184.43}{0.94} = 196.20 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1)	En tubular soterrada (2)	Al aire, protegido del sol (1)
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 A > 184.43 A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.2.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	<b>215</b>	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 184.43 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 211.4 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 200A >  $I_{nominal} = 184.43 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 215m >  $L_{rama} = 211.4 \text{ m}$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**2.4.1.2.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT1 – Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV } 3 \times 240 + 1 \times 150 \text{ Al} \quad \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT1 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT1-CGPM.J4	122.3	4	0.048	0.048
CGPM.J4- CGPM.V16.1	109.48	31.44	0.342	0.390
CGPM.V16.1- CGPM.V16.2	97.52	18.01	0.174	0.565
CGPM.V16.2- CGPM.V16.3	84.64	18.01	0.151	0.716
CGPM.V16.3- CGPM.V16.4	71.76	50.74	0.361	1.078
CGPM.V16.4- CGPM.V16.5	57.04	18.01	0.006	1.083
CGPM.V16.5- CGPM.V16.6	42.32	18.01	0.076	1.159
CGPM.V16.6- CGPM.V14.1	27.6	8.19	0.022	1.181
CGPM.V14.1- CGPM.V14.2	18.4	17.41	0.032	1.213 < 5%

**Rama 2: CT1 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT1-CGPM.V16.7	115	35.7	0.408	0.408
CGPM.V16.7- CGPM.V14.9	103.96	35.05	0.362	0.769
CGPM.V14.9- CGPM.V14.8	91.08	18.14	0.164	0.933
CGPM.V14.8- CGPM.V14.7	78.2	37.3	0.290	1.223
CGPM.V14.7- CGPM.V14.6	64.4	17.41	0.111	1.334
CGPM.V14.6- CGPM.V14.5	49.68	35.8	0.177	1.511
CGPM.V14.5- CGPM.V14.4	34.96	16	0.055	1.567
CGPM.V14.4- CGPM.V14.3	18.4	16	0.029	1.596 < 5%

**2.4.1.2.2. CT1 - Anillo 2**

Formado por 26 abonados de electrificación elevada y una escalera con 11 abonados de electrificación básica.

**2.4.1.2.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT1-CGPM.V15.1	20.1	20.1	18.4	369.84
CGPM.V15.1-CGPM.V15.3	37.52	57.62	18.4	1060.21
CGPM.V15.3-CGPM.V12.1	58.23	115.85	18.4	2131.64
CGPM.V12.1-CGPM.V12.2	15.67	131.52	18.4	2419.97
CGPM.V12.2-CGPM.V12.3	15.94	147.46	18.4	2713.26
CGPM.V12.3-CGP.V9.1	44.71	192.17	70.25	13499.94
CGP.V9.1-CGPM.V12.4	23.26	215.43	18.4	3963.91
CGPM.V12.4-CGPM.V12.5	16.6	232.03	18.4	4269.35
CGPM.V12.5-CGPM.V12.6	37.19	269.22	18.4	4953.65
CGPM.V12.6-CGPM.V12.7	15.9	285.12	18.4	5246.21
CGPM.V12.7-CGPM.V12.8	37.19	322.31	18.4	5930.50
CGPM.V12.8-CGPM.V12.9	16.6	338.91	18.4	6235.94
CGPM.V12.9-CGPM.V15.4	53.09	392	18.4	7212.80
CGPM.V15.4-CGPM.V15.2	37.56	429.56	18.4	7903.90
$\Sigma$ TOTAL			309.45	67911.13

$$p.m.t. = \frac{67911.13}{309.45} = 219.46m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V12.4** y **CGPM.V12.5** a una distancia del origen de **219.46m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.2.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V12.4	2	9.2	0	2	18.4
CGP.V9.1	13	6.28	7	10.6	73.57
CGPM.V12.3	15	6.67	7	11.9	86.37
CGPM.V12.2	17	6.97	7	13.1	98.31
CGPM.V12.1	19	7.20	7	14.3	109.96
CGPM.V15.3	21	7.39	7	15.3	120.07
CGPM.V15.1	23	7.55	7	16.3	130.06

$$I = \frac{130.06 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 208.58 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.




$$I_{nominal} = 208.58 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{208.58}{0.94} = 221.9 \text{ A}$$



TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 \text{ A} > 208.58 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.2.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible



Para una  $I_{nominal} = 208.58 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 215.43 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:**  $250\text{A} > I_{nominal} = 208.58 \text{ A}$

**Longitud protegida:**  $260\text{m} > L_{rama} = 215.43 \text{ m}$

#### 2.4.1.2.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas EE} + n^{\circ} \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V12.5	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V12.6	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V12.7	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V12.8	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V12.9	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V15.4	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.V15.2	14	9.2	0	11.3	103.96

$$I = \frac{103.96 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 166.72 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 166.72 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{166.72}{0.94} = 177.36 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1)	En tubular soterrada (2)	Al aire, protegido del sol (1)
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 A > 166.72 A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.2.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	<b>215</b>	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	<b>345</b>	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 166.72 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 242.86 m$  selecciono:

Cable: XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:**  $200A > I_{\text{nominal}} = 166.72 A$

**Longitud protegida:**  $215m > L_{\text{rama}} = 242.86 m$  como podemos observar no cumple la condición de la longitud, por tanto escogemos un cable de sección mayor.

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible:**  $200A > I_{\text{nominal}} = 166.72 A$

**Longitud protegida:**  $345m > L_{\text{rama}} = 242.86 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**2.4.1.2.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT1 – Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al} \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT1 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT1-CGPM.V15.1	130.06	20.1	0.259	0.259
CGPM.V15.1-CGPM.V15.3	120.07	37.52	0.447	0.707
CGPM.V15.3-CGPM.V12.1	109.96	58.23	0.636	1.343
CGPM.V12.1-CGPM.V12.2	98.31	15.67	0.153	1.496
CGPM.V12.2-CGPM.V12.3	86.37	15.94	0.137	1.632
CGPM.V12.3-CGP.V9.1	73.57	44.71	0.327	1.959
CGP.V9.1-CGPM.V12.4	18.4	23.26	0.042	2.001 < 5%

**Rama 2: CT1 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT1-CGPM.V15.2	103.96	45.33	0.468	0.468
CGPM.V15.2-CGPM.V15.4	91.08	37.56	0.340	0.808
CGPM.V15.4-CGPM.V12.9	78.2	53.09	0.412	1.220
CGPM.V12.9-CGPM.V12.8	64.4	16.6	0.106	1.326
CGPM.V12.8-CGPM.V12.7	49.68	37.19	0.183	1.509
CGPM.V12.7-CGPM.V12.6	34.96	15.9	0.055	1.565
CGPM.V12.6-CGPM.V12.5	18.4	37.19	0.068	1.633 < 5%

**2.4.1.3. Centro de Transformación 2**

El CT2 dará servicio a la parcela 21, cuatro escaleras de la parcela 20 y a seis escaleras de la parcela 19. Con un total de 108 abonados, de los cuales 100 son de electrificación básica y 8 de electrificación elevada. También dará servicio al jardín 5 y a dos garajes de la parcela 19.

**2.4.1.3.1. CT2 - Anillo 1**

Formado por 60 abonados de electrificación básica más dos garajes.

**2.4.1.3.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT2-CGP.V19.1	42.02	42.02	64.5	2710.29
CGP.V19.1-CGP.V19.3	24.2	66.22	64.5	4271.19
CGP.V19.3-CGP.V19.5	24.2	90.42	64.5	5832.09
CGP.V19.5-CGP.G19.2	36.58	127	51.575	6550.025
CGP.G19.2-CGP.V19.6	12.24	139.24	64.5	8980.98
CGP.V19.6-CGP.V19.4	36.44	175.68	64.5	11331.36
CGP.V19.4-CGP.V19.2	24.2	199.88	64.5	12892.26
CGP.V19.2-CGP.G19.1	24.2	224.08	51.575	11556.926
$\Sigma$ <b>TOTAL</b>			<b>490.15</b>	<b>64125.121</b>

$$p.m.t. = \frac{64125.121}{490.15} = 130.83m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.G19.2** y **CGP.V19.6** a una distancia del origen de **130.83m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.3.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.G19.2	0	0	51.575	0	51.575
CGP.V19.5	10	5.75	58.575	8.5	107.45
CGP.V19.3	20	5.75	65.575	14.8	150.675
CGP.V19.1	30	5.75	72.575	19.8	186.425

$$I = \frac{186.425 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 298.98A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 298.98 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{298.98}{0.94} = 318.06 A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\text{max admisible}} = 340A \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\text{max admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 306 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$306 A > 298.98 A$$

La sección  $s = 240 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.



**2.4.1.3.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.**

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 298.98 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 127 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 315 A >  $I_{nominal} = 298.98 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 195m >  $L_{rama} = 127 \text{ m}$

**2.4.1.3.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas } EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas } EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas } EE + n^{\circ} \text{viviendas } EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V19.6	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V19.4	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V19.2	30	5.75	21	19.8	134.85
CGP.G19.1	30	5.75	72.575	19.8	186.425

$$I = \frac{186.425 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 298.98 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 298.98 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{298.98}{0.94} = 318.06 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 340A \rightarrow s = 240\text{mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$319.6 A > 298.98 A$$

La sección  $s = 240\text{mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

#### 2.4.1.3.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 298.98 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 112.18 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 315 A  $> I_{nominal} = 298.98 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 195m  $> L_{rama} = 112.18 \text{ m}$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

**2.4.1.3.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT2 – Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\tan \varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/km \\ X = 0.070 \, \Omega/km \end{array} \right.$$

#### Rama 1: CT2 – Anillo 1

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT2-CGP.V19.1	186.425	42,02	0.778	0.778
CGP.V19.1-CGP.V19.3	150.675	24,2	0.362	1.140
CGP.V19.3-CGP.V19.5	107.45	24,2	0.258	1.398
CGP.V19.5-CGP.G19.2	51.575	36,58	0.187	1.586 < 5%

#### Rama 2: CT2 – Anillo 1

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT2-CGP.G19.1	186.425	27.34	0.506	0.506
CGP.G19.1-CGP.V19.2	134.85	24.2	0.324	0.830
CGP.V19.2-CGP.V19.4	99.1	24.2	0.238	1.068
CGP.V19.4-CGP.G19.6	55.875	36.44	0.202	1.270 < 5%

#### 2.4.1.3.2. CT2 - Anillo 2

Formado por 8 abonados de electrificación elevada , 40 abonados de electrificación básica más el jardín 5.

##### 2.4.1.3.2.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT2-CGPM.J5	17.82	17.82	13.34	237.7188
CGP.J5-CGP.V20.2	17.38	35.2	64.5	2270.4
CGP.V20.2-CGP.V20.4	17.38	52.58	64.5	3391.41
CGP.V20.4-CGPM.V21.2	52.76	105.34	18.4	1938.256
CGPM.V21.2-CGPM.V21.3	46.46	151.8	18.4	2793.12
CGPM.V21.3-CGPM.V21.4	43.69	195.49	18.4	3597.016
CGPM.V21.4-CGPM.V21.5	45.08	240.57	9.2	2213.244
CGPM.V21.5-CGPM.V21.1	29.82	270.39	9.2	2487.588
CGPM.V21.1-CGP.V20.3	34.06	304.45	64.5	19637.025
CGP.V20.3-CGP.V20.1	17.38	321.83	64.5	20758.035
<b>Σ TOTAL</b>			<b>344.94</b>	<b>59323.82</b>

$$p.m.t. = \frac{59323.82}{344.94} = 171.98m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V21.3** y **CGP.V21.4** a una distancia del origen de **171.98m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.3.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V21.3	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V21.2	4	9.2	0	3.8	34.96
CGP.V20.4	14	6.736	7	11.3	83.11
CGP.V20.2	24	6.325	14	16.8	120.26
CGPM.J5	24	6.325	27.34	16.8	133.6

$$I = \frac{133.6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 214.26 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**




$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 214.26 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{214.26}{0.94} = 227.94 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 \text{ A} > 214.26 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.3.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible



Para una  $I_{nominal} = 214.26 A$  y una  $L_{rama} = 151.8m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 250A >  $I_{nominal} = 214.26 A$

**Longitud protegida:** 260m >  $L_{rama} = 151.8 m$

#### 2.4.1.3.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ}viviendas EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ}viviendas EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ}viviendas EE + n^{\circ}viviendas EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (potencia acumulada)$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V21.4	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V21.5	3	9.2	0	3	27.6
CGPM.V21.1	4	9.2	0	3.8	34.96
CGP.V20.3	14	6.736	7	11.3	33.12
CGP.V20.1	24	6.325	14	16.8	120.26

$$I = \frac{120.26 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 192.87 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 192.87 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{192.87}{0.94} = 205.18 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1)	En tubular soterrada (2)	Al aire, protegido del sol (1)
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 A > 192.87 A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.3.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	<b>345</b>	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 192.87 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 151.28 m$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 200A**  $> I_{\text{nominal}} = 192.87 A$

**Longitud protegida: 345m**  $> L_{\text{rama}} = 151.28 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

#### 2.4.1.3.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT2 – Anillo2

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\tan \varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\left. \begin{array}{l} \text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al} \\ R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right\}$$

#### Rama 1: CT2– Anillo 2

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT2-CGPM.J5	133.6	17.82	0.236	0.236
CGPM.J5-CGP.V20.2	120.26	17.38	0.207	0.444
CGP.V20.2-CGP.V20.4	83.11	17.38	0.143	0.587
CGP.V20.4-CGPM.V21.2	34.96	52.76	0.183	0.770
CGPM.V21.2-CGPM.V21.3	18.4	46.46	0.236	0.236 < 5%

**Rama 2: CT2– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT2-CGP.V20.1	120.26	24.94	0.298	0.298
CGP.V20.1-CGP.V20.3	33.12	17.38	0.057	0.355
CGP.V20.3-CGPM.V21.1	34.96	34.06	0.118	0.473
CGPM.V21.1-CGPM.V21.5	27.6	29.82	0.082	0.555
CGPM.V21.5-CGPM.V21.4	18.4	45.08	0.298	0.298 < 5%

**2.4.1.4. Centro de Transformación 3**

El CT3 dará servicio a las parcelas 18 y seis escaleras de la parcela 20. Con un total de 73 abonados, de los cuales 60 son de electrificación básica y 13 de electrificación elevada. También dará servicio al garaje de la parcela 20.

**2.4.1.4.1. CT3- Anillo 1**

Formado por 60 abonados de electrificación básica más el garaje de la parcela 20.

**2.4.1.4.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT3-CGP.G20	12.19	12.19	40.01	487.7219
CGP.G20-CGP.V20.9	24.38	36.57	64.5	2358.765
CGP.V20.9-CGP.V20.7	41.22	77.79	64.5	5017.455
CGP.V20.7-CGP.V20.5	33.68	111.47	64.5	7189.815
CGP.V20.5-CGP.V20.6	16.84	128.31	64.5	8275.995
CGP.V20.6-CGP.V20.8	45.87	174.18	64.5	11234.61
CGP.V20.8-CGP.V20.10	24.38	198.56	64.5	12807.12
$\sum$ TOTAL			427.01	47371.58

$$p.m.t. = \frac{47371.58}{427.01} = 110.94m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V20.7** y **CGP.V20.5** a una distancia del origen de **110.94m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.4.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V20.7	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V20.9	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.G20	20	5.75	54.01	14.8	139.11

$$I = \frac{139.11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 223.09 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 223.09$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{223.09}{0.94} = 237.33A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 A > 223.09 A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.4.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 223.09 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 77.79 m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 250A  $> I_{\text{nominal}} = 223.09 A$

**Longitud protegida:** 260m  $> L_{\text{rama}} = 77.79 m$

#### 2.4.1.4.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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



$$P_m = \frac{(n^{\circ}viviendas EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ}viviendas EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ}viviendas EE + n^{\circ}viviendas EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (potencia acumulada)$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V20.5	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V20.6	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V20.8	30	5.75	21	19.8	134.85
CGP.V20.10	40	5.75	28	24.8	170.6

$$I = \frac{170.6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 273.6 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 273.6 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{273.6}{0.94} = 291.06 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{max \text{ admisible}} = 340 \text{ A} \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$319.6 \text{ A} > 273.6 \text{ A}$$

La sección  $s = 240 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

**2.4.1.4.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.**

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 273.6 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 107.73 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 315A  $> I_{nominal} = 273.6 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 195m  $> L_{rama} = 107.73 \text{ m}$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

**2.4.1.4.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT3 – Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT3– Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT3-CGP.G20	139.11	12.19	0.168	0.168
CGP.G20-CGP.V20.9	99.1	24.38	0.240	0.408
CGP.V20.9-CGP.V20.7	55.875	41.22	0.229	0.637 < 5%

**Rama 2: CT3 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT3-CGP.V20.10	170.6	20.64	0.350	0.350
CGP.V20.10-CGP.V20.8	134.85	24.38	0.326	0.676
CGP.V20.8-CGP.V20.6	99.1	45.87	0.451	1.127
CGP.V20.6-CGP.V20.5	55.875	16.84	0.093	1.221 < 5%

**2.4.1.4.2. CT3 - Anillo 2**

Formado por 13 abonados de electrificación elevada.

**2.4.1.4.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT3-CGPM.V18.1	22.2	22.2	18.4	408.48
CGPM.V18.1-CGPM.V18.2	35.64	57.84	18.4	1064.256
CGPM.V18.2-CGPM.V18.3	17.5	75.34	18.4	1386.256
CGPM.V18.3-CGPM.V18.4	36.77	112.11	18.4	2062.824
CGPM.V18.4-CGPM.V18.5	23.47	135.58	9.2	1247.336
CGPM.V18.5-CGPM.V18.6	20.64	156.22	18.4	2874.448
CGPM.V18.6-CGPM.V18.7	17.5	173.72	18.4	3196.448
$\sum$ TOTAL			<b>119.6</b>	<b>12240.048</b>

$$p.m.t. = \frac{12240.048}{119.6} = 102.34m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V18.3** y **CGPM.V18.4** a una distancia del origen de **102.34m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.4.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V18.3	2	9.2	0	2	18.4
CGP.V18.2	4	9.2	0	3.8	34.96
CGP.V18.1	6	9.2	0	5.4	49.68

$$I = \frac{49.68 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 79.67 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 79.67 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{79.67}{0.94} = 84.75 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	280	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200 \text{ A} \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 \text{ A} > 79.67 \text{ A}$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.4.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible

Para una  $I_{nominal} = 79.67 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 75.34 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 125A >  $I_{nominal} = 79.67 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 380m >  $L_{rama} = 75.34 \text{ m}$

#### 2.4.1.4.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V18.4	2	9.2	0	2	18.4
CGP.V18.5	3	9.2	0	3	27.6
CGP.V18.6	5	9.2	0	4.6	42.32
CGP.V18.7	7	9.2	0	6.2	57.04

$$I = \frac{57.04 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 91.48 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.



TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 91.48 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{91.48}{0.94} = 97.32 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 A > 91.48 A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.4.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	<b>380</b>	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 91.48 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 95.9 m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 125A  $> I_{\text{nominal}} = 91.48 A$

**Longitud protegida:** 380m  $> L_{\text{rama}} = 95.9 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 125 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 125 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 380 m

**2.4.1.4.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT3 – Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\tan \varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al} \left\{ \begin{array}{l} R = 0.206 \Omega/\text{km} \\ X = 0.075 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT3 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT3-CGP.V18.1	49.68	22.2	0.167	0.167
CGP.V18.1-CGP.V18.2	34.96	35.64	0.189	0.356
CGP.V18.2-CGP.V18.3	18.4	17.5	0.049	0.404 < 5%

**Rama 2: CT3– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT3-CGP.V18.7	57.04	34.29	0.296	0.296
CGP.V18.7-CGP.V18.6	42.32	20.64	0.132	0.428
CGP.V18.6-CGP.V18.5	27.6	17.5	0.073	0.502
CGP.V18.5-CGP.V18.4	18.4	34.29	0.095	0.597 < 5%

**2.4.1.5. Centro de Transformación 4**

El CT4 dará servicio a las parcelas 17 y nueve escaleras de la parcela 19. Con un total de 114 abonados, de los cuales 90 son de electrificación básica y 24 de electrificación elevada. También dará servicio al equipamiento social.

**2.4.1.5.1. CT4 - Anillo 1**

Formado por 80 abonados de electrificación básica.

**2.4.1.5.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT4-CGP.V19.13	42.6	42.6	64.5	2747.7
CGP.V19.13-CGP.V19.11	28.4	71	64.5	4579.5
CGP.V19.11-CGP.V19.9	38.8	109.68	64.5	7074.36
CGP.V19.9-CGP.V19.7	24.48	134.16	64.5	8653.32
CGP.V19.7-CGP.V19.8	12.24	146.4	64.5	9442.8
CGP.V19.8-CGP.V19.10	24.48	170.88	64.5	11021.76
CGP.V19.10-CGP.V19.12	40.64	211.52	64.5	13643.04
CGP.V19.12-CGP.V19.14	28.4	239.92	64.5	15474.84
<b><math>\sum</math> TOTAL</b>			<b>516</b>	<b>72637.32</b>

$$p.m.t. = \frac{72637.32}{516} = 140.77m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V19.7** y **CGP.V19.8** a una distancia del origen de **140.77m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.5.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas EE} + n^{\circ} \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V19.7	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V19.9	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V19.11	30	5.75	21	19.8	134.85
CGP.V19.13	40	5.75	28	24.8	170.6

$$I = \frac{170.6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 273.6 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 273.6 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{273.6}{0.94} = 291.06 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 340A \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$319.6 A > 273.6 A$$

La sección  $s = 240 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

#### 2.4.1.5.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 273.6 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 134.16m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 315A  $> I_{\text{nominal}} = 273.6 A$

**Longitud protegida:** 195m  $> L_{\text{rama}} = 134.16m$

**2.4.1.5.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V19.8	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V19.10	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V19.12	30	5.75	21	19.8	134.85
CGP.V19.14	40	5.75	28	24.8	170.6

$$I = \frac{170.6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 273.6 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.



TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)




$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 273.6 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{273.6}{0.94} = 291.06 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{max \text{ admisible}} = 340 \text{ A} \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$319.6 \text{ A} > 273.6 \text{ A}$$

La sección  $s = 240 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

#### 2.4.1.5.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 273.6 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 123 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 315A  $> I_{nominal} = 273.6 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 195m  $> L_{rama} = 123 \text{ m}$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

**2.4.1.5.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT4 – Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Rama 1: CT4 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT4-CGP.V19.13	170.6	42.6	0.722	0.722
CGP.V19.13-CGP.V19.11	134.85	28.4	0.380	1.102
CGP.V19.11-CGP.V19.9	99.1	38.68	0.381	1.482
CGP.V19.9-CGP.V19.7	55.875	24.48	0.136	1.618 < 5%

**Rama 2: CT4 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT4-CGP.V19.14	170.6	29.48	0.499	0.499
CGP.V19.14-CGP.V19.12	134.85	28.4	0.380	0.880
CGP.V19.12-CGP.V19.10	99.1	40.64	0.400	1.280
CGP.V19.10-CGP.V19.8	55.875	24.48	0.136	1.415 < 5%

**2.4.1.5.2. CT4- Anillo 2**

Formado por 24 abonados de electrificación elevada y una escalera con 10 abonados de electrificación básica más el equipamiento social.

**2.4.1.5.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT4-CGP.V19.15	14.2	14.2	64.5	915.9
CGP.V19.15-CGPM.V17.1	31.83	46.03	18.4	846.952
CGPM.V17.1-CGPM.V17.2	17.97	64	18.4	1177.6
CGPM.V17.2-CGPM.V17.3	17.97	81.97	18.4	1508.248
CGPM.V17.3-CGPM.V17.4	33.63	115.6	18.4	2127.04
CGPM.V17.4-CGPM.V17.5	16.42	132.02	18.4	2429.168
CGPM.V17.5-CGPM.ES	22.58	154.6	16.61	2567.906
CGPM.ES-CGPM.V17.6	31.83	186.43	18.4	3430.312
CGPM.V17.6-CGPM.V17.7	17.97	204.4	18.4	3760.96
CGPM.V17.7-CGPM.V17.8	17.97	222.37	18.4	4091.608
CGPM.V17.8-CGPM.V17.9	17.97	240.34	18.4	4422.256
CGPM.V17.9-CGPM.V17.10	17.97	258.31	18.4	4752.904
CGPM.V17.10-CGPM.V17.11	51.86	310.17	18.4	5707.128
CGPM.V17.11-CGPM.V17.12	17.97	328.14	18.4	6037.776
<b><math>\sum</math> TOTAL</b>			<b>301.91</b>	<b>43775.758</b>

$$p.m.t. = \frac{43775.758}{301.91} = 144.99m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V17.5** y **CGPM.ES** a una distancia del origen de **144.99m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.5.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V17.5	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V17.4	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V17.3	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V17.2	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V17.1	10	9.2	0	8.5	78.2
CGP.V19.15	20	7.475	7	14.8	117.63

$$I = \frac{117.63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 188.65 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 188.65 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{188.65}{0.94} = 200.7 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$244.4 \text{ A} > 188.65 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.5.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	<b>345</b>	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 188.65 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 132.02 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 200A  $> I_{nominal} = 188.65 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 345m  $> L_{rama} = 132.02 \text{ m}$

#### 2.4.1.5.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$



CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.ES	0	0	16.61	0	16.61
CGPM.V17.6	2	9.2	16.61	2	35.01
CGPM.V17.7	4	9.2	16.61	3.8	51.57
CGPM.V17.8	6	9.2	16.61	5.4	66.29
CGPM.V17.9	8	9.2	16.61	7	81.01
CGPM.V17.10	10	9.2	16.61	8.5	94.81
CGPM.V17.11	12	9.2	16.61	9.9	107.69
CGPM.V17.12	14	9.2	16.61	11.3	120.57

$$I = \frac{120.57 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 193.36A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 193.36 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{193.36}{0.94} = 205.7A$$



TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 A > 193.36 A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.5.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	<b>345</b>	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible

Para una  $I_{nominal} = 193.36A$  y una  $L_{rama} = 208.39 m$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 200A**  $> I_{nominal} = 193.36 A$

**Longitud protegida: 345m**  $> L_{rama} = 208.39 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**2.4.1.5.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT4 – Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/km$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/km$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en $\Omega/km$	X en $\Omega/km$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al} \quad \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT4– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT4-CGP.V19.15	117.63	14.2	0.166	0.166
CGP.V19.15-CGPM.V17.1	78.2	31.83	0.247	0.413
CGPM.V17.1-CGPM.V17.2	64.4	17.97	0.115	0.528
CGPM.V17.2-CGPM.V17.3	49.68	17.97	0.089	0.617
CGPM.V17.3-CGPM.V17.4	34.96	33.63	0.117	0.733
CGPM.V17.4-CGPM.V17.5	18.4	16.42	0.030	0.763 < 5%

**Rama 2: CT4 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT4-CGPM.V17.12	120.57	34.85	0.417	0.417
CGPM.V17.12-CGPM.V17.11	107.69	17.97	0.192	0.609
CGPM.V17.11-CGPM.V17.10	94.81	51.86	0.488	1.098
CGPM.V17.10-CGPM.V17.9	81.01	17.97	0.144	1.242
CGPM.V17.9-CGPM.V17.8	66.29	17.97	0.118	1.360
CGPM.V17.8-CGPM.V17.7	51.57	17.97	0.092	1.452
CGPM.V17.7-CGPM.V17.6	35.01	17.97	0.062	1.515
CGPM.V17.6-CGPM.ES	16.61	31.83	0.052	1.567 < 5%

**2.4.1.6. Centro de Transformación 5**

El CT5 dará servicio a las parcelas 11 y 13. Con un total de 55 abonados, de los cuales 55 son de electrificación elevada. También dará servicio al jardín 6.

**2.4.1.6.1. CT5 - Anillo 1**

Formado por 22 abonados de electrificación elevada más el jardín 6.

**2.4.1.6.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT5-CGPM.V13.15	32.81	32.81	18.4	603.704
CGPM.V13.15-CGPM.V11.1	57.64	90.45	18.4	1664.28
CGPM.V11.1-CGPM.V11.2	44.01	134.46	18.4	2474.064
CGPM.V11.2-CGPM.V11.3	21.59	156.05	18.4	2871.32
CGPM.V11.3-CGPM.V11.4	21.59	177.64	18.4	3268.576
CGPM.V11.4-CGPM.V11.5	21.59	199.23	18.4	3665.832
CGPM.V11.5-CGPM.V11.6	47.36	246.59	18.4	4537.256
CGPM.V11.6-CGPM.V11.7	20.47	267.06	18.4	4913.904
CGPM.V11.7-CGPM.V11.8	47.27	314.33	18.4	5783.672
CGPM.V11.8-CGPM.V11.9	21.59	335.92	18.4	6180.928
CGPM.V11.9-CGPM.V11.10	21.59	357.51	18.4	6578.184
CGPM.V11.10-CGPM.V11.11	21.59	379.1	18.4	6975.44
$\Sigma$ TOTAL			220.8	49517.16

$$p.m.t. = \frac{49517.16}{220.8} = 224.26m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V11.5** y **CGPM.V11.6** a una distancia del origen de **224.26m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.6.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVIENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V11.5	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V11.4	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V11.3	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V11.2	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V11.1	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V13.15	12	9.2	0	9.9	91.08

$$I = \frac{91.08 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 146.07A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 146.07 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{146.07}{0.94} = 155.39A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 146.07A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.6.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible

Para una  $I_{nominal} = 146.07 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 134.16 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible:** 160A >  $I_{nominal} = 146.07 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 285m >  $L_{rama} = 199.23 \text{ m}$

#### 2.4.1.6.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas EE} + n^{\circ} \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V11.5	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V11.4	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V11.3	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V11.2	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V11.1	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V13.15	12	9.2	0	9.9	91.08

$$I = \frac{91.08 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 146.07 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.



Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 146.07 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{146.07}{0.94} = 155.39 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{max \text{ admisible}} = 200 \text{ A} \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$



$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$188A > 146.07 A$$

La sección  $s = 95mm^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.6.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 146.07 A$  y una  $L_{rama} = 225.51m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 160A >  $I_{nominal} = 146.07 A$

**Longitud protegida:** 285m >  $L_{rama} = 225.51 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 285 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 285 m

**2.4.1.6.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT5–Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\tan \varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$R = 0.206 \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.075 \Omega/\text{km}$$

**Rama 1: CT5 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT5-CGPM.V13.15	91.08	32.81	0.452	0.452
CGPM.V13.15-CGPM.V11.1	78.2	57.64	0.682	1.135
CGPM.V11.1-CGPM.V11.2	64.4	44.01	0.429	1.564
CGPM.V11.2-CGPM.V11.3	49.68	21.59	0.162	1.727
CGPM.V11.3-CGPM.V11.4	34.96	21.59	0.114	1.841
CGPM.V11.4-CGPM.V11.5	18.4	21.59	0.060	1.901 < 5%

**Rama 2: CT5 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT5-CGPM.V11.11	91.08	93	1.283	1.283
CGPM.V11.11-CGPM.V11.10	78.2	21.59	0.256	1.538
CGPM.V11.10-CGPM.V11.9	64.4	21.59	0.210	1.749
CGPM.V11.9-CGPM.V11.8	49.68	21.59	0.162	1.911
CGPM.V11.8-CGPM.V11.7	34.96	47.27	0.250	2.162
CGPM.V11.7-CGPM.V11.6	18.4	20.47	0.057	2.219 < 5%

**2.4.1.6.2. CT5- Anillo 2**

Formado por 31 abonados de electrificación elevada y el jardín 6.

**2.4.1.6.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT5-CGPM.J6	44.18	44.18	7.9	349.022
CGPM.J6-CGPM.V13.1	7.7	51.88	18.4	954.592
CGPM.V13.1-CGPM.V13.2	14.62	66.5	18.4	1223.6
CGPM.V13.2-CGPM.V13.3	14.62	81.12	18.4	1492.608
CGPM.V13.3-CGPM.V13.4	14.62	95.74	18.4	1761.616
CGPM.V13.4-CGPM.V13.5	31.15	126.89	18.4	2334.776
CGPM.V13.5-CGPM.V13.6	14.72	141.61	18.4	2605.624
CGPM.V13.6-CGPM.V13.7	14.72	156.33	18.4	2876.472
CGPM.V13.7-CGPM.V13.8	14.72	171.05	9.2	1573.66
CGPM.V13.8-CGPM.V13.9	23.79	194.84	18.4	3585.056
CGPM.V13.9-CGPM.V13.10	14.62	209.46	18.4	3854.064
CGPM.V13.10-CGPM.V13.11	14.62	224.08	18.4	4123.072
CGPM.V13.11-CGPM.V13.12	14.62	238.7	18.4	4392.08
CGPM.V13.12-CGPM.V13.13	14.62	253.32	18.4	4661.088
CGPM.V13.13-CGPM.V13.14	14.62	267.94	18.4	4930.096
CGPM.V13.14-CGPM.V13.16	82.19	350.13	18.4	6442.392
CGPM.V13.16-CGPM.V13.17	14.62	364.75	18.4	6711.4
$\sum TOTAL$			<b>293.1</b>	<b>53871.218</b>

$$p.m.t. = \frac{53871.218}{293.1} = 183.8m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V13.8** y **CGPM.V13.9** a una distancia del origen de **183.8m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.6.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V13.8	1	9.2	0	1	9.2
CGPM.V13.7	3	9.2	0	3	27.6
CGPM.V13.6	5	9.2	0	4.6	42.32
CGPM.V13.5	7	9.2	0	6.2	57.04
CGPM.V13.4	9	9.2	0	7.8	71.76
CGPM.V13.3	11	9.2	0	9.2	84.64
CGPM.V13.2	13	9.2	0	10.6	97.52
CGPM.V13.1	15	9.2	0	11.9	109.48
CGPM.J6	15	9.2	7.9	11.9	117.38

$$I = \frac{117.38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 188.25 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 188.25 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{188.25}{0.94} = 200.26 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$244.4 \text{ A} > 188.25 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.6.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	<b>345</b>	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 188.25 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 171.05 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 200A  $> I_{nominal} = 188.25 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 345m  $> L_{rama} = 171.05 \text{ m}$

#### 2.4.1.6.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V13.9	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V13.10	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V13.11	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V13.12	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V13.13	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V13.14	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.V13.16	14	9.2	0	11.3	103.96
CGPM.V13.17	16	9.2	0	12.5	115

$$I = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 184.43A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 184.43 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{184.43}{0.94} = 196.2A$$



TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	280	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 184.43A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.6.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible



Para una  $I_{nominal} = 184.43A$  y una  $L_{rama} = 225.47 m$  selecciono:

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:**  $200A > I_{nominal} = 184.43A$

**Longitud protegida:**  $215m > L_{rama} = 225.47 m$  como podemos observar no cumple la condición de la longitud, por tanto escogemos un cable de sección mayor.

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible:**  $200A > I_{nominal} = 184.43 A$

**Longitud protegida:**  $345m > L_{rama} = 225.47 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**2.4.1.6.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT5-Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/km$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/km$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/km \\ X = 0.070 \, \Omega/km \end{array} \right.$$

#### Rama 1: CT5– Anillo 2

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT5-CGPM.J6	117.38	44.18	0.515	0.515
CGPM.J6-CGPM.V13.1	109.48	7.7	0.837	1.352
CGPM.V13.1-CGPM.V13.2	97.52	14.62	0.141	1.494
CGPM.V13.2-CGPM.V13.3	84.64	14.62	0.123	1.616
CGPM.V13.3-CGPM.V13.4	71.76	14.62	0.104	1.721
CGPM.V13.4-CGPM.V13.5	57.04	31.15	0.176	1.897
CGPM.V13.5-CGPM.V13.6	42.32	14.72	0.062	1.959
CGPM.V13.6-CGPM.V13.7	27.6	14.72	0.040	1.999
CGPM.V13.7-CGPM.V13.8	9.2	14.72	0.013	2,013 < 5%

#### Rama 2: CT5 – Anillo 2

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT5-CGPM.V13.17	115	55.56	0.634	0.634
CGPM.V13.17-CGPM.V13.16	103.96	14.62	0.151	0.785
CGPM.V13.16-CGPM.V13.14	91.08	82.19	0.743	1.529
CGPM.V13.14-CGPM.V13.13	78.2	14.62	0.113	1.642
CGPM.V13.13-CGPM.V13.12	64.4	14.62	0.093	1.736
CGPM.V13.12-CGPM.V13.11	49.68	14.62	0.072	1.808
CGPM.V13.11-CGPM.V13.10	34.96	14.62	0.051	1.859
CGPM.V13.10-CGPM.V13.9	18.4	14.62	0.027	1.885 < 5%

### 2.4.1.7. Centro de Transformación 6

El CT6 dará servicio a las parcelas 7 y 8. Con un total de 110 abonados, de los cuales 22 son de electrificación elevada y 88 de electrificación básica. También dará servicio al jardín 3 y al garaje de la parcela 8.

#### 2.4.1.7.1. CT6 - Anillo 1

Formado por 77 abonados de electrificación básica más el garaje de la parcela 8.

##### 2.4.1.7.1.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT6-CGP.V8.3	54.846	54.846	70.25	3852.9315
CGP.V8.3-CGP.V8.5	38.244	93.09	70.25	6539.5725
CGP.V8.5-CGP.V8.7	38.875	131.965	70.25	9270.54125
CGP.V8.7-CGP.G8	28.75	160.715	36.71	5899.84765
CGP.G8-CGP.V8.8	14.375	175.09	70.25	12300.0725
CGP.V8.8-CGP.V8.6	41	216.09	70.25	15180.3225
CGP.V8.6-CGP.V8.4	37.472	253.562	70.25	17812.7305
CGP.V8.4-CGP.V8.2	25.994	279.556	70.25	19638.809
$\sum$ TOTAL			528.46	90494.83

$$p.m.t. = \frac{90494.83}{528.46} = 171.24m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.G8** y **CGP.V8.8** a una distancia del origen de **171.24m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.7.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.G8	0	0	36.71	0	36.71
CGP.V8.7	11	5.75	43.71	9.2	96.61
CGP.V8.5	22	5.75	50.71	15.8	141.56
CGP.V8.3	33	5.75	57.71	21.3	180.185

$$I = \frac{180.185 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 288.97 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 288.97 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{288.97}{0.94} = 307.41 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 340A \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$319.6 A > 288.97 A$$

La sección  $s = 240 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

#### 2.4.1.7.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 288.97 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 170.72$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 315A  $> I_{\text{nominal}} = 288.97 A$

**Longitud protegida:** 195m  $> L_{\text{rama}} = 170.72 m$

**2.4.1.7.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V8.8	11	5.75	7	9.2	59.9
CGP.V8.6	22	5.75	14	15.8	104.85
CGP.V8.4	33	5.75	21	21.3	143.475
CGP.V8.2	44	5.75	28	26.8	182.1

$$I = \frac{182.1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 292.04 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 292.04 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{292.04}{0.94} = 310.68 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{max \text{ admisible}} = 340 \text{ A} \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6 \text{ A}$$



$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$319.6A > 292.04A$$

La sección  $s = 240mm^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 mm^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

#### 2.4.1.7.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 292.04A$  y una  $L_{rama} = 147.446m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 315A >  $I_{nominal} = 292.04A$

**Longitud protegida:** 195m >  $L_{rama} = 147.446 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

**2.4.1.7.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT6–Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
<b>240</b>	<b>0,125</b>	<b>0,070</b>

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV } 3 \times 240 + 1 \times 150 \text{ Al} \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT6 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT6-CGP.V8.3	180.185	54.846	0.981	0.981
CGP.V8.3-CGP.V8.5	141.56	38.244	0.537	1.519
CGP.V8.5-CGP.V8.7	96.61	38.875	0.373	1.892
CGP.V8.7-CGP.G8	36.71	28.75	0.105	1.997 < 5%

**Rama 2: CT6– Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT6-CGP.V8.2	182.1	42.98	0,777	0,777
CGP.V8.2-CGP.V8.4	143.475	25.994	0,370	1,147
CGP.V8.4-CGP.V8.6	104.85	37.472	0,390	1,538
CGP.V8.6-CGP.V8.8	59.9	41	0,244	1,781 < 5%

**2.4.1.7.2. CT6- Anillo 2**

Formado por 22 abonados de electrificación elevada, 11 abonados de electrificación básica y el jardín 3.

**2.4.1.7.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT6-CGP.J3	15.88	15.88	8.55	135.774
CGP.J3-CGP.V8.1	12.972	28.852	70.25	2026.853
CGP.V8.1-CGPM.V7.1	15.5	44.352	18.4	816.0768
CGPM.V7.1-CGPM.V7.2	17.96	62.312	18.4	1146.5408
CGPM.V7.2-CGPM.V7.3	17.96	80.272	18.4	1477.0048
CGPM.V7.3-CGPM.V7.4	65.86	146.132	18.4	2688.8288
CGPM.V7.4-CGPM.V7.5	17.96	164.092	18.4	3019.2928
CGPM.V7.5-CGPM.V7.6	17.96	182.052	18.4	3349.7568
CGPM.V7.6-CGPM.V7.7	17.96	200.012	18.4	3680.2208
CGPM.V7.7-CGPM.V7.8	17.96	217.972	18.4	4010.6848
CGPM.V7.8-CGPM.V7.9	47.41	265.382	18.4	4883.0288
CGPM.V7.9-CGPM.V7.10	46	311.382	18.4	5729.4288
CGPM.V7.10-CGPM.V7.11	17.96	329.342	18.4	6059.8928
<b><math>\sum</math> TOTAL</b>			<b>281.2</b>	<b>39023.38</b>

$$p.m.t. = \frac{39023.38}{281.2} = 138.77m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V7.3** y **CGPM.V7.4** a una distancia del origen de **138.77m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.7.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V7.3	2	5.75	0	2	11.5
CGPM.V7.2	4	5.75	0	3.8	21.85
CGPM.V7.1	6	5.75	0	5.4	31.05
CGP.V8.1	17	6.97	7	13.1	98.307
CGPM.J3	17	6.97	15.55	13.1	106.857

$$I = \frac{106.857 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 171.37 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 171.37 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{171.37}{0.94} = 182.31 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1)	En tubular soterrada (2)	Al aire, protegido del sol (1)
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{max \text{ admisible}} = 200 \text{ A} \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$188 \text{ A} > 171.37 \text{ A}$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.7.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	<b>215</b>	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 171.37 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 80.272 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 200A  $> I_{nominal} = 171.37 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 215m  $> L_{rama} = 80.272 \text{ m}$

#### 2.4.1.7.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.7.4	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.7.5	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.7.6	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.7.7	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.7.8	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.7.9	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.7.10	14	9.2	0	11.3	103.96
CGPM.7.11	16	9.2	0	12.5	115

$$I = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 184.43A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 184.43 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{184.43}{0.94} = 196.2A$$



TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	280	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 184.43A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.7.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible



Para una  $I_{nominal} = 184.43A$  y una  $L_{rama} = 245.97 m$  selecciono:

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:**  $200A > I_{nominal} = 184.43A$

**Longitud protegida:**  $215m > L_{rama} = 245.97 m$  como podemos observar no cumple la condición de la longitud, por tanto escogemos un cable de sección mayor.

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible:**  $200A > I_{nominal} = 184.43 A$

**Longitud protegida:**  $345m > L_{rama} = 245.97m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**2.4.1.7.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT6-Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\tan \varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/km$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/km$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/km \\ X = 0.070 \, \Omega/km \end{array} \right.$$

#### Rama 1: CT6– Anillo 2

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT6-CGPM.J3	106.857	15.88	0.168	0.168
CGPM.J3-CGP.V8.1	98.307	12.972	0.127	0.295
CGP.V8.1-CGPM.V7.1	31.05	15.5	0.048	0.343
CGPM.V7.1-CGPM.V7.2	21.85	17.96	0.039	0.382
CGPM.V7.2-CGPM.V7.3	11.5	17.96	0.020	0.402 < 5%

#### Rama 2: CT6 – Anillo 2

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT6-CGP.V7.11	115	62.76	0.717	0.717
CGP.V7.11-CGP.V7.10	103.96	17.96	0.185	0.902
CGP.V7.10-CGP.V7.9	91.08	46	0.416	1.318
CGP.V7.9-CGP.V7.8	78.2	47.41	0.368	1.686
CGP.V7.8-CGP.V7.7	64.4	17.96	0.115	1.801
CGP.V7.7-CGP.V7.6	49.68	17.96	0.089	1.890
CGP.V7.6-CGP.V7.5	34.96	17.96	0.062	1.952
CGP.V7.5-CGP.V7.4	18.4	17.96	0.033	1.985 < 5%

### 2.4.1.8. Centro de Transformación 7

El CT7 dará servicio a once escaleras de la parcela 9. Con un total de 121 abonados, de los cuales 121 de electrificación básica. También dará servicio al garaje de la parcela 9.

#### 2.4.1.8.1. CT7 - Anillo 1

Formado por 66 abonados de electrificación básica más el garaje de la parcela 8.

##### 2.4.1.8.1.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT7-CGP.V9. 5	18.44	18.44	70.25	1295.41
CGP.V9.5-CGP.V9.7	39.29	57.73	70.25	4055.5325
CGP.V9.7-CGP.V9.9	26.97	84.7	70.25	5950.175
CGP.V9.9-CGP.V9.10	14.19	98.89	70.25	6947.0225
CGP.V9.10-CGP.V9.8	28.36	127.25	70.25	8939.3125
CGP.V9.8-CGP.V9.6	39.75	167	70.25	11731.75
$\sum$ TOTAL			421.5	38919.20

$$p.m.t. = \frac{38919.20}{421.5} = 92.33m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V9.9** y **CGP.V9.10** a una distancia del origen de **92.33m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.8.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V9.9	11	5.75	7	9.2	59.9
CGP.V9.7	22	5.75	14	15.8	104.85
CGP.V9.5	33	5.75	21	21.3	143.475

$$I = \frac{143.475 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 230.1A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	–
9	0,49	0,62	0,72	0,79	–
10	0,48	0,61	0,71	–	–

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 230.1 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{230.1}{0.94} = 244.78A$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 A > 230.1 A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.8.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 230.1 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 84.7$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 250A >  $I_{\text{nominal}} = 230.1 A$

**Longitud protegida:** 260m >  $L_{\text{rama}} = 84.7 m$

**2.4.1.8.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V9.10	11	5.75	7	9.2	59.9
CGP.V9.8	22	5.75	14	15.8	104.85
CGP.V9.6	33	5.75	21	21.3	143.475

$$I = \frac{143.475 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 230.1A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 230.1 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{230.1}{0.94} = 244.79 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$



$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$244.4A > 230.1 A$$

La sección  $s = 150mm^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.8.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 230.1 A$  y una  $L_{rama} = 105.22m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 250A  $> I_{nominal} = 230.1 A$

**Longitud protegida:** 260m  $> L_{rama} = 105.22 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

**2.4.1.8.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT7–Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Rama 1: CT7 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT7-CGP.V9.5	143.475	18.44	0.263	0.263
CGP.V9.5-CGP.V9.7	104.85	39.29	0.409	0.672
CGP.V9.7-CGP.V9.9	59.9	26.97	0.160	0.832 < 5%

**Rama 2: CT7– Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT7-CGP.V9.6	143.475	37.11	0.529	0.529
CGP.V9.6-CGP.V9.8	104.85	39.75	0.414	0.942
CGP.V9.8-CGP.V9.10	59.9	28.36	0.169	1.111 < 5%

**2.4.1.8.2. CT7- Anillo 2**

Formado por 55 abonados de electrificación básica y el garaje de la parcela 9.

**2.4.1.8.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT7-CGP.V9.4	27.92	27.92	70.25	1961.38
CGP.V9.4-CGP.9.2	43.93	71.85	70.25	5047.4625
CGP.V9.2-CGP.G9	46.94	118.79	69.9	8303.421
CGP.G9-CGP.V9.11	25.93	144.72	70.25	10166.58
CGP.V9.11-CGP.V9.12	25.66	170.38	70.25	11969.195
CGP.V9.12-CGP.V9.3	78.78	249.16	70.25	17503.49
$\sum$ TOTAL			<b>421.15</b>	<b>54951.53</b>

$$p.m.t. = \frac{54951.53}{421.15} = 130.48m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.G9** y **CGP.V9.11** a una distancia del origen de **130.48m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.8.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.G9	0	0	69.9	0	69.9
CGP.V9.2	11	5.75	76.9	9.2	129.8
CGP.V9.4	22	5.75	83.9	15.8	174.75

$$I = \frac{174.75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 280.25 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 280.25 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{280.25}{0.94} = 298.14 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 340A \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$319.6 \text{ A} > 280.25 \text{ A}$$

La sección  $s = 240 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

**2.4.1.8.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.**

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 280.25A$  y una  $L_{rama} = 118.79m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 315A >  $I_{nominal} = 280.25 A$

**Longitud protegida:** 195m >  $L_{rama} = 118.79 m$

**2.4.1.8.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ}viviendas EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ}viviendas EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ}viviendas EE + n^{\circ}viviendas EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (potencia acumulada)$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V9.11	11	5.75	7	9.2	59.9
CGP.V9.12	22	5.75	14	15.8	104.85
CGP.V9.3	33	5.75	21	21.3	143.475

$$I = \frac{143.475 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 230.1A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 230.1 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{230.1}{0.94} = 244.78A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 \text{ A} > 230.1 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.8.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible



Para una  $I_{nominal} = 230.1A$  y una  $L_{rama} = 160.1 m$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 250A**  $> I_{nominal} = 230.1 A$

**Longitud protegida: 260m**  $> L_{rama} = 160.1m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

**2.4.1.8.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT7–Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al} \quad \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT7– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT7-CGP.V9.4	174.75	27.92	0.484	0.484
CGP.V9.4-CGP.9.2	129.8	43.93	0.566	1.051
CGP.V9.2-CGP.G9	69.9	46.94	0.326	1.376 < 5%

**Rama 2: CT7 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT7-CGP.V9.3	143.475	55.66	0.793	0.793
CGP.V9.3-CGP.V9.12	104.85	78.78	0.820	1.613
CGP.V9.12-CGP.V9.11	59.9	25.66	0.153	1.766 < 5%

**2.4.1.9. Centro de Transformación 8**

El CT8 dará servicio a diez escaleras de la parcela 5. Con un total de 100 abonados, de los cuales 100 de electrificación básica. También dará servicio al jardín 2.

**2.4.1.9.1. CT8 - Anillo 1**

Formado por 50 abonados de electrificación básica más el jardín 2.

**2.4.1.9.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT8-CGPM.J2	4	4	24.06	96.24
CGP.J2-CGP.V5.4	30.33	34.33	64.5	2214.285
CGP.V5.4-CGP.V5.8	62.6	96.93	64.5	6251.985
CGP.V5.8-CGP.V5.10	28.96	125.89	64.5	8119.905
CGP.V5.10-CGP.V5.7	43.44	169.33	64.5	10921.785
CGP.V5.7-CGP.V5.3	57.7	227.03	64.5	14643.435
$\sum$ <b>TOTAL</b>			<b>346.56</b>	<b>42247.66</b>

$$p.m.t. = \frac{42247.66}{346.56} = 121.9m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V5.8** y **CGP.V5.10** a una distancia del origen de **121.9m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.9.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V5.8	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V5.4	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.J2	20	5.75	38.06	14.8	123.16

$$I = \frac{123.16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 197.52A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 197.52 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{197.52}{0.94} = 210.12 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\text{max admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\text{max admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 \text{ A} > 197.52 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.9.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	<b>345</b>	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible

Para una  $I_{nominal} = 197.52 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 96.93$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 200A >  $I_{nominal} = 197.52 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 345m >  $L_{rama} = 96.93\text{m}$

#### 2.4.1.9.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V5.10	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V5.7	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V5.3	30	5.75	21	19.8	134.85

$$I = \frac{134.85 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 216.26$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 216.26 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{216.26}{0.94} = 230.07 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$244.4A > 216.26 A$$

La sección  $s = 150mm^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.9.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 216.26A$  y una  $L_{rama} = 134.87$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 250A  $> I_{nominal} = 216.26 A$

**Longitud protegida:** 260m  $> L_{rama} = 134.87m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m



**2.4.1.9.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT8–Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Rama 1: CT8 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT8-CGPM.J2	123.16	4	0.049	0.049
CGP.J2-CGP.V5.4	99.1	30.33	0.299	0.347
CGP.V5.4-CGP.V5.8	55.875	62.6	0.347	0.695 < 5%

**Rama 2: CT8– Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT8-CGP.V5.3	134.85	33.73	0.452	0.452
CGP.V5.3-CGP.V5.7	99.1	57.7	0.568	1.019
CGP.V5.7-CGP.V5.10	55.875	43.44	0.241	1.260 < 5%

**2.4.1.9.2. CT8- Anillo 2**

Formado por 55 abonados de electrificación básica y el garaje de la parcela 9.

**2.4.1.9.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT8-CGP.V5.1	13.58	13.58	64.5	875.91
CGP.V5.1-CGP.V5.5	38.32	51.9	64.5	3347.55
CGP.V5.5-CGP.V5.9	67.5	119.4	64.5	7701.3
CGP.V5.9-CGP.V5.6	43.44	162.84	64.5	10503.18
CGP.V5.6-CGP.V5.2	52.8	215.64	64.5	13908.78
$\sum$ TOTAL			322.5	36336.72

$$p.m.t. = \frac{36336.72}{322.5} = 112.67m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V5.5** y **CGP.V5.9** a una distancia del origen de **112.67m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.9.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V5.5	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V5.1	20	5.75	14	14.8	99.1

$$I = \frac{99.1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 158.93 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 158.93 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{158.93}{0.94} = 169.08 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 \text{ A} > 158.93 \text{ A}$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.9.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 158.93$  y una  $L_{rama} = 51.9m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 160A >  $I_{nominal} = 158.93$  A

**Longitud protegida:** 285m >  $L_{rama} = 51.9$  m

#### 2.4.1.9.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ}viviendas EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ}viviendas EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ}viviendas EE + n^{\circ}viviendas EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (potencia acumulada)$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V5.9	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V5.6	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V5.2	30	5.75	21	19.8	134.85

$$I = \frac{134.85 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 216.26A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 216.26 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{216.26}{0.94} = 230.07 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 \text{ A} > 216.26 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.9.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 216.26A$  y una  $L_{\text{rama}} = 130.69 \text{ m}$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 250A**  $> I_{\text{nominal}} = 216.26 \text{ A}$

**Longitud protegida: 260m**  $> L_{\text{rama}} = 130.69 \text{ m}$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

#### 2.4.1.9.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT8–Anillo2

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\tan \varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV } 3 \times 240 + 1 \times 150 \text{ Al} \quad \left\{ \begin{array}{l} R = 0,125 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0,070 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

#### Rama 1: CT8– Anillo 2

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT8-CGP.V5.1	99.1	13.58	0.134	0.134
CGP.V5.1-CGP.V5.5	55.875	38.32	0.213	0.346 < 5%

#### Rama 2: CT8 – Anillo 2

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT8-CGP.V5.2	134.85	34.45	0.461	0.461
CGP.V5.2-CGP.V5.6	99.1	52.8	0.519	0.981
CGP.V5.6-CGP.V5.9	55.875	43.44	0.241	1.222 < 5%



**2.4.1.10. Centro de Transformación 9**

El CT9 dará servicio a diez escaleras de la parcela 4. Con un total de 100 abonados, de los cuales 100 de electrificación básica.

**2.4.1.10.1. CT9 - Anillo 1**

Formado por 50 abonados de electrificación básica.

**2.4.1.10.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT9-CGP.V4.4	38.36	38.36	64.5	2474.22
CGP.V4.4-CGP.V4.8	61.69	100.05	64.5	6453.225
CGP.V4.8-CGP.V4.10	28.34	128.39	64.5	8281.155
CGP.V4.10-CGP.V4.7	42.51	170.9	64.5	11023.05
CGP.V4.7-CGP.V4.3	57.11	228.01	64.5	14706.645
$\sum$ TOTAL			322.5	42938.29

$$p.m.t. = \frac{42938.29}{322.5} = 133.14m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V4.10** y **CGP.V4.7** a una distancia del origen de **133.14m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.10.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V4.10	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V4.8	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V4.4	30	5.75	21	19.8	134.85

$$I = \frac{134.85 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 216.26A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 216.26A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{216.26}{0.94} = 230.07 A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max admisible} = 260 A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \max admisible} = I_{\max admisible} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 A$$

$$I_{real \max admisible} > I_{nominal}$$

$$244.4 A > 216.26 A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.10.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 216.26 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 128.39$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 250A >  $I_{nominal} = 216.26 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 260m >  $L_{rama} = 128.39 \text{ m}$

#### 2.4.1.10.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas EE} + n^{\circ} \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V4.7	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V4.3	20	5.75	14	14.8	99.1

$$I = \frac{99.1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 158.93 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 158.93 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{158.93}{0.94} = 169.07 A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 158.93 \text{ A}$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.10.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible

Para una  $I_{nominal} = 158.93A$  y una  $L_{rama} = 95.11m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible:** 160A  $> I_{nominal} = 158.93 A$

**Longitud protegida:** 285m  $> L_{rama} = 95.11m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m

**2.4.1.10.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT9–Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/km$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/km$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en Ω/km	X en Ω/km
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/km \\ X = 0.070 \Omega/km \end{array} \right.$$

#### Rama 1: CT9 – Anillo 1

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT9-CGP.V4.4	134.85	38.36	0.514	0.514
CGP.V4.4-CGP.V4.8	99.1	61.69	0.607	1.121
CGP.V4.8-CGP.V4.10	55.875	28.34	0.157	1.278 < 5%

#### Rama 2: CT9– Anillo 1

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT1-CGP.V4.3	99.1	38	0.374	0.374
CGP.V4.3-CGP.V4.7	55.875	57.11	0.317	0.691 < 5%

#### 2.4.1.10.2. CT9- Anillo 2

Formado por 50 abonados de electrificación básica.

##### 2.4.1.10.2.1. Determinación del punto de mínima tensión

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m



- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT9-CGP.V4.1	9.59	9.59	64.5	618.555
CGP.V4.1-CGP.V4.5	38.36	47.95	64.5	3092.775
CGP.V4.5-CGP.V4.9	66.27	114.22	64.5	7367.19
CGP.V4.9-CGP.V4.6	42.51	156.73	64.5	10109.085
CGP.V4.6-CGP.V4.2	52.53	209.26	64.5	13497.27
$\Sigma$ TOTAL			322.5	34684.87

$$p.m.t. = \frac{34684.87}{322.5} = 107.55m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V4.5** y **CGP.V4.9** a una distancia del origen de **107.55m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.10.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V4.5	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V4.1	20	5.75	14	14.8	99.1

$$I = \frac{99.1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 158.93 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 158.93 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{158.93}{0.94} = 169.08 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1)	En tubular soterrada (2)	Al aire, protegido del sol (1)
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 A > 158.93 A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.10.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 158.93$  y una  $L_{\text{rama}} = 57.95 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:**  $160A > I_{\text{nominal}} = 158.93 A$

**Longitud protegida:**  $285 \text{ m} > L_{\text{rama}} = 47.95 \text{ m}$

#### 2.4.1.10.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas } EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas } EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas } EE + n^{\circ} \text{viviendas } EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V4.9	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V4.6	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.V4.2	30	5.75	21	19.8	134.85

$$I = \frac{134.85 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 216.26A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 216.26 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{216.26}{0.94} = 230.07A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

 Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max admisible} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \max admisible} = I_{\max admisible} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4A$$

$$I_{real \max admisible} > I_{nominal}$$

$$244.4 A > 216.26 A$$

 La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.10.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible

Para una  $I_{nominal} = 216.26A$  y una  $L_{rama} = 125.51 m$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 250A**  $> I_{nominal} = 216.26 A$

**Longitud protegida: 260m**  $> L_{rama} = 125.51 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

**2.4.1.10.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT9–Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/km$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/km$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $mm^2$	R - 20° en $\Omega/km$	X en $\Omega/km$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al} \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT9– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT9-CGP.V4.1	99.1	9.59	0.944	0.944
CGP.V4.1-CGP.V4.5	55.875	38.36	0.213	1.156 < 5%

**Rama 2: CT9 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT9-CGP.V4.2	134,85	30,47	0.408	0.408
CGP.V.2-CGP.V4.6	99,1	52,53	0.517	0.925
CGP.V4.6-CGP.V4.9	55,875	42,51	0.236	1.161 < 5%

**2.4.1.11. Centro de Transformación 10**

El CT10 dará servicio a las parcelas 1 y 3. Con un total de 36 abonados, de los cuales 366 de electrificación elevada. También dará servicio al jardín 1, al equipamiento juvenil y al centro de mando de alumbrado vial 2.

**2.4.1.11.1. CT10 - Anillo 1**

Formado por 22 abonados de electrificación elevada.

**2.4.1.11.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT10-CGPM.V1.1	40.11	40.11	18.4	738.024
CGPM.V1.1-CGPM.V1.2	30.52	70.63	18.4	1299.592
CGPM.V1.2-CGPM.V1.3	30.52	101.15	18.4	1861.16
CGPM.V1.3-CGPM.V1.4	30.52	131.67	18.4	2422.728
CGPM.V1.4-CGPM.V1.5	30.52	162.19	18.4	2984.296
CGPM.V1.5-CGPM.V1.6	48.82	211.01	18.4	3882.584
CGPM.V1.6-CGPM.V1.7	47.2	258.21	18.4	4751.064
CGPM.V1.7-CGPM.V1.8	31.11	289.32	18.4	5323.488
CGPM.V1.8-CGPM.V1.9	31.64	320.96	18.4	5905.664
CGPM.V1.9-CGPM.V1.10	30.95	351.91	18.4	6475.144
CGPM.V1.10-CGPM.V1.11	31.37	383.28	18.4	7052.352
$\Sigma$ TOTAL			202.4	42696.1

$$p.m.t. = \frac{42696.1}{202.4} = 210.95m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V1.5** y **CGPM.V1.6** a una distancia del origen de **210.95m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.11.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$



CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V1.5	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V1.4	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V1.3	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V1.2	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V1.1	10	9.2	0	8.5	78.2

$$I = \frac{78.2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 125.41A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 125.41A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{125.41}{0.94} = 133.42A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 125.41A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.11.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible

Para una  $I_{nominal} = 125.41A$  y una  $L_{rama} = 162.19m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible:** 160A >  $I_{nominal} = 125.41 A$

**Longitud protegida:** 285m >  $L_{rama} = 162.19 m$

#### 2.4.1.11.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ}viviendas EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ}viviendas EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ}viviendas EE + n^{\circ}viviendas EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (potencia acumulada)$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V1.6	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V1.7	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V1.8	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V1.9	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V1.10	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V1.11	12	9.2	0	9.9	91.08

$$I = \frac{91.08 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 146.07 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 146.07 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{146.07}{0.94} = 155.39 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 146.07 A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.11.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 146.07A$  y una  $L_{\text{rama}} = 266.48m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible:** 160A >  $I_{\text{nominal}} = 146.07 A$

**Longitud protegida:** 285m >  $L_{\text{rama}} = 266.48m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 285 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 285 m

**2.4.1.11.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT10–Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV } 3 \times 150 + 1 \times 95 \text{ Al} \left\{ \begin{array}{l} R = 0.206 \Omega/\text{km} \\ X = 0.075 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT10 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT10-CGPM.V1.1	78.2	40.11	0.475	0.475
CGPM.V1.1-CGPM.V1.2	64.4	30.52	0.298	0.773
CGPM.V1.2-CGPM.V1.3	49.68	30.52	0.230	1.002
CGPM.V1.3-CGPM.V1.4	34.96	30.52	0.161	1.164
CGPM.V1.4-CGPM.V1.5	18.4	30.52	0.085	1.249 < 5%

**Rama 2: CT10– Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT10-CGPM.V1.11	91.08	94.21	1.299	1.299
CGPM.V1.11-CGPM.V1.10	78.2	31.37	0.371	1.671
CGPM.V1.10-CGPM.V1.9	64.4	30.95	0.302	1.973
CGPM.V1.9-CGPM.V1.8	49.68	31.64	0.238	2.211
CGPM.V1.8-CGPM.V1.7	34.96	31.11	0.165	2.375
CGPM.V1.7-CGPM.V1.6	18.4	47.2	0.131	2.507 < 5%

**2.4.1.11.2. CT10- Anillo 2**

Formado por 14 abonados de electrificación elevada más el equipamiento juvenil, jardín1 y el centro de mando de alumbrado vial 2.

**2.4.1.11.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT10-CGP.AL.2	53.51	53.51	20	1070.2
CGP.AL.2-CGPM.V3.1	63.49	117	18.4	2152.8
CGPM.V3.1-CGPM.V3.2	25.4	142.4	18.4	2620.16
CGPM.V3.2-CGPM.V3.3	25.31	167.71	18.4	3085.864
CGPM.V3.3-CGPM.V3.4	50.06	217.77	18.4	4006.968
CGPM.V3.4-CGPM.V3.5	46.08	263.85	18.4	4854.84
CGPM.V3.5-CGPM.V3.6	63.51	327.36	18.4	6023.424
CGPM.V3.6-CGPM.V1.12	80.29	407.65	18.4	7500.76
CGPM.V1.12-CGPM.EJ	60.85	468.5	99.88	46793.78
CGPM.EJ-CGPM.J1	5	473.5	21,55	10203.925
$\sum$ TOTAL			<b>270.22</b>	<b>88312.72</b>

$$p.m.t. = \frac{88312.72}{270.22} = 326.82m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V3.5** y **CGPM.V3.6** a una distancia del origen de **326.82m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.11.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V3.5	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V3.4	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V3.3	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V3.2	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V3.1	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.AL.2	10	9.2	20	8.5	98.2

$$I = \frac{98.2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 158.93 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.



TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 / 1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

 $k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 157.49 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{157.49}{0.94} = 167.54 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

 Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200 \text{ A} \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{nominal}$$

$$188 \text{ A} > 157.49 \text{ A}$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.11.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 157.49 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 263.85 \text{ m}$  selecciono:

**Cable: XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al**

**Fusible: 160A**  $> I_{nominal} = 157.49 \text{ A}$

**Longitud protegida: 285m**  $> L_{rama} = 263.85 \text{ m}$

#### 2.4.1.11.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas EE} + n^{\circ} \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V3.6	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V1.12	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.EJ	4	9.2	99.88	3.8	134.84
CGPM.J1	4	9.2	121.43	3.8	156.39

$$I = \frac{156.39 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 250.81A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 250.81 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{250.81}{0.94} = 266.82A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>Cobre</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 340 \text{ A} \rightarrow s = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 340 \cdot 0.94 = 319.6 \text{ A}$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$319.6 \text{ A} > 250.81 \text{ A}$$

La sección  $s = 240 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

Según la documentación técnica el cable con mayor sección de aluminio que puedo escoger es de una  $s = 150 \text{ mm}^2$  por lo tanto escogeremos ese cable pero aumentándole la intensidad del fusible.

#### 2.4.1.11.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	<b>195</b>
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 250.81A$  y una  $L_{rama} = 166.14 m$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 315A**  $> I_{nominal} = 250.81 A$

**Longitud protegida: 195m**  $> L_{rama} = 166.14 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

**Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m

**Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 315 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 195 m

**2.4.1.11.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT10–Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
<b>240</b>	<b>0,125</b>	<b>0,070</b>

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al} \quad \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT10– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT10-CGP.AL.2	98.2	53.51	0.522	0.522
CGP.AL.2-CGPM.V3.1	78.2	63.49	0.493	1.015
CGPM.V3.1-CGPM.V3.2	64.4	25.4	0.162	1.177
CGPM.V3.2-CGPM.V3.3	49.68	25.31	0.125	1.302
CGPM.V3.3-CGPM.V3.4	34.96	50.06	0.174	1.476
CGPM.V3.4-CGPM.V3.5	18.4	46.08	0.084	1.560 < 5%

**Rama 2: CT10 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT10-CGPM.J1	156.39	20	0.310	0.310
CGPM.J1-CGPM.EJ	134.84	5	0.067	0.377
CGPM.EJ-CGPM.V1.12	34.96	60.85	0.211	0.589
CGPM.V1.12-CGPM.V3.6	18.4	80.29	0.147	0,735 < 5%

**2.4.1.12. Centro de Transformación 11**

El CT11 dará servicio a cuatro escaleras de la parcela 4 y cuatro escaleras de la parcela 5. Con un total de 80 abonados, de los cuales 80 de electrificación básica. También dará servicio a los garajes de las parcelas 4 y 5.

**2.4.1.12.1. CT11 - Anillo 1**

Formado por 40 abonados de electrificación básicas más los garajes de la parcela 5.

**2.4.1.12.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT11-CGP.G5.2	50.04	50.04	47.825	2393.163
CGP.G5.2-CGP.V5.14	20.34	70.38	64.5	4539.51
CGP.V5.14-CGP.V5.12	20.34	90.72	64.5	5851.44
CGP.V5.12-CGP.V5.11	24.65	115.37	64.5	7441.365
CGP.V5.11-CGP.V5.13	34.82	150.19	64.5	9687.255
CGP.V5.13-CGP.G5.1	20.34	170.53	47.825	8155.59725
$\sum$ <b>TOTAL</b>			<b>353.65</b>	<b>38068.33</b>

$$p.m.t. = \frac{38068.33}{353.65} = 107.64m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V5.12** y **CGP.V5.11** a una distancia del origen de **107.64m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.12.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V5.12	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V5.14	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.G5.2	20	5.75	61.825	14.8	146.925

$$I = \frac{146.925 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 235.63A$$



Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 235.63A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{235.63}{0.94} = 250.67A$$



TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 A > 235.63A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.12.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 235.63A$  y una  $L_{rama} = 90.72m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 250A >  $I_{nominal} = 235.63 A$

**Longitud protegida:** 260m >  $L_{rama} = 90.72 m$

#### 2.4.1.12.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ}viviendas EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ}viviendas EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ}viviendas EE + n^{\circ}viviendas EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (potencia acumulada)$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V5.12	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V5.14	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.G5.2	20	5.75	61.825	14.8	146.925

$$I = \frac{146.925 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 235.6 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 235.63 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{235.63}{0.94} = 250.67 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$244.4A > 235.63 A$$

La sección  $s = 150\text{mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.12.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 235.63A$  y una  $L_{rama} = 115.37m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150Al

**Fusible:** 250A >  $I_{nominal} = 146.07 A$

**Longitud protegida:** 260m >  $L_{rama} = 115.37m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

#### 2.4.1.12.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT11–Anillo1

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

$\tan \varphi = 0,484$ .

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al} \quad \left\{ \begin{array}{l} R = 0,206 \Omega/\text{km} \\ X = 0,075 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

#### Rama 1: CT11 – Anillo 1

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT11-CGP.G5.2	146.925	50.04	0.730	0.730
CGP.G5.2-CGP.V5.14	99.1	20.34	0.200	0.930
CGP.V5.14-CGP.V5.12	55.875	20.34	0.113	1.043 < 5%

#### Rama 2: CT11– Anillo 1

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT11-CGP.G5.1	146.925	60.21	0.878	0.878
CGP.G5.1-CGP.V5.13	99.1	20.34	0.200	1.079
CGP.V5.13-CGP.V5.11	55.875	34.82	0.193	1.272 < 5%

**2.4.1.12.2. CT11- Anillo 2**

Formado por 40 abonados de electrificación básica más los garajes de la parcela 4.

**2.4.1.12.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT11-CGP.G4.2	10.16	10.16	47.15	479.044
CGP.G4.2-CGP.V4.14	20.32	30.48	64.5	1965.96
CGP.V4.14-CGP.V4.12	20.32	50.8	64.5	3276.6
CGP.V4.12-CGP.V4.11	24.33	75.13	64.5	4845.885
CGP.V4.11-CGP.V4.13	34.49	109.62	64.5	7070.49
CGP.V4.13-CGP.G4.1	20.32	129.94	47.15	6126.671
$\sum$ TOTAL			<b>352.3</b>	<b>23764.65</b>

$$p.m.t. = \frac{23764.65}{352.3} = 67.45m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.V4.12** y **CGP.V4.11** a una distancia del origen de **67.45m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.12.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V4.12	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V4.14	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.G4.2	20	5.75	61.15	14.8	146.25

$$I = \frac{146.25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 234.55 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 234.55 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{234.55}{0.94} = 249.52 \text{ A}$$



TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 260A \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$244.4 A > 234.55 A$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.12.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

Tabla 4. Distancia que protege el fusible



Para una  $I_{nominal} = 234.55 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 50.8 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible:** 250A >  $I_{nominal} = 234.55 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 260m >  $L_{rama} = 50.8 \text{ m}$

#### 2.4.1.12.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.V4.11	10	5.75	7	8.5	55.875
CGP.V4.13	20	5.75	14	14.8	99.1
CGP.G4.1	20	5.75	61.15	14.8	146.25

$$I = \frac{146.25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 234.55 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

 $k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 234.55 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{234.55}{0.94} = 249.52 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{max \text{ admisible}} = 260 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 260 \cdot 0.94 = 244.4 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$244.4 \text{ A} > 234.55 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.12.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	<b>260</b>	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 234.55 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 75.13 \text{ m}$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 250A**  $> I_{nominal} = 234.55 \text{ A}$

**Longitud protegida: 260m**  $> L_{rama} = 75.13 \text{ m}$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 250 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 260 m

**2.4.1.12.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT10–Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV } 3 \times 240 + 1 \times 150 \text{ Al} \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT11– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT11-CGP.G4.2	146.25	10.16	0.147	0.147
CGP.G4.2-CGP.V4.14	99.1	20.32	0.200	0.347
CGP.V4.14-CGP.V4.12	55.875	20.32	0.113	0.460 < 5%

**Rama 2: CT11 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT11-CGP.G4.1	146.25	20.32	0.295	0.295
CGP.G4.1-CGP.V4.13	99.1	20.32	0.200	0.495
CGP.V4.13-CGP.V4.11	55.875	34.49	0.191	0.686 < 5%

**2.4.1.13. Centro de Transformación 12**

El CT12 dará servicio a las parcelas 2 y 6. Con un total de 55 abonados, de los cuales 55 son de electrificación elevada. También dará servicio al centro de mando de alumbrado de viales 3.

**2.4.1.13.1. CT12 - Anillo 1**

Formado por 30 abonados de electrificación elevada.

**2.4.1.13.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT12-CGPM.V2.2	55.93	55.93	18.4	1029.112
CGPM.V2.2-CGPM.V2.4	68.44	124.37	18.4	2288.408
CGPM.V2.4-CGPM.V2.5	72.64	197.01	18.4	3624.984
CGPM.V2.5-CGPM.V2.6	34.22	231.23	18.4	4254.632
CGPM.V2.6-CGPM.V2.7	34.22	265.45	18.4	4884.28
CGPM.V2.7-CGPM.V2.8	34.22	299.67	18.4	5513.928
CGPM.V2.8-CGPM.V2.9	34.22	333.89	18.4	6143.576
CGPM.V2.9-CGPM.V2.10	34.22	368.11	18.4	6773.224
CGPM.V2.10-CGPM.V2.11	34.22	402.33	18.4	7402.872
CGPM.V2.11-CGPM.V2.12	34.22	436.55	18.4	8032.52
CGPM.V2.12-CGPM.V2.13	48,37	484.92	18.4	8922.528
CGPM.V2.13-CGPM.V2.14	43,97	528.89	18.4	9731.576
CGPM.V2.14-CGPM.V2.15	34.22	563.11	18.4	10361.224
CGPM.V2.15-CGPM.V2.16	34.22	597.33	18.4	10990.872
CGPM.V2.16-CGPM.V2.17	34.22	631.55	18.4	11620.52
<b><math>\sum</math> TOTAL</b>			<b>276</b>	<b>101574.256</b>

$$p.m.t. = \frac{101574.256}{276} = 368.02m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V2.9** y **CGPM.V2.10** a una distancia del origen de **368.02m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.13.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V2.9	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V2.8	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V2.7	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V2.6	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V2.5	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V2.4	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.V2.2	14	9.2	0	11.3	103.96

$$I = \frac{103.96 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 166.72A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 166.72A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{166.72}{0.94} = 177.37A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 A > 166.72A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.13.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 166.72A$  y una  $L_{\text{rama}} = 333.89m$  selecciono:

Cable: XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible:**  $200A > I_{\text{nominal}} = 166.72 A$

**Longitud protegida:**  $215m > L_{\text{rama}} = 333.89 m$  como podemos observar no cumple la condición de la longitud, por tanto escogemos un cable de sección mayor.

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible:**  $200A > I_{\text{nominal}} = 166.72 A$

**Longitud protegida:**  $345m > L_{\text{rama}} = 333.89 m$



**2.4.1.13.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V2.10	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V2.11	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V2.12	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V2.13	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V2.14	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V2.15	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.V2.16	14	9.2	0	11.3	103.96
CGPM.V2.17	16	9.2	0	12.5	115

$$I = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 184.43A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

 $k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 184.43 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{184.43}{0.94} = 196.2 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{max \text{ admisible}} = 200 \text{ A} \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$188A > 184.43 A$$

La sección  $s = 95\text{mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.13.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 184.43A$  y una  $L_{rama} = 310.89m$  selecciono:

Cable: XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible: 200A**  $> I_{nominal} = 184.43 A$

**Longitud protegida: 215m**  $> L_{rama} = 310.89 m$  como podemos observar no cumple la condición de la longitud, por tanto escogemos un cable de sección mayor.

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al**

**Fusible: 200A**  $> I_{nominal} = 184.43 A$

**Longitud protegida: 345m**  $> L_{rama} = 310.89 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

#### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

#### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

#### 2.4.1.13.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT12–Anillo1

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

$$\text{Cable XZ1(S) 0,6/1kV } 3 \times 150 + 1 \times 95 \text{ Al} \quad \left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

#### Rama 1: CT12 – Anillo 1

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT12-CGPM.V2.2	103.96	55.93	0.577	0.577
CGPM.V2.2-CGPM.V2.4	91.08	68.44	0.619	1.196
CGPM.V2.4-CGPM.V2.5	78.2	72.64	0.564	1.760
CGPM.V2.5-CGPM.V2.6	64.4	34.22	0.219	1.979
CGPM.V2.6-CGPM.V2.7	49.68	34.22	0.169	2.148
CGPM.V2.7-CGPM.V2.8	34.96	34.22	0.119	2.267
CGPM.V2.8-CGPM.V2.9	18.4	34.22	0.062	2.329 < 5%

**Rama 2: CT12– Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT12-CGPM.2.17	115	47.45	0.542	0.542
CGPM.2.17-CGPM.2.16	103.96	34.22	0.353	0.895
CGPM.2.16-CGPM.2.15	91.08	34.22	0.309	1.204
CGPM.2.15-CGPM.2.14	78.2	34.22	0.266	1.470
CGPM.2.14-CGPM.2.13	64.4	43.97	0.281	1.751
CGPM.2.13-CGPM.2.12	49.68	48.37	0.239	1.990
CGPM.2.12-CGPM.2.11	34.96	34.22	0.119	2.109
CGPM.2.11-CGPM.2.10	18.4	34.22	0.062	2.171 < 5%

**2.4.1.13.2. CT12- Anillo 2**

Formado por 25 abonados de electrificación elevada más el centro de mando de alumbrado de viales 3.

**2.4.1.13.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CT12-CGPM.V2.1	17.5	17.5	18.4	322
CGPM.V2.1-CGPM.V6.1	97.64	115.14	18.4	2118.576
CGPM.V6.1-CGPM.V6.2	17.8	132.94	18.4	2446.096
CGPM.V6.2-CGPM.V6.3	17.8	150.74	18.4	2773.616
CGPM.V6.3-CGPM.V6.4	17.8	168.54	18.4	3101.136
CGPM.V6.4-CGPM.V6.5	36.06	204.6	9.2	1882.32
CGPM.V6.5-CGPM.V6.6	21.47	226.07	18.4	4159.688
CGPM.V6.6-CGPM.V6.7	18.56	244.63	18.4	4501.192
CGPM.V6.7-CGPM.V6.8	46.56	291.19	18.4	5357.896
CGPM.V6.8-CGPM.V6.9	17.8	308.99	18.4	5685.416
CGPM.V6.9-CGP.MV6.10	17.8	326.79	18.4	6012.936
CGPM.V6.10-CGPM.V6.11	17.8	344.59	18.4	6340.456
CGPM.V6.11-CGP.AL3	65.45	392.24	20	7844.8
CGP.AL3-CGPM.V2.3	17.59	362.18	18.4	6664.112
<b><math>\Sigma</math> TOTAL</b>			<b>250</b>	<b>59210.24</b>

$$p.m.t. = \frac{59210.24}{250} = 236.84m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V6.6** y **CGPM.V6.7** a una distancia del origen de **236.84m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.13.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V6.6	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V6.5	3	9.2	0	3	27.6
CGPM.V6.4	5	9.2	0	4.6	42.32
CGPM.V6.3	7	9.2	0	6.2	57.04
CGPM.V6.2	9	9.2	0	7.8	71.76
CGPM.V6.1	11	9.2	0	9.2	84.64
CGPM.V2.1	13	9.2	0	10.6	97.52

$$I = \frac{97.52 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 156.4 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 156.4 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{234.59}{0.94} = 166.38 \text{ A}$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1)	En tubular soterrada (2)	Al aire, protegido del sol (1)
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	125	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$



$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$188 \text{ A} > 156.4 \text{ A}$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.13.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 156.4 \text{ A}$  y una  $L_{rama} = 226.07 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible:** 160A >  $I_{nominal} = 156.4 \text{ A}$

**Longitud protegida:** 285m >  $L_{rama} = 226.07 \text{ m}$

#### 2.4.1.13.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$



CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V6.7	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V6.8	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V6.9	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V6.10	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V6.11	10	9.2	0	8.5	78.2
CGP.AL3	10	9.2	20	8.5	98.2
CGPM.V2.3	12	9.2	20	9.9	111.08

$$I = \frac{111.08 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 178.14A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 178.14 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{178.14}{0.94} = 189.51A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 178.14A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.13.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	215	165	
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al</b>		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 178.14A$  y una  $L_{rama} = 268.94 m$  selecciono:

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

**Fusible: 200A**  $> I_{nominal} = 178.14 A$

**Longitud protegida: 215m**  $> L_{rama} = 268.94 m$  como podemos observar no cumple la condición de la longitud, por tanto escogemos un cable de sección mayor.

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

**Fusible: 200A**  $> I_{nominal} = 178.14 A$

**Longitud protegida: 345m**  $> L_{rama} = 268.94 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 455 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 345 m

**2.4.1.13.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT10–Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.125 \Omega/\text{km} \\ X = 0.070 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT12– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT12-CGPM.V2.1	97.52	17.5	0.169	0.169
CGPM.V2.1-CGPM.V6.1	84.64	97.64	0.821	0.990
CGPM.V6.1-CGPM.V6.2	71.76	17.8	0.127	1.117
CGPM.V6.2-CGPM.V6.3	57.04	17.8	0.101	1.218
CGPM.V6.3-CGPM.V6.4	42.32	17.8	0.075	1.292
CGPM.V6.4-CGPM.V6.5	27.6	36.06	0.099	1.391
CGPM.V6.5-CGPM.V6.6	18.4	21.47	0.039	1.430 < 5%

**Rama 2: CT12 – Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CT12-CGPM.V2.3	111.08	85.94	0.948	0.948
CGPM.V2.3-CGP.AL3	98.2	17.59	0.171	1.119
CGP.AL3-CGPM.V6.11	78.2	65.45	0.508	1.628
CGPM.V6.11-CGPM.V6.10	64.4	17.8	0.114	1.741
CGPM.V6.10-CGPM.V6.9	49.68	17.8	0.088	1.829
CGPM.V6.9-CGPM.V6.8	34.96	17.8	0.062	1.891
CGPM.V6.8-CGPM.V6.7	18.4	46.56	0.948	0.948 < 5%

**2.4.1.14. Centro de Transformación de Reparto**

El CTR dará servicio a la parcela 10 y nueve viviendas de la parcela 15. Con un total de 36 abonados, de los cuales 36 son de electrificación elevada. También dará servicio al centro de mando de alumbrado de viales 1.

**2.4.1.14.1. CTR - Anillo 1**

Formado por 27 abonados de electrificación elevada.

**2.4.1.14.1.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CTR-CGPM.V10.1	31.8	31.8	18.4	585.12
CGPM.V10.1-CGPM.V10.2	18.64	50.44	18.4	928.096
CGPM.V10.2-CGPM.V10.3	44.08	94.52	18.4	1739.168
CGPM.V10.3-CGPM.V10.4	17.68	112.2	18.4	2064.48
CGPM.V10.4-CGPM.V10.5	17.68	129.88	18.4	2389.792
CGPM.V10.5-CGPM.V10.6	17.68	147.56	18.4	2715.104
CGPM.V10.6-CGPM.V10.7	23.61	171.17	18.4	3149.528
CGPM.V10.7-CGPM.V10.8	55.05	226.22	18.4	4162.448
CGPM.V10.8-CGPM.V10.9	47.62	273.84	18.4	5038.656
CGPM.V10.9-CGPM.V10.10	17.28	291.12	18.4	5356.608
CGPM.V10.10-CGPM.V10.11	17.41	308.53	18.4	5676.952
CGPM.V10.11-CGPM.V10.12	17.4	325.93	18.4	5997.112
CGPM.V10.12-CGPM.V10.13	17.4	343.33	18.4	6317.272
CGPM.V10.13-CGPM.V10.14	34.3	377.63	9.2	3474.196
$\Sigma$ TOTAL			248.4	49594.532

$$p.m.t. = \frac{49594.532}{248.4} = 199.66m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGPM.V10.7** y **CGPM.V10.8** a una distancia del origen de **199.66m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.4.1.14.1.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V2.9	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V2.8	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V2.7	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V2.6	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V2.5	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V2.4	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.V2.2	14	9.2	0	11.3	103.96

$$I = \frac{103.96 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 166.72A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 kV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 166.72A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{166.72}{0.94} = 177.37A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188 A > 166.72A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.14.1.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	285	<b>215</b>	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

Tabla 4. Distancia que protege el fusible



Para una  $I_{nominal} = 166.72A$  y una  $L_{rama} = 171.17m$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible:** 200A >  $I_{nominal} = 166.72 A$

**Longitud protegida:** 215m >  $L_{rama} = 171.17 m$

#### 2.4.1.14.1.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ}viviendas EE \cdot P_{EE}) + (n^{\circ}viviendas EB \cdot P_{EB})}{n^{\circ}viviendas EE + n^{\circ}viviendas EB}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (potencia acumulada)$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V10.8	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V10.9	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V10.10	6	9.2	0	5.4	49.68
CGPM.V10.11	8	9.2	0	7	64.4
CGPM.V10.12	10	9.2	0	8.5	78.2
CGPM.V10.13	12	9.2	0	9.9	91.08
CGPM.V10.14	13	9.2	0	10.6	97.52

$$I = \frac{97.52 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 156.4 A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

**Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)**

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 156.4 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{156.4}{0.94} = 166.38A$$

**TABLA A.1 (UNE 211435):**  
**CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)**

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 156.4 A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.14.1.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	470	380	<b>285</b>	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
	Longitudes en metros					

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{\text{nominal}} = 156.4 A$  y una  $L_{\text{rama}} = 161.41 \text{ m}$  selecciono:

**Cable:** XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95Al

**Fusible:**  $160A > I_{\text{nominal}} = 156.4 A$

**Longitud protegida:**  $285 \text{ m} > L_{\text{rama}} = 161.41 \text{ m}$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### Rama 1:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 200 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 215 m

##### Rama 2:

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 160 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 285 m

**2.4.1.14.1.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CT12–Anillo1**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
<b>150</b>	<b>0,206</b>	<b>0,075</b>
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.206 \Omega/\text{km} \\ X = 0.075 \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CT12 – Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CTR-CGPM.V10.1	103.96	31.8	0.501	0.501
CGPM.V10.1-CGPM.V10.2	91.08	18.64	0.257	0.758
CGPM.V10.2-CGPM.V10.3	78.2	44.08	0.522	1.280
CGPM.V10.3-CGPM.V10.4	64.4	17.68	0.172	1.452
CGPM.V10.4-CGPM.V10.5	49.68	17.68	0.133	1.585
CGPM.V10.5-CGPM.V10.6	34.96	17.68	0.093	1.679
CGPM.V10.6-CGPM.V10.7	18.4	23.61	0.0658	1.744 < 5%

**Rama 2: CT12– Anillo 1**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CTR-CGPM.V10.14	97.52	10	0.148	0.148
CGPM.V10.14-CGPM.V10.13	91.08	34.3	0.473	0.621
CGPM.V10.13-CGPM.V10.12	78.2	17.4	0.206	0.827
CGPM.V10.12-CGPM.V10.11	64.4	17.4	0.170	0.996
CGPM.V10.11-CGPM.V10.10	49.68	17.41	0.131	1.127
CGPM.V10.10-CGPM.V10.9	34.96	17.28	0.091	1.219
CGPM.V10.9-CGPM.V10.8	18.4	47.62	0.133	1.351 < 5%

**2.4.1.14.2. CTR- Anillo 2**

Formado por 9 abonados de electrificación elevada más el centro de mando de alumbrado de viales 1.

**2.4.1.14.2.1. Determinación del punto de mínima tensión**

La longitud a la que se encuentra situado el punto de mínima tensión se determina mediante la expresión:

$$p.m.t. = \frac{\sum(P \cdot L)}{\sum P}$$

P = Potencia en kW

L = Longitud desde el origen a cada punto en m

- Distribución de cargas:

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CTR-CGPM.V15.7	49.18	49.18	18.4	904.912
CGPM.V15.7-CGPM.V15.9	41.64	90.82	18.4	1671.088
CGPM.V15.9-CGP.AL1	12.02	102.84	20	2056.8
CGP.AL1-CGPM.V15.8	31.22	134.06	18.4	2466.704
CGPM.V15.8-CGPM.V15.6	42.61	176.67	18.4	3250.728
CGPM.V15.6-CGPM.V15.5	40.71	217.38	9.2	1999.896
$\sum$ TOTAL			102.8	12350.128

$$p.m.t. = \frac{12350.128}{102.8} = 120.14m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CGP.AL1** y **CGPM.V15.8** a una distancia del origen de **120.14m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

**2.4.1.14.2.2. Determinación de la sección del conductor Rama 1.**

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^\circ \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^\circ \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^\circ \text{viviendas EE} + n^\circ \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c.s) + (\text{potencia acumulada})$$

CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGP.AL1	0	0	20	0	20
CGPM.V15.9	2	9.2	20	2	38.4
CGPM.V15.7	4	9.2	20	3.8	54.96

$$I = \frac{54.96 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 88.14 \text{ A}$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

TABLA A.9.2 (UNE 211435):  
FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

Tabla A.1. Catálogo PRYSMIAN, cable XZ1 (S)

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 88.14 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{88.14}{0.94} = 93.76 \text{ A}$$

TABLA A.1 (UNE 211435):  
CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 KV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
Temperatura del aire ambiente en °C 40  
Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
Profundidad de soterramiento en m 0,7

Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN

$$I_{max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$188 A > 88.14 A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.14.2.3. Selección del fusible de protección Rama 1.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	<b>470</b>	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 88.14 A$  y una  $L_{rama} = 102.84 m$  selecciono:

**Cable: XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al**

**Fusible: 100A**  $> I_{nominal} = 88.14 A$

**Longitud protegida: 470m**  $> L_{rama} = 102.84 m$

#### 2.4.1.14.2.4. Determinación de la sección del conductor Rama 2.

Se determina a partir del cálculo de la intensidad de corriente en el punto más desfavorable, teniendo en cuenta los valores de los coeficientes de simultaneidad que establece el REBT en su (ITC-BT-10).

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

$$P_m = \frac{(n^{\circ} \text{viviendas EE} \cdot P_{EE}) + (n^{\circ} \text{viviendas EB} \cdot P_{EB})}{n^{\circ} \text{viviendas EE} + n^{\circ} \text{viviendas EB}}$$

$$P_{CGP} = (P_m \cdot c \cdot s) + (\text{potencia acumulada})$$



CGP	NUMERO DE VIVIENDAS	POTENCIA MEDIA VIVENDAS	POTENCIA ACUMULADA	C.S	POTENCIA TOTAL
CGPM.V15.8	2	9.2	0	2	18.4
CGPM.V15.6	4	9.2	0	3.8	34.96
CGPM.V15.5	5	9.2	0	4.6	42.32

$$I = \frac{42.32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0.9} = 67.87A$$

Para comprobar que la intensidad que pasará por el conductor no sobrepase su valor límite compararemos ésta con la que nos proporciona el tipo de conductor elegido y le aplicaré un factor de corrección para el caso que sea necesario.

En nuestro caso al tener una instalación tipo el único factor de corrección utilizado será por agrupación de cables.

Utilizaremos las siguientes tablas según NORMA UNE 211435 para determinar el factor de corrección y la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible.

**TABLA A.9.2 (UNE 211435):**  
**FACTORES DE CORRECCIÓN PARA AGRUPAMIENTO DE CABLES DE 0,6 /1 KV (CABLES SOTERRADOS)**

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	—
9	0,49	0,62	0,72	0,79	—
10	0,48	0,61	0,71	—	—

$k_T = 0.94 \rightarrow$  factor de corrección debido a la agrupación de dos circuitos separados entre sí 0.6m.

$$I_{nominal} = 67.87 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{67.87}{0.94} = 72.2A$$

TABLA A.1 (UNE 211435):

CABLES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RV O AL XZ1(S) DE 0,6/1 kV (CABLES SOTERRADOS Y CABLES EN GALERÍAS SUBTERRÁNEAS)

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados (1) 	En tubular soterrada (2) 	Al aire, protegido del sol (1) 
<b>ALUMINIO</b>			
25	95	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
<b>COBRE</b>			
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540

Temperatura del terreno en °C 25  
 Temperatura del aire ambiente en °C 40  
 Resistencia térmica del terreno en K·m/W 1,5  
 Profundidad de soterramiento en m 0,7

**Tabla A.9.2. Catálogo PRYSMIAN**

$$I_{\max \text{ admisible}} = 200A \rightarrow s = 95 \text{ mm}^2$$

$$I_{\text{real max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 200 \cdot 0.94 = 188A$$

$$I_{\text{real max admisible}} > I_{\text{nominal}}$$

$$188A > 72.2A$$

La sección  $s = 95 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.4.1.14.2.5. Selección del fusible de protección Rama 2.

Para la selección del fusible tendremos en cuenta el tipo de cable, la sección del mismo así como la distancia de la línea, ya que el fusible deberá cubrir dicha longitud con el calibre.

Cable	Intensidad nominal del fusible					
	100	125	160	200	250	315
XZ1(S) 0,6/1kV 4 x 50 Al	190	155	115			
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 95 + 1 x 50 Al	255	205	155	120		
<b>XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al</b>	<b>470</b>	380	285	215	165	
XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al		605	455	345	260	195
Longitudes en metros						

**Tabla 4. Distancia que protege el fusible**

Para una  $I_{nominal} = 67.87A$  y una  $L_{rama} = 116.88 m$  selecciono:

**Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al**

**Fusible: 100A**  $> I_{nominal} = 67.87 A$

**Longitud protegida: 470m**  $> L_{rama} = 116.88 m$

Según normativa de las compañías eléctricas la sección final del anillo se recomienda que sea igual para las dos ramas, por tanto el diseño final de la red de distribución será:

##### **Rama 1:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 100 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 470 m

##### **Rama 2:**

- Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 150 + 1 x 95 Al
- Fusible de 100 (A)
- Longitud protegida por cortocircuito = 470 m

**2.4.1.14.2.6. Comprobación por el criterio de la caída de tensión de las ramas 1 y 2 del CTR–Anillo2**

Cada una de las líneas deberá tener una caída de tensión menor al 5% que marca Iberdrola

$$\%AU = \frac{W \cdot L}{10U^2} \cdot (R + X \tan \varphi)$$

Donde:

$\Delta U$  = porcentaje de la caída de tensión.

W = potencia en kW.

L = longitud del tramo en km.

U = tensión en kV, será 0,4 kV.

Tan  $\varphi$  = 0,484.

R = resistencia eléctrica del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

X = reactancia inductiva del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

Las características de los conductores en régimen permanente serán las siguientes:

Sección de fase en $\text{mm}^2$	R - 20° en $\Omega/\text{km}$	X en $\Omega/\text{km}$
50	0,641	0,080
95	0,320	0,076
150	0,206	0,075
240	0,125	0,070

Cable XZ1(S) 0,6/1kV 3 x 240 + 1 x 150 Al

$$\left\{ \begin{array}{l} R = 0.206 \, \Omega/\text{km} \\ X = 0.075 \, \Omega/\text{km} \end{array} \right.$$

**Rama 1: CTR– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CTR-CGPM.V15.7	54.96	49.18	0.409	0.409
CGPM.V15.7-CGPM.V15.9	38.4	41.64	0.242	0.651
CGPM.V15.9-CGP.AL1	20	12.02	0.036	0.688 < 5%

**Rama 2: CTR– Anillo 2**

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (m)	%AU	%AU acumulado
CTR-CGPM.V15.5	42.32	33,56	0.215	0.215
CGPM.V15.5-CGPM.V15.6	34.96	40,71	0.215	0.431
CGPM.V15.6-CGPM.V15.8	18.4	42,61	0.119	0.549 < 5%

## 2.5. Red de Media Tensión

### 2.5.1. Línea Aérea Media Tensión al apoyo fin de línea Acometida

#### 2.5.1.1. Tipo de conductor a utilizar.

El conductor elegido tiene que admitir toda la intensidad de la urbanización. Para ello calculamos dicha intensidad mediante la potencia total en la urbanización:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \alpha}$$

POTENCIA (kVA)	TENSIÓN (kV)	cos $\alpha$
8343,13	20	0.85

$$I = \frac{0.4 \cdot 8343.13}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0.85} = 113.34 \text{ A}$$

El conductor **LA-56** admite como máximo **197 A** > 113.34, por lo tanto es válido.

#### 2.5.1.2. Cálculo de la altura del apoyo.

$$HV = d + f - 1.2$$

$$HT = HV + h - 0.2$$

$$\text{Cálculo de la flecha: } \left\{ \begin{array}{l} F=0.61\text{m} \\ a_e \cong 50\text{m} \\ T=96 \text{ daN} \end{array} \right\} \quad \text{Hip. } +50^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Distancia entre conductores } D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

$$\alpha = \arctg \frac{S_{bv}}{P} = \arctg \frac{0.57}{0.6} = 43.53^{\circ} \rightarrow K = 0.6$$

$$S_{bv} = 60 \cdot (9.5 \cdot 10^{-3}) = 0.57 \text{ kg/m}$$

$$P_a = \sqrt{0.189^2 + (60 \cdot (9.5 \cdot 10^{-3}))^2} = 0.6 \text{ kg/m}$$

F	L	K'	K	Dpp
0.61	0	0.75	0.6	0.25

$$D = 0.6 \cdot \sqrt{0.61 + 0} + 0.75 \cdot 0.25 = 0.65 \text{ m} < 1.5 \text{ m} \rightarrow \text{ARMADO B2 VÁLIDO}$$

$$d = D_{\text{add}} + D_{\text{el}} = 5.3 + 0.22 = 5.53 \text{ m} \cong 6 \text{ m}$$

$$HV = d + f - 1.2 = 6 + 0.61 - 1.2 = 5.41 \text{ m}$$

Escojo un HT = 10m     10 = HV + 1.5 - 0.2;     HV = 8.7m > 5.41m VÁLIDO

$$d = 8.7 - 0.61 + 1.2 = 9.29 \text{ m}$$

**APOYO 10 C-500**  
**ARMADO B2**

## 2.5.2. LSMT Acometida al Centro de Reparto

### 2.5.2.1. Características de la línea.

La línea de acometida hasta el centro de reparto (CTR) necesita una carga de trece transformadores con una potencia de 400 kVA y un abonado con un transformador de 630kVA para un centro comercial.

CT	Potencia (kVA)
CT1	400
CT2	400
CT3	400
CT4	400
CT5	400
CT6	400
CT7	400
CT8	400
CT9	400
CT10	400
CT11	400
CT12	400
CTR	400
CT ABONADO	630
$\Sigma$ TOTAL	5830

La línea transcurre por una zona de **categoría A** con lo cual su tensión nominal será **12/20KV**.

El **cable** a utilizar es el Etileno Propileno de alto módulo (**HEPR**). Directamente enterrado a un metro de profundidad. Agrupados como máximo por dos ternas de cables a una distancia de separación de 0,6m.

La resistividad térmica del terreno se considera arenoso muy seco 1,5 k·m/w.

El tiempo de cortocircuito será de 0,5 segundos.

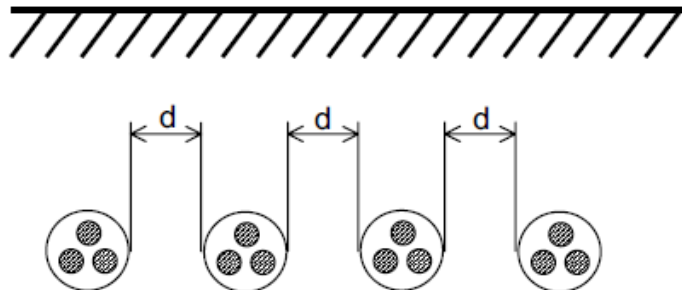
La temperatura del terreno = 25°C

La potencia de cortocircuito es de 350MVA

Con estas características nos vamos a la ITC-LAT-06 y a través de las tablas seleccionamos el factor de corrección de la intensidad y las intensidades admisibles.

**Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares**

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



### 2.5.2.2. Criterio de calentamiento.

Para el criterio de calentamiento debemos de calcular la intensidad a soportar por la línea y aplicarle el factor de corrección, irnos a la Tabla6 de la ITC-LAT-06 y seleccionar la sección de nuestro cable.

Intensidad total de la LSMT:

$$I = \frac{S (kVA)}{\sqrt{3} \cdot U (kV)} = \frac{5830}{\sqrt{3} \cdot 20} = 168.29 A$$

**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

$$I_{nominal} = 168.29 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{168.29}{0.82} = 205.23 A$$

$$I_{max\ admisible} = 275 A \rightarrow s = 150 mm^2$$

$$I_{real\ max\ admisible} = I_{max\ admisible} \cdot k_T = 275 \cdot 0.82 = 225.5 A$$

$$I_{real\ max\ admisible} > I_{nominal}$$

$$I_{real\ max\ admisible} = 225.5 A > I_{nominal} = 205.23 A$$

La sección  $s = 150 mm^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

### 2.5.2.3. Criterio de cortocircuito.

A la hora de elegir una sección adecuada también debemos tener en cuenta la posibilidad de un cortocircuito y que no nos rompa ni cause defectos importantes en nuestro cable.

Para ello se calcula la intensidad máxima de cortocircuito y a través de esta intensidad la sección mínima de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 10103.62(A) = 10.1(kA)$$

Para la sección de cortocircuito debemos de tener en cuenta:

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

$I_{cc} \rightarrow$  Intensidad de cortocircuito

$\sqrt{t} \rightarrow$  Tiempo de cortocircuito

$K \rightarrow$  Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito



Tabla 26. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm<sup>2</sup>, para conductores de aluminio

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, $t_{cc}$ , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC: sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

\*  $\Delta\theta$  es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

$$S_{cc} = \frac{10103.62 \cdot \sqrt{0,5}}{126} = 56.7 \text{ mm}^2$$

$$150 \text{ mm}^2 > 56.7 \text{ mm}^2$$

#### 2.5.2.4. Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{0R}}{U - \Delta U_{0R}} \cdot 100$$

Tabla 2a  
Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C $\Omega / \text{km}$	Reactancia por fase $\Omega / \text{km}$	Capacidad $\mu \text{ F/km}$
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,103	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito  $t < 5\text{s}$  250°C

Tabla 2 a. Proyecto tipo Iberdrola MT 2.31.01

$$Z_{0R} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0.153 \cdot (0.277 + j0.11) = 0.042 + j0.0168\Omega$$

$$\Delta U_{0R} = \sqrt{3} \cdot I_t \cdot Z_{0R} = \sqrt{3} \cdot (168.29 \angle -25.84) \cdot (0.042 + j0.0168) = 13.15 - j0.929 \text{ (V)}$$

En tanto por ciento nos queda:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{0R}}{U - \Delta U_{0R}} \cdot 100 = \frac{13.15 - j0.929}{20 \cdot 10^3 - (13.15 - j0.929)} \cdot 100 = 0.0659\% < 5\%$$

### 2.5.3. LSMT CTR al Centro de Transformación de Abonado para un Centro Comercial

#### 2.5.3.1. Características de la línea.

CT	Potencia (kVA)
CT ABONADO	630
$\Sigma$ <b>TOTAL</b>	<b>630</b>

La línea transcurre por una zona de **categoría A** con lo cual su tensión nominal será **12/20KV**.

El **cable** a utilizar es el Etileno Propileno de alto módulo (**HEPR**). Directamente enterrado a un metro de profundidad. Agrupados como máximo por dos ternas de cables a una distancia de separación de 0,6m.

La resistividad térmica del terreno se considera arenoso muy seco 1,5 k·m/w.

El tiempo de cortocircuito será de 0,5 segundos.

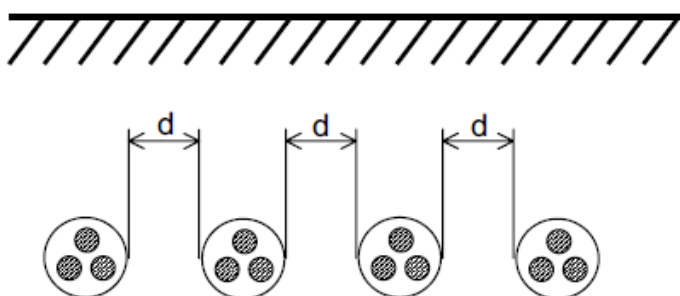
La temperatura del terreno = 25°C

La potencia de cortocircuito es de 350MVA

Con estas características nos vamos a la ITC-LAT-06 y a través de las tablas seleccionamos el factor de corrección de la intensidad y las intensidades admisibles.

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



### 2.5.3.2. Criterio de calentamiento.

Para el criterio de calentamiento debemos de calcular la intensidad a soportar por la línea y aplicarle el factor de corrección, irnos a la Tabla 6 de la ITC-LAT-06 y seleccionar la sección de nuestro cable.

Intensidad total de la LSMT:

$$I = \frac{S (kVA)}{\sqrt{3} \cdot U (kV)} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 20} = 18.18 A$$

Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

$$I_{nominal} = 18.18 A$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{18.18}{0.77} = 23.61 \text{ A}$$

$$I_{\max \text{ admisible}} = 275 \text{ A} \rightarrow s = 150 \text{ mm}^2$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = I_{\max \text{ admisible}} \cdot k_T = 275 \cdot 0.77 = 211.75 \text{ A}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} > I_{nominal}$$

$$I_{real \text{ max admisible}} = 211.75 \text{ A} > I_{nominal} = 18.18 \text{ A}$$

La sección  $s = 150 \text{ mm}^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

### 2.5.3.3. Criterio de cortocircuito.

A la hora de elegir una sección adecuada también debemos tener en cuenta la posibilidad de un cortocircuito y que no nos rompa ni cause defectos importantes en nuestro cable.

Para ello se calcula la intensidad máxima de cortocircuito y a través de esta intensidad la sección mínima de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 10103.62(\text{A}) = 10.1(\text{kA})$$

Para la sección de cortocircuito debemos de tener en cuenta:

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

$I_{cc} \rightarrow$  Intensidad de cortocircuito

$\sqrt{t} \rightarrow$  Tiempo de cortocircuito

$K \rightarrow$  Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito

Tabla 26. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en  $\text{A/mm}^2$ , para conductores de aluminio

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, $t_{cc}$ , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

\*  $\Delta\theta$  es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

$$S_{cc} = \frac{10103.62 \cdot \sqrt{0,5}}{126} = 56.7 \text{ mm}^2$$

$$150 \text{ mm}^2 > 56.7 \text{ mm}^2$$

#### 2.5.3.4. Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{0R}}{U - \Delta U_{0R}} \cdot 100$$

Tabla 2a  
Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,103	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

**Tabla 2 a. Proyecto tipo Iberdrola MT 2.31.01**

$$Z_{0R} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0.521 \cdot (0.277 + j0.11) = 0.144 + j0.057\Omega$$

$$\Delta U_{0R} = \sqrt{3} \cdot I_t \cdot Z_{0R} = \sqrt{3} \cdot (18.18\angle -25.84) \cdot (0.144 + j0.057) = 4.86 - j0.36 \text{ (V)}$$

En tanto por ciento nos queda:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{0R}}{U - \Delta U_{0R}} \cdot 100 = \frac{4.86 - j0.36}{20 \cdot 10^3 - (4.86 - j0.36)} \cdot 100 = 0.02437\% < 5\%$$

### 2.5.4. Cálculos Anillo Media Tensión

#### 2.5.4.1. Características de la línea.

El anillo de media tensión está formado por trece centros de transformación de 400kVA cada uno, siendo uno de ellos el centro de reparto ( $CT_{CR}$ )

CT	Potencia (kVA)
CT1	400
CT2	400
CT3	400
CT4	400
CT5	400
CT6	400
CT7	400
CT8	400
CT9	400
CT10	400
CT11	400
CT12	400
CTR	400
$\Sigma$ <b>TOTAL</b>	<b>5200</b>

La línea transcurre por una zona de **categoría A** con lo cual su tensión nominal será **12/20KV**.

El **cable** a utilizar es el Etileno Propileno de alto módulo (**HEPR**). Directamente enterrado a un metro de profundidad. Agrupados como máximo por dos ternas de cables a una distancia de separación de 0,6m.

La resistividad térmica del terreno se considera arenoso muy seco 1,5 k·m/w.

El tiempo de cortocircuito será de 0,5 segundos.

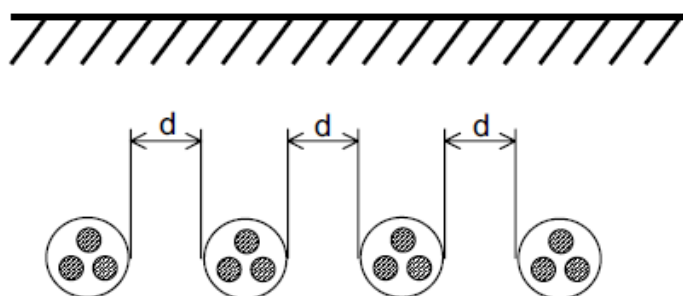
La temperatura del terreno = 25°C

La potencia de cortocircuito es de 350MVA

Con estas características nos vamos a la ITC-LAT-06 y a través de las tablas seleccionamos el factor de corrección de la intensidad y las intensidades admisibles.

**Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares**

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



#### 2.5.4.2. Criterio de calentamiento.

Para el criterio de calentamiento debemos de calcular la intensidad a soportar por la línea y aplicarle el factor de corrección, irnos a la Tabla 6 de la ITC-LAT-06 y seleccionar la sección de nuestro cable.

Intensidad total de la LSMT:

$$I = \frac{S \text{ (kVA)}}{\sqrt{3} \cdot U \text{ (kV)}} = \frac{5200}{\sqrt{3} \cdot 20} = 150.11 \text{ A}$$

**Tabla 6. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados**

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

$$I_{\text{nominal}} = 150.11 \text{ A}$$

$$I_{admisible} = \frac{I_{nominal}}{k_T} = \frac{150.11}{0.76} = 197.51 A$$

$$I_{max\ admisible} = 275 A \rightarrow s = 150\ mm^2$$

$$I_{real\ max\ admisible} = I_{max\ admisible} \cdot k_T = 275 \cdot 0.76 = 209 A$$

$$I_{real\ max\ admisible} > I_{nominal}$$

$$I_{real\ max\ admisible} = 209 A > I_{nominal} = 150.11 A$$

La sección  $s = 150\ mm^2$  es válida por el criterio de Calentamiento.

#### 2.5.4.3. Criterio de cortocircuito.

A la hora de elegir una sección adecuada también debemos tener en cuenta la posibilidad de un cortocircuito y que no nos rompa ni cause defectos importantes en nuestro cable.

Para ello se calcula la intensidad máxima de cortocircuito y a través de esta intensidad la sección mínima de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 10103.62(A) = 10.1(kA)$$

Para la sección de cortocircuito debemos de tener en cuenta:

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

$I_{cc}$  → Intensidad de cortocircuito

$\sqrt{t}$  → Tiempo de cortocircuito

$K$  → Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito

Tabla 26. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm<sup>2</sup>, para conductores de aluminio

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, $t_{cc}$ , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300\ mm^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300\ mm^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XI PE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30\ kV$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

\*  $\Delta\theta$  es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

$$S_{cc} = \frac{10103.62 \cdot \sqrt{0,5}}{126} = 56.7\ mm^2$$

$$150\ mm^2 > 56.7\ mm^2$$



#### 2.5.4.4. Criterio de caída de tensión.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la expresión:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{0-12\text{m}}}{U - \Delta U_{0-12\text{m}}} \cdot 100$$

Tabla 2a  
Características cables con aislamiento de etileno propileno alto modulo (HEPR)

Sección mm <sup>2</sup>	Tensión Nominal kV	Resistencia Máx. a 105°C Ω /km	Reactancia por fase Ω /km	Capacidad μ F/km
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,103	0,453
400		0,107	0,098	0,536
50	18/30	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

Tabla 2 a. Proyecto tipo Iberdrola MT 2.31.01

##### 2.5.4.4.1. Determinación del punto de mínima tensión.

TRAMO	LONGITUD(m)	LONGITUD ACUMULADA (m)	POTENCIA (kW)	PxL
CTR-CT1	163.13	163.13	400	65252
CT1-CT2	188	351.13	400	140452
CT2-CT3	167.8	518.93	400	207572
CT3-CT4	30.64	549.57	400	219828
CT4-CT5	112.84	662.41	400	264964
CT5-CT6	204.35	866.76	400	346704
CT6-CT7	113.78	980.54	400	392216
CT7-CT8	89.82	1070.36	400	428144
CT8-CT9	31.67	1102.03	400	440812
CT9-CT10	186.8	1288.83	400	515532
CT10-CT11	290.74	1579.57	400	631828
CT11-CT12	35.59	1615.16	400	646064
CT12-CTR	400.54	2015.7	400	806280
<b>Σ TOTAL</b>			<b>5200</b>	<b>5105648</b>

$$p.m.t. = \frac{5105648}{5200} = 981.85m$$

El punto de mínima tensión se encuentra entre la **CT7** y **CT8** a una distancia del origen de **981.85m**, por tanto abriremos el anillo dividiéndolo en dos tramos: rama1 y rama2.

#### 2.5.4.4.2. Cálculo de intensidades e impedancias de los transformadores.

$$I = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} (A)$$

$$Z_T = L(Km) \cdot (R + jX)$$

TRANSFORMADOR	I	Z <sub>T</sub>	Z · I <sub>i</sub>
CT1	10,386 - j5,03	0,0451+j0,0179	10.22-j5.016
CT2	10,386 - j5,03	0,0972+j0,0386	10.49-j5
CT3	10,386 - j5,03	0,1438+j0,0571	10.53-j4.97
CT4	10,386 - j5,03	0,1523+j0,0605	10.54-j4.97
CT5	10,386 - j5,03	0,1834+j0,0728	10.57-j4.96
CT6	10,386 - j5,03	0,2402+j0,0954	10.63-j4.94
CT7	10,386 - j5,03	0,2717+j0,1079	10.66-j4.93
CT8	10,386 - j5,03	0,2964+j0,1177	10.69-j4.91
CT9	10,386 - j5,03	0,3052+j0,1212	10.69-j4.91
CT10	10,386 - j5,03	0,3571+j0,1418	10.75-j4.89
CT11	10,386 - j5,03	0,4377+j0,1738	10.83-j4.86
CT12	10,386 - j5,03	0,4474+j0,1777	10.84-j4.85
CTR	10,386 - j5,03	0,5582+j0,2217	10.95-j4.81
<b>Σ TOTAL</b>			<b>36.88-j2.70</b>

$$I_Y = \frac{\sum Z \cdot I_i}{\sum Z} = \frac{36.88 - j2.70}{0.5582 + j0.2217} = 55,432 - j26,848 = 61,5917\angle -25,84$$

$$I_X = \sum i - I_Y = (150,111\angle -25,84) - (61,5917\angle -25,84) = 88,519\angle -25,84 \\ = 79,668 - j38,58$$

Una vez obtenidos estos datos debemos de suponer que todas las intensidades van en el mismo sentido para calcular el punto de mínima tensión:

$$I_Y = 61,5917\angle -25,84$$

$$I_{12-11} = I_Y - I_{12} = (61,5917\angle -25,84) - (11,54\angle -25,84) = 45,047 - j21,816$$

$$I_{11-10} = I_{12-11} - I_{11} = (45,047 - j21,816) - (11,54\angle -25,84) = 34,661 - j16,786$$

$$I_{10-9} = I_{11-10} - I_{10} = (34,661 - j16,786) - (11,54\angle -25,84) = 24,275 - j11,756$$

$$I_{9-8} = I_{10-9} - I_9 = (24,275 - j11,756) - (11,54\angle -25,84) = 13,888 - j6,726$$

$$I_{8-7} = I_{9-8} - I_8 = (13,888 - j6,726) - (11,54\angle -25,84) = 3,502 - j1,696$$

$$I_{7-6} = I_{8-7} - I_7 = (3,502 - j1,696) - (11,54\angle -25,84) = -6,884 + j3,333$$

Al cambiar los dos signos con respecto de la intensidad principal ( $I_Y$ ) sabemos que el punto de mínima tensión es el punto 7.

El circuito lo tenemos que separar en dos ramas. Calculamos la caída de tensión de una rama ya que la de la otra será idéntica:

$$I_Y = 78,13\angle -25,84$$

$$I_{7''} = I_{9-8} - I_8 = (13,888 - j6,726) - (11,54\angle -25,84) = 3,502 - j1,696$$

$$Z_{R-12} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0,4 \cdot (0,277 + j0,11) = 0,1108 + j0,044\Omega$$

$$Z_{12-11} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0,035 \cdot (0,277 + j0,11) = 0,0097 + j0,0038\Omega$$

$$Z_{11-10} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0,29 \cdot (0,277 + j0,11) = 0,08033 + j0,0319\Omega$$

$$Z_{10-9} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0,187 \cdot (0,277 + j0,11) = 0,0518 + j0,0206\Omega$$

$$Z_{9-8} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0,031 \cdot (0,277 + j0,11) = 0,00858 + j0,00341\Omega$$

$$Z_{8-7''} = L(\text{Km}) \cdot (R + jX) = 0,089 \cdot (0,277 + j0,11) = 0,0246 + j0,00979\Omega$$

La caída de tensión viene expresada por:

$$\Delta U_{0-7''} = \sqrt{3} \cdot [(I_{8-7''} \cdot Z_{8-7''}) + (I_{9-8} \cdot Z_{9-8}) + (I_{10-9} \cdot Z_{10-9}) + (I_{11-10} \cdot Z_{11-10}) + (I_{12-11} \cdot Z_{12-11}) + (I_Y \cdot Z_{R-12})]$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{0-12''} = \sqrt{3} \cdot [ & ((3,502 - j1,696) \cdot (0,0246 + j0,00979)) \\ & + ((13,888 - j6,726) \cdot (0,00858 + j0,00341\Omega)) \\ & + ((24,275 - j11,756) \cdot (0,0518 + j0,0206)) \\ & + ((34,661 - j16,786) \cdot (0,08033 + j0,0319)) \\ & + ((45,047 - j21,816) \cdot (0,0097 + j0,0038\Omega)) \\ & + ((61,5917\angle -25,84) \cdot (0,1108 + j0,044))] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{0-12''} &= \sqrt{3}[(0,1027 - j0,00744) + (0,1421 - j0,01035) + (1,4996 - j0,1089) \\ &\quad + (3,3197 - j0,2427) + (0,5198 - j0,0404) + (7,3232 - j0,5354)] \\ &= 22,355 - j1,637 = 22,416\angle - 4,188\end{aligned}$$

En tanto por ciento nos queda:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{0-12''}}{U - \Delta U_{0-12''}} \cdot 100 = \frac{22,416\angle - 4,188}{20 \cdot 10^3 - (22,416\angle - 4,188)} \cdot 100 = 0,1122\% < 5\%$$

## 2.6. Centros de Transformación

### 2.6.1. Centro de Transformación PFU 5/20

#### 2.6.1.1. Intensidad de Media Tensión

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde:

$P$  = potencia del transformador [kVA]

$U_p$  = tensión primaria [kV]

$I_p$  = intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 20 kV.

Para el único transformador de este Centro de Reparto, la potencia es de 400 kVA con una demanda de potencia de 234.04 kVA.

$$I_p = 11.5 \text{ A}$$

#### 2.6.1.2. Intensidad de Baja Tensión

Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 400 kVA, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

Donde:

$P$  =potencia del transformador [kVA]

$U_s$  =tensión en el secundario [kV]

$I_s$  =intensidad en el secundario [A]

La intensidad en las salidas de 420 V en vacío puede alcanzar el valor  $I_s = 549.9 \text{ A}$

### 2.6.1.3. Cortocircuitos.

---

#### 2.6.1.3.1. Observaciones

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

#### 2.6.1.3.2. Cálculo Intensidad de cortocircuito

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{CCp} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

$S_{CC}$  =potencia de cortocircuito de la red [MVA]

$U_p$  =tensión de servicio [kV]

$I_{CCp}$  =corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{CCs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{CC} \cdot U_s}$$

donde:

$P$  = potencia de transformador [kVA]

$E_{CC}$  = tensión de cortocircuito del transformador [%]

$U_s$  = tensión en el secundario [V]

$I_{CCs}$  = Corriente de cortocircuito [kA]

#### 2.6.1.3.3. Cortocircuito en el lado de Media Tensión

Sabiendo que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 20 kV, la intensidad de cortocircuito en el lado de Media Tensión es:

$$I_{CCp} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{350 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20}$$

$$I_{CCp} = 10.1 \text{ kA}$$

#### 2.6.1.3.4. Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 400 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 4%, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT será:

$$I_{CCs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{CC} \cdot U_s} = \frac{100 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 20}$$

$$I_{CCs} = 13.74 \text{ kA}$$

#### 2.6.1.4. Dimensionado del embarrado

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

##### 2.6.1.4.1. Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

##### 2.6.1.4.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito, por lo que:

$$I_{CC \text{ dinámica}} = 2.5 \cdot I_{CCp} = 2.5 \cdot 10.1$$

$$I_{CC \text{ dinámica}} = 25.3 \text{ kA}$$

##### 2.6.1.4.3. Comprobación por sollicitación térmica

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es  $I_{CC \text{ térmica}} = 10.1 \text{ kA}$

#### **2.6.1.5. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos**

---

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT.

En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

##### **Transformador**

La protección en MT de este transformador se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo éstos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos.

Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (de tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos), ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación.

- Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal, requerida para esta aplicación.
- No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el que la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando así que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que tendrán que ser evitadas incluyendo un relé de protección de transformador, o si no es posible, una protección térmica del transformador. La intensidad nominal de estos fusibles es de 25 A.

La celda de protección de este transformador no incorpora relé, al considerarse suficiente el empleo de las otras protecciones.

##### **Termómetro**

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

##### **Protecciones en BT**

Las salidas de BT cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esa salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente.

#### **2.6.1.6. Dimensionado de los puentes de MT**

---

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

### **Transformador**

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 11,5 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 150 A para un cable de sección de 50 mm<sup>2</sup> de Al según el fabricante.

#### **2.6.1.7. Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación**

---

Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 97624-1-E, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA
- 960124-CJ-EB-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA

#### **2.6.1.8. Dimensionado del pozo apagafuegos**

---

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 600l de capacidad por cada transformador, cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

#### **2.6.1.9. Cálculo de la instalación de puesta a tierra**

---

##### **2.6.1.9.1. Investigación de las características del suelo**

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 350 Ohm·m.

##### **2.6.1.9.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto**

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.



- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

$$I_{d \max \text{ cal.}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_n^2 + X_n^2}}$$

Donde:

$U_n$  Tensión de servicio (kV)

$R_n$  Resistencia de puesta a tierra del neutro (Ohm)

$X_n$  Reactancia de puesta a tierra del neutro (Ohm)

$I_{d \max \text{ cal.}}$  Intensidad máxima calculada (A)

La  $I_{d \max}$  en este caso será:

$$I_{d \max \text{ cal.}} = 461,88 \text{ A}$$

Superior o similar al valor establecido por la compañía eléctrica que es de:

$$I_{d \max} = 400 \text{ A}$$

#### 2.6.1.9.3. Diseño preliminar de la instalación de tierra

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

#### 2.6.1.9.4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio:  $U_r = 20 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro:

- Resistencia neutro  $R_n = 0 \Omega$

- Reactancia neutro  $X_n = 25 \Omega$

- Limitación de la intensidad a tierra  $I_{dm} = 400 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

-  $V_{bt} = 10000 \text{ V}$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra  $R_0 = 350 \, \Omega \cdot m$
- Resistencia del hormigón  $R'_0 = 3000 \, \Omega \cdot m$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt}$$

donde:

$I_d$  = intensidad de falta a tierra [A]

$R_t$  = resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]

$V_{bt}$  = tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_{d \max \text{ cal.}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n \cdot R_t)^2 + X_n^2}}$$

donde:

$I_{dm}$  = limitación de la intensidad de falta a tierra [A]

$I_d$  = intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$I_d = 230.94 \, A$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$R_t = 43.3 \, \Omega$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana, inferior o igual, a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_0}$$

donde:

$R_t$  = resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]

$R_0$  = resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ]

$K_r$  = coeficiente del electrodo

○ **Centro de Transformación**

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0.1237$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

Configuración seleccionada	50/25/5/42
Geometría del sistema	Anillo rectangular
Distancia de la red	5.0x2.5 m
Profundidad del electrodo horizontal	0,5 m
Número de picas	cuatro
Longitud de las picas	2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

Resistencia $K_r$	0,097
Tensión de paso $K_p$	0,0221
Tensión de contacto $K_c$	0,0483

**Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto**

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_0$$

donde:

$K_r$  = coeficiente del electrodo

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$R'_t$  = resistencia total de puesta a tierra  $[\Omega]$

por lo que para el Centro de Transformación

$$R'_t = 33.95 \, \Omega$$

y la intensidad de defecto real, tal y como indica su fórmula:

$$I'_d = 273.87 \, A$$

#### 2.6.1.9.5. Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas son prácticamente nulas.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d$$

donde:

$R'_t$  = resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$V'_d$  = tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'_d = 9298.05 \, V$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_C \cdot R_0 \cdot I'_d$$

donde:

$K_C$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ]

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$V'_c$  = tensión de paso en el acceso [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'_c = 4629.85 \, V$$

#### 2.6.1.9.6. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_0 \cdot I'_d$$

donde:

$K_p$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$V'_p$  = tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

$$V'_p = 2118.42 \text{ V en el Centro de Transformación}$$

#### 2.6.1.9.7. Cálculo de las tensiones de aplicadas

##### ○ Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- $t = 0,7$  seg
- $K = 72$
- $n = 1$

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_0}{1000}\right)$$

donde:

$K$  = coeficiente

$t$  = tiempo total de duración de la falta [s]

$n$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$V_p$  = tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

$$V_p = 3188.57 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_0 + 3 \cdot R'_0}{1000}\right)$$

donde:

$K$  = coeficiente

$t$  = tiempo total de duración de la falta [s]

$n$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$R'_0$  = resistividad del hormigón en  $[\Omega \cdot m]$

$V_{p(acc)}$  = tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

$$V_{p(acc)} = 11365.71 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 2118.42 \text{ V} < V_p = 3188.57 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_{p(acc)} = 4629.85 \text{ V} < V_{p(acc)} = 11365.71 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 9298.05 \text{ V} < V_{bt} = 10000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 273.87 \text{ A} < I_{dm} = 400 \text{ A}$$

#### 2.6.1.9.8. Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_0 \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi}$$

donde:

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$D$  = distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

$$D = 15.26 \text{ m}$$

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación	5/42 (según método UNESA)
Geometría	Picas alineadas
Número de picas	cuatro
Longitud entre picas	2 metros
Profundidad de las picas	0.5 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

- $K_r = 0.104$
- $K_c = 0.0184$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V, cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos, por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a  $37 \Omega$

$$R_{t \text{ servicio}} = K_r \cdot R_0 = 0.104 \cdot 350 = 36.4 \Omega < 37 \Omega.$$

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

#### 2.6.1.9.9. Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de " $K_r$ " inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

## 2.6.2. Centro de Transformación miniBLOK-24

### 2.6.2.1. Intensidad de Media Tensión

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde:

$P$  = potencia del transformador [kVA]

$U_p$  = tensión primaria [kV]

$I_p$  = intensidad primaria [A]

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 20 kV.

Para un transformador, la potencia es de 400 kVA, por tanto:

$$I_p = 11.5 \text{ A}$$

### 2.6.2.2. Intensidad de Baja Tensión

Para un solo transformador, la potencia es de 400 kVA, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

Donde:

$P$  = potencia del transformador [kVA]

$U_s$  = tensión en el secundario [kV]

$I_s$  = intensidad en el secundario [A]

La intensidad en las salidas de 420 V en vacío puede alcanzar el valor  $I_s = 549.9 \text{ A}$

### 2.6.2.3. Cortocircuitos.

#### 2.6.2.3.1. Observaciones

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.



**2.6.2.3.2. Cálculo Intensidad de cortocircuito**

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{CCp} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

$S_{CC}$  = potencia de cortocircuito de la red [MVA]

$U_p$  = tensión de servicio [kV]

$I_{CCp}$  = corriente de cortocircuito [kA]

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{CCs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{CC} \cdot U_s}$$

donde:

$P$  = potencia de transformador [kVA]

$E_{CC}$  = tensión de cortocircuito del transformador [%]

$U_s$  = tensión en el secundario [V]

$I_{CCs}$  = Corriente de cortocircuito [kA]

**2.6.2.3.3. Cortocircuito en el lado de Media Tensión**

Sabiendo que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 20 kV, la intensidad de cortocircuito en el lado de Media Tensión es:

$$I_{CCp} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_p} = \frac{350 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20}$$

$$I_{CCp} = 10.1 \text{ kA}$$

**2.6.2.3.4. Cortocircuito en el lado de Baja Tensión**

Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 400 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 4%, y la tensión secundaria es de 420 V en vacío.

La intensidad de cortocircuito en el lado de BT será:

$$I_{CCs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{CC} \cdot U_s} = \frac{100 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 20}$$

$$I_{CCs} = 13.74 \text{ kA}$$

#### 2.6.2.4. Dimensionado del embarrado

---

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

##### 2.6.2.4.1. Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

##### 2.6.2.4.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito, por lo que:

$$I_{CC \text{ dinámica}} = 2.5 \cdot I_{CCp} = 2.5 \cdot 10.1$$

$$I_{CC \text{ dinámica}} = 25.3 \text{ kA}$$

##### 2.6.2.4.3. Comprobación por sollicitación térmica

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es  $I_{CC \text{ térmica}} = 10.1 \text{ kA}$

#### 2.6.2.5. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

---

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT.

En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

##### Transformador

La protección en MT de este transformador se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo éstos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal, requerida para esta aplicación.

- No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el que la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando así que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que tendrán que ser evitadas incluyendo un relé de protección de transformador, o si no es posible, una protección térmica del transformador.  
La intensidad nominal de estos fusibles es de 25 A.

### **Termómetro**

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

### **Protecciones en BT**

Las salidas de BT cuentan con fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esa salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente.

#### **2.6.2.6. Dimensionado de los puentes de MT**

---

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

### **Transformador**

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 11,5 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 150 A para un cable de sección de 50 mm<sup>2</sup> de Al según el fabricante.

#### **2.6.2.7. Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación**

---

Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 9901B024-BE-LE-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 400 kVA
- 9901B024-BE-LE-02, para ventilación de transformador de potencia hasta 630 kVA

#### **2.6.2.8. Dimensionado del pozo apagafuegos**

---

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 600l de capacidad por cada transformador, cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

#### **2.6.2.9. Cálculo de la instalación de puesta a tierra**

---

##### **2.6.2.9.1. Investigación de las características del suelo**

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 350  $\Omega \cdot m$ .

##### **2.6.2.9.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto**

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.
- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

Intensidad máxima de defecto:

$$I_{d \max \text{ cal.}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_n^2 \cdot X_n^2}}$$

Donde:

$U_n$  Tensión de servicio [kV]

$R_n$  Resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]

$X_n$  Reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]

$I_{dmax\ cal.}$  Intensidad máxima calculada [A]

La  $I_{dmax}$  en este caso será:

$$I_{dmax\ cal.} = 461.88\ A$$

Superior o similar al valor establecido por la compañía eléctrica que es de:

$$I_{dmax} = 400\ A$$

#### **2.6.2.9.3. Diseño preliminar de la instalación de tierra**

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

#### **2.6.2.9.4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra**

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio:  $U_r = 20\ kV$

Puesta a tierra del neutro:

- Resistencia neutro  $R_n = 0\ \Omega$

- Reactancia neutro  $X_n = 25\ \Omega$

- Limitación de la intensidad a tierra  $I_{dm} = 400\ A$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

-  $V_{bt} = 10000\ V$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra  $R_0 = 350\ \Omega \cdot m$
- Resistencia del hormigón  $R'_0 = 3000\ \Omega \cdot m$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt}$$

donde:

$I_d$  = intensidad de falta a tierra [A]

$R_t$  = resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]

$V_{bt}$  = tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_{d \max \text{ cal.}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n \cdot R_t)^2 + X_n^2}}$$

donde:

$I_{dm}$  = limitación de la intensidad de falta a tierra [A]

$I_d$  = intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$I_d = 230.94 \text{ A}$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$R_t = 43.3 \Omega$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana, inferior o igual, a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_0}$$

donde:

$R_t$  = resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]

$R_0$  = resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ]

$K_r$  = coeficiente del electrodo

○ **Centro de Transformación**

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0.1237$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

Configuración seleccionada	50/25/5/42
Geometría del sistema	Anillo rectangular
Distancia de la red	5.0x2.5 m
Profundidad del electrodo horizontal	0.5 m
Número de picas	cuatro
Longitud de las picas	2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

Resistencia $K_r$	0,097
Tensión de paso $K_p$	0,0221
Tensión de contacto $K_c$	0,0483

**Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto**

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_0$$

donde:

$K_r$  = coeficiente del electrodo

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$R'_t$  = resistencia total de puesta a tierra  $[\Omega]$

por lo que para el Centro de Transformación

$$R'_t = 33.95 \, \Omega$$

y la intensidad de defecto real, tal y como indica su fórmula:

$$I'_d = 273.87 \, A$$

#### 2.6.2.9.5. Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas son prácticamente nulas.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d$$

donde:

$R'_t$  = resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$V'_d$  = tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'_d = 9298.05 \, V$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V'_c = K_c \cdot R_0 \cdot I'_d$$

donde:

$K_c$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ]

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$V'_c$  = tensión de paso en el acceso [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'_c = 4629.85V$$

#### 2.6.2.9.6. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_0 \cdot I'_d$$



donde:

$K_p$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$V'_p$  = tensión de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso:

$$V'_p = 2118.42 \text{ V en el Centro de Transformación}$$

#### 2.6.2.9.7. Cálculo de las tensiones de aplicadas

##### ○ Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

- $t = 0,7$  seg
- $K = 72$
- $n = 1$

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_0}{1000}\right)$$

donde:

$K$  = coeficiente

$t$  = tiempo total de duración de la falta [s]

$n$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$V_p$  = tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

$$V_p = 3188.57 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_{p(acc)} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_0 + 3 \cdot R'_0}{1000}\right)$$

donde:

$K$  = coeficiente

$t$  = tiempo total de duración de la falta [s]

$n$  = coeficiente

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$R'_0$  = resistividad del hormigón en  $[\Omega \cdot m]$

$V_{p(acc)}$  = tensión admisible de paso en el exterior [V]

por lo que, para este caso

$$V_{p(acc)} = 11365.71 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V'_p = 2118.42 \text{ V} < V_p = 3188.57 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V'_{p(acc)} = 4629.85 \text{ V} < V_{p(acc)} = 11365.71 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V'_d = 9298.05 \text{ V} < V_{bt} = 10000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 273.87 \text{ A} < I_{dm} = 400 \text{ A}$$

#### 2.6.2.9.8. Investigación de las tensiones transferibles al exterior

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{R_0 \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi}$$

donde:

$R_0$  = resistividad del terreno en  $[\Omega \cdot m]$

$I'_d$  = intensidad de defecto [A]

$D$  = distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

$$D = 15.26 \text{ m}$$

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación	5/42 (según método UNESA)
Geometría	Picas alineadas
Número de picas	cuatro
Longitud entre picas	2 metros
Profundidad de las picas	0.5 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

- $K_r = 0.104$
- $K_c = 0.0184$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V, cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos, por un diferencial de 650 mA. Para ello la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a  $37 \Omega$

$$R_{t \text{ servicio}} = K_r \cdot R_0 = 0.104 \cdot 350 = 36.4 \Omega < 37 \Omega.$$

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

#### 2.6.2.9.9. Corrección y ajuste del diseño inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de " $K_r$ " inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.