

MEMORIA EXPLICATIVA

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 25 KW ON-GRID

CENTRO DE SALUD RICARDO VALDÉS

Noviembre de 2016

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1.Introducción	4
1.2.Objetivo del proyecto	4
1.3.Descripción del sistema proyectado	4
1.4.Localización y emplazamiento	5
1.5.Antecedentes locales de radiación solar	6
1.6.Energía estimada a generar	7
1.7.Normativa y documentación técnica aplicable	8

2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

2.1.Unidad generadora – Módulos fotovoltaicos)	8
2.2.Inversores	9
2.3.Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos	9
2.4.Montaje y fijación de paneles a estructura	9
2.5.Cálculo de separación entre módulos fotovoltaicos	9
2.6.Impermeabilización de techumbres	10
2.7.Existencia de sombras	10

3. DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO

3.1.Cálculos justificativos	11
3.1.1.Arreglo o distribución de los Strings	11
3.1.2.Cálculo de conductor	11
3.2.Criterio para protección en CA	11
3.2.1.Caída de tensión en CC	11
3.2.2.Caída de tensión en CA	12
3.3.Comprobación de parámetros mínimos y máximos	13
3.3.1.Comprobación de número máximo de paneles en serie	13
3.3.2.Comprobación de máxima corriente de entrada al Inversor	13
3.4.Comprobación de márgenes de voltaje de entrada al Inversor	13
3.4.1.Comprobación Márgenes de Voltaje de entrada al Inversor en función de T° extrema	13
3.4.2.Comprobación Máxima Corriente de entrada al Inversor	14
3.5.Coordinación y selectividad de protecciones	14
3.5.1.Protecciones en los inversores	14
3.5.2.Protecciones en el tablero fotovoltaico	14
3.5.3.Protecciones en el punto de Inyección	15
3.5.4.Tierra de protección	15
3.6.Sistema de monitoreo	15
3.7.Anclaje de seguridad del generador de respaldo	15
3.8.Características del empalme eléctrico y equipo de medida	16

4. CUBICACIÓN DE MATERIALES18
5. MEDIDAS DE SEGURIDAD19
6. ANEXOS20
6.1. Informe radiación solar	
6.2. Fichas técnicas	
6.2.1. Módulo fotovoltaicos	
6.2.2. Inversores	
6.2.3. Estructuras de soporte	
6.2.4. Ficha Técnica Contactor	
6.2.5. Ficha Técnica Cable Superflex	
6.3. Resoluciones SEC	
6.3.1. Módulo fotovoltaico	
6.3.2. Inversor	
6.4. Formulario 4 – Respuesta a solicitud de conexión.	
6.5. Listado de planos del proyecto	
6.5.1. Lámina 1: Layout de proyecto.	
6.5.2. Lámina 2: Sección lateral de techumbre.	
6.5.3. Lámina 3: Distribución de estructura de soporte en cubierta y medidas de seguridad.	
6.5.4. Lámina 4: Plano de estructura de soporte de módulo fotovoltaico.	
6.5.5. Lámina 5: Plano de módulo fotovoltaico y conectores.	
6.5.6. Lámina 6: Detalle de strings y canalizaciones.	
6.5.7. Lámina 7: Diagrama unilineal.	
6.5.8. Lámina 8: Diagrama unilineal elemental.	
6.5.9. Lámina 9: Cuadro de cargas y de caídas de tensión en CC y CA.	
6.5.10. Lámina 10: Diagrama simplificado de monitoreo.	

1. ANTECEDENTES GENERALES

1.1 Introducción

En el marco del programa Techos Solares Públicos que se encuentra desarrollando el ministerio de Energía a través de la Subsecretaría de Energía, la presente memoria explicativa entrega todos los antecedentes que han sido considerados para definir y diseñar un sistema fotovoltaico de 25KW de potencia proyectado para ser instalado en Edificio Centro de Salud Ricardo Valdés, Región del Maule.

El sistema de generación eléctrica proyectado, se desarrolló considerando lo establecido en la Ley 20.571 que permite la conexión a la red de distribución de equipos de generación eléctrica que utilicen fuentes de energía renovable o de cogeneración eficiente y que tengan una potencia máxima de 100 kW.

Es por lo indicado que la presente memoria explicativa considera todos los aspectos técnicos requeridos por el organismo competente (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) para su posterior aprobación y puesta en servicio del sistema como así todos los equipos y componentes considerados cuentan con las autorizaciones y requerimientos establecidos en la normativa vigente.

Con la planta fotovoltaica proyectada, las dependencias de la Municipalidad contarán con un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo disminuyendo los costos por consumo de energía eléctrica desde la red de distribución, ayudando así a diversificar la matriz energética.

1.2 Objetivo del proyecto

Implementar y poner en operación un sistema fotovoltaico en las dependencias del Edificio Centro de Salud Ricardo Valdés, el cual permita generar energía eléctrica para auto consumo y que sea desarrollado acorde a lo establecido en la normativa nacional vigente.

1.3 Descripción del sistema proyectado

La planta solar que ha sido diseñada para la generación de energía eléctrica a través de módulos o paneles solares fotovoltaicos la cual funcionará conectada a la red eléctrica, conocido como un sistema On-Grid. La planta fotovoltaica está compuesta principalmente por un grupo generador fotovoltaico e inversor de corriente entre otros componentes requeridos para implementar el sistema.

El generador fotovoltaico está compuesto por módulos fotovoltaicos, de la misma potencia, marca y modelo, conectados eléctricamente entre sí, formando strings o cadenas de paneles conectados en serie. Este conjunto de paneles, se encarga de transformar la energía del Sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiación solar que incide sobre ellos. Estos paneles se instalan sobre estructuras de aluminio orientadas e inclinadas de acuerdo a ciertos parámetros constructivos y geográficos que permiten maximizar la radiación incidente, aumentando de esta forma la generación eléctrica producida.

Los módulos fotovoltaicos son conectados a un inversor de corriente, el cual permitirá transformar la energía producida por el campo solar de corriente continua a corriente alterna, que es la que utiliza la red común y cuando la energía autogenerada no alcance a satisfacer el consumo del usuario, entonces la electricidad se obtendrá de la red eléctrica convencional y a su vez, cuando la electricidad producida por el sistema de autogeneración sea mayor a la consumida, entonces será inyectada a la red eléctrica. Para poder registrar lo anterior, dentro del

proceso de instalación se realiza la instalación de un medidor eléctrico bidireccional el cual registrará no sólo el consumo energético, sino que también los aportes de energía inyectada a la red eléctrica. De forma simplificada en la figura 1 se muestra un esquema general de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica como el descrito previamente.

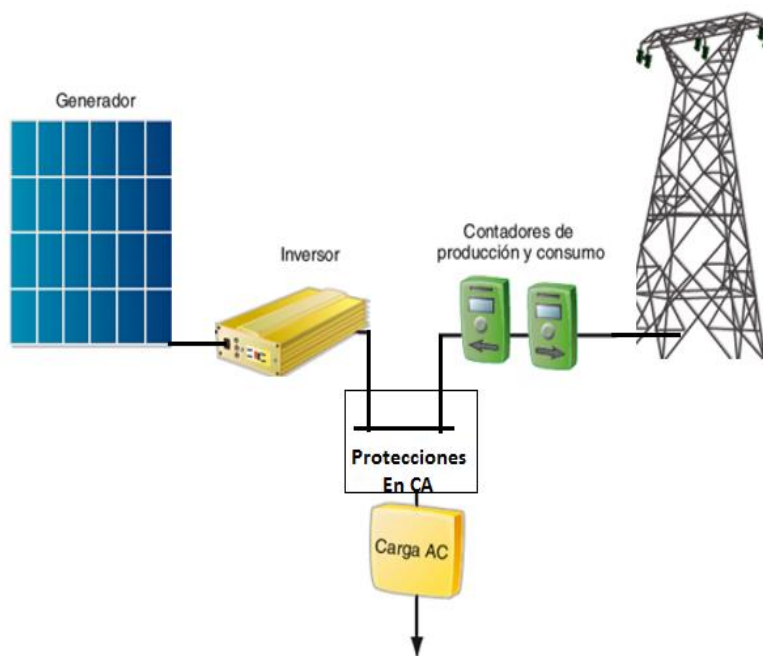


Figura 1: Esquema general sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

1.4 Localización y emplazamiento

La planta proyectada se encontrará ubicada en las dependencias del Edificio Centro de Salud Ricardo Valdés, ciudad de Cauquenes, Región del Maule y su ubicación geográfica se muestra en las siguientes figuras:

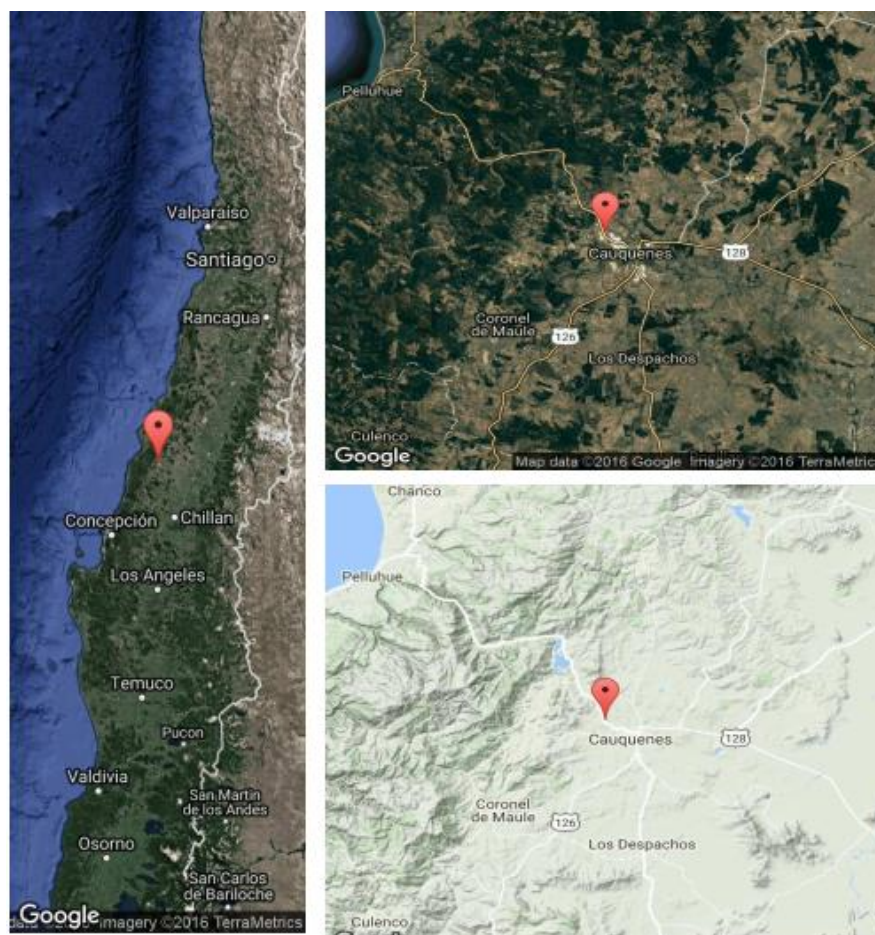


Figura 2: Ubicación nacional y regional del edificio Centro de Salud Ricardo Valdés

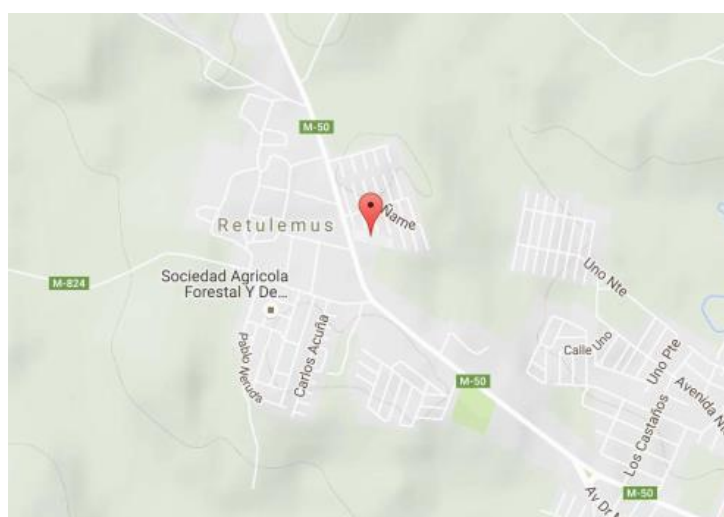


Figura 3: Ubicación comunal Edificio Centro de Salud Ricardo Valdés

1.5 Antecedentes locales de radiación solar

Para desarrollar la estimación de radiación solar para el presente proyecto se ha utilizado como herramienta de estimación la aplicación “Explorador solar para autoconsumo” de la Universidad de Chile. A continuación, se muestra una tabla resumen con la radiación anual local y una tabla resumen con los promedios de la radiación global, la radiación directa y la radiación difusa incidente para distintas escalas de tiempo. En el Anexo 6.1 del presente documento se entrega el informe de estimación del potencial solar considerado para desarrollar la presente memoria.

RADIACIÓN ANUAL	Global Horizontal	Global Inclinado ^{36°}	Directa Normal	Difusa Horizontal
	(KWh/m ² /día)	(KWh/m ² /día)	(KWh/m ² /día)	(KWh/m ² /día)
	5.19	5.73	7.07	0.97

Figura 4: Radiación anual por m²/día en ciudad de Cauquenes

Radiación incidente en plano horizontal

	Promedio Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m ² /día)	4.23	7.43	6.4	4.93	3.28	1.74	1.24	1.44	2.18	3.61	4.77	6.52	7.2
Difusa (kWh/m ² /día)	0.98	1.13	1.08	0.93	0.82	0.72	0.65	0.69	0.82	1.04	1.29	1.29	1.24
Global (kWh/m ² /día)	5.2	8.56	7.48	5.86	4.09	2.46	1.9	2.13	3.0	4.66	6.06	7.81	8.44

Radiación incidente en panel

	Promedio Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m ² /día)	4.74	6.45	6.36	5.9	4.85	3.12	2.49	2.73	3.45	4.65	5.03	5.86	6.0
Difusa (kWh/m ² /día)	0.88	1.02	0.98	0.84	0.74	0.65	0.59	0.62	0.74	0.94	1.17	1.17	1.12
Suelo (kWh/m ² /día)	0.12	0.2	0.17	0.13	0.09	0.06	0.04	0.05	0.07	0.11	0.14	0.18	0.19
Global (kWh/m ² /día)	5.74	7.67	7.51	6.88	5.68	3.83	3.12	3.4	4.26	5.7	6.34	7.2	7.31

Figura 5: Promedio mensual de radiación por m²/día en ciudad de Cauquenes

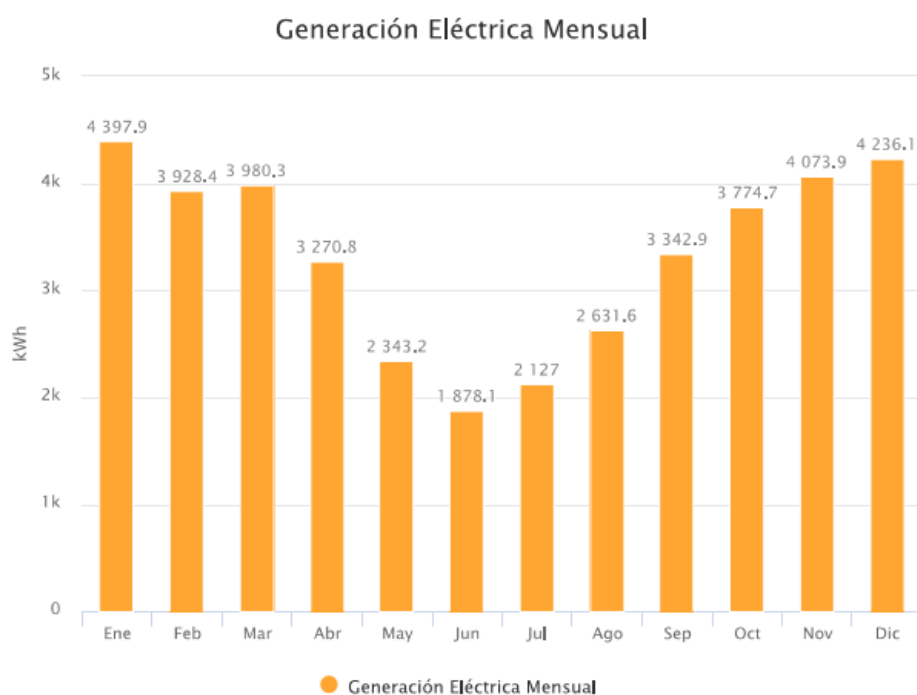
1.6 Energía estimada a generar

Al igual que el punto anterior, para estimar la energía que será generada por el sistema fotovoltaico de 25KW que ha sido proyectado se ha utilizado como herramienta de estimación la aplicación “Explorador solar para autoconsumo” de la Universidad de Chile, de lo cual se ha obtenido el siguiente resumen diaria y anual como así la curva de generación mensual promedio.

Capacidad Instalada:				25 kW			
Tipo de Arreglo				Modulos Fotovoltaicos			
Configuracion	Montaje	Inclinacion	Azimet	Sensibilidad Temperatura	Cobertura	Eficiencia Inversor	Otras perdidas
Orientacion Fija	Aislado	36	0	-0,45	Vidrio	0,96	14

Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
109.47 kWh	39957 kWh	18.2%

Figura 6: Generación estimada de energía (kWh) de forma diaria y anual



Explorador Solar / MINENERGIA / DGF

Figura 7: Distribución mensual de generación de energía eléctrica (kWh/mes)

1.7 Normativa y documentación técnica aplicable

La presente memoria técnica ha sido elaborada considerando lo establecido en la normativa nacional vigente applicable al presente Proyecto como así procedimientos e instructivos relacionados, los cuales se listan a continuación:

- Ley General de Servicios Eléctricos, DFL4
- Ley n° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales
- Norma Eléctrica Chilena 4/2003.
- Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión

- Procedimiento de Puesta en Servicio RGR n° 01/2014
- Instrucción Técnica RGR n° 02/2014
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, "NT SyCS"
- NCh 2/84: Electricidad, Elaboración y Presentación de proyectos
- NSEG 5/71: Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes
- NCh 2369/2003: Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales
- NCh 3171/2010: Diseño estructural – Disposiciones generales y combinaciones de cargas
- NCh 431/2010: Diseño estructural – Cargas de nieve
- NCh 432/2010: Diseño estructural – Cargas de viento

2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

2.1 Unidad generadora (UG) – Módulos fotovoltaicos.

La UG estará compuesta por 80 módulos fotovoltaicos marca Shenzhen Suovang New Energvy, modelo SY-60-250WP, Policristalino de 250 Wp de potencia cada uno o en su reemplazo en caso de alguna contingencia se considera el uso de paneles FV marca Ningbo OSDA Solar, modelo ODA250-30-P, Policristalino de 250 Wp de potencia cada uno. En el anexo 6.2.1 se adjunta ficha técnica del módulo indicado y en el anexo 6.3.1 se adjuntan su Resolución Exenta N°14047 de fecha 26 de junio de 2016 de la Superintendencia de Electricidad la cual autoriza su uso en instalaciones de generación eléctrica. Las principales características del Panel considerado son:

- Tiene certificación S.E.C. para uso según lo exigido en Ley 20571.
- Tiene eficiencia sobre el 17%
- Marco de aluminio anodizado
- Tolerancia a la Potencia de 0 a +3%
- Baja degradación por la exposición al sol
- Producto con 10 Años de garantía del fabricante
- Garantía de potencia de salida a 10 Años 90% y 25 Años 80%
- Tiene certificación IEC 61215 y 61730, esta última cubre los parámetros que son responsables del envejecimiento de los módulos fotovoltaicos, incluye todas las fuerzas de la naturaleza, tales como: Rayos UV (ultravioleta), incluida la luz del sol - Diferencial ambiental de humedad y temperatura - De carga mecánica (granizo, la succión del viento, la presión del viento) y los parámetros de la nieve (carga distribuida) que son los responsables del envejecimiento de los módulos.
- Tiene certificación IEC 61701 para su uso en zonas costeras.

2.2 Inversor

La unidad generadora de la planta fotovoltaica (módulos fotovoltaicos) estarán conectados a un Inversor Trifásico marca Fronius modelo SYMO de una capacidad de 20 kW. En el anexo 6.2.2 se adjunta ficha técnica del inversor indicado y en el anexo 6.3.2 Resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para su uso en instalaciones de generación eléctrica. Dicho inversor está configurado con los parámetros que exige la norma chilena según el reglamento para la ley 20.571.

- El Inversor descrito anterior mente tiene entre otras las siguientes ventajas:
- Es de procedencia europea con más de 40 años en el mercado
- Cuenta con certificación S.E.C
- Cuentan con 2 MPPT cada uno
- Configurado con el perfil chileno de acuerdo a reglamentación vigente
- El Inversor elegido tiene 5 años de garantía por el proveedor
- Tiene servicio técnico en Chile
- Es posible monitorear los diferentes parámetros por vía internet
- Tiene un rendimiento de 97.8%

2.3 Estructuras de soporte de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos serán instalados sobre estructuras de aluminio que serán fijadas sobre las cubiertas mediante pernos auto perforantes de la medida adecuada, los cuales irán directo a las vigas principales de las diversas techumbres.

Dichas estructuras tienen un ángulo de inclinación regulable, razón por la cual se puede conseguir de forma óptima la inclinación requerida, que en el caso del presente proyecto es de 30°.

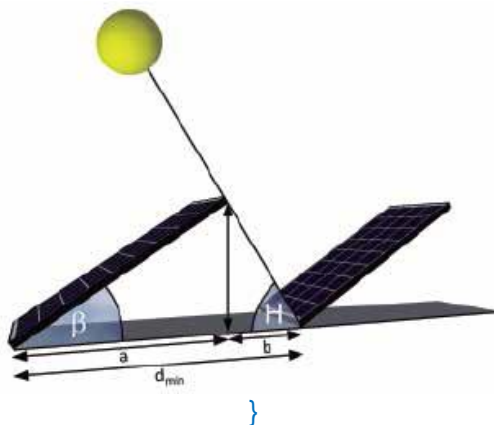
Detalles más específicos respecto de la estructura considerada como todas sus partes de sujeción y montaje se encuentran en el Anexo 6.2.3 del presente documento.

2.4 Montaje y fijación de paneles a estructura

Para instalar los módulos fotovoltaicos a la estructuras, estos irán sujetos a la estructura por medio de separadores especiales diseñados para este propósito los cuales mantiene una equidistancia entre módulos y a su vez sujetan estos hacia los rieles que tiene incorporado la estructura. Tanto los anclajes medios y finales van soportados con pernos de acero inoxidable tipo A2 DIN/ISO.

2.5 Cálculo de separación entre paneles

Para una correcta disposición de las estructuras de soportes de los paneles fotovoltaicos se ha determinado la distancia entre paneles, para evitar que estos se sombreen entre si y se reduzca el rendimiento de estos. Para las “cubiertas horizontales” se aplica el siguiente criterio:



El primer antecedente tomado en consideración para aplicar el criterio indicado es la altura solar mínima, que normalmente coincidirá con la altura solar del día más desfavorable (21 de junio).

Teniendo en cuenta que la latitud del lugar de la instalación es 31.46°S y los paneles quedarán con una inclinación de 30° se ha utilizado la siguiente conversión:

$$\begin{aligned} H &= (90^\circ - \text{latitud lugar}) - 23.5^\circ \\ H &= (90 - 31.46) - 23.5 \\ H &= 35.04^\circ \\ \text{Donde } H &\text{ es la altura solar mínima.} \end{aligned}$$

Ahora calculamos la distancia mínima entre paneles con la siguiente expresión:

$$d_{\min} = L \left(\frac{\cos\beta + \sin\beta}{\operatorname{tg}H} \right)$$

Donde L es la longitud del módulo, H es la elevación solar y B es la inclinación requerida.

$$\begin{aligned} d_{\min} &= 1.65(\cos 30^\circ + \sin 30^\circ / \operatorname{tg} 35.04) \\ d_{\min} &= 2.60 \text{ mt} \end{aligned}$$

2.6 Impermeabilización de techumbres

Para evitar filtraciones por la instalación de estructuras, se instalará entre la estructura y la cubierta una Empaquetadura de EPDM, esta contará con su respectiva certificación. Sobre la pernería se Impermeabilizará con sellante Butílico o Tapagoterías.

2.7 Existencia de sombras

El área sobre el techo donde se proyecta instalar el sistema fotovoltaico no presenta sombras permanentes que puedan afectar la radiación incidente y en consecuencia la producción de energía del campo fotovoltaico. Ese es uno de los factores críticos en el diseño de éste tipo de sistemas de generación, ya que el efecto de sombras sobre parte de un conjunto de paneles, también llamados “string”, podrían afectar la integridad de los paneles y producir la desconexión del sistema fotovoltaico, reduciendo considerablemente la producción de energía eléctrica y la vida útil del sistema.

3. DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO

3.1 Cálculos Justificativos

DIMENSIONAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN CC

3.1.1 Arreglo o distribución de los Strings

Considerando que la cubierta es de dos aguas los paneles quedaran agrupados por su misma orientación e inclinación, para esto se conectara cada grupo de paneles en un MPPT diferente.

En la siguiente tabla se muestra la distribución de los paneles en cubierta:

Inversor A 20 Kwp	Mppt 1		Mppt 2		Total paneles	Potencia unit.(w)
	String A1.1	String A1.2	String A2.1	String A2.2		
	20 Paneles	20 Paneles	20 Paneles	20 Paneles	80	250

Tabla 1: Distribución de paneles por String en cubierta

3.1.2 Justificación y Cálculo de conductor en cc

Para el cálculo del conductor tenemos los siguientes antecedentes previos:

- ρ Conductividad del Cobre = 0.018
- V.max de panel según ficha técnica= 30.8V
- I_{max} del módulo según ficha técnica= 8.56A
- Sección del conductor elegido 4 mm²
- L Largo del conductor

- Inversor A
- **Tramo 1- String A1.1 = 33 mt** (El mas desfavorable)

I Intensidad máxima de corriente

- Inversor A

Conexión serie, misma corriente:

I_{max} del módulo=I_{max} serie= 8.56A
Se agrega 25% de seguridad
I_{max}= 8.56A x 1.25
I_{max} para el cálculo del conductor= 10.7A

V_p Caída de Tensión máxima permitida en cc es 1.5% del V_n
V_p= 1.5% de 616v = 9.24v

3.1.2.1 Justificación del conductor en cc elegido por caída de tensión

La caída de tensión máxima permitida en CC es de 1.5% por lo que la máxima pérdida de voltaje para el tramo mas desfavorable sería:

- Tramo 1- String A1.1 = 33 mt

Con los antecedentes anteriores se aplica la fórmula para el cálculo de la sección del conductor:

$$S = \frac{2\rho L I}{\Delta V}$$

S= 2 x 0.018 x **33 mt** x 10.7 A / 9.24v
S= 1.37 mm²

Se aplica factor de corrección por $T^{\circ}(40^{\circ})$
 $S = 1.37 / 0.87$
 $S = 1.57 \text{ mm}^2$
 Sección comercial 4mm² (cumple según tabla n°2)

Nota: no se aplica factor de corrección por cantidad de conductores, no se supera el límite para su aplicación.

3.1.2.2 Justificación del conductor en cc elegido por capacidad de transporte de corriente máxima del tramo más desfavorable (Tramo 1 – String1A)

$$S = \frac{2\rho L I}{\Delta V}$$

Despejamos I:

$$I = S \times V_p / 2 \times \rho \times L$$

$$I = 4\text{mm}^2 \times 9.24\text{v} / 2 \times 0.018 \times 33\text{mt}$$

$$I = 31.1 \text{ A}$$

Aplicamos factor de corrección por variación de $T^{\circ}(40^{\circ})$:

$$I = 31.1 \text{ A} \times 0.87$$

$I = 27.05 \text{ A}$ (Corriente máxima que soporta el conductor elegido con estas condiciones, por lo que cumple con lo requerido, la corriente máxima a circular por el circuito es de 10,7 A).

Para la pérdida real de Voltaje del conductor elegido, aplicamos la siguiente ecuación:

$$V_p = 2 \times \rho \times L \times I / S$$

$$V_p = 2 \times 0.018 \times 33 \times 10.7 / 4$$

$$V_p = 3.17\text{v} < 9.24\text{v}$$

Como resultado de los cálculos anteriores nos resulta la siguiente tabla resumen:

Tramo mas desfavorable	Largo en mts	Tipo (cu/al)	$I_{m\grave{a}x}(I_{sc}) \text{ A}$	$I_{max}(x1.25) \text{ A}$	Calibre del conductor según calculo de caída de tensión (mm ²)	Calibre del conductor elegido, sección comercial (mm ²)	Caída de tensión según conductor elegido		Caída de tensión máxima permitida 1,5% V_n (V)
							V	%	
String A1.1	33	cu	8.56	10,7	1,57	4	3,17	0,51	9.24

Tabla 2 Cuadro resumen de las caídas de tensión y calibre de conductor en cc

Como referencia, a continuación, se muestra tabla de Intensidad de corriente admisible para conductores aislados, secciones milimétricas y tabla para factor de corrección de la capacidad de transporte de corriente por variación de T° ambiente, secciones métricas, Norma Nch 4/2003.

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.

Tabla 3: Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados Fabricados según Normas Europeas, Secciones Milimétricas, Temperatura de Servicio: 70°C; Temperatura Ambiente.

Temperatura ambiente [°C]	Factor de corrección f_t
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,07
30	1,00
35	0,93
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50
65	-

Tabla 4: Factor de Corrección de la Capacidad de Transporte de Corriente por Variación de Temperatura Ambiente. Secciones Métricas.

DIMENSIONAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN CA

3.1.2.3 Dimensionamiento del conductor elegido por caída de tensión

Para el cálculo del conductor tenemos los siguientes antecedentes previos:

Ahora aplicamos la siguiente fórmula:

ρ : Conductividad del Cobre = 0.018

V.nominal en CA= 380 V

I max salida de Inversor 28.9A x 1.25= 36.12A

L Largo del conductor:

- Tramo Inversor – TD UGFV = 4mt
- Tramo TD UGFV – Punto de Inyección =4mt

La caída de tensión máxima permitida en CA es de 3%, por lo que la caída de tensión será:

- Vnom.380v x 3% = 11.4 v

Ahora aplicamos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\sqrt{3}\rho L I \cos \varphi}{\Delta V}$$

$$S = 1.732 \times 0.018 \times 8\text{mt} \times 36.12 \text{ A} \times 0.98 / 11.4\text{v}$$

$$S = 0.77 \text{ mm}^2$$

La sección comercial elegida es 8.37 mm² (8AWG), aislación EVA, libre de halógenos, según tabla siguiente la capacidad de transporte para esta sección es de 50Amp.

Nota: no se aplica factor de corrección por cantidad de conductores, ni por T°, no se supera el límite para su aplicación.

Sección [mm ²]	Temperatura de servicio [°C]					
	60		75		90	
	Tipos TW, UF		Tipos THW, THWN, TTU, TTMU, PT, PW		Tipos THHN,XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USE-RHHM, ET, EN	
	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B
2,08	20	25	20	30	25	35
3,31	25	30	25	35	30	40
5,26	30	40	35	50	40	55
8,37	40	60	50	70	55	80
13,3	55	80	65	95	75	105
21,2	70	105	85	125	95	140
26,7	85	120	100	145	110	165
33,6	95	140	115	170	130	190
42,4	110	165	130	195	150	220
53,5	125	195	150	230	170	260
67,4	145	225	175	265	195	300
85	165	260	200	310	225	350
107,2	195	300	230	360	260	405
126,7	215	340	255	405	290	455
151,8	240	375	285	445	320	505
177,3	250	420	310	505	350	570
202,7	280	455	335	545	380	615
253,2	320	515	380	620	430	700
303,6	355	575	420	690	475	780
354,7	385	630	460	755	520	855
379,5	400	655	475	785	535	885
405,4	410	680	490	815	555	920
456,0	435	730	520	870	585	985
506,7	455	780	545	935	615	1055
633,4	495	890	590	1065	665	1200
750,1	520	980	625	1175	705	1325
886,7	545	1070	650	1280	735	1455
1.013	560	1155	665	1385	750	1560

Grupo A.- Hasta tres conductores en ducto, en cable o directamente enterrados.

Grupo B.- Conductor simple al aire libre. Para aplicar esta capacidad, en caso de conductores que corran paralelamente, debe existir entre ellos una separación mínima equivalente a un diámetro del conductor.

No obstante lo indicado en la tabla, las protecciones de cortocircuito de los conductores de 2,08 mm², 3,31 mm² y 5,26 mm², no deberán exceder de 16, 20 y 32 A, respectivamente

Tabla 5: Intensidad de Corriente admisible para conductores aislados fabricados según Normas Norteamericanas. Secciones AWG. Temperatura ambiente 30°C.
Norma Nch 4/2003

3.1.2.4 Justificación del conductor elegido por capacidad de transporte de corriente

$$S = \frac{\sqrt{3} \rho L I \cos \varphi}{\Delta V}$$

Despejamos I:

$$I = S \times V_p / 1.732 \times \rho \times L \times \cos \varphi$$

$$I = 8.37 \text{ mm}^2 \times 11.4 \text{ v} / 1.732 \times 0.018 \times 8 \text{ mt} \times 0.98$$

I = 390 A (Corriente máxima que soporta el conductor elegido con estas condiciones, por lo que cumple con lo requerido ya que la corriente máxima a circular es de 36.12 A).

3.1.2.5 Pérdida real de Voltajes con conductor elegido

Aplicamos la Formula:

$$S = \frac{\sqrt{3} \rho L I \cos \varphi}{\Delta V}$$

Despejamos Vp:

$$V_p = 1.732 \times \rho \times L \times I \times \cos \varphi / S$$

Tramo Inversor – TD UGFV

$$V_p = 1.732 \times \rho \times L \times I / S$$

$$V_p = 1.732 \times 0.018 \times 4 \times 36.12 / 8.37$$

$$V_p = 0.53 \text{ v} < 11.4 \text{ v}$$

Tramo TD UGFV – TG (Punto de inyección)

$$V_p = 1.732 \times \rho \times L \times I / S$$

$$V_p = 1.732 \times 0.018 \times 4 \times 36.12 / 8.37$$

$$V_p = 0.53 \text{ v} < 11.4 \text{ v}$$

Como resultado de los cálculos anteriores nos resulta la siguiente tabla resumen:

Tramo	Largo en mts	Tipo (cu/al)	Imax A	Imax(x1.25) A	Calibre del conductor según calculo	Calibre del conductor elegido,	Caída de tensión según conductor elegido		Caída de tensión maxima	Tipo de Conductor	Tipo de aislacion
							V	%			
Inversor - TD UGFV	4	cu	28.9	36.12	0.77	8.37	0,53	0.13	11.4	Multiconductor	EVA
TD UGFV-TG	4	cu	28.9	36.12	0.77	8.37	0,53	0.13	11.4	Multiconductor	EVA

Tabla 6 Cuadro resumen de las caídas de tensión y calibre de conductor en ca

Los datos anteriores se encuentran también en la Lámina 8 “Cuadro de cargas y de caídas de tensión en CC y CA” del set de planos del proyecto que se encuentran como anexos a la presente memoria.

3.2 Criterio para protección en CA

De acuerdo con la ficha técnica del Inversor la máxima corriente de salida en CA es de 28.9 A, con lo que podemos calcular las protecciones a utilizar, para eso tenemos la siguiente tabla:

	Imax de salida (A)	x1.25	Automático Tetrapolar (A)	P.Diferencial (A)	Corriente Fuga(mA)
Inversor A-B-C-D 20 Kw	28.9	36.12	4x40	4x40	300

3.3 Comprobación de parámetros mínimos y máximos

3.3.1 Comprobación de número máximo de paneles en serie según tensiones máxima y mínima de entrada al Inversor elegido

Datos técnicos de tensiones y corriente máxima de entrada del Inversor:

Tensión Mpp Inversor Fronius	320 / 800 V
Tensión Max	1000 V
Tensión Nominal	600 V
Corriente Máxima entrada en cc	33 A

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie máx.} = V_{\text{máx inv.}} / V_{\text{máx panel}}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie máx.} = 800 \text{ v} / 30,8 \text{ v}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie máx.} = 25$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie mín.} = V_{\text{mín inv.}} / V_{\text{máx panel}}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie mín.} = 320 \text{ v} / 30,8 \text{ v}$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos serie mín.} = 11$$

Se confirma calculo anterior, cantidad de módulos serie está entre 11 y 25, para este caso, “Centro de Salud Ricardo Valdés” se consideraron 20 paneles en serie por String.

3.3.2 Comprobación de máxima corriente de entrada al Inversor

La tensión nominal de trabajo del Inversor en el punto de máxima potencia en condiciones standard es:

$$V_{nom.inv.(pmp)} = V_{máx} \times N^{°ms}$$

$$V_{nom.inv.(pmp)} = 30,8 \times 20$$

$$V_{nom.inv.(pmp)} = 616 \text{ v} < 800 \text{ v (se cumple)}$$

3.4 Comprobación de márgenes de voltaje de entrada al Inversor

3.4.1 Comprobación de Márgenes de Voltaje de entrada al Inversor en función de Temperaturas extremas

La tensión mínima de entrada del Inversor en condiciones standard de trabajo, bajo una temperatura máxima del módulo de 80 °C y teniendo en cuenta la caída de tensión máxima del cálculo (1,5%) es:

$$V_s (\text{mínima}) = (V_{sc} \times N^{°ms}) + (Kt \times Dt \times N^{°ms}) - (u\% \times (V_{sc} \times N^{°ms}) / 100$$

$$V_s (\text{mínima}) = (30,8 \times 20) + ((-0.129) \times (80^\circ - 25^\circ) \times 20) - (0,015 \times (30,8 \times 20)) / 100$$

$$V_s (\text{mínima}) = 474 \text{ v} > 320 \text{ v (se cumple)}$$

Dónde:

- $V_{sc}(\text{mínima})$: tensión mínima a la entrada del Inversor.
- V_{sc} : tensión en el punto de máxima potencia en condiciones standard del MFV.
- $N^{°ms}$: número de módulos conectados en serie.
- Kt : factor de corrección de tensión por T° .
- Dt : diferencia de T° respecto al standard (25°C).
- $U\%$: caída de tensión DC de cálculo (1,5%)

La tensión máxima en condiciones standard en la entrada del Inversor se produce con una temperatura mínima de -5°C, entonces:

$$V_s (\text{máxima}) = (V_{sc} \times N^{°ms}) + (Kt \times Dt \times N^{°ms}) - (u\% \times (V_{sc} \times N^{°ms}) / 100$$

$$V_s (\text{máxima}) = (30,8 \times 20) + ((-0.129) \times (-5^\circ - 25^\circ) \times 20) - (0,015 \times (30,8 \times 20)) / 100$$

$$V_s (\text{máxima}) = 693.3 \text{ v} < 800 \text{ v (se cumple)}$$

3.4.2 Comprobación de Máxima Corriente de entrada al Inversor

La Corriente máxima a generar que soporta el Inversor es:

$$I_{máx.} = I_{sc} \times N^\circ \text{ de paralelos por cada Mppt}$$

$$I_{máx.} = 8.56 \text{ A} \times 2$$

$$I_{máx.} = 17.12 \text{ A} < 33 \text{ A (se cumple)}$$

3.5 Coordinación y selectividad de protecciones

El proyecto contempla protecciones eléctricas en tres partes diferentes:

- Protecciones en los inversores
- Protecciones en el tablero fotovoltaico

- Protecciones en el Punto de Inyección

3.5.1 Protecciones en los inversores

El inversor utilizado para el proyecto “Centro de Salud Ricardo Valdés” contempla las siguientes protecciones:

- Protección de sobretensiones clase II en los lados de corriente continua y alterna (exigido por la RGR n°2/2014 en el punto 13.13)
- Medición del aislamiento CC
- Comportamiento de sobrecarga de Potencia (Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia)
- Seccionador CC
- Protección contra polaridad inversa

3.5.2 Protecciones en el tablero fotovoltaico

La instalación solar FV proyectada “Edificio Centro de Salud Ricardo Valdés” llevará un tablero general (TD UGFV) como lo solicita el reglamento vigente, con un Automático Tetrapolar y un Protector Diferencial Tetrapolar.(como se detalla en el punto 3.2 de la presente memoria y en la lámina n° 7 “Esquema Unilineal” de los planos adjuntos))

Estos componentes se montarán en un Tablero o gabinete especialmente diseñado para tal efecto ubicado a un costado del Inversor, tal como se especifica en los planos adjuntos. De este Tablero saldrán los conductores hacia el punto de Inyección.

El tablero General quedará bajo todas las normas vigentes tanto por la instrucción técnica de las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red (RGR) así como bajo la norma Nch Elec 4/2003.

3.5.3 Protecciones en el punto de Inyección

En el TG existente se contempla la instalación de un automático general de 4x50 A. Mayores antecedentes se entregan en la Lámina 7 del set de planos del proyecto que se encuentran como anexos a la presente memoria

3.5.4 Tierra de Protección

La conexión a tierra de la ISFV será tomada de la actual tierra de protección de la instalación existente. Esta conexión se hará en el tablero general o en el punto de conexión a la red, desde ahí se aterrizará el tablero de UGFV con todos sus componentes y la totalidad de la estructura.

La estructura de aluminio será aterrizada en todos los puntos que requiera para mantenerla protegida al igual que los paneles. Se utilizará terminales de ojo con pernos autoperforantes y cable THHN N°10.

La estructura quedará aterrizada de tal forma que al retirar un módulo FV por mantenimiento esta no pierda la protección contra tensiones peligrosas.

Al final de la instalación se efectuarán las mediciones de resistividad del terreno para verificar que cumpla con el máximo permitido por la Norma Chilena que es bajo los 20 Ohms.

3.6 Sistema de monitoreo

El Inversor presentado en el “Proyecto Centro de Salud Ricardo Valdés” tiene incorporado un sistema de monitoreo remoto Wlan/Web server y terminal RS485.

El tablero para el datalogger estará ubicado en la misma sala eléctrica con un tablero exclusivo para el aparato, el cual será de 12 puestos, además se le incorporará un a alimentación de 220 v. Este datalogger será conectado con el Inversor a través de una interfaz con cable de red con conectores RJ45. Desde el datalogger se proyecta la instalación con ducto galvanizado a la vista con el conductor tipo Par trenzado (para transferencia de datos), el cual interconectara con los Servidores del Edificio.

El servidor del edificio “Centro de Salud Ricardo Valdés” está ubicado en el piso inferior justo debajo de la sala eléctrica del 3º piso, por lo que el recorrido total del cableado se considera de 25 mts. El Datalogger será aportado por el mandante.

Mayores antecedentes se entregan en la Lámina 10 del set de planos del proyecto que se encuentran como anexos a la presente memoria

3.7 Anclaje de seguridad del generador de respaldo

Para que la Instalación solar FV no funcione en paralelo con el Generador de respaldo de la propiedad existente se proyecta la instalación de un enclavamiento de seguridad comandado por un Contactor de Potencia el cual estará ubicado en el TD UGFV.

Este contactor será conectado en serie con las protecciones del TD UGFV, estará comandado por un cableado de control entre los contactos nc y no del Generador de respaldo.

El cableado de control desde el TD UGFV y el TTA se considera utilizar cable THHN N° 14, aproximadamente 200 mt.

Información del grupo electrógeno se encuentra a continuación:

- Potencia 100 Kva
- Ubicación en subterráneo, cercano a la Sala eléctrica
- Cargas alimentadas: Circuitos de Emergencia

Mayores antecedentes se entregan en la Lámina 7 “Diagrama Unilineal” del set de planos del proyecto que se encuentran como anexos a la presente memoria.

3.8 Características del empalme eléctrico y equipo de medida

Como se trata de una Instalación FV conectada a Red el Empalme Eléctrico es una parte esencial en nuestro proyecto, ya que será la interconexión entre nuestra instalación eléctrica interior, nuestro Generador FV y la Red de Distribución.


El Empalme instalado en la propiedad es Trifásico de 597 kva de potencia, con Tarifa AT 4.3, con un ICP (Interruptor Controlador de Potencia) de 3x800 A.

El equipo de Medida debe ser un Medidor Bidireccional, para registrar la Energía que se inyecta a la Red, así como la Energía que se consume, además debe estar certificado por el organismo correspondiente.

Por medio de la compañía eléctrica CONAFE se gestionará la verificación del equipo de medida existente para tener certeza de si es o no Bidireccional, si esto fuese así bastara con solicitar la reprogramación de dicho equipo.

De lo contrario se tiene previsto adquirir el Equipo de Medida Marca Landys modelo ZMG310CR4, el cual es Bidireccional, es con medida directa y programado para la Tarifa BT4.3.

1. DATOS TÉCNICOS

Datos Generales		(Un = Voltaje Nominal, In = Corriente Nominal)
Rango de Voltaje	0,7 ... 1,25 x Un	Un = 3x220/380 a 240/415 V
Circuito de Corriente, - Rango de medida, - Corriente de partida - Capacidad de carga	Corriente Base (Ib)/Nominal 15 mA...125 A Según IEC 0,4% Ib, típica 0,3%Ib (a Un) 120 A 125 A 10.000 A	In = 5 A
medida térmica corto circuito < 10 ms		
Frecuencia Nominal	50 Hz +/-2%	
Clase de Precisión	Activo: cl. 1 seg. IEC62063-21	Reactivo cl.2 seg. IEC62053-23
Salida Test (LED) - largo de pulso	R = 500 imp/kWh Aprox. 2 ms	
Pantalla - Vida útil - Tamaño de dígitos en display	LCD con símbolos adicionales > 15 años Hasta 7 núms de código = 6 mm, hasta 8 núms. principales = 9 mm	
Respaldo - Batería - Supercap	Batería 1: fecha/hora, despliegue, lectura datos 10 años > 21 días	
Calendario Reloj/Hora - Precisión cuarzo	< 5 ppm (de acuerdo a estándar IEC)	
Clase de Protección / Impermeabilidad	Según IEC 60050-131  2	Según IEC 6052 IP53
Consumo en circuito de voltaje por fase	a 240 V típico 0,8 W / 5 VA	
Consumo en circuito de corriente por fase	a 10 A típico 0,03 A	
Rango de Temperatura - Según IEC 62052-11	Rango operativo específico Transporte y bodega	-40°C a +70°C -40°C a +85°C
Aislación	50 Hz / 1 min	4 kV, 50 Hz durante 1 min
Compatibilidad Electromagnética - Descarga Electrostática - Campos Electromagnéticos de alta frecuencia - Supresión a Interferencia de radio	IEC 61000-4-2, descargas de contacto, 15 kV IEC 61000-4-3, 80 MHz - 2 GHz, 10 y 30 10 V/m IEC 61000-4-4, Clase B	
Resistencia al Impulso de Voltaje - Impulso de voltaje 1.2/50µs - Impulso de voltaje 1.2/50µs	Según IEC 62052-11 Conexiones de voltaje y corriente Conexiones auxiliares,	10 kV 6 kV
Peso	Aprox. 1,5 kg	



4. CUBICACIÓN DE MATERIALES

En la siguiente tabla se entrega la cubicación general de los equipos y materiales eléctricos que serán utilizados para implementar el proyecto.

Descripción	Unidad	Cantidad
Inversor Fronius SYMO 20.0-3-M con Perfil Chileno	un	1
Panel Solar 250 Wp PC Certificación S.E.C	un	80
Medidor Trifásico Bidireccional Tarifa BT4.3	un	1
Barra distribuidora Legrand o similar 100A	un	1
Luces Pilotos 220 v	un	3
Porta Fusible para Luz Piloto	un	3
Fusible 2A para Luz Piloto	un	3
Tablero UGFV según norma Nch 800*1000*300	un	1
Automático 4x50 A Curva C 10 KA Legrand o similar	un	1
Protector Diferencial 4x63 A - 300 mA Legrand o similar	un	1
Automático 4x40 A Curva C 6 KA Legrand o similar	un	1
Protector Diferencial 4x40 A - 300 mA Legrand o similar	un	1
Contactor de Potencia 120 A	un	1
Cordón 5x8,27 mm ² EVA	ml	10
Cordón 5x5,26mm ² EVA	ml	10
Estructura aluminio para panel Fv con inclinación +-30° 4	un	60
Autoperforante Cab.Hex.con Golilla Goma #14 3"	un	300
Grapa intermedia completa para fijar panel a estructura	un	102
Grapa Final completa para fijar panel a estructura	un	24
Cable Solar PV1-F 4mm ² Rojo-Negro	mt	200
Empaquetadura EPDM 20x40mm	mt	100
Sellante Butílico (Galón)	gl	1
Conector MC4 macho	un	12
Conector MC4 hembra	un	12
Cañería Galvanizada 1/2"	ml	40
Bpc 100x50x2mm	un	25
Abrazadera 1/2	un	40
Cable n 14 awg rojo	ml	200
Ferretería menor (Tornillos, Cinta, amarras, etc.)	un	100
Señalética "aviso de peligro" según norma S.E.C.	un	6
Tablero Sobreponer 12 puestos para Data logger	un	1
Cable de red conexión a monitoreo	ml	200

5. MEDIDAS DE SEGURIDAD

El Proyecto “Edificio Centro de Salud Ricardo Valdés” contempla la instalación de piso técnico para tránsito, mantención y limpieza del campo fotovoltaico. A su vez se considera la instalación de soportes y cuerda de vida para permitir la mantención de instalación de forma segura.

El piso técnico tendrá un ancho de 45 centímetros y será fabricado con Grating de acero, lo cual se irá ensamblando modularmente en tramos de 300 cms. Todo lo anterior será galvanizado en caliente desde fábrica a excepción de las uniones en terreno que puedan ser requeridas, las cuales serán con galvanizado en frío luego del proceso de soldadura en los casos que corresponda. A continuación se muestra una imagen del Grating considerado y que ha sido utilizado en otros proyectos del oferente.



Se considera la instalación de escaleras gatera para acceder a la superficie del edificio para las labores de limpieza y mantención según lo requerido en las bases de licitación y visita técnica.

Todos los trabajos realizados en terreno se contarán con los respectivos procedimientos de seguridad respecto de las actividades de corte, soldadura y trabajos en altura.

6. ANEXOS

6.1. Informe radiación solar

6.2. Fichas técnicas

- 6.2.1. Módulo fotovoltaicos
- 6.2.2. Inversores
- 6.2.3. Estructuras de soporte
- 6.2.4. Ficha Técnica Contactor
- 6.2.5. Ficha Técnica Cable Superflex

6.3. Resoluciones SEC

- 6.3.1. Módulo fotovoltaico
- 6.3.2. Inversor

6.4. Formulario 4 – Respuesta a solicitud de conexión.

6.5. Listado de planos del proyecto

- Lámina 1: Layout de proyecto.
- Lámina 2: Sección lateral de techumbre.
- Lámina 3: Distribución de estructura de soporte en cubierta y medidas de seguridad.
- Lámina 4: Plano de estructura de soporte de módulo fotovoltaico.
- Lámina 5: Plano de módulo fotovoltaico y conectores.
- Lámina 6: Detalle de strings y canalizaciones.
- Lámina 7: Diagrama unilineal.
- Lámina 8: Diagrama unilineal elemental.
- Lámina 9: Cuadro de cargas y de caídas de tensión en CC y CA.
- Lámina 10: Diagrama simplificado de monitoreo.