



**MEMORIA EXPLICATIVA
PROGRAMA TECHOS SOLARES PÚBLICOS
LICEO TÉCNICO JOSE TOMAS DE URMENETA
20 kW**

Contenido

Introducción	3
Desarrollo del programa	5
PTSP Liceo Industrial José Tomas Urmeneta, Comuna de Coquimbo	6
Componentes del Sistema de generación Fotovoltaico	7
Composición	7
1. Módulos fotovoltaicos	7
2. Inversor ongrid	7
3. Simulación del sistema	8
4. Factor de rendimiento	8
5. Producción normalizada por kWp instalado	9
6. Balance, resultados principales y pérdidas	10
Justificación y Cálculo de sección de conductores	11
1. Tramo 1 (CC)	11
2. Tramo 2 (CA)	14
3. Tramo 3 (CA)	16
4. Tramo 4 (CA) justificación	17
5. Resumen	18
Elección y justificación de canalización	18
Selectividad de protecciones en CA	20
Simulación de sombras	21
Anexo	24

Introducción

- Instalación fotovoltaica de 20.2 kWp on-grid sin respaldo de baterías.
- La dirección de la propiedad es la que se indica en el Anexo 9 de las bases técnicas: Calle Profesor Zepeda #100, Comuna de COQUIMBO. Esta zona es atendida por CGE.
- Las coordenadas de ubicación son: -29.965, -71.3471 A continuación, una vista desde Google Earth:

Este proyecto pertenece al programa “Programa Techos Solares Publicos (PTSP)” del Ministerio de Energía, pero que es PTSP. *

Es una iniciativa del Ministerio de Energía que inserta en la Agenda de Energía, esta orientada a instalar sistemas fotovoltaicos (SFV) en los techos de los edificios públicos, con el objeto de contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico para autoconsumo. Tiene una duración de 4 años a partir del 2015 y cuenta con un presupuesto de USD 13 millones.

¿Cuáles son los Objetivos Específicos del Programa?

- Estimular el mercado de soluciones fotovoltaicas a través de la demanda por parte del Estado para ser instalados en edificios públicos.
- Generar información de acceso público y gratuito sobre costos y condiciones de los proyectos FV orientados a autoconsumo en la realidad chilena.
- Evaluar en la práctica las normas y procedimientos en desarrollo para instalaciones FV de autoconsumo.
- Contribuir a la disminución de costos en edificios públicos.

¿Quiénes son los beneficiarios del Programa?

Los beneficiarios del Programa, considerando que es un plan piloto, serán instituciones públicas, fundaciones y corporaciones sin fines de lucro, de carácter nacional, que cumplan un rol social y público, y que beneficien directamente a toda la población.

¿Dónde se inició el Programa?

De tal manera de asegurar eficiencia en el uso de los recursos Estatales, el Programa se implementó inicialmente en 16 comunas priorizadas por su rentabilidad (derivada de su alta radiación y alto costo de electricidad) y será complementado por otras iniciativas con fines sociales y demostrativos.

Techos Solares

Proyectos Instalados: 100 Proyectos



*<http://www.minenergia.cl/techossolares>

Desarrollo del programa

La energía es un tema estratégico para el desarrollo del país. Chile enfrenta una creciente demanda, con un incremento medio del consumo de energía de 5% por año hasta el 2030 (MAPS Chile 2014) En el caso de la energía eléctrica, se espera que el consumo se duplique en el periodo 2013 – 2030, asumiendo un crecimiento esperado del PIB del 4% (MAPS Chile, 2014).

Esta estimación es consistente con las proyecciones que establecen que las economías emergentes serán las principales responsables del crecimiento del consumo energético en el mercado mundial en las próximas dos décadas.

Al mismo tiempo, Chile es un país altamente dependiente del mercado internacional para satisfacer su demanda energética.

Según el Balance nacional de energía del 2012, el país importa el 60% de su energía primaria lo que genera condiciones de vulnerabilidad frente a la inestabilidad y volatilidad de los precios en los mercados internacionales y las restricciones de abastecimiento que se pueden producir por fenómenos políticos, climáticos o de mercado (Ministerio de Energía, 2014).

En cuanto a los costos de la energía, éstos han aumentado de manera importante en la última década tanto para el sector regulado como para los clientes libres del sistema eléctrico chileno. Al 2013, las cuentas de electricidad de las familias chilenas han sido un 20% superior respecto al año 2010 y se espera un alza del orden del 34% en la próxima década, de mantener las condiciones actuales. Por su parte, para los clientes libres se han duplicado los precios de la energía en la última década, alcanzando los precios más altos en América Latina, lo que significa un impacto negativo en la competitividad del país (Ministerio de Energía, 2014).

Refrendando lo anterior, a continuación, se presenta un extracto de los resultados del estudio del World Economic Forum, con datos del año 2013 (WEF, 2014), que se resumen en las figuras siguientes. Se puede apreciar que Chile posee uno de los costos de la electricidad a nivel industrial más altos de Sudamérica, sólo superado por Brasil, y dentro de los más altos de Latinoamérica y el Caribe. Igualmente, a nivel mundial, nuestro país se encuentra en el primer cuartil de los países con el más alto precio de la electricidad a nivel industrial. En efecto, Chile se ubica en el lugar número 13 -de un total de 124 países, entre las naciones con los mayores precios de electricidad para la industria.

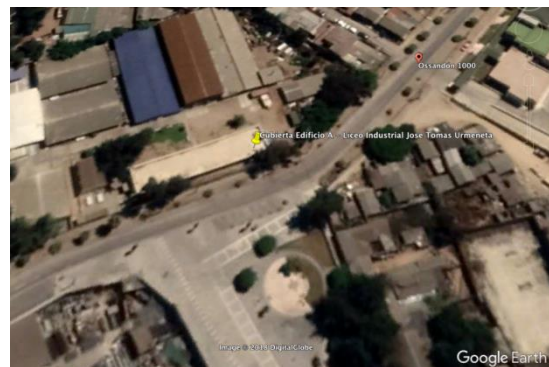
*Extracto Propuesta para el desarrollo de un cluster de energía solar en la región de Antofagasta – Fundación Chile (2015)

PTSP Liceo Industrial José Tomas Urmeneta, Comuna de Coquimbo

Este complejo educacional se encuentra ubicado en la calle profesor Zepeda N° 100, comuna de Coquimbo. Fue beneficiado con el PTSP con el montaje de un sistema de Generación Fotovoltaica de 20 kWp.



La ubicación de futuro sistema fotovoltaico será en la cubierta del edificio A, el cual contempla un acceso a su cubierta amplia y directa. Lo que facilitara su futura operación y mantenimiento.



Componentes del Sistema de generación Fotovoltaico

Composición

1. Módulos fotovoltaicos

Se utilizarán 76 módulos fotovoltaicos marca Yingli Solar de 265 Wp que se instalarán sobre la cubierta de uno de los emplazamientos que componen el Liceo Jose Tomas de Urmeneta. Se tiene una disposición de 4 strings con 19 módulos en serie cada uno y 1 inversor ongrid. A continuación se presenta la información principal del panel otorgada por el fabricante.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)

Tipo de módulo			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})					
Potencia de salida	P _{max}	W	275	270	265	260	255	250
Tolerancias de potencia de salida	ΔP _{max}	W	0 / + 5					
Eficiencia del módulo	η _m	%	16.9	16.6	16.3	16.0	15.7	15.4
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	31.0	30.7	30.5	30.3	30.0	29.8
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8.90	8.80	8.70	8.59	8.49	8.39
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37.9	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9.35	9.27	9.18	9.09	9.01	8.92

2. Inversor ongrid

Inversor marca Fronius modelo Symo 20.0-3-M, el cual posee una potencia nominal de 20 kVA. Recibe la energía en corriente continua proveniente del arreglo de módulos fotovoltaicos, transformando la energía en corriente alterna y a disposición de los consumos. Ya sea para los equipos eléctricos internos del edificio o inyección en caso de excedentes.



INPUT DATA	SYMO 20.0-3 480
Recommended PV power (kWp)	16.0 - 26.0
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)	33.0 A / 25.0 A
Max. usable input current total (MPPT 1 + MPPT 2)	51 A
Max. array short circuit current (1.5 * I _{max} MPPT 1/MPPT 2)	49.5 A / 37.5 A
Integrated DC string fuse holders	6- and 6+
MPPT-voltage range	450 - 800 V
Operating voltage range	200 - 1000 V
Max. input voltage	1000 V

OUTPUT DATA	SYMO 20.0-3 480
Max. output power	208 V NA
	240 V NA
	480 V 19995 VA
Max. continuous output current	208 V NA
	240 V NA
	480 V 24.0 A
Recommended OCPD/AC breaker size	208 V NA
	240 V NA
	480 V 30 A

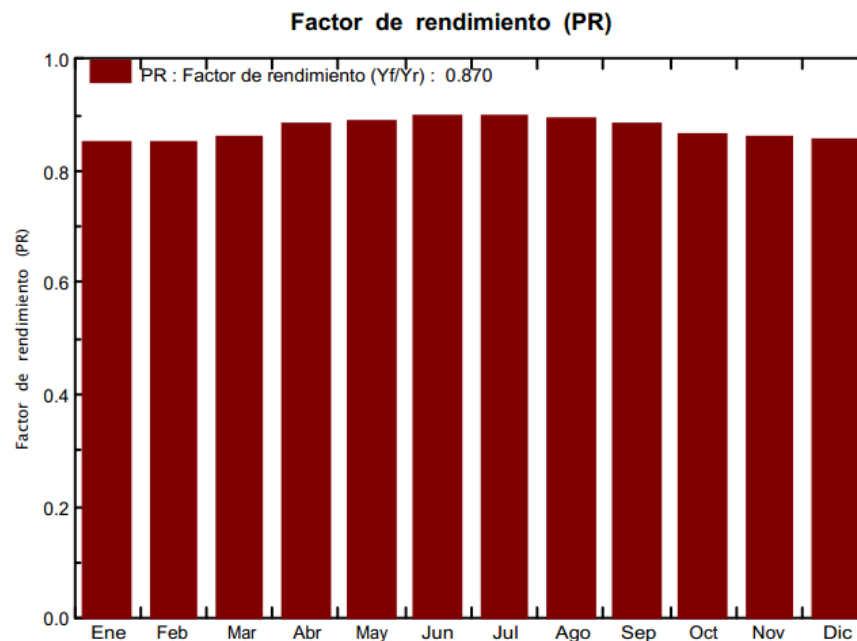
3. Simulación del sistema

La simulación del sistema fotovoltaico se realiza con el software PVsyst.ingresando los siguientes datos:

Sistema Fotovoltáico	
Módulos fotovoltaicos	Yingli Solar-265
Inversores	Fronius SYMO 20
Número de inversores	1
Potencia nominal (W)	20000
Potencia nominal del inversor (KW)	20
Inclinación (°)	30
Azimut (°)	-15

4. Factor de rendimiento

La simulación de la instalación fotovoltaica obtiene como resultado un factor de rendimiento (PR) de 0,87 (-), es decir, del total de la energía disponible en términos de potencia nominal de generación, el sistema solo produce una energía útil correspondiente al 87% de la energía total. El porcentaje restante se debe a pérdidas debido a la eficiencia del equipo generador.



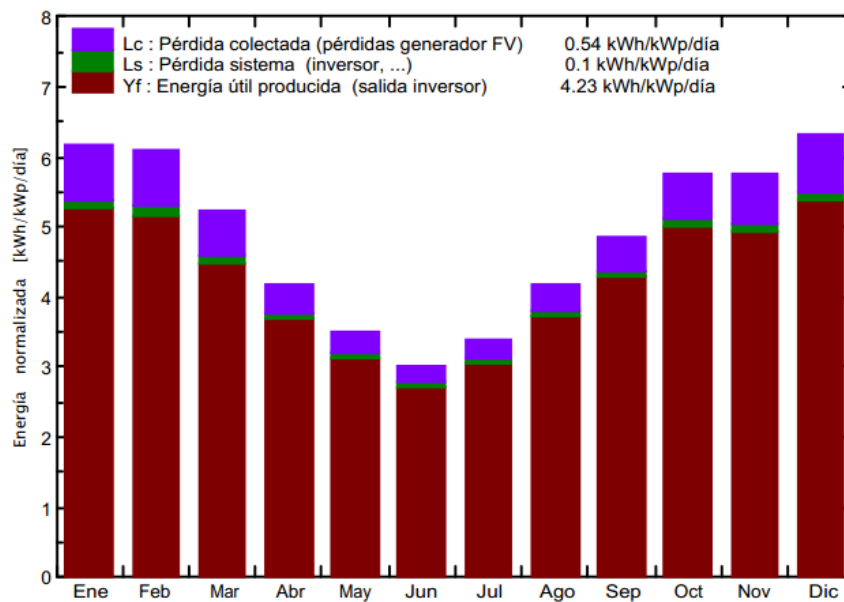
5. Producción normalizada por kWp instalado

La simulación de la instalación fotovoltaica obtiene como resultado una energía útil promedio producida Y_f igual a 4.23 kWh/kWp/día, este valor normalizado nos entrega la producción diaria en términos de kWp y kWh, es decir, la relación entre potencia fotovoltaica y la potencia eléctrica que finalmente se genera en el periodo de un día.

Considerando este valor se calcula la cantidad de producción anual de la siguiente manera:

$$\text{Energía anual producida} = 4.23 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \right) \times 20,14(\text{kWp}) \times 365 \left(\frac{\text{días}}{\text{año}} \right) = 31095 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) = 31 \left(\frac{\text{MWh}}{\text{Año}} \right)$$

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 20.14 kWp



6. Balance, resultados principales y pérdidas

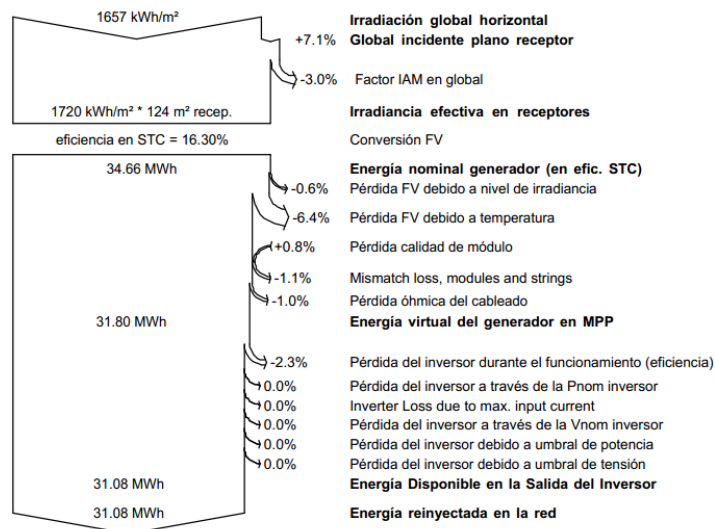
A continuación se presenta la tabla de resultados para la instalación simulada, en periodo anual con meses extremos en Junio y diciembre, correspondiente a los meses de menor y mayor generación respectivamente.

Liceo
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	202.1	87.20	17.33	191.7	185.4	3.357	3.279	0.849
Febrero	168.7	74.15	17.58	170.3	165.0	2.982	2.915	0.850
Marzo	148.4	71.07	16.45	162.0	157.3	2.867	2.802	0.859
Abril	106.8	59.08	14.07	125.0	121.2	2.273	2.223	0.883
Mayo	84.2	40.87	12.63	108.5	105.4	1.987	1.942	0.889
Junio	67.9	34.17	11.24	90.5	87.8	1.675	1.637	0.898
Julio	79.7	40.70	11.20	104.9	101.8	1.945	1.901	0.900
Agosto	105.7	53.12	11.59	129.2	125.4	2.376	2.325	0.893
Septiembre	129.7	60.28	12.03	145.7	141.4	2.646	2.588	0.882
Octubre	173.1	74.57	13.55	178.9	173.7	3.195	3.123	0.867
Noviembre	179.5	75.55	14.51	172.3	166.9	3.055	2.985	0.860
Diciembre	210.5	89.09	16.01	195.4	188.9	3.439	3.361	0.854
Año	1656.5	759.85	14.00	1774.5	1720.1	31.798	31.081	0.870

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

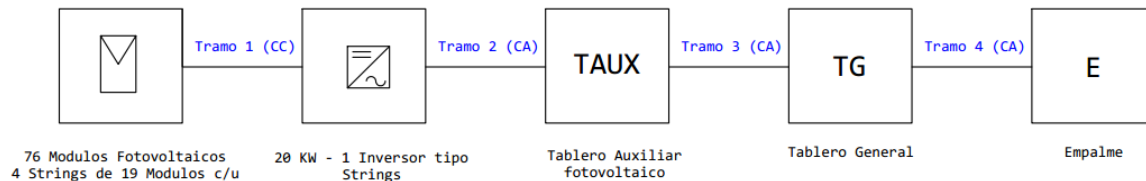
Diagrama de pérdida durante todo el año



Justificación y Cálculo de sección de conductores:

El siguiente diagrama de bloques representa la planta fotovoltaica, considerando un total de 5 bloques unidos al siguiente mediante un tramo de conducción eléctrica, ya sea en términos de corriente continua o corriente alterna.

DIAGRAMA DE BLOQUES



1. Tramo 1 (CC):

Para el tramo 1 de corriente continua (CC) se debe dimensionar un conductor que conecte cada Strings al inversor correspondiente, la caída de tensión máxima permitida según instrucción técnica RGR N° 02/2017 punto 11.17, corresponde a un porcentaje del 1,5 % en CC.

Justificación por caída de Voltaje:

Considerando 1 Strings compuesto por 19 módulos conectados en serie como se muestra en la siguiente imagen, se calculara el voltaje total del Strings de la siguiente manera:

$$V_{ocs} = N^{\circ}PFV \times V_{ocp} = 19 \times 37,8 \text{ V} = 718,2 \text{ V}$$

Considerando el 1,5 %, se obtiene,

$$\Delta V = V_{ocs} \times 0,015 = 718,2 \text{ V} \times 0,015 = 11 \text{ V}$$

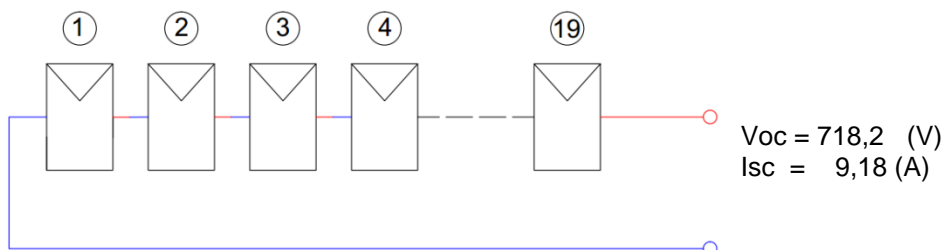
Dónde:

V_{ocs} = Voltaje Abierto del Strings.

V_{ocp} = Voltaje Abierto de un modulo.

$N^{\circ}PFV$ = Numero de paneles en serie del Strings.

ΔV = Caída de Voltaje Maxima (1,5%).



Como se conoce la corriente de corto circuito del módulo $I_{sc} = 9,18 \text{ A}$ y al ser un arreglo en serie se debe compensar este valor aplicando los factores de corrección por temperatura, número de conductores y factor de seguridad, dado por la siguiente expresión (1):

$$I_{t1} = \frac{I_{sc} \times f_s}{f_t \times f_n} \quad (1)$$

Dónde:

f_s = factor de seguridad.

f_t = factor de correccion de temperatura.

f_n = factor de correccion de numero de conductores.

Considerando una temperatura ambiente de $31-35^\circ \text{C}$ y una temperatura nominal del conductor de 60°C , según Tabla N°1 del RGR N° 02/2017, se obtiene un factor de corrección de temperatura de 0,91 (-). Con respecto al número de conductores para el cálculo de capacidad de transporte, se tomará el peor caso de 8 conductores correspondientes a polos positivos y negativos de los 4 Strings en un ducto.

$$I_{t1} = \frac{9,18 \times 1,25}{0,91 \times 0,7} = 18 \text{ A}$$

Para el cálculo de la sección de los conductores en corriente continua se utilizó la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \times \sigma \times I_{t1} \times L}{\Delta V} \quad (2)$$

Dónde:

σ = coeficiente resistividad del material conductor en $\left(\text{ohm} \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}\right)$.

I_{t1} = Intensidad de corriente en Amperes tramo 1.

L = Longitud de la linea en metros.

S = Seccion del conductor en mm^2

Considerando el peor caso en la longitud del conductor correspondiente a 30 metros se obtiene el siguiente resultado:

Datos de entrada:

$$\sigma = 0,018 \left(\text{ohm} \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}\right), \text{ para Cu}$$

$$I_{t1} = 18 \text{ (A)}.$$

$$L = 30 \text{ (m)}.$$

$$\Delta V = 11 \text{ (V)}.$$

$$S = \frac{2 \times 0,018 \times 18 \times 30}{11} = 1,76 \text{ (mm}^2\text{)}$$

Con estos datos de partida obtenemos una sección mínima corregida de $1,76 \text{ mm}^2$, considerando

que en el mercado no existe este valor de sección y además, la sección proporcionada por los conductores de los paneles es de 4 mm² y por norma RGR 02/2017 punto 11.22 el conductor debe ser mayor a 2,5 mm², se seleccionara una sección de conductor de 4 mm². Considerando este valor de sección se procede a calcular la caída de tensión en el Tramo 1 para el caso más desfavorable. Para el cálculo de la Caída de tensión en los conductores en corriente continua se utilizó la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{2 \times \sigma \times I t_1 \times L}{S} \quad (3)$$

Remplazando los datos, se obtiene una caída de tensión

$$\Delta V = \frac{2 \times 0,018 \times 18 \times 30}{4} = 4,86 \text{ V}$$

Correspondiente a un 0,67 % y así cumpliendo el RGR N° 02/2017 punto 11.17

Tabla N° 8.8
Factor de Corrección de Capacidad de Transporte de Corriente
por Cantidad de Conductores en Tubería.

Cantidad de conductores	Factor de corrección f_n
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
sobre 42	0,5

Tabla N°1.

Temperatura Ambiente °C	Temperatura nominal de los conductores			
	60°C	75°C	90°C	105°C
30	1	1	1	1
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,058	0,75	0,82	0,86
51-55	0,041	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Tabla N° 8.7
Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados
Fabricados según Normas Europeas. Secciones Milimétricas.
Temperatura de Servicio: 70° C; Temperatura Ambiente: 30° C.

Sección nominal [mm ²]	Corriente admisible Amperes [A]		
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
0,75	-	12	15
1	11	15	19
1,5	15	19	23
2,5	20	25	32
4	25	34	42
6	33	44	54
10	45	61	73
16	61	82	98
25	83	108	129
35	103	134	158
50	132	167	197
70	164	207	244
95	197	249	291
120	235	291	343
150	-	327	382
185	-	374	436
240	-	442	516
300	-	510	595
400	-	-	708
500	-	-	809

Grupo 1: Conductores monopolares en tuberías.

Grupo 2: Conductores multipolares con cubierta común; cables planos, cables móviles, portátiles y similares.

Grupo 3: Conductores monopolares tendidos libremente al aire con un espacio mínimo entre ellos igual al diámetro del conductor.

2. Tramo 2 (CA):

El tramo 2 de corriente alterna se debe dimensionar un conductor que conecte el inversor de 20 kW nominal con el tablero auxiliar fotovoltaico. La caída de tensión máxima permitida según instrucción técnica RGR N° 02/2017 11.20, corresponde a un porcentaje inferior al 3% en corriente alterna (CA). Se conoce la corriente y voltaje de salida del inversor $I_{out} = 30 \text{ A}$ y $V_{out} = 380 \text{ V}$ respectivamente, por lo que se debe compensar este valor aplicando los factores de corrección por temperatura, número de conductores y factor de seguridad, dado por la siguiente expresión:

$$I_{t2} = \frac{I_{out} \times f_s}{f_t \times f_n}$$

Considerando una temperatura ambiente de 31-35 ° C y una temperatura nominal del conductor de 60 ° C, según Tabla N°1 del RGR N° 02/2017 para estos valores se obtiene un factor de corrección de temperatura de 0,91 (-). Con respecto al número de conductores para calcular la capacidad de

transporte, se tomara el caso de 5 conductores correspondiente a las fases R, S, T al neutro y tierra de protección.

$$I_{t2} = \frac{30 \times 1,25}{0,91 \times 0,8} = 51,51 \text{ (A)}$$

Para el cálculo de la sección en los conductores en corriente continua se utilizó la expresión con una distancia de 6 metros:

Datos de entrada:

$$\sigma = 0,018 \text{ Cu (ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{m)}.$$

$$I_{t2} = 51,51 \text{ (A)}.$$

$$L = 6 \text{ (m)}.$$

$$\Delta V = 380V \times 0,03 = 11,4(V).$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 0,018 \times 51,51 \times 6}{11,4} = 0,85 \text{ mm}^2$$

Con estos datos se obtiene una intensidad máxima corregida de 51,51 A, el conductor será del tipo de conductores con cubierta común (grupos 2) según Tabla N° 8,7 de la norma NCH Elec 4/2003, corresponde a una sección nominal de 10 mm².

Para el cálculo de caída de tensión en los conductores en corriente alterna se utilizó la siguiente formula correspondiente a un sistema trifásico:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times \sigma \times I \times L}{S} \quad (4)$$

Datos de entrada:

$$\sigma = 0,018 \text{ (Cu)}.$$

$$I = 51,51 \text{ (A)}.$$

$$L = 6 \text{ m}.$$

$$S = 10 \text{ mm}^2.$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 0,018 \times 30 \times 6}{10} = 0,96 \text{ (V)}$$

Correspondiente a un 0,25 % y así cumpliendo el RGR N° 02/2017 punto 11.20

3. Tramo 3 (CA):

El tramo 3 de corriente alterna se debe dimensionar un conductor que conecte el tablero auxiliar fotovoltaico con el tablero general. La caída de voltaje máxima permitida según instrucción técnica RGR N° 02/2017 11.20, corresponde a un porcentaje inferior al 3% en corriente alterna (CA). Considerando una potencia total de 20 kW correspondiente a la conexión en paralelo de ambos inversores.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{20000}{\sqrt{3} \times 380} = 30,4 \text{ A}$$

Considerando $I_{out} = 30,4 \text{ A}$ se debe compensar este valor aplicando los factores de corrección por temperatura, número de conductores y factor de seguridad, dado por la siguiente expresión:

$$I_{t3} = \frac{I_{out} \times f_s}{f_t \times f_n}$$

Considerando una temperatura ambiente de 31-35 ° C y una temperatura nominal del conductor de 60 ° C, según Tabla N°1 del RGR N° 02/2017 para estos valores se obtiene un factor de corrección de temperatura de 0,91 (-). Con respecto al número de conductores para calcular la capacidad de transporte, se tomara el caso de 5 conductores correspondiente a las fases R, S, T al neutro y tierra de protección.

$$I_{t3} = \frac{30,4 \times 1,25}{0,91 \times 0,8} = 52,2 \text{ A}$$

Para el cálculo de la sección en los conductores en corriente continua se utilizó la expresión (2) con una distancia de 20 metros:

Datos de entrada:

$$\sigma = 0,018 \text{ Cu (ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{m)}.$$

$$I_{t2} = 52,2 \text{ (A)}.$$

$$L = 20 \text{ (m)}.$$

$$\Delta V = 380\text{V} \times 0,03 = 11,4\text{(V)}.$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 0,018 \times 52,2 \times 20}{11,4} = 2,85 \text{ mm}^2$$

Con estos datos se obtiene una intensidad máxima corregida de 52,2 A, el tipo de conductores serán conductores monopolares en tuberías (grupos 1) según Tabla N° 8,7 de la norma NCH Elec. 4/2003, corresponde a una sección nominal de 16 mm².

Para el cálculo de caída de tensión en los conductores en corriente alterna se utilizó la expresión (4) correspondiente a un sistema trifásico:

Datos de entrada:

$$\sigma = 0,018 \text{ (Cu).}$$

$$I = 52,2 \text{ (A).}$$

$$L = 20 \text{ m.}$$

$$S = 16 \text{ mm}^2.$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 0,018 \times 52,2 \times 20}{16} = 2,03 \text{ (V)}$$

Correspondiente a un 0,53 % y así cumpliendo el RGR N° 02/2017 punto 11.20

4. Tramo 4 (CA) justificación:

El tramo 4 de corriente alterna se debe dimensionar un conductor que conecte el tablero general con el empalme, en este caso el conductor es existente. La caída de voltaje máxima permitida según instrucción técnica RGR N° 02/2017 11.20, corresponde a un porcentaje inferior al 3% en corriente alterna (CA).

Considerando una potencia total de 50 kW correspondiente a la potencia nominal del inversor y considerando una protección general existente de 75 A, se tiene:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{50000}{\sqrt{3} \times 380} \times 1,25 = 95 \text{ A}$$

El conductor existente corresponde a un calibre de 4 AWG igual a 21,20 mm². Para el cálculo de caída de tensión en los conductores en corriente alterna se utilizó la expresión (4) correspondiente a un sistema trifásico:

Datos de entrada:

$$\sigma = 0,018 \text{ (Cu).}$$

$$I = 95 \text{ (A).}$$

$$L = 10 \text{ m.}$$

$$S = 21,20 \text{ mm}^2.$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times 0,018 \times 95 \times 10}{21,20} = 1,39 \text{ (V)}$$

Correspondiente a un 0,36 % y así cumpliendo el RGR N° 02/2017 punto 11.20

5. Resumen:

A continuación se resume la información referente al porcentaje de caída de voltaje para cada tramo de la instalación fotovoltaica.

Porcentaje de caída de voltajes	
Tramo 1 CC	0,67%
Tramo 2 CA	0,25%
Tramo 3 CA	0,53%
Tramo 4 CA	0,36%

Porcentaje total	
Tramo CC	0,67%
Tramo CA	1,14%

El porcentaje total de caída de tensión en los alimentadores tanto en corriente continua como en corriente alterna cumple con la instrucción técnica RGR N° 02/2017 punto 11.17 y 11.20, correspondiente un porcentaje inferior al 1,5 % en CC y menor al 3% en CA.

Elección y justificación de canalización

La elección de la canalización se realiza mediante la justificación de sección transversal ocupada por los conductores como se observa en la Tabla N° 8.16 de la norma de la norma NCH Elec. 4/2003. En nuestro caso se tendrá un número de 3 o más conductores por ducto, por lo tanto, se requiere un máximo de 35% de porcentaje ocupado.

Tabla N° 8.16
Porcentaje de Sección Transversal de la Tubería ocupada por los Conductores

Número de conductores	1	2	3 ó más
Porcentaje ocupado	50	31	35

Considerando el Tramo 1 de CC se canalizara mediante C.A.G (cañería de acero galvanizado) y BPC (bandeja porta conductores) desde el campo fotovoltaico hasta los inversores. Tomando en cuenta un número total de 9 (8 conductores solares más tierra de protección) conductores de 4 mm² como el caso más desfavorable.

Se tiene un diámetro real del cable solar de 5 mm considerando el elemento conductor y la aislación, por lo tanto, la sección real que ocupara el conductor será de 19,6 mm², considerando los 9 conductores, se tiene una sección total real de:

$$S_{total} = 9 \times 19,6 \text{ mm}^2 = 9 \times 19,6 \text{ mm}^2 = 176,4 \text{ mm}^2$$

Considerando la Tabla N° 8.19 de la norma de la norma NCH Elec. 4/2003 con tipo de ducto C.A.G para un valor de sección transversal dado por $S_{total} = 176,4 \text{ mm}^2$ corresponde según tabla al 35% de un ducto C.A.G 1".

El área disponible para una bandeja porta conductores de $100 \times 50 \text{ mm}$ es de 5000 mm^2 , considerando según norma NCH Elec. 4/2003 el punto 8.2.19.20, el cual establece como máximo 30 conductores y un porcentaje de ocupación no superior al 20%. Calculando la proporción para $S_{total} = 176,4 \text{ mm}^2$ equivalente a 9 conductores, se obtiene una ocupación se sección transversal de 3,52% cumpliendo con el requerimiento.

Para el tramo 3 se consideran 5 conductores de 16 mm^2 y se canalizara con C.A.G, la diámetro real del conductor considerando la aislación es de 10 mm, por lo tanto, la sección real que ocupara el conductor será de $78,53 \text{ mm}^2$, considerando los 5 conductores, se tiene una sección total real de:

$$S_{total} = 5 \times 78,53 \text{ mm}^2 = 392,70 \text{ mm}^2$$

Considerando la Tabla N° 8.19 de la norma de la norma NCH Elec. 4/2003 con tipo de ducto C.A.G para un valor de sección transversal dado por $S_{total} = 392,70 \text{ mm}^2$ corresponde según tabla al 35% de un ducto C.A.G de sección $1 \frac{1}{2}$ ".

Tabla N° 8.19
Dimensiones y Porcentajes de Sección Transversal
para los Distintos Tipos de Ductos

Diámetro nominal			Diámetro interno	Sección transversal	50% Sección transversal	31% Sección transversal	35% Sección transversal
Tipo de ducto							
t.p.p. t.p.r. c.a.g.	t.a. t.a.g. t.p.f.	t.a.	[mm]	[mm ²]	[mm ²]	[mm ²]	[mm ²]
	++ ½"		11,70	107,51	53,76	33,33	37,63
+ ½"			12,00	113,10	56,55	35,06	39,59
+ 16 mm			13,40	141,03	70,52	43,72	49,32
	5/8"		13,88	151,31	75,65	46,91	52,96
+ ½"			15,76	195,08	97,54	60,47	68,28
	¾"		17,08	228,32	114,16	70,78	79,91
¾"			20,96	345,94	172,52	106,96	120,70
	1"		23,00	415,48	207,74	128,80	145,42
1"			26,64	557,39	278,70	172,79	195,09
	1 ¼"		29,35	976,56	338,28	209,73	236,80
1 ¼"			35,08	1000,90	483,52	299,62	338,28
	1 ½"		35,70	1316,40	500,45	310,30	350,34
1 ½"			40,94	1839,85	658,20	408,08	460,74
	2"		48,40				643,95
		50 mm	50,00				687,23
2"			52,48				757,09
2 ½"			62,68				1079,98
		75 mm	75,00				1546,22
3"			77,92				1669,00
3 ½"			90,10				2231,56
+ 4"			97,80				2618,54
+110 mm			99,40				2716,01
		100 mm	100,00				2748,90
+ 4"			102,26				2874,55

Selectividad de protecciones en CA:

Para el dimensionamiento para un inversor de 20 kW, se tiene:

$$I_c = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{20000}{\sqrt{3} \times 380} \times 1,25 = 37,98 \text{ A}$$

Según este valor de intensidad de corriente la protección a utilizar será un interruptor automático termomagnético tetrapolar de 40 A, 10kA curva C.

La corriente nominal de la protección diferencial será menor o igual a la de la protección termomagnética.

$$I_{DIF} \geq I_{TM}$$

Según este criterio se utilizara un diferencial tetrapolar de 40 A, con sensibilidad de 300 mA, tipo A por cada inversor

Se mantiene en Tablero General protección termomagnética tripolar correspondiente a la misma intensidad de corriente 40 A.

Simulación de sombras

Como primer factor de pérdidas por sombreado se calculara la separación entre las distintas filas para que estas no intervengan en el correcto funcionamiento de la fila que el ante sigue.

Datos de entrada:

$\alpha = 25$ grados(inclinacion).

$\theta =$ latitud = -29.965 grados .

$L_p =$ Largo del panel 1,64 (m).

$\delta =$ angulo para solsticio de invierno = $23,45$ grados.

Angulo de inclinación optimo:

El Angulo de inclinación óptimo viene dado por la siguiente ecuación:

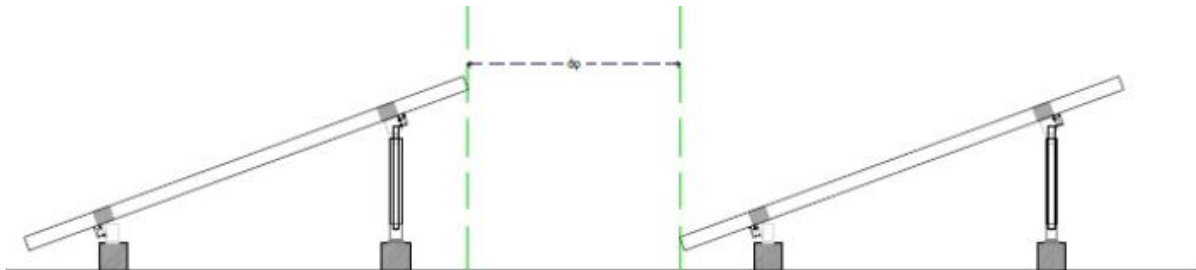
$$\beta_{opt} = 3,7 + (0.69 \times \theta) = 24,37 \text{ grados}$$

En este caso se definió con un Angulo de inclinación de $\beta_{opt} = 25$ grados en la licitación.

Distancia de separación mínima entre filas:

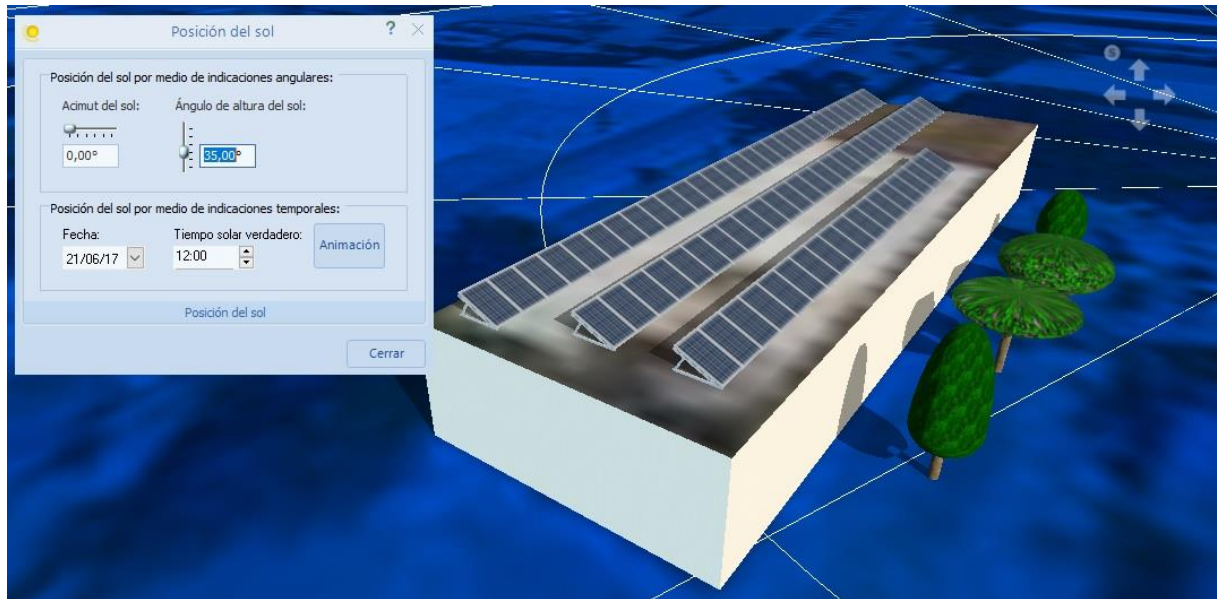
$$d = \text{distancia de separacion} = L_p \times \sin(\beta_{op}) \times \cotang(90 + \theta + \delta)$$

$$d = 1,64 \times \sin(30) \times \cotang(90 + 29.965 + 23.45) = 1,10 \text{ m}$$

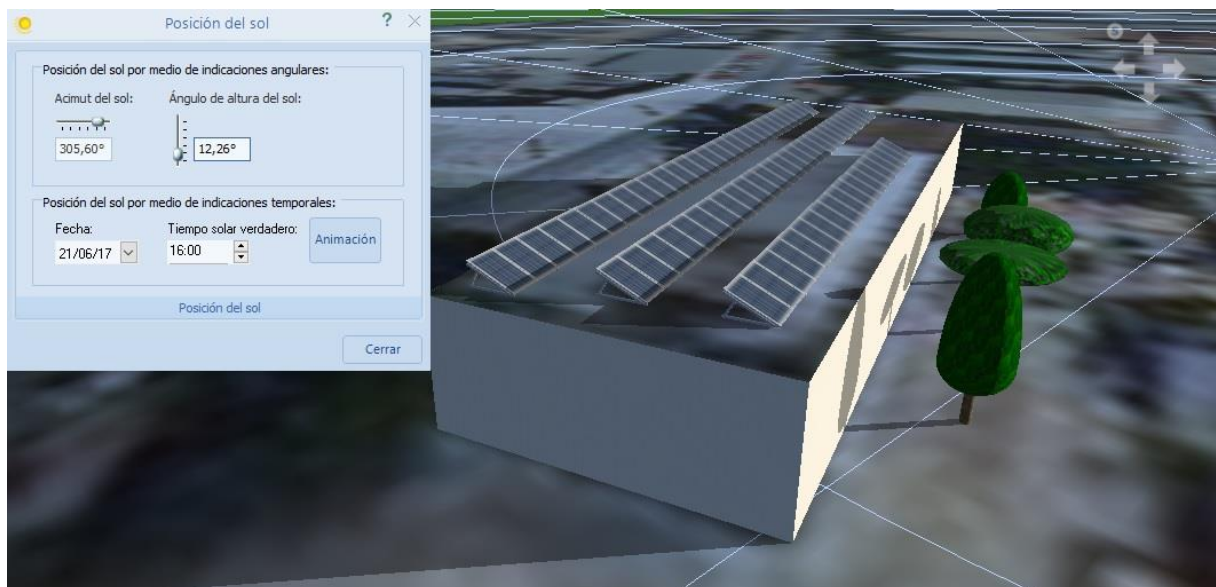


Considerando nuevamente el solsticio de invierno como el escenario más desfavorable para la generación fotovoltaica se simula mediante software PV*SOL la cantidad de sombra que afectara a los paneles en el día 21 y 22 de junio del año 2017. A continuación se muestran las imágenes de la simulación:

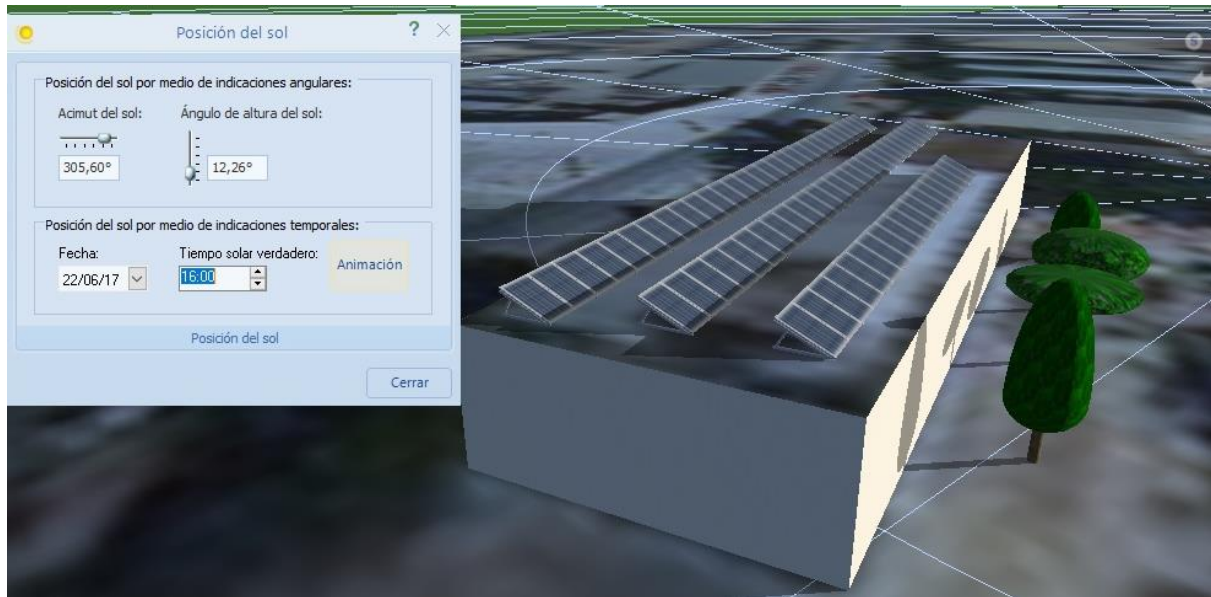
21/06/2017 a las 12:00 hrs



21/06/2017 a las 17:00 hrs



22/06/2017 a las 17:00 hrs



Anexo

elección comercial de conductores:

TRAMO	SEC. COMERCIAL	SEC. REAL	Diametro ext.	PESO	Tº. SERV.	I. ADMISIBLE	TIPO
PANEL - INV.	4 mm	3.31 mm ²	5.5 mm	58 kg/km	120º	46 A	PV1-F
INV. - T.A.	5 x 6 AWG	13.3 mm ²	21.3 mm	941 kg/km	90º	58 A	RV-K
T.A. - T. G.	1 AWG	42.4 mm ²	12.6 mm	442 kg/km	90º	158 A	RV-K
T.G. - E	2/0 AWG	67.4 mm ²	15.1 mm	675 kg/km	90º	212 A	RV-K

Cable CC:

Sección nominal	Color	Diámetro del conductor	Diámetro exterior del cable Valor mínimo	Diámetro total del cable Valor máximo	Peso	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad admisible al aire (1)	Caída de tensión (continua)
[mm ²]		[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]	[Ω/km]	[A]	[V/A km]
1x1,5	Ne, Az, Ro	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	Ne, Az, Ro	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	Ne, Az, Ro	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	Ne, Az, Ro	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	Ne	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	Ne	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	Ne	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	Ne	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	Ne	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	Ne	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	Ne	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	Ne	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	Ne	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	Ne	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	Ne	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
Otros cables y accesorios para red de BT o AT consultar.

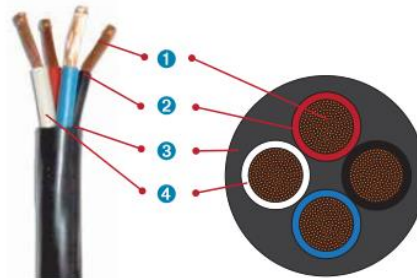
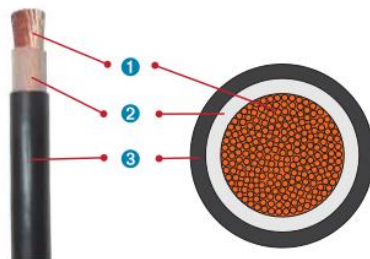
Cable CA:

RV-K FOC

Mono y multiconductor extraflexibles, aislación XLPE y cubierta PVC. Cables de tierra y/o neutros opcionales. 1000 V
Los cables con calibres en AWG se denominan SUPERFLEX y los basados en el sistema milimétrico RV-K FOC

LIBRE DE
PLOMOCONDUCTOR
FLEXIBLERESISTENTE
AL AGUARESISTENCIA A
LA INTemperieRESISTENCIA
A IMPACTOSRETARDANTE
A LA LLAMAREDUCIDO RADIO
DE CURVATURA

- 1 CONDUCTOR: cobre flexible, clase I ó 5 según versión (ver Características de operación).
- 2 AISLACIÓN: XLPE.
- 3 CUBIERTA EXTERIOR: PVC de color negro. Otros colores disponibles a pedido.
- 4 CONDUCTOR NEUTRO (solo en los SUPERFLEX multipolares): puede ser al 100% (como cuarto conductor) o al 50% en cuyo caso está compuesto por 1 ó 3 conductores.



SUPERFLEX MONOCONDUCTOR VERSIONES ESTÁNDAR Y TC- CALIBRES AWG/kcmil

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	5,5	49	26	40	-
12	3,31	2,4	0,7	5,9	62	40	53	-
10	5,26	3,0	0,7	6,6	82	51	69	-
8	8,37	3,8	0,7	7,4	115	61	108	83
6	13,3	4,7	0,7	8,4	164	79	139	110
4	21,2	6,0	0,9	10,0	244	104	178	145
2	33,6	7,7	0,9	11,5	368	137	230	190
1	42,4	8,7	1,0	12,6	442	158	261	225
1/0	53,5	9,4	1,0	13,7	545	182	297	260
2/0	67,4	10,7	1,1	15,1	675	212	340	300
3/0	85,0	11,7	1,1	16,3	803	240	379	345
4/0	107	12,9	1,2	18,2	1.026	278	433	400
250	127	13,8	1,2	19,4	1.197	308	471	445
350	177	17,4	1,6	22,9	1.649	375	557	550
500	253	20,8	1,7	27,9	2.413	473	684	695
750	380	25,2	2,0	32,9	3.579	599	840	900
1000	507	29,8	2,2	38,8	4.845	710	980	1075

(1) Ducto enterrado a 0,7m. 3 cables por ducto. Rho del terreno 0,9.

(2) Cables enterrados a 0,9m, separados a 0,2m desde sus centros. Rho del terreno 0,9.

(3) Cables al aire, en disposición plana separados a 1 diámetro y no expuestos al sol. Para cables separados a menos de 1 diámetro, la capacidad de corriente debe derratearse a un 75% del valor indicado en la tabla.

SUPERFLEX MULTICONDUCTOR - 3 FASES + 1 NEUTRO +1 TIERRA

Calibre AWG/kcmil	Sección nominal mm²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislación mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Capacidad de corriente A		
						Ducto enterrado (1) Temp. amb. 20 °C	Direct. enterrado (2) Temp. amb. 20 °C	Aire libre (3) Temp. amb. 40 °C
14	2,08	1,9	0,7	12,5	249	22	22	21
12	3,31	2,4	0,7	13,8	319	29	29	28
10	5,26	3,0	0,7	16,4	484	37	37	36
8	8,37	3,8	0,7	18,7	655	46	67	45
6	13,3	4,7	0,7	21,3	941	59	86	58
4	21,2	6,0	0,9	24,3	1.291	78	111	78
2	33,6	7,7	0,9	29,2	2.080	102	144	106
1	42,4	8,7	1,0	34,4	2.628	117	164	122
1/0	53,5	9,4	1,0	37,4	3.200	138	187	143
2/0	67,4	10,7	1,1	40,1	3.944	161	214	167
3/0	85,0	11,7	1,1	45,3	5.159	182	239	191
4/0	107	12,9	1,2	46,8	5.934	210	274	224
250	127	13,8	1,2	49,6	6.769	232	298	249
350	177	17,4	1,6	61,5	9.482	281	355	306
500	253	20,8	1,7	74,7	14.627	358	435	388

(1) Ducto enterrado a 0,7m, 1 cable en el ducto. Rho del terreno 0,9.

(2) Cable enterrado a 0,9m. Rho del terreno 0,9.

(3) Cable al aire soportado por un mensajero y no expuestos al sol.

Cubicación de Materiales

CANALIZACIÓN AC		
Materiales	UNIDAD	Cantidad
C.A.G 1 1/4"	METROS	1
Flexible Metalico 1 1/2"	METROS	3
T.P.R SCH 1 1/2"	METROS	15
TERMINAL C.A.G 1 1/2"	UND	6
Coplas C.A.G 1 1/2"	UND	3
CURVA C.A.G 1 1/2"	UND	3
Abrazadera tipo Cadis 1 1/2"	UND	6
Cajas 150 x 150 x 100 mm	UND	1
Terminales Flex 1,1/2"	UND	8
Prensa Estopa PG21	UND	4
Tablero 600x500x200	UND	1
Camara de Registro TP	UND	1
Camara Electrica 400x400x600	UND	1
Barra cooperweld 1,5 m 5/8''	UND	1
Tablero monitoreo 400x300x100	UND	1
Tapa Camara Electrica 440x440	UND	1
Proteccion Autmatica Tetrapolar 4x40A	UND	1
Proteccion Diferencial 4x40A Clase A, 300mA	UND	1
Proteccion Autmatica tripolar 3x40A	UND	1
T.P.R SCH TERMINAL 1 1/2"	UND	4
CANALIZACIÓN CC		
Materiales	UNIDAD	Cantidad
C.A.G 1 1/4"	METROS	6
B.P.C METALICA 100 X 50 MM	METROS	10
Flexible Metalica 1"	METROS	3
CURVA C.A.G 1"	UND	2
COPLA C.A.G 1'	UND	8
Caja 150 x 150 x 100 mm	UND	1
cobre desnudo 8 awg	METROS	10
Abrazadera tipo Cadis 1"	UND	6
Terminales C.A.G 1"	UND	4
Terminales Flexible Metalico 1"	UND	4
Perno partida c/espiga 8 awg	UND	10
Cable TP Verde 4 mm2	METROS	55
Terminal de Ojo para 4mm2/10 awg	UND	190
Conector MC4 par	UND	8
Cable solar PV1F 4 mm2	METROS	100
Prensa Estopa PG9	UND	14
Tablero 600x500x200 mm	UND	1
Inversor Fronios 20 kw	UND	1

TRAMOS DE ALIMENTADOR	CAPACIDAD DE PROTECCION (A)	TENSION DE UG EN CC (V)	TENSION DE UG EN AC (V)	CONDUCTOR				CANALIZACION		CAIDA DE TENSION	
				TIPO AISLACION	SECCION (mm2)	CORRIENTE MAX. (A)	LARGO (m)	TIPO	diametro	V	% DE Vn
UG - INVERSOR		718,2		PV1-F	4	9,18	30	C.A.G	1 1/4 "	4,9	0,68
INVERSOR - TAF	40		380	RVK	10	51,5	6	B.P.C	100x50	1,0	0,25
TAF - TG	40		380	RVK	16	52,2	20	C.A.G	1 1/2 "	2,0	0,53
TG - EMPALME	80		380	RVK	21,2	95	10	C.A.G	1 1/2 "	1,4	0,37
TOTAL										9,3	1,8

UG N°	N° STRING	INVERSOR STRING				PROTECCION CA		CANALIZACION CA							UBICACIÓN
		POT. MAX [W]	VOLTAJE AC (V)	PERFILES DE ALUMINIO O DE CABLES PERMISOS	MODELO Y MARCA	DISTINTOR (A)	DIFERENCIA L (A) - (mA)	DUCTO		CONDUCTOR					
								TIPO	SECCION mm2	TIPO AISLACION	SECCION (mm2)	CORRIENTE MAX. (A)	LARGO (m)	CAIDA DE TENSION (V)	
1	1	20kW	380	CHILE	FRONIUS SYMO 20kW	4X40	4x40-300	C.A.G	2"	RV-K	10	30	6	0,96	SALA ELECTRICA

UG N°	N° STRING	MODULOS O PANELES								STRING O CADENA						INVERSOR STRING				CANALIZACION CC								UBICACIÓN
		TIPO MODULO	POT. MAX (W)	CORRIENTE OPERACION (A)	VOLTAGE VDC (V)	VOLTAGE DE OPERACION (V)	CORRIENTE CONTINUA (A)	CORRIENTE MAX. INVERSA (A)	CANTIDAD DE MODULOS	VOLTAGE VDC (V)	CORRIENTE MAX. (A)	POT. MAX (W)	FUSIBLE CORRIENTE INVERSA (A)	DIODO DE BLOQUEO TENSION INVERSA (A)	RANGO ENTRADA CC VDC	N° TRACKER AL QUE ESTA CONECTADO EL STRING	POT. ENTRADA (W)	DUCTO	TIPO AISLACION	SECCION (mm2)	CORRIENTE MAX. (A)	LARGO (m)	CAIDA DE TENSION (V)					
1	1	policitrino	265	8,7	37,8	30,5	9,18	15	19	718,2	9,18	5035	-	-	200-1000	47,7	1	37,7	C.A.G	1 1/4"	PV1-F	4	9,18	10	1,62	techumbre		
	2	policitrino	265	8,7	37,8	30,5	9,18	15	19	718,2	9,18	5035	-	-	200-1000	47,7	1	37,7	C.A.G	1 1/4"	PV1-F	4	9,18	15	2,43	techumbre		
	3	policitrino	265	8,7	37,8	30,5	9,18	15	19	718,2	9,18	5035	-	-	200-1000	47,7	2	37,7	C.A.G	1 1/4"	PV1-F	4	9,18	25	4,05	techumbre		
	4	policitrino	265	8,7	37,8	30,5	9,18	15	19	718,2	9,18	5035	-	-	200-1000	47,7	2	37,7	C.A.G	1 1/4"	PV1-F	4	9,18	30	4,86	techumbre		
TOTAL		TOTAL							76			20140																