Anejo nº 17: Cálculos Instalación Fotovoltaica.

ÍNDICE.

1 OBJETO. 3

2 DATOS DE PARTIDA..... 3

2.1 EMPLAZAMIENTO. 3

2.2 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS. 3

2.3 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO. 3

2.3.1 Estimación consumo Cabezal 12. 4

2.3.2 Estimación consumo Cabezal 13. 5

2.4 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE. 6

2.4.1 Orientación e inclinación óptimas . Pérdidas por orientación e inclinación. 6

2.4.2 Pérdidas por componentes de la propia instalación. 9

2.4.3 Irradiación sobre el generador. 9

3 CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN. 10

3.1 NÚMERO Y CONEXIÓNADO DE PANELES SOLARES. 10

3.2 CÁLCULO DE ACUMULADORES. 11

3.3 CÁLCULO DEL REGULADOR. 12

3.4 CÁLCULO DEL INVERSOR. 13

3.5 CÁLCULO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS Y PROTECCIONES. 13

1 OBJETO.

El objeto del presente anejo es justificar las instalaciones fotovoltaicas aisladas necesarias para el suministro de energía de los cabezales de riego de los sectores objeto del presente proyecto.

2 DATOS DE PARTIDA.

2.1 EMPLAZAMIENTO.

Los cabezales de riego se sitúan en las siguientes ubicaciones, todas ellas en la provincia de Valencia:

	Termino Municipal	Polígono	Parcela	Coord. UTM ETRS-89 H-30	
				X (m)	Y (m)
Sector 12	Guadassuar	38	209	717.441	4.339.311
Sector 13	Alzira	40	36	718.169	4.338.256

2.2 DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS.

La disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su orientación e inclinación, repercute de manera decisiva en su rendimiento. Los paneles fotovoltaicos se instalan superpuestos en la cumbrera de los edificios existentes, disponiendo en cada caso de una orientación e inclinación diferentes.

	Orientación Sur (Azimut, α)	Inclinación (β)
Cabezal 12	50º	12º
Cabezal 13	64º	12º

2.3 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO.

Las instalaciones previstas presentan tres estadios claramente diferenciados en lo que a consumo de energía se refiere, uno en invierno, donde se realizan 3 días de riego a la semana, otro en primavera y otoño donde se realizan 5 días de riego a la semana, y por último, en verano, donde se emplean 7 días para riego a la semana. En el caso de invierno y de primavera y otoño, el riego de la superficie del sector se reparte a lo largo de la semana, de tal modo que los consumos eléctricos se reducen, y la presión disponible en las redes de distribución se ve mejorada.

Para cada consumo previsto en el cabezal de riego, se ha establecido un coeficiente de simultaneidad así como las horas de funcionamiento al día, con tal de establecer los consumos energéticos para los tres escenarios que se presentan.

2.3.1 Estimación consumo Cabezal 12.

En el cabezal 12 la potencia total instalada es de 13,824 kW, tal y como se justifica en la siguiente tabla:

Cabezal 12	Uds	Pot. Unit. (W)	Pot. Inst. (W)
Tomas de Corriente	6	1.500	9.000
PLC y señales	1	250	250
Dosificadora abonado	4	250	1.000
Caudalimetro abonado	2	25	50
Agitador abonado	1	1.100	1.100
Alumb. Sala General	6	110	660
Alumb. Sala Cuadros	1	110	110
Aseo	2	18	36
Actuador Válvula entrada	3	400	1.200
Filtro automático	2	120	240
Caudalímetro	2	25	50
Alumbrado Emergencia	1	32	32
Alumbrado Ext. Zona Entr.	2	48	96
		Suma	**13.824 W**

En la siguiente tabla se muestra la demanda de energía prevista para cada escenario:

Cabezal 12	Invierno			Prim-Oto.			Verano		
	Coef. Simult.	h/d	Wh/día	Coef. Simult.	h/d	Wh/día	Coef. Simult.	h/d	Wh/día
Tomas de Corriente	0,09	0,50	386	0,14	0,50	643	0,20	0,50	900
PLC y señales	0,43	18,00	1.929	0,71	18,00	3.214	1,00	18,00	4.500
Dosif. abonado	0,21	10,00	2.143	0,36	10,00	3.571	0,50	10,00	5.000
Caudal. abonado	0,43	10,00	214	0,71	10,00	357	1,00	10,00	500
Agitador abonado	0,17	1,00	189	0,29	1,00	314	0,40	1,00	440
Alumb. Sala Gral	0,43	0,50	141	0,71	0,50	236	1,00	0,50	330
Alumb. Sala Cuad.	0,43	1,00	47	0,71	1,00	79	1,00	1,00	110
Aseo	0,43	0,10	2	0,71	0,10	3	1,00	0,10	4
Act. Válvula entrada	0,43	0,15	77	0,71	0,15	129	1,00	0,15	180
Filtro automático	0,43	1,50	154	0,71	1,50	257	1,00	1,50	360
Caudalímetro	0,43	15,00	321	0,71	15,00	536	1,00	15,00	750
Alumb. Emergencia	0,04	3,00	4	0,07	3,00	7	0,10	3,00	10
Al. Ext. Zona Entr.	0,43	1,00	41	0,71	1,00	69	1,00	1,00	96
		Suma	**5.648**		**Suma**	**9.414**		**Suma**	**13.179**

Por tanto los consumos previstos para el cabezal 12 son de 5,65 kWh/día para los meses de invierno, de 9,14 kWh/día para los meses de primavera-otoño, y de 13,18 kWh/día para los meses de verano.

2.3.2 Estimación consumo Cabezal 13.

En el cabezal 13 la potencia total instalada es de 13,824 kW, tal y como se justifica en la siguiente tabla:

Cabezal 13	Uds	Pot. Unit. (W)	Pot. Inst. (W)
Tomas de Corriente	6	1.500	9.000
PLC y señales	1	250	250
Dosificadora abonado	4	250	1.000
Caudalimetro abonado	2	25	50
Agitador abonado	1	1.100	1.100
Alumb. Sala General	6	110	660
Alumb. Sala Cuadros	1	110	110
Aseo	2	18	36
Actuador Válvula entrada	3	400	1.200
Filtro automático	2	120	240
Caudalímetro	2	25	50
Alumbrado Emergencia	1	32	32
Alumbrado Ext. Zona Entr.	2	48	96
		Suma	**13.824 W**

En la siguiente tabla se muestra la demanda de energía prevista para cada escenario:

Cabezal 13	Invierno			Prim-Oto.			Verano		
	Coef. Simult.	h/d	Wh/día	Coef. Simult.	h/d	Wh/día	Coef. Simult.	h/d	Wh/día
Tomas de Corriente	0,09	0,50	386	0,14	0,50	643	0,20	0,50	900
PLC y señales	0,43	18,00	1.929	0,71	18,00	3.214	1,00	18,00	4.500
Dosif. abonado	0,21	10,00	2.143	0,36	10,00	3.571	0,50	10,00	5.000
Caudal. abonado	0,43	10,00	214	0,71	10,00	357	1,00	10,00	500
Agitador abonado	0,17	1,00	189	0,29	1,00	314	0,40	1,00	440
Alumb. Sala Gral	0,43	0,50	141	0,71	0,50	236	1,00	0,50	330
Alumb. Sala Cuad.	0,43	1,00	47	0,71	1,00	79	1,00	1,00	110
Aseo	0,43	0,10	2	0,71	0,10	3	1,00	0,10	4
Act. Válvula entrada	0,43	0,15	77	0,71	0,15	129	1,00	0,15	180
Filtro automático	0,43	1,50	154	0,71	1,50	257	1,00	1,50	360
Caudalímetro	0,43	15,00	321	0,71	15,00	536	1,00	15,00	750
Alumb. Emergencia	0,04	3,00	4	0,07	3,00	7	0,10	3,00	10
Al. Ext. Zona Entr.	0,43	1,00	41	0,71	1,00	69	1,00	1,00	96
		Suma	**5.648**		**Suma**	**9.414**		**Suma**	**13.179**

Por tanto los consumos previstos para el cabezal 13 son de 5,65 kWh/día para los meses de invierno, de 9,14 kWh/día para los meses de primavera-otoño, y de 13,18 kWh/día para los meses de verano.

2.4 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE.

2.4.1 Orientación e inclinación óptimas . Pérdidas por orientación e inclinación.

Se determina la orientación e inclinación óptimas (α = 0°, β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla siguiente se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima:

Periodo de diseño	b_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0°, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	f + 10	1.7
Julio	f - 20	1
Anual	**f - 10**	**1.15**

f = Latitud del emplazamiento, en grados

Al trabajar con unos parámetros distintos a los óptimos, las pérdidas por orientación e inclinación se calculan siguiendo el método descrito en el Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones conectadas a la red. Con ello se determinan los valores máximo y mínimo de inclinación permitidos para la instalación, los cuales dependen de la orientación de los paneles respecto al sur y de la latitud de la instalación.

Para $\beta \leq 15°$

$$FI = 1 - \left[1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2\right]$$

Para $15 < \beta < 90°$

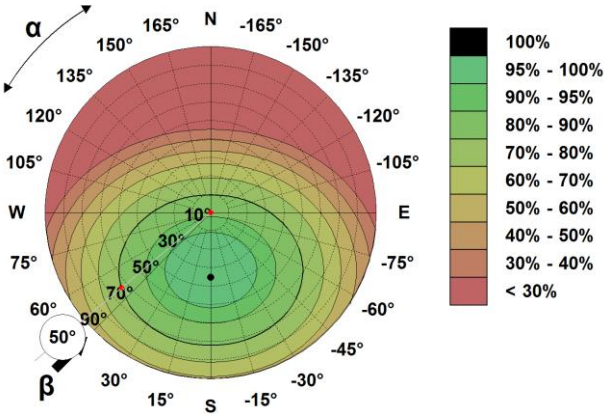
$$FI = 1 - \left[1{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2\right]$$

$P_{mp,min}$	Potencia pico mínima del generador
α	Orientación de los paneles respecto al Sur
β	Inclinación de los paneles respecto a su posición horizontal
β_{opt}	Inclinación óptima de los paneles respecto a su posición horizontal)
PR	Rendimiento energético (0,6)
K	Factor dependiente de la inclinación óptima de los paneles

	K	βopt	FI (f. irrad.)	FS (F. somb.)
s12	1,7	49	0,84	1
s13	1,7	49	0,84	1

Además, se realiza la comprobación de las pérdidas por orientación e inclinación máxima y mínima permitida por norma, empleando para ello el módulo HE5 de CYPE.

Para el cabezal 12 tenemos la siguiente comprobación:



$\beta_{max\ gráfico}$ = 63.32

$\beta_{min\ gráfico}$ = 0.00

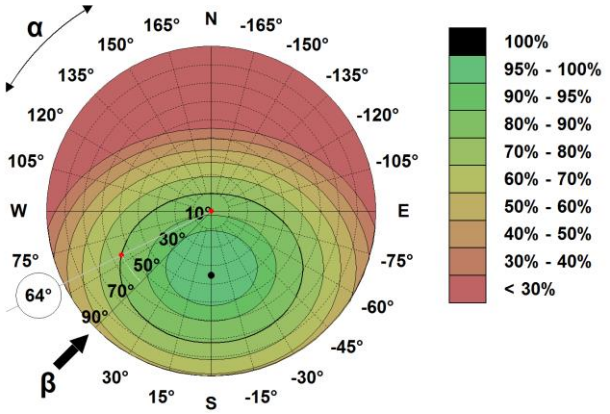
Se corrige la ϕ con la siguiente fórmula, para comprobar los límites reales de β:

$\beta_{max} = \beta_{max\ gráfico} - (41° - f)$

$\beta_{min} = \beta_{min\ gráfico} - (41° - f)$

β_{min} *(0.00)* < β *(10.00)* < β_{max} *(61.51)* ✔

Para el cabezal 13 tenemos la siguiente comprobación:



$\beta_{max\ gráfico}$ = 54.76

$\beta_{min\ gráfico}$ = 0.00

Se corrige la ϕ con la siguiente fórmula, para comprobar los límites reales de β:

$\beta_{max} = \beta_{max\ gráfico} - (41° - \phi)$

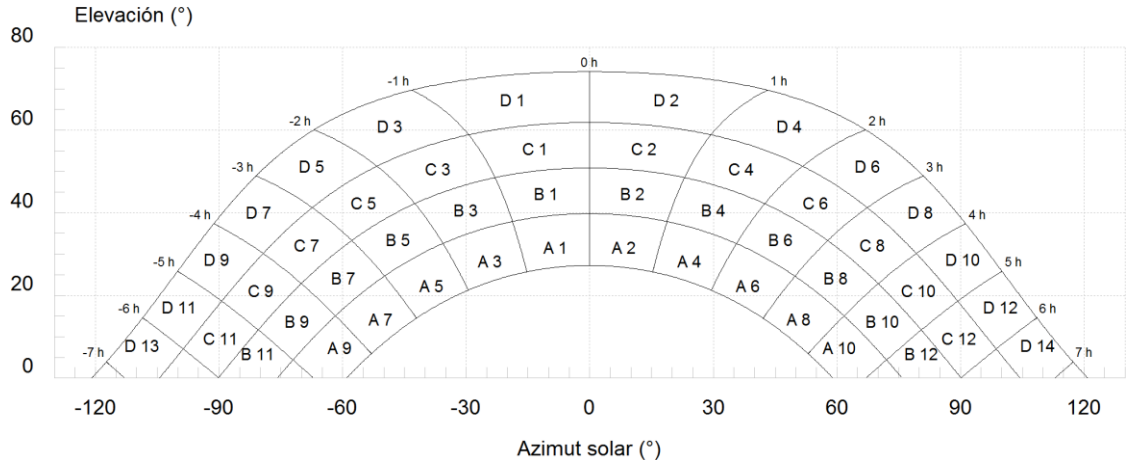
$\beta_{min} = \beta_{min\ gráfico} - (41° - \phi)$

β_{min} (0.00) < β (10.00) < β_{max} (52.92) ✔

Para obtener las pérdidas por las sombras que puedan proyectarse sobre los módulos se han seguido las directrices descritas en el Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones conectadas a la red. De este modo se toma el diagrama de trayectorias del sol correspondiente al emplazamiento de la instalación y se superpone el perfil de obstáculos que generan sombras sobre los paneles.

A continuación, tras seleccionar la tabla que más se asemeja a las condiciones de inclinación y orientación seleccionadas, se accede a la tabla correspondiente utilizando las letras y los números de las casillas cubiertas en el diagrama. Con ello se obtienen los valores del porcentaje de pérdidas correspondiente.

En función de si las casillas del diagrama están total o parcialmente cubiertas se le aplicará un coeficiente de ponderación (0.25-0.5-0.75-1) a cada una antes de realizar el sumatorio de los valores obtenidos.



Las pérdidas de radiación causadas por sombreado y por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas en el período de diseño no serán superiores a los valores especificados en la tabla siguiente:

Pérdidas de radiación en el panel	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20%
Sombras	10%
Combinación de ambas	20%

2.4.2 Pérdidas por componentes de la propia instalación.

En cuanto a las pérdidas debidas a los componentes de la propia instalación, se define el rendimiento energético (PR) como un parámetro adimensional que tiene en cuenta la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño seleccionado. Tal y como indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, los valores típicos para instalaciones con inversor y batería para PR es de 0,6.

2.4.3 Irradiación sobre el generador.

Las horas solares pico (HSP) para las ubicaciones previstas de la instalación se ha obtenido mediante la base de datos disponible en PVGIS, Photovoltaic Geographical Information System-Europa, siendo todas ellas similares puesto que se encuentran en la misma latitud, y las cuales se muestran en la siguiente tabla:

	Promedio	
	HSP (mes)	HSP (día)
Ene	76,16	2,46
Feb	91,02	3,25
Mar	139,42	4,50
Abr	168,25	5,61
May	207,84	6,70
Jun	223,45	7,45
Jul	234,73	7,57
Ago	206,49	6,66
Sep	154,85	5,16
Oct	115,52	3,73
Nov	80,02	2,67
Dic	69,28	2,23

Estos valores se han corregido para cada caso, con la inclinación de la superficie de los paneles sobre los que se instala en cada caso (inclinación β), y con la orientación sur de la instalación (azimut, α), mediante la siguiente expresión:

$$G_{(\propto,\beta)} = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Donde:

$G_{dm}(0)$: irradiación sobre el generador según PVGIS

K: factor función del período de diseño

FI: factor de irradiación

FS: factor de sombreado

En la siguiente tabla se muestra la energía generada en kW-h al día para un periodo de diseño de diciembre para cada instalación.

Energía Disponible (kWh-m2/día)		
	s12	s13
	G_{dm} (50,12)	G_{dm} (64,12)
Ene	3,49	3,49
Feb	4,62	4,62
Mar	6,39	6,39
Abr	7,97	7,97
May	9,53	9,53
Jun	10,58	10,58
Jul	10,76	10,76
Ago	9,46	9,46
Sep	7,33	7,33
Oct	5,29	5,29
Nov	3,79	3,79
Dic	3,17	3,17

3 CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN.

3.1 NÚMERO Y CONEXIÓNADO DE PANELES SOLARES.

El dimensionamiento mínimo del generador, en primera instancia, se realiza de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha,\beta) \cdot PR}$$

Donde:

$P_{mp,min}$	Potencia pico mínima del generador
E_D	Energía demandada
G_{CEM}	Irradiación sobre los paneles en Condiciones Estándar de Medida (*1 kW/m²*)
$G_{dm}(\alpha,\beta)$	Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del panel, en el que se han descontado las pérdidas por sombras
PR	Rendimiento energético (0,6)

Con todo ello si adoptamos la potencia pico mínima del generador para cada caso siguiente:

	Pmp, min
	kWp
s12	1,48
s13	1,48

Si adoptamos una potencia por panel de 370 W, se obtiene pues el número mínimo de paneles a instalar en cada caso y que es el siguiente:

	Nmin	N prev.
s12	12	12
s13	12	12

Por tanto la energía generada al día para cada mes, en cada instalación prevista se muestra en la siguiente tabla:

Energía Generada (kWh/día)		
	s12	s13
Ene	15,50	15,50
Feb	20,51	20,51
Mar	28,37	28,37
Abr	35,38	35,38
May	42,29	42,29
Jun	46,98	46,98
Jul	47,76	47,76
Ago	42,02	42,02
Sep	32,56	32,56
Oct	23,51	23,51
Nov	16,83	16,83
Dic	14,10	14,10

En todos los casos se ha previsto la conexión de 3 paneles en serie con 4 ramales en paralelo. Dado que la tensión en el punto de máxima potencia es de 39,79 V, resulta que la tensión de rama es de 119 V. La intensidad en el punto de corriente máxima es de 9,30 A, por lo que la intensidad máxima será de 37,20 A.

3.2 CÁLCULO DE ACUMULADORES.

El sistema de acumuladores es el encargado de suministrar energía a los equipos auxiliares, habiéndose previsto una autonomía mínima de 1,5 días, y una tensión de los acumuladores de 48 V. Mediante la siguiente expresión se comprueba la autonomía obtenida para el sistema previsto:

$$A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \mu_{inv} \mu_{rb}$$

Siendo:

A: autonomía del sistema en días

C_{20}: capacidad del acumulador

PD_{max}: profundidad de descarga máxima (0,80)

μ_{inv}: rendimiento energético (0,90)

μ_{rb}: rendimiento energético del acumulador y del regulador (0,90)

L_D: consumo diario medio de la carga

En la siguiente tabla se muestra la tensión prevista en el equipo de acumulación y el consumo diario medio de carga, en el mes de máxima demanda.

	Tensió Acu.(V)	LD (Ah) (cons. diario)
s12	48	275
s13	48	275

Si se prevé una autonomía mínima de 1,50 días, y con los rendimientos adoptados anteriormente, para una tensión del acumulador de 48 V, se requiere de una capacidad mínima del mismo de 636 Ah.

Para ello se ha previsto la instalación de 6 unidades instaladas en paralelo de baterías de Litio Ferro Fosfato (LiFePO4) de 5,1 kWh de capacidad (100Ah 51,2V) y de 6000 ciclos de vida útil, de larga duración para uso de ciclos continuados de carga y descarga en instalaciones fotovoltaicas aisladas, de las siguientes características

- capacidad nominal 5,12 kWh,
- capacidad útil 4,6 kWh,
- profundidad de descarga 90%,
- tensión nominal 51,2 v,
- rango de tensión 48-57,6 v,
- clase de protección IP20,
- máxima corriente de descarga 50A
- instalada en armario rack
- plug and play
- Comunicación Compatible CAN y RS-485

3.3 CÁLCULO DEL REGULADOR.

Para la selección del regulador de carga es necesario calcular cual será la máxima corriente que deberá soportar, tanto a la entrada como en su salida.

Para el cálculo de la máxima corriente de entrada en el regulador (I_{RE}), que proviene de los módulos fotovoltaicos se empleará la siguiente expresión:

$$I_{RE} = 1{,}25 \cdot I_{SC} \cdot N_{paralelo}$$

Donde:

I_{SC}: es la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico seleccionado, que es de 9,88 A.

$N_{paralelo}$: es el número de ramales de paneles solares dispuestos en paralelo del generador fotovoltaico.

Por tanto, la intensidad de entrada del regulador es:

$$I_{RE} = 1{,}25 \cdot 9{,}88 \cdot 4 = 49{,}4\ A$$

Por otro lado, para el cálculo de la máxima corriente esperada a la salida del regulador (IRS) es la siguiente:

$$I_{RS} = \frac{1{,}25 \cdot (P_{AC}/\rho_{inv})}{V_{bat}}$$

Las IRS varían de 110 A para los cabezales 12 y 13.

Por tanto, se ha previsto la instalación de dos controladores de carga en paralelo con tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), puesto que el equipo seleccionado tiene una intensidad de carga de 60 A y de una tensión máxima del campo de 140 V, los cuales tienen una potencia de salida máxima de 3.500 W, y uno de ellos funciona como master y el otro como esclavo.

3.4 CÁLCULO DEL INVERSOR.

A la hora de dimensionar el inversor adecuado, además de conocer la tensión de servicio de la batería, como tensión de entrada en continua y de la potencia demandada por las cargas, se hace necesario calcular también la tensión y corriente generada en el punto de máxima potencia de los paneles solares.

La tensión de funcionamiento en corriente continua prevista es de 48V, y la intensidad máxima prevista 27,9 A.

El inversor previsto, de 6,0 kW de potencia nominal, con una intensidad de entrada a potencia nominal de 131 A.

Además, se realiza la comprobación de que la potencia del inversor sea como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico, cumpliéndose pues esta condición con la selección realizada.

En todos los cabezales se ha previsto la instalación del mismo inversor/cargador.

3.5 CÁLCULO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS Y PROTECCIONES.

Los tramos de cables en corriente continua son tramos compuestos por dos conductores activos más el conductor de protección.

Para el cálculo de las secciones (S) de las conducciones se emplea la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U \cdot K}$$

Donde:

S: sección del conductor del cable en continua, en mm2

L: longitud del tramo de conductor que se esté considerando, en m.

I: intensidad de corriente que circula por el conductor, en amperios (A)

ΔU: caída de tensión máxima permitida en el tramo, en voltios (V)

K: conductividad del conductor del cable

En la siguiente tabla se resumen los cálculos y secciones adoptadas para todas las instalaciones previstas.

Línea	N (-)	N (+)	Pot. (W)	Tensión (V)	Intens. (A)	c.d.t. máx	long. Calc. (m)	secc. teórica (mm2)	Sec. Adopt (mm2)		% cdt
L-1	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-2	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-3	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-4	Panel 3x	caja con.	1.110	119,37	9,3	1,5%	10,0	2,2	6	2x6+1x6	0,6%
L-5	caja con.	caja reg.	4.440	119,37	37,2	1,5%	10	8,8	10	2x10+1x10	1,3%
L-6	caja reg.	regul. 1	2.220	119,37	18,6	1,5%	3,0	1,3	6	2x6+1x6	0,3%
L-7	caja reg.	regul. 2	2.220	119,37	18,6	1,5%	3,0	1,3	6	2x6+1x6	0,3%
L-8	regulador	acumul.	4.440	48	92,5	1,5%	5,0	27,3	50	2x50+1x50	0,8%
L-9	acumul.	inv./carg.	4.440	48	92,5	1,5%	5,0	27,3	50	2x50+1x50	0,8%
L-10	inv./carg.	CGP	4.440	230	19,3	3,0%	5,0	0,6	10	2x10+1x10	0,2%

Además, en todas ellas se ha comprobado además de la caída de tensión se encuentre dentro de la admisible, que la intensidad máxima que circula está por debajo de la intensidad máxima admisible del cableado establecido en el REBT.

En la siguiente tabla se muestran los elementos de protección contra sobretensiones previstos.

Línea	Pot. (W)	Tension (V)	Intens. (A)	Sec. Adopt	Elemento Prot.
L-1	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A
L-2	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A
L-3	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A

Línea	Pot. (W)	Tension (V)	Intens. (A)	Sec. Adopt	Elemento Prot.
L-4	1.110	119,37	9,3	2x6+1x6	Fusible 10 A
L-5	4.440	119,37	37,2	2x10+1x10	Int. Magnet. 32 A
L-8	4.440	48	92,5	2x50+1x50	Fusible 100 A
L-9	4.440	48	92,5	2x50+1x50	Int. Magnet. 100 A