



vivendio

IBEROAMÉRICA

MEMORIA EXPLICATIVA ELÉCTRICA

PROYECTO: “Sistema de Generación Eléctrica Fotovoltaica de 60kW para el CESFAM El Real de la comuna de San Felipe”

UBICACIÓN: “Comuna de San Felipe, Región de Valparaíso”

Cliente



Avenida Libertador Bernardo O Higgins 1449, Piso 13
Santiago de Chile, 26 de diciembre de 2016

Número de Informe	Fecha de Entrega	Revisión	
Informe N°X		1	
Informe N°X		2	
Informe N°X		3	

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	5
2.1. UBICACIÓN.....	5
2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	5
2.3. EQUIPOS Y AUTORIZACIONES	6
3. CÁLCULOS DE DISEÑO	8
4. CÁLCULOS DE SECCIÓN Y CAÍDAS DE TENSIÓN.....	13
4.1. TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA	13
4.1.1. SECCIÓN DE CONDUCTORES	13
4.1.2. CAÍDA DE TENSIÓN	19
4.2. TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA.....	21
4.2.1. SECCIÓN DE CONDUCTORES	21
4.2.2. CAÍDA DE TENSIÓN	24
5. SELECCIÓN DE PROTECCIONES.....	26
5.1. PROTECCIONES DC.....	26
5.1.1. FUSIBLES STRING DC	26
5.1.1. INTERRUPTOR BIPOLAR DC (COMBINER BOX 3 Strings)	26
5.1.2. INTERRUPTOR BIPOLAR DC (COMBINER BOX 1 String)	27
5.2. PROTECCIONES AC.....	27
5.2.1. INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TETRAPOLAR INVERSOR	27
5.2.2. INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TETRAPOLAR GENERAL.....	28
5.2.3. INTERRUPTOR DIFERENCIAL TETRAPOLAR	30
6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.....	31
6.1. PANELES FOTOVOLTAICOS.....	31
6.2. INVERSOR	32
6.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE	33
6.4. CABLES FV DC	34
7. ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA	35
7.1. PRODUCCIÓN	35
7.2. CÁLCULOS POR SOMBREAMIENTO	38



ÍNDICE DE FIGURAS Y GRÁFICOS

FIGURA 1:	Mapa de la ubicación del edificio.....	5
FIGURA 2:	Esquema simplificado de la conexión del sistema.....	6
FIGURA 3:	Elementos mayores y sus resoluciones exentas de la SEC.....	6
FIGURA 4:	Resolución Exenta n° 9727, Módulo Hareon Solar HR320W.....	7
FIGURA 5:	Resolución Exenta n° 7284, Inversor trifásico Fronius Symo 10,-3-M.....	7
FIGURA 6:	Características técnicas del panel FV.....	8
FIGURA 7:	Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante.....	13
FIGURA 8:	Factor de corrección por temperatura.....	14
FIGURA 9:	Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante.....	15
FIGURA 10:	Factor de corrección por temperatura.....	15
FIGURA 11:	Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante.....	16
FIGURA 12:	Factor de corrección por temperatura.....	17
FIGURA 13:	Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante.....	18
FIGURA 14:	Factor de corrección por temperatura.....	18
FIGURA 15:	Corrientes admisibles por el conductor AC según fabricante.....	21
FIGURA 16:	Factor de corrección por temperatura.....	22
FIGURA 17:	Corrientes admisibles por el conductor AC según fabricante.....	23
FIGURA 18:	Factor de corrección por temperatura.....	23
FIGURA 19:	Diagrama de la instalación con sus protecciones.....	30
FIGURA 20:	Ficha técnica del panel FV.....	31
FIGURA 21:	Características técnicas del inversor FV.....	32
FIGURA 22:	Características técnicas del inversor FV.....	32
FIGURA 23:	Características de la estructura.....	33
FIGURA 24:	Cable solar DC.....	34
FIGURA 25:	Valores anuales y diarios promedios de radiaciones.....	35
FIGURA 26:	Valores diarios de la radiación.....	35
FIGURA 27:	Valores mensuales de la radiación.....	35
FIGURA 28:	Características y parámetros del Generador FV y su ubicación.....	36
FIGURA 29:	Gráficas de producción mensual y anual total del GFV.....	36
FIGURA 30:	Gráficas de producción anual del GFV.....	36
FIGURA 31:	Gráficas de producción diaria del GFV.....	37



ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Superintendencia de Electricidad y Combustibles.....	SEC
Sistema conectado a la red.....	On-grid
Línea de paneles FV conectados en serie.....	String
Seguidor del punto de máxima potencia.....	MPPT
Corriente continua.....	DC
Corriente alterna.....	AC
Resolución Exenta.....	RES EX.
Fotovoltaico.....	FV
Potencia máxima.....	Pmax
Voltaje de circuito abierto.....	Voc
Corriente de cortocircuito.....	Isc
Voltaje en el punto de máxima potencia.....	Vmpp
Corriente en el punto de máxima potencia.....	Imp
Generador fotovoltaico.....	GFV
Sección en mm de cable DC.....	SDC
Sección en mm de cable AC.....	SAC
Longitud en m de cable DC.....	LDC
Longitud en m de cable AC.....	LAC
% caída de tensión en DC.....	ΔV_{DC}
Conductividad del cobre.....	σ
% caída de tensión en AC.....	ΔV_{AC}
Factor de potencia.....	$\cos\varphi$
Performance ratio.....	PR
Número de módulos en serie.....	Nms



1. INTRODUCCIÓN

El 15 de mayo de 2015, S. E. la Presidenta de la República realizó el lanzamiento de la Agenda de Energía, la cual apunta a un desarrollo energético confiable, sustentable, inclusivo y de precios razonables. En este contexto el tercer eje de la Agenda se enfoca en el desarrollo de los recursos renovables que posee el país.

Para lograr los objetivos planteados, se destaca una línea de acción dirigida a la promoción de la energía fotovoltaica y para eso se plantean 4 tareas esenciales: el desarrollo de mecanismos de apoyo al financiamiento orientados a la implementación de sistemas fotovoltaicos en la micro y pequeña empresa la implementación de sistemas de información para apoyar la evaluación de viabilidad técnica y económica de aplicaciones fotovoltaicas, la creación de una unidad especializada en la fiscalización de alternativas de autogeneración térmica y eléctrica y el desarrollo de un Programa de Techos Solares Públicos.

En este contexto el Ministerio de Energía dio inicio a la implementación del Programa Techos Solares Públicos, que tiene como objetivo contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico, lo cual se traducirá en una demanda de soluciones fotovoltaicas para edificios públicos.

En este contexto, con el objetivo de promover el uso de la energía fotovoltaica y aprovechar la energía solar para autoconsumo es que se requiere la adquisición e instalación de sistemas fotovoltaicos.

El proyecto del Sistema de Generación Eléctrica Fotovoltaica para el “Cesfam El Real de la comuna de San Felipe” es uno de ellos. Este sistema implementará, como bien lo dice su nombre, un sistema de generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales, precisamente energía solar fotovoltaica. Para llevar esto a cabo se utilizarán equipos de última tecnología que permitirán transformar la energía del sol en energía eléctrica.

La instalación contará con una potencia de 60kW y se instalará en las dependencias del Cesfam El Real de la comuna de San Felipe, precisamente en la cubierta de este. Se consideran para este proyecto 189 paneles fotovoltaicos de 320W y tres inversores trifásicos de 20kW lo que significa una producción aproximada de 101.230,13kWh/año.

Este informe corresponde a una memoria explicativa exigida para “procedimiento de revisión, registro y fiscalización del TE4” y así dar cumplimiento con las normativas vigentes de la superintendencia de electricidad y combustibles (SEC), referidas a la Ley de Generación Distribuida 20.571.

A su vez, esta memoria técnica ha sido elaborada de acuerdo a la normativa nacional vigente que regula esta actividad y otras que puedan afectar a la misma. La normativa es la siguiente:

1. Decreto Nº 71, del 4 de junio de 2014, del Ministerio de Energía: Reglamento de la Ley Nº20.571, que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales.
2. Resolución Exenta Nº 513, del 20 de octubre de 2014, de la Comisión Nacional de Energía: Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.
3. Instrucción Técnica RGR W 01/2014, de La Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Procedimiento de Comunicación de Puesta en Servicio de Generadoras Residenciales.
4. Instrucción Técnica RGR W 02/2014, de La Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red.
5. NCH Elec. 4/2003: Instalaciones de Consumo en Baja Tensión.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1. UBICACIÓN

El Sistema de Generación Eléctrica Fotovoltaica para el “Cesfam El Real de la comuna de San Felipe” es una instalación fotovoltaica conectada a red (On-grid), con una potencia instalada de 60kW. Los 189 paneles considerados en este proyecto estarán instalados en la cubierta del establecimiento, ubicado en Cajales 1900, San Felipe.

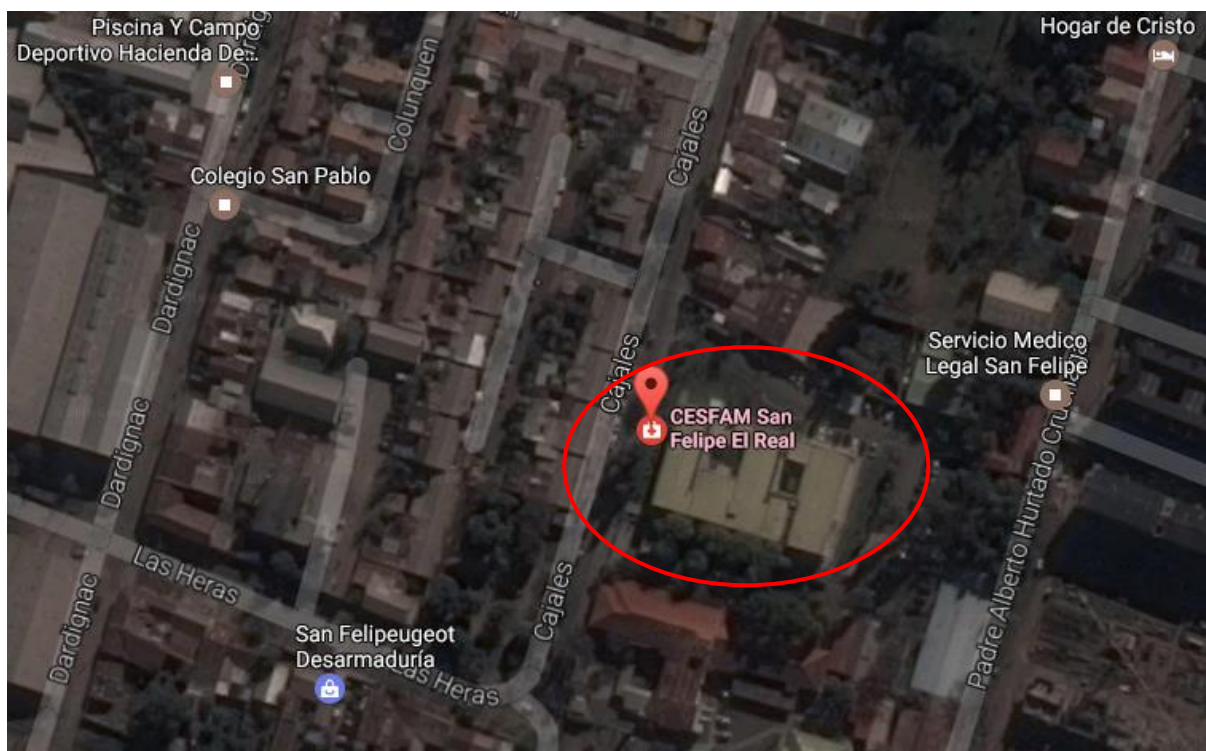


Figura 1: Mapa de la ubicación del edificio

2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO

El generador fotovoltaico estará constituido de 3 inversores trifásicos Fronius Symo 20.,-3-M de 20kW a los cuales llegarán 4 strings a cada uno.

En cada uno de estos inversores, tres de estos strings se conectarán a un MPPT y el cuarto string se conectará al segundo MPPT del inversor. Los 3 primeros strings contarán con 16 módulos Hareon Solar HR320W de 320Wp conectados en serie, teniendo una potencia por string de 5,12kWp y el cuarto string contará con 15 módulos del mismo tipo, teniendo una potencia peak de 4,8kWp, por lo que el sistema del inversor 1, sumando la potencia de los 4 strings resultará con 20,16kWp de potencia peak.

Como se utilizan 3 inversores idénticos y con la misma configuración de strings, la suma de las potencias de los tres inversores resulta de 60,48kWp.

Los paneles estarán instalados en la cubierta del edificio y gracias a una estructura estarán con una inclinación de 30°.

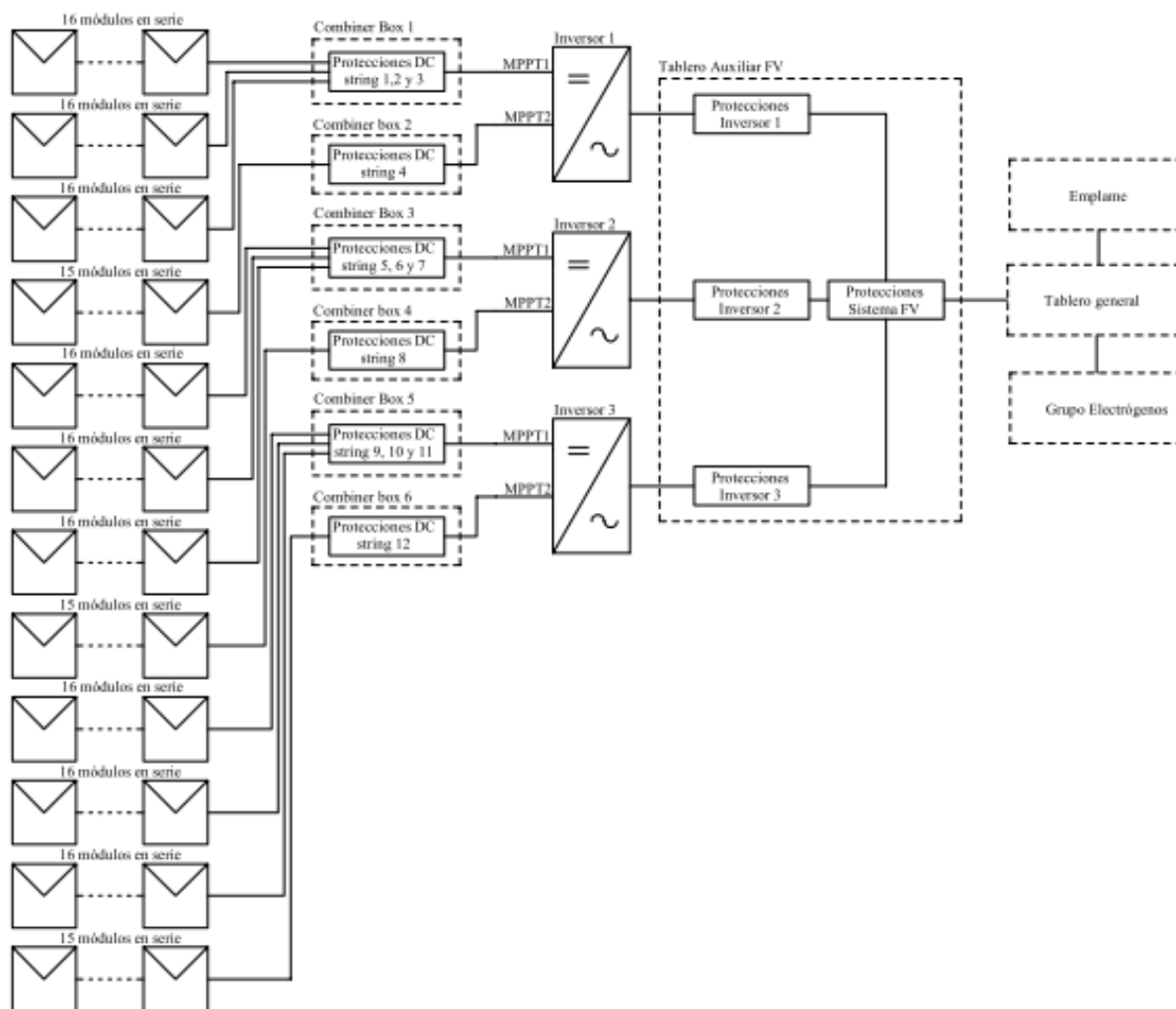


Figura 2: La figura anterior muestra un esquema simplificado de la conexión del sistema

2.3. EQUIPOS Y AUTORIZACIONES

Como se ha mencionado anteriormente, los módulos a utilizar son 189 módulos Hareon Solar HR320W de 320Wp y los inversores considerados son 3 inversores trifásicos Fronius Symo 20.-3-M de 20Kw.

Módulo Hareon Solar HR320W de 320Wp	RES EX. 9727
Inversor trifásico Fronius Symo 20.-3-M de 20kW	RES EX. 7284

Figura 3: Elementos mayores y sus resoluciones exentas de la SEC



DIVISIÓN DE INGENIERÍA DE ELECTRICIDAD
ACC- 1187286/DOC- 972724/

**AUTORIZA LOS PRODUCTOS QUE INDICA
PARA EL USO EN INSTALACIONES DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA RESIDENCIAL.**

RESOLUCIÓN EXENTA N° 09727

SANTIAGO, 18 AGO 2015

VISTO

Lo dispuesto en la ley 18.410, orgánica de esta Superintendencia; la Ley núm. 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, y su reglamento aprobado mediante decreto N°71 de 2014, del Ministerio de Energía, la resolución N° 5308 de 2014, de esta Superintendencia que establece medida transitoria de seguridad como requisito previo para la conexión de unidades de generación residencial a las redes de distribución eléctrica, la resolución N° 1600 de 2008, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón.

CONSIDERANDO

1° Que mediante carta ingreso OP N° 13273, de fecha 22 de julio de 2015, la empresa Triac Intervento SpA., Rut: 76.188.578-2, con domicilio en Dr. Manuel Barros Borgoño N° 71, Oficina N° 1604, comuna de Providencia, viene a solicitar la autorización de los productos, para el uso en instalaciones de generación eléctrica residencial, que se indican en la Tabla I:

TABLA I

Item	Producto	Marca	Modelo	Potencia Máx. (kW)	Revoluciones (RPM)	Indicador en el punto de conexión (según IEC 6119)	Contenido de cobre (kg)	Número de cables (mm²)	Peso (kg)	Dimensiones (mm)
1	Modulo Convertidor Inversor Solar	HR	HR320W	320	3000	SI	0,11	12	0,8	180x180x40
2	Modulo Convertidor Inversor Solar	HR	HR340W	340	3000	SI	0,12	12	0,8	180x180x40
3	Modulo Convertidor Inversor Solar	HR	HR360W	360	3000	SI	0,13	12	0,8	180x180x40
4	Modulo Convertidor Inversor Solar	HR	HR380W	380	3000	SI	0,14	12	0,8	180x180x40

Dirección: Av. Libertador Bernardo O'Higgins N° 1465, torre 3, local 10, Santiago, Chile.
Atención Ciudadana: 800000772 - Desde Celulares: 02-2330444 - www.sec.cl

2° Que el solicitante ha presentado el certificado emitido por el organismo de certificación extranjero, TÜV SÜD, acreditado por DAKKS, miembro signatario IAF (International Accreditation Forum), N° Z21503 83137039, que acredita que los productos contenidos en la Tabla I precedente, cumplen con todos los ensayos y procedimientos establecidos en las normas IEC 61215 e IEC 61730.

3° Que analizados los antecedentes presentados por el solicitante, se concluye que los productos contenidos en la Tabla I, cumplen con los requisitos establecidos en la Resolución Exenta N° 5308 de 2014, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

RESUELVO

1° Autorízase el uso de los productos contenidos en la Tabla I precedente, para ser empleados en las instalaciones eléctricas de generación residencial, conforme a la Ley 20.571.

ANÓTESE, NOTIFIQUESE Y ARCHÍVESE



Figura 4: Resolución Exenta n° 9727, Módulo Hareon Solar HR320W



DEPARTAMENTO DE NORMAS Y ESTUDIOS
ACC- 1122981/DOC- 7284/

**AUTORIZA LOS PRODUCTOS QUE INDICA
PARA EL USO EN INSTALACIONES DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA RESIDENCIAL.**

RESOLUCIÓN EXENTA N° 7284

SANTIAGO, 25 FEB 2015

VISTO

Lo dispuesto en la ley 18.410, orgánica de esta Superintendencia; la ley núm. 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, y su reglamento aprobado mediante decreto N°71 de 2014, del Ministerio de Energía, la resolución N° 5308 de 2014, de esta Superintendencia que establece medida transitoria de seguridad como requisito previo para la conexión de unidades de generación residencial a las redes de distribución eléctrica, la resolución N° 1600 de 2008, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón.

CONSIDERANDO

1° Que mediante carta ingreso OP N° 2882, de fecha 3 de diciembre de 2014, la empresa Sociedad Comercial e Industrial Belmar y Montero Ltda., Rut: 76.141.057-1, con domicilio en Av. Concón Peñaña N° 41, Local 20, comuna de Concón, región de Valparaíso, viene a solicitar la autorización de los productos, para el uso en instalaciones de generación eléctrica residencial, que se indican en la siguiente tabla:

TABLA I

Item	Producto	Marca	Modelo	Rango voltaje DC de entrada (V)	Potencia máxima (W)	Rendimiento máximo (%)	Peso (kg)	Dimensiones (mm)
1	Inversor	Fronius	Symo 5.0-3-M	150-1000	5000	98	23,5	440x415x204
2	Inversor	Fronius	Symo 6.0-3-M	150-1000	6000	98	28,5	440x415x204
3	Inversor	Fronius	Symo 7.0-3-M	150-1000	7000	98	33,5	440x415x204
4	Inversor	Fronius	Symo 8.0-3-M	150-1000	8000	98	38,5	440x415x204
5	Inversor	Fronius	Symo 10.0-3-M	150-1000	10000	98	48,5	720x510x225
6	Inversor	Fronius	Symo 12.0-3-M	200-1000	12000	98	58,5	720x510x225
7	Inversor	Fronius	Symo 15.0-3-M	200-1000	15000	98,1	68,5	720x510x225
8	Inversor	Fronius	Symo 17.5-3-M	200-1000	17500	98,1	83,5	720x510x225
9	Inversor	Fronius	Symo 20.0-3-M	200-1000	20000	98,2	93,5	720x510x225

2° Que el solicitante ha presentado el certificado emitido por el organismo de certificación internacional, TÜV Rheinland, acreditado por DAKKS, miembro signatario IAF (International Accreditation Forum), N° AK 60093135 0001, que acredita que los productos contenidos en la tabla I precedente, cumplen con todos los ensayos y procedimientos establecidos en las normas IEC 62109 e IEC 62116.

3° Que analizados los antecedentes presentados por el solicitante, se concluye que los productos contenidos en la tabla I, cumplen con los requisitos establecidos en la Resolución Exenta N° 5308 de 2014, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

RESUELVO

1° Autorízase el uso de los productos contenidos en la tabla I precedente, para ser empleados en las instalaciones eléctricas de generación residencial, conforme a la Ley 20.571.

ANÓTESE, NOTIFIQUESE Y ARCHÍVESE



Figura 5: Resolución Exenta n° 7284, Inversor trifásico Fronius Symo 20.-3-M

3. CÁLCULOS DE DISEÑO

Los siguientes cálculos demuestran que se respetaron todas las restricciones del inversor y los módulos para el diseño del sistema tanto en voltaje como en corriente.

Fabricante	Hareon Solar
Pmax (W)	320
Modelo	HR320W
Vmpp (V)	37,08
Impp (A)	8,63
Voc (V)	45,53
Isc (A)	9,22
Eficiencia (%)	16,42
Coef. T° Voc (%/°C)	-0,327
Coef. T° Isc (%/°C)	0,064

Figura 6: Características técnicas del panel FV

Lo primero es evaluar el máximo y mínimo de módulos en serie.

Para evaluar el máximo de módulos en serie, se calcula el voltaje de circuito abierto V_{OC} en condiciones extremas de temperatura, en este caso -10°C .

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = V_{OC} * (1 + \text{cof. temp.} * (t^{\circ}\text{C} - 25))$$

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 45,53 * (1 + (-0,00327) * ((-10) - 25))$$

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 50,74[\text{V}]$$

Ecuación 3

Ya teniendo V_{OC} , se calcula el máximo con las restricciones del inversor.

$$\text{Max. mod serie} = \frac{V_{in_{\text{max inversor}}}}{V_{OC}(-10^{\circ}\text{C})} = \frac{1000[\text{V}]}{50,74[\text{V}]} = 19,71 \rightarrow 19$$

Max. mod serie = El máximo posible de módulos en serie

$V_{in_{\text{max inversor}}}$ = Voltaje de entrada máximo del inversor

Ecuación 2

Obteniendo así el máximo de 19 módulos en serie.

Ahora, para evaluar el mínimo de módulos en serie, se calcula el voltaje en el punto de máxima potencia V_{MPP} en condiciones extremas de temperatura, en este caso 70°C .

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = V_{MPP} * (1 + \text{cof. temp.} * (t^{\circ}\text{C} - 25))$$

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = 37,08 * (1 + (-0,00327) * ((70) - 25))$$

$$V_{MPP}(70^{\circ}\text{C}) = 31,62[\text{V}]$$

Ecuación 3

Ya teniendo V_{MPP} , se calcula el mínimo con las restricciones del inversor.

$$\text{Min. mod serie} = \frac{V_{in_{min \text{ inversor MPP}}}}{V_{oc}(-10^{\circ}C)} = \frac{420[V]}{31,62[V]} = 13,28 \rightarrow 14$$

Min. mod serie = El mínimo posible de módulos en serie

$V_{in_{min \text{ inversor MPP}}}$ = Voltaje de entrada mínimo de funcionamiento en MPP

Ecuación 4

Obteniendo así el mínimo de 14 módulos en serie.

Para determinar el máximo de módulos en paralelo se verifica la corriente máxima de entrada del inversor. Considerar que el inversor tiene dos seguidores MPP.

$$\text{Max. mod paralelo} = \frac{I_{max, \text{inversor MPPT1}}}{I_{MPP}} = \frac{33[A]}{8,63[V]} = 3,82 \rightarrow 3$$

$$\text{Max. mod paralelo} = \frac{I_{max, \text{inversor MPPT2}}}{I_{MPP}} = \frac{27[A]}{8,63[V]} = 3,12 \rightarrow 3$$

Max. mod paralelo = máximo de módulos en paralelo

$I_{max, \text{inversor MPPT1,2}}$ = Corriente máxima de entrada en el inversor en MPPT1 y MPPT2

Ecuación 5

Teniendo estos resultados, se determinó que para el inversor 1, al primer seguidor MPP ingresarán 3 strings de módulos en serie y que para el segundo seguidor MPP ingresará 1 string. Sabiendo esto se determinó que se utilizarán 16 módulos en serie en los primeros tres strings y que en el cuarto se utilizarán 15 módulos en serie. Para el inversor 2 y el inversor 3 se utilizará la misma configuración.

➤ Inversor 1

$$P_{GF1} = (n^{\circ} \text{ mod ser}_{MPPT1} * n^{\circ} \text{ mod par}_{MPPT1}) * (n^{\circ} \text{ mod ser}_{MPPT2} * n^{\circ} \text{ mod par}_{MPPT2}) * P_{mod}$$

$$P_{GF1} = ((16 * 3) + (15 * 1)) * P_{mod}$$

$$P_{GF1} = (48 + 15) * P_{mod}$$

$$P_{GF1} = 63 * 320[W]$$

$$P_{GF1} = 20160[W]$$

P_{GF1} = Potencia del generador FV, inversor 1

$n^{\circ} \text{ mod ser}_{MPPT1,2}$ = número de módulos en serie en MPPT 1 o 2

$n^{\circ} \text{ mod par}_{MPPT1,2}$ = número de módulos en paralelo en MPPT 1 o 2

P_{mod} = Potencia del módulo FV

Ecuación 6

➤ Inversor 2

$$P_{GF2} = (n^{\circ} \text{ mod } ser_{MPPT1} * n^{\circ} \text{ mod } par_{MPPT1}) * (n^{\circ} \text{ mod } ser_{MPPT2} * n^{\circ} \text{ mod } par_{MPPT2}) * P_{mod}$$

$$P_{GF2} = ((16 * 3) + (15 * 1)) * P_{mod}$$

$$P_{GF2} = (48 + 15) * P_{mod}$$

$$P_{GF2} = 63 * 320[W]$$

$$P_{GF2} = 20160[W]$$

P_{GF2} = Potencia del generador FV, inversor 2

$n^{\circ} \text{ mod } ser_{MPPT1,2}$ = número de módulos en serie en MPPT 1 o 2

$n^{\circ} \text{ mod } par_{MPPT1,2}$ = número de módulos en paralelo en MPPT 1 o 2

P_{mod} = Potencia del módulo FV

Ecuación 7

➤ Inversor 3

$$P_{GF3} = (n^{\circ} \text{ mod } ser_{MPPT1} * n^{\circ} \text{ mod } par_{MPPT1}) * (n^{\circ} \text{ mod } ser_{MPPT2} * n^{\circ} \text{ mod } par_{MPPT2}) * P_{mod}$$

$$P_{GF3} = ((16 * 3) + (15 * 1)) * P_{mod}$$

$$P_{GF3} = (48 + 15) * P_{mod}$$

$$P_{GF3} = 63 * 320[W]$$

$$P_{GF3} = 20160[W]$$

P_{GF3} = Potencia del generador FV, inversor 1

$n^{\circ} \text{ mod } ser_{MPPT1,2}$ = número de módulos en serie en MPPT 1 o 2

$n^{\circ} \text{ mod } par_{MPPT1,2}$ = número de módulos en paralelo en MPPT 1 o 2

P_{mod} = Potencia del módulo FV

Ecuación 8

Y sumando las tres potencias da como resultado 60.480Wp.

Ya se determinó que el sistema por inversor trabajará con 4 strings de 16 módulos y 15 módulos conectados en los MPPT de los inversores con las configuraciones descritas anteriormente.

Sabiendo esto se comprueba los rangos de trabajo de tensión en condiciones normales y en condiciones críticas.

➤ Strings con 16 módulos en serie

- Condiciones normales

$$V_{MPP,GFV} [V] = V_{MPP,mod} * N^{\circ}_{mod,string} = 37,08 * 16 = 593,28[V]$$

$V_{MPP,GFV} [V]$ = Voltaje del generador FV en el punto de máxima potencia

$V_{MPP,mod}$ = Voltaje del módulo FV en el punto de máxima potencia

$N^{\circ}_{mod,string}$ = número de paneles en serie por string

Ecuación 9

- A baja temperatura

$$V_{MPP,GFV}, (-10^{\circ}C) = V_{MPP} * n^{\circ} \text{ mod serie} * (1 + \text{cof. temp.} * (t^{\circ}C - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (-10^{\circ}C) = 37,08 * 16 * (1 + (-0,00327) * ((-10) - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (-10^{\circ}C) = 661,18[V]$$

$V_{MPP,GFV} [V]$ = Voltaje del generador FV en el punto de máxima potencia

$V_{MPP,mod}$ = Voltaje del módulo FV en el punto de máxima potencia

$N^{\circ}_{mod,string}$ = número de paneles en serie por string

cof. temp. = Coeficiente de ajuste en el voltaje según temperatura

Ecuación 10

- A alta temperatura

$$V_{MPP,GFV}, (70^{\circ}C) = V_{MPP} * n^{\circ} \text{ mod serie} * (1 + \text{cof. temp.} * (t^{\circ}C - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (70^{\circ}C) = 37,08 * 16 * (1 + (-0,00327) * ((70) - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (70^{\circ}C) = 505,97[V]$$

$V_{MPP,GFV} [V]$ = Voltaje del generador FV en el punto de máxima potencia

$V_{MPP,mod}$ = Voltaje del módulo FV en el punto de máxima potencia

$N^{\circ}_{mod,string}$ = número de paneles en serie por string

cof. temp. = Coeficiente de ajuste en el voltaje según temperatura

Ecuación 11

➤ Strings con 15 módulos en serie

- Condiciones normales

$$V_{MPP,GFV} [V] = V_{MPP,mod} * N^{\circ}_{mod,string} = 37,08 * 15 = 556,2[V]$$

$V_{MPP,GFV} [V]$ = Voltaje del generador FV en el punto de máxima potencia

$V_{MPP,mod}$ = Voltaje del módulo FV en el punto de máxima potencia

$N^{\circ}_{mod,string}$ = número de paneles en serie por string

Ecuación 12

- A baja temperatura

$$V_{MPP,GFV}, (-10^{\circ}C) = V_{MPP} * n^{\circ} \text{ mod serie} * (1 + \text{cof. temp.} * (t^{\circ}C - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (-10^{\circ}C) = 37,08 * 15 * (1 + (-0,00327) * ((-10) - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (-10^{\circ}C) = 619,85[V]$$

$V_{MPP,GFV} [V]$ = Voltaje del generador FV en el punto de máxima potencia

$V_{MPP,mod}$ = Voltaje del módulo FV en el punto de máxima potencia

$N^{\circ}_{mod,string}$ = número de paneles en serie por string

cof. temp. = Coeficiente de ajuste en el voltaje según temperatura

Ecuación 13

- A alta temperatura

$$V_{MPP,GFV}, (70^{\circ}C) = V_{MPP,*} n^{\circ} mod\ serie * (1 + cof.temp.* (t^{\circ}C - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (70^{\circ}C) = 37,08 * 15 * (1 + (-0,00327) * ((70) - 25))$$

$$V_{MPP,GFV}, (70^{\circ}C) = 474,35[V]$$

$V_{MPP,GFV} [V]$ = Voltaje del generador FV en el punto de máxima potencia

$V_{MPP,mod}$ = Voltaje del módulo FV en el punto de máxima potencia

$N^{\circ}_{mod,string}$ = número de paneles en serie por string

$cof.temp.$ = Coeficiente de ajuste en el voltaje según temperatura

Ecuación 14

Todos los cálculos realizados demuestran que se respetan todas las restricciones del inversor en la configuración de los paneles fotovoltaicos.

4. CÁLCULOS DE SECCIÓN Y CAÍDAS DE TENSIÓN

4.1. TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA

4.1.1. SECCIÓN DE CONDUCTORES

Lo primero a realizar en este apartado es calcular la sección necesaria para no superar el máximo de caída de tensión según las normativas. La caída de tensión máxima en la parte DC es de 1,5% por lo que para los cálculos será 0,5% entre string y combiner box, y 1% entre combiner box e inversor.

La distancia del tramo entre los strings y el combiner box es 30 metros y la caída máxima admisible es 0,5%. Este tramo considera un string de 16 módulos en serie.

$$S_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad S_{DC} = \frac{2 * 30 * 8,63}{0,005 * 37,08 * 16 * 56,88} = 3,06 \text{ mm}^2$$

S_{DC} = sección del cable DC en mm^2

L_{DC} = longitud del cable DC

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 15

La sección calculada es $3,06 \text{ mm}^2$, por lo que se trabajará con una sección de conductor de 4 mm^2 . Ahora se comprueba la admisibilidad de corriente de este:

$$I_{MAX,string}[A] = I_{SC,mod} * 1,25 \quad I_{MAX,string}[A] = 9,22 * 1,25 \quad I_{MAX,string}[A] = 11,53[A]$$

$I_{MAX,string}$ = corriente máxima del string

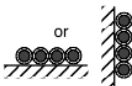


$I_{SC,mod}$ = corriente del módulo en cortocircuito

Ecuación 16

Continuous current rating

Conductor temperature 120 °C

Ambient temperature 30 °C

Installation method	2. on floor or wall										3. fixed on a ceiling or under floor										4. in conduit in a void or in a pipe									
Number of simultaneous loaded conductors per installation	<div> <div>Or</div> <div>  </div> </div>										<div>  </div>										<div> <div>Or</div> <div>  </div> </div>									
Reduction factor f_3	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	≥9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	16	20			
Conductor size mm^2	1	0.85	0.79	0.75	0.95	0.81	0.72	0.68	0.66	0.64	0.63	0.62	0.61	1	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.38			
1.5	35	30	28	27	34	29	26	24	24	23	23	22	22	29	24	21	19	18	17	16	16	15	14	14	13	12	12			
2.5	48	41	38	36	46	39	35	33	32	31	31	30	30	39	32	28	26	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15			
4	64	55	51	48	61	52	47	44	43	41	41	40	40	52	42	37	34	32	30	29	28	26	25	24	23	22	20			
6	84	72	67	63	80	69	61	58	56	54	53	53	52	66	53	47	43	40	38	36	35	33	32	30	29	28	26			
10	118	101	94	89	113	96	85	81	78	76	75	74	72	92	74	65	60	56	53	50	48	46	45	42	40	38	35			
16	158	135	125	119	151	128	114	108	105	102	100	98	97	120	96	84	78	72	69	65	63	60	58	54	52	50	46			
25	212	181	168	159	202	172	153	145	140	136	134	132	130	160	128	112	104	96	92	87	84	80	77	72	69	66	61			
35	262	223	207	197	249	213	189	179	173	168	166	163	160	196	157	138	128	118	112	106	102	98	95	89	85	81	75			
50	330	281	261	248	314	268	238	225	218	212	208	205	202	248	199	174	162	149	142	134	129	124	120	112	107	102	95			
70	420	357	332	315	399	341	303	286	278	269	265	261	257	309	248	217	201	186	177	167	161	155	149	140	133	127	118			
95	499	425	395	375	475	405	360	340	330	320	315	310	305	457	286	250	233	215	204	193	186	179	172	161	154	147	136			
120	580	493	459	435	551	470	418	395	383	372	366	360	354	426	341	299	277	256	243	231	222	213	205	192	184	175	162			
150	670	583	543	523	637	543	483	456	443	429	423	416	409	485	388	340	316	291	277	262	253	243	233	219	209	199	185			

Strombelastbarkeit in [A]

Figura 7: Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante

Se determinó utilizar en este tramo el Cable Solar RADOX de 4 mm^2 y según la figura 7, la corriente admisible es de 37A (3 cables por conduit). A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR N° 2 (figura 8), de acuerdo a la temperatura del conductor, dando como resultado 34,41A admisibles, por lo tanto, está cumpliendo los requerimientos del circuito.

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de 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
55-60		0,58	0,71	0,77
61-70		0,33	0,58	0,68
71-80			0,41	0,58

Figura 8: Factor de corrección por temperatura

$$I_{\text{conductor}} * F_{CT} = I_{\text{MAX, conductor}}$$

$$37 [A] * 0,93 = 34,41[A]$$

$I_{\text{conductor}}$ = corriente admisible por conductor

F_{CT} = Factor de corrección por temperatura

$I_{\text{MAX, conductor}}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 17

La distancia del tramo entre los strings y el combiner box es 30 metros y la caída máxima admisible es 0,5%. Este tramo considera un string de 15 módulos en serie.

$$s_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad s_{DC} = \frac{2 * 30 * 8,63}{0,005 * 37,08 * 15 * 56,88} = 3,27 \text{ mm}^2$$

s_{DC} = sección del cable DC en mm^2

L_{DC} = longitud del cable DC

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 18

La sección calculada es $3,27 \text{ mm}^2$, por lo que se trabajará con una sección de conductor de 4 mm^2 . Ahora se comprueba la admisibilidad de corriente de este:

$$I_{\text{MAX,string}}[A] = I_{\text{SC,mod}} * 1,25 \quad I_{\text{MAX,string}}[A] = 9,22 * 1,25 \quad I_{\text{MAX,string}}[A] = 11,53[A]$$

$I_{\text{MAX,string}}$ = corriente máxima del string

$I_{\text{SC,mod}}$ = corriente del módulo en cortocircuito

Ecuación 19

Continuous current rating

Conductor temperature 120 °C

Ambient temperature 30 °C



Installation method	2. on floor or wall				3. fixed on a ceiling or under floor											4. in conduit in a void or in a pipe																
<div> <div>Number of simultaneous loaded conductors per installation</div> <div>  Or  </div> </div>	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	≥ 9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	16	20					
Reduction factor f_3	1	0.85	0.79	0.75	0.95	0.81	0.72	0.68	0.66	0.64	0.63	0.62	0.61	1	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.38					
Conductor size mm^2	Strombelastbarkeit in [A]																															
1.5	35	30	28	27	34	29	26	24	24	23	23	22	22	29	24	21	19	18	17	16	16	15	14	14	13	12	12					
2.5	48	41	38	36	46	39	35	33	32	31	31	30	30	39	32	28	26	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15					
4	64	55	51	48	61	52	47	44	43	41	41	40	40	52	42	37	34	32	30	29	28	26	25	24	23	22	20					
6	84	72	67	63	80	69	61	58	56	54	53	53	52	66	53	47	43	40	38	36	35	33	32	30	29	28	26					
10	118	101	94	89	113	96	85	81	78	76	75	74	72	92	74	65	60	56	53	50	48	46	45	42	40	38	35					
16	158	135	125	119	151	128	114	108	105	102	100	98	97	120	96	84	78	72	69	65	63	60	58	54	52	50	46					
25	212	181	168	159	202	172	153	145	140	136	134	132	130	160	128	112	104	96	92	87	84	80	77	72	69	66	61					
35	262	223	207	197	249	213	189	179	173	168	166	163	160	196	157	138	128	118	112	106	102	98	95	89	85	81	75					
50	330	281	261	248	314	268	238	225	218	212	208	205	202	248	199	174	162	149	142	134	129	124	120	112	107	102	95					
70	420	357	332	315	399	341	303	286	278	269	265	261	257	309	248	217	201	186	177	167	161	155	149	140	133	127	118					
95	499	425	395	375	475	405	360	340	330	320	315	310	305	457	286	250	233	215	204	193	186	179	172	161	154	147	136					
120	580	493	459	435	551	470	418	395	383	372	366	360	354	526	341	299	277	256	243	231	222	213	205	192	184	175	162					
150	670	583	543	523	637	543	483	456	443	429	423	416	409	605	388	340	316	291	277	262	253	243	233	219	209	199	185					

Figura 9: Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante

El cable utilizado para este tramo es el Cable Solar RADOX de 4 mm² y según la figura 9 la corriente admisible es de 37A (3 cables por conduit). A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR N° 2, de acuerdo a la temperatura nominal del conductor, dando como resultado 34,41A admisibles, por lo tanto, está cumpliendo los requerimientos del circuito.

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de 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
55-60		0,58	0,71	0,77
61-70		0,33	0,58	0,68
71-80			0,41	0,58

Figura 10: Factor de corrección por temperatura

$$I_{\text{conductor}} * F_{C_T} = I_{\text{MAX, conductor}}$$

$$37 [A] * 0,93 = 34,41[A]$$

$I_{\text{conductor}}$ = corriente admisible por conductor

F_{C_T} = Factor de corrección por temperatura

$I_{\text{MAX, conductor}}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 20

Se utilizarán dos tipos de combiner box, uno con 3 strings y otro con solo 1.

Del tramo entre los combiner box de 3 strings y el inversor hay aproximadamente 30 metros. Se calcula la sección del conductor de este tramo si se desea que la caída de tensión sea como máximo un 1%

$$s_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * N_{mp} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad s_{DC} = \frac{2 * 30 * 3 * 8,63}{0,01 * 37,08 * 16 * 56,88} = 4,6 \text{ mm}^2$$

s_{DC} = sección del cable DC en mm^2

L_{DC} = longitud del cable DC

N_{mp} = número de módulos en paralelo

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 21

La sección calculada es $4,6 \text{ mm}^2$, por lo que se trabajará con una sección de conductor de 6 mm^2 . Ahora se comprueba la admisibilidad de corriente de este.

$$I_{MAX}[A] = I_{SC,mod} * n^{\circ}_{string} * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 9,22 * 3 * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 34,57 [A]$$

I_{MAX} = corriente máxima de salida del combiner box

$I_{SC,mod}$ = corriente del módulo en cortocircuito

n°_{string} = número de strings en combiner box

Ecuación 22

		Continuous current rating Conductor temperature 120 °C Ambient temperature 30 °C																			
Installation method	Number of simultaneous loaded conductors per installation																				
		1. in conduit in a void or in a pipe																			
Reduction factor f_3	Conductor size mm^2	Strombelastbarkeit in [A]																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	16	20	25	30	35	40	50	60
1	1.5	35	30	28	27	34	29	26	24	24	23	23	22	22	29	24	21	19	18	17	16
0.85	2.5	48	41	38	36	46	39	35	33	33	31	31	30	30	39	32	28	26	24	23	22
0.79	4	64	55	51	48	61	52	47	44	43	41	41	40	40	52	42	37	34	32	30	29
0.75	6	84	72	67	63	80	69	61	58	56	54	53	52	52	66	53	47	43	40	38	36
0.95	10	118	101	94	89	113	96	85	81	78	76	75	74	72	92	74	65	60	56	53	50
0.81	16	158	135	125	119	151	128	114	108	105	102	100	98	97	120	96	84	78	72	69	65
0.72	25	212	181	168	159	202	172	153	145	140	136	134	132	130	160	128	112	104	96	92	87
0.68	35	262	223	207	197	249	213	189	179	173	168	166	163	160	196	157	138	128	118	112	106
0.66	50	330	281	261	248	314	268	238	225	218	212	208	205	202	248	199	174	162	149	142	134
0.64	70	420	357	332	315	399	341	303	286	278	269	265	261	257	309	248	217	201	186	177	167
0.63	95	499	425	395	375	475	405	360	340	330	320	315	310	305	457	286	250	233	215	204	193
0.62	120	580	493	459	435	551	470	418	395	383	372	366	360	354	526	341	299	277	256	243	231
0.61	150	670	583	543	523	637	543	483	456	443	429	423	416	409	605	388	340	316	291	277	262

Figura 11: Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante

El cable utilizado para este tramo es el Cable Solar RADOX de 6 mm^2 y según la figura 11 la corriente admisible es de 47A (3 cables por conduit). A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR N° 2, de

acuerdo a la temperatura nominal del conductor, dando como resultado 43,71A admisibles, por lo tanto, está cumpliendo los requerimientos del circuito.

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de 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
55-60		0,58	0,71	0,77
61-70		0,33	0,58	0,68
71-80			0,41	0,58

Figura 12: Factor de corrección por temperatura

$$I_{conductor} * F_{C_T} = I_{MAX, conductor}$$

$$47 [A] * 0,93 = 43,71[A]$$

$I_{conductor}$ = corriente admisible por conductor

F_{C_T} = Factor de corrección por temperatura

$I_{MAX, conductor}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 23

Del tramo entre los combiner box de 1 string y el inversor hay aproximadamente 30 metros. Se calcula la sección del conductor de este tramo si se desea que la caída de tensión sea como máximo un 1%

$$S_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * N_{mp} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad S_{DC} = \frac{2 * 30 * 1 * 8,63}{0,01 * 37,08 * 15 * 56,88} = 1,63 \text{ mm}^2$$

S_{DC} = sección del cable DC en mm^2

L_{DC} = longitud del cable DC

N_{mp} = número de módulos en paralelo

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 24

La sección calculada es $1,63 \text{ mm}^2$, pero se determinará usar una de mayor sección para soportar mayores corrientes y tener caídas de tensión más bajas.

$$I_{MAX}[A] = I_{SC,mod} * n^{\circ}_{string} * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 9,22 * 1 * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 11,53 [A]$$

I_{MAX} = corriente máxima de salida del combiner box

$I_{SC,mod}$ = corriente del módulo en cortocircuito

n°_{string} = número de strings en combiner box

Ecuación 25

Continuous current rating

Conductor temperature 120 °C

Ambient temperature 30 °C



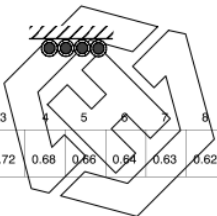


Installation method	2. on floor or wall				3. fixed on a ceiling or under floor											4. in conduit in a void or in a pipe																
Number of simultaneous loaded conductors per installation	<div>  Or <div>  </div> </div>				<div>  </div>											<div>  Or <div>  </div> </div>																
	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6	7	8	≥ 9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	16	20					
Reduction factor f_3	1	0.85	0.79	0.75	0.95	0.81	0.72	0.68	0.66	0.64	0.63	0.62	0.61	1	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.38					
Conductor size mm ²	<div>Strombelastbarkeit in [A]</div>																															
1.5	35	30	28	27	34	29	26	24	24	23	23	22	22	29	24	21	19	18	17	16	16	15	14	14	13	12	12					
2.5	48	41	38	36	46	39	35	33	32	31	31	30	30	39	32	28	26	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15					
4	64	55	51	48	61	52	47	44	43	41	41	40	40	52	42	37	34	32	30	29	28	26	25	24	23	22	20					
6	84	72	67	63	80	69	61	58	56	54	53	53	52	66	53	47	43	40	38	36	35	33	32	30	29	28	26					
10	118	101	94	89	113	96	85	81	78	76	75	74	72	92	74	65	60	56	53	50	48	46	45	42	40	38	35					
16	158	135	125	119	151	128	114	108	105	102	100	98	97	120	96	84	78	72	69	65	63	60	58	54	52	50	46					
25	212	181	168	159	202	172	153	145	140	136	134	132	130	160	128	112	104	96	92	87	84	80	77	72	69	66	61					
35	262	223	207	197	249	213	189	179	173	168	166	163	160	196	157	138	128	118	112	106	102	98	95	89	85	81	75					
50	330	281	261	248	314	268	238	225	218	212	208	205	202	248	199	174	162	149	142	134	129	124	120	112	107	102	95					
70	420	357	332	315	399	341	303	286	278	269	265	261	257	309	248	217	201	186	177	167	161	155	149	140	133	127	118					
95	499	425	395	375	475	405	360	340	330	320	315	310	305	457	286	250	233	215	204	193	186	179	172	161	154	147	136					
120	580	493	459	435	551	470	418	395	383	372	366	360	354	426	341	299	277	256	243	231	222	213	205	192	184	175	162					
150	670	583	543	523	637	543	483	456	443	429	423	416	409	485	388	340	316	291	277	262	253	243	233	219	209	199	185					

Figura 13: Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante

El cable utilizado para este tramo es el Cable Solar RADOX de 4 mm² y según la figura 13 la corriente admisible es de 37A (3 cables por conduit). A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR N° 2, de acuerdo a la temperatura nominal del conductor, dando como resultado 34,41A admisibles, por lo tanto, está cumpliendo los requerimientos del circuito.

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de 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
55-60		0,58	0,71	0,77
61-70		0,33	0,58	0,68
71-80			0,41	0,58

Figura 14: Factor de corrección por temperatura

$$I_{\text{conductor}} * F_{CT} = I_{\text{MAX, conductor}}$$

$$37 [A] * 0,93 = 34,41[A]$$

$I_{\text{conductor}}$ = corriente admisible por conductor

F_{CT} = Factor de corrección por temperatura

$I_{\text{MAX, conductor}}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 26

4.1.2. CAÍDA DE Tensión

Ahora como ya sabemos que la distancia entre el campo fotovoltaico y el combiner box de 3 strings es de 30 metros aproximadamente, se calculará el porcentaje de la caída de tensión en este tramo.

$$s_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad \Delta V_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{M,m}}{s_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma}$$

$$\Delta V_{DC} = \frac{2 * 30 * 8,63}{4 * 37,08 * 16 * 56,88} \quad \Delta V_{DC} = 0,00383 \rightarrow 0,383\%$$

s_{DC} = sección del cable DC en mm²

L_{DC} = longitud del cable DC

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 27

Ahora se calcula la caída de tensión entre un combiner box de 3 strings y el inversor, sabiendo que el tramo será 30 m.

$$s_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * N_{mp} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad \Delta V_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * N_{mp} * I_{M,m}}{s_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma}$$

$$\Delta V_{DC} = \frac{2 * 30 * 3 * 8,63}{6 * 37,08 * 16 * 56,88} \quad \Delta V_{DC} = 0,00767 \rightarrow 0,767\%$$

s_{DC} = sección del cable DC en mm²

L_{DC} = longitud del cable DC

N_{mp} = número de módulos en paralelo

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 28

Sumando las caídas de tensión, $0,383 + 0,76 = 1,15\%$, se aprecia que este valor cumple con creces las restricciones establecidas en la norma RGR N° 02/2014 con respecto a la caída de tensión en la sección DC.

También se sabe que la distancia entre el campo fotovoltaico y el combiner box de 1 string es de 30 metros aproximadamente, se calculará el porcentaje de la caída de tensión en este tramo.

$$s_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad \Delta V_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{M,m}}{s_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma}$$

$$\Delta V_{DC} = \frac{2 * 30 * 8,63}{4 * 37,08 * 15 * 56,88} \quad \Delta V_{DC} = 0,00409 \rightarrow 0,409\%$$

s_{DC} = sección del cable DC en mm²

L_{DC} = longitud del cable DC

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 27

Ahora se calcula la caída de tensión entre un combiner box de 1 string y el inversor, sabiendo que el tramo será 30 m.

$$s_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * N_{mp} * I_{M,m}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \quad \Delta V_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * N_{mp} * I_{M,m}}{s_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma}$$

$$\Delta V_{DC} = \frac{2 * 30 * 1 * 8,63}{4 * 37,08 * 15 * 56,88} \quad \Delta V_{DC} = 0,00409 \rightarrow 0,409\%$$

s_{DC} = sección del cable DC en mm²

L_{DC} = longitud del cable DC

N_{mp} = número de módulos en paralelo

$I_{M,m}$ = corriente del string en el punto de máxima potencia

ΔV_{DC} = % de caída de tensión del string, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{M,m}$ = voltaje del módulo en el punto de máxima potencia

N_{ms} = número de módulos en serie

σ = conductividad del cobre

Ecuación 28

Sumando las caídas de tensión, $0,409 + 0,409 = 0,818\%$, se aprecia que este valor cumple con creces las restricciones establecidas en la norma RGR N° 02/2014 con respecto a la caída de tensión en la sección DC

4.2. TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA

4.2.1. SECCIÓN DE CONDUCTORES

En este apartado se calcula la sección necesaria para tener un máximo de caída de tensión según las normativas. La caída de tensión máxima en la parte AC es de 3%, por lo que para los cálculos se usará 0,5% entre inversor y tablero auxiliar FV, y 1% entre tablero auxiliar FV y el tablero del punto de inyección.

La distancia del tramo entre un inversor y el tablero auxiliar es 5 metros y la caída máxima admisible es 0,5%.

$$s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos\varphi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma} \quad s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 5 * 32 * 1}{0,005 * 380 * 56,88} = 2,564 \text{ mm}^2$$

s_{AC} = sección del cable AC en mm^2

L_{AC} = longitud del tramo AC

$I_{INV,AC}$ = corriente de salida del inversor

$\cos\varphi$ = factor de potencia

ΔV_{AC} = % de caída de tensión del tramo AC, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{INV,AC}$ = voltaje de salida del inversor

σ = conductividad del cobre

Ecuación 29

La sección calculada es $1,7 \text{ mm}^2$, pero se determinará usar una de mayor sección para soportar mayores corrientes y tener caídas de tensión más bajas.

$$I_{MAX}[A] = I_{INV} * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 32 * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 40 [A]$$

I_{MAX} = corriente máxima de salida del inversor

I_{INV} = corriente de salida del inversor

Ecuación 30

Sección nominal	Esesor aislamiento	Ø exterior	Peso	Resistencia eléctrica máxima a 20°C en C.C	Intensidad máx. adm. enterrado bajo tubo 20°C	Intensidad máx. adm. enterrado bajo tubo 20°C	Intensidad máx. adm. enterrado directamente 20°C	Intensidad máx. adm. al aire 30°C	Intensidad máx. admisible bajo tubo empotrado en pared 30°C	Caída de tensión a 90°C cos φ 0,8	Caída de tensión a 90°C cos φ 1	Radio curvatura
mm^2	mm	mm	kg/km	Ω / km	*1 A	*2 A	*3 A	*4 A	*5 A	V / A km	V / A km	mm
5 G 1,5	0,7	10,4	155	13,3	22	25	-	23	19,5	20,9	26,0	42
5 G 2,5	0,7	11,9	216	7,98	29	34	-	32	26	12,6	15,6	48
5 G 4	0,7	13,3	301	4,95	37	43	-	42	35	7,88	9,74	54
5 G 6	0,7	14,8	409	3,3	46	54	68	54	44	5,28	6,50	60
5 G 10	0,7	17,3	630	1,91	61	71	91	75	60	3,20	3,90	70
5 G 16	0,7	20,1	925	1,21	79	93	119	100	80	2,02	2,44	81
5 G 25	0,9	24,3	1350	0,78	101	119	156	127	105	1,32	1,56	98
5 G 35	0,9	29,8	2075	0,554	122	143	187	158	128	0,964	1,113	149
5 G 50	1	35	2855	0,386	144	169	223	192	154	0,696	0,779	175
5 G 70	1,1	38,85	4526	0,272	178	210	270	246	194	0,517	0,557	195
5 G 95	1,1	43,62	5860	0,206	211	248	322	298	233	0,399	0,410	219
5 G 120	1,2	49,58	7532	0,161	240	283	369	346	268	0,330	0,325	248
5 G 150	1,4	56,24	9492	0,129	271	319	416	399	307	0,278	0,260	338
5 G 185	1,6	63,58	11759	0,106	304	358	468	456	348	0,2393	0,2107	382
5 G 240	1,7	70,78	15256	0,0801	351	414	540	538	407	0,2001	0,1624	425

Figura 15: Corrientes admisibles por el conductor AC según fabricante

Se determinó utilizar un cable de 5 conductores para este tramo. Este será AFIRENAS-X RZ1-K de $5 \times 6 \text{ mm}^2$ y según la figura 15 la corriente admisible es de 44A (peor escenario). A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR N° 2, dando como resultado 40,04A admisibles, por lo tanto, está cumpliendo los requerimientos del circuito.

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de 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
55-60		0,58	0,71	0,77
61-70		0,33	0,58	0,68
71-80			0,41	0,58

Figura 16: Factor de corrección por temperatura

$$I_{\text{conductor}} * F_{CT} = I_{\text{MAX, conductor}}$$

$$44 \text{ [A]} * 0,91 = 40,04 \text{ [A]}$$

$I_{\text{conductor}}$ = corriente admisible por conductor

F_{CT} = Factor de corrección por temperatura

$I_{\text{MAX, conductor}}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 31

La distancia del tramo entre el tablero auxiliar y el tablero del punto de inyección es 25 metros y la caída máxima admisible es 1%.

$$s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * n^{\circ}_{INV} * \cos\varphi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma} \quad s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 25 * 32 * 3 * 1}{0,01 * 380 * 56,88} = 19,23 \text{ mm}^2$$

s_{AC} = sección del cable AC en mm^2

L_{AC} = longitud del tramo AC

$I_{INV,AC}$ = corriente de salida del inversor

n°_{INV} = número de inversores

$\cos\varphi$ = factor de potencia

ΔV_{AC} = % de caída de tensión del tramo AC, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{INV,AC}$ = voltaje de salida del inversor

σ = conductividad del cobre

Ecuación 32

La sección calculada es $19,23 \text{ mm}^2$, pero se determinará usar una de mayor sección para soportar mayores corrientes y tener caídas de tensión más bajas.

$$I_{\text{MAX}}[\text{A}] = I_{\text{INV}} * n^{\circ}_{INV} * 1,25 \quad I_{\text{MAX}}[\text{A}] = 32 * 3 * 1,25 \quad I_{\text{MAX}}[\text{A}] = 120 \text{ [A]}$$

I_{MAX} = corriente máxima del generador FV

I_{INV} = corriente de salida del inversor

n°_{INV} = n° de inversores

Ecuación 33

Sección nominal	Espesor aislamiento	Ø exterior	Peso	Resistencia eléctrica máxima a 20°C en C.C	Intensidad máx. adm. enterrado bajo tubo 20°C	Intensidad máx. adm. enterrado bajo tubo 20°C	Intensidad máx. adm. enterrado directamente 20°C	Intensidad máx. admisible al aire 30°C	Intensidad máx. admisible bajo tubo empotrado en pared 30°C	Caída de tensión a 90°C cos φ 0,8	Caída de tensión a 90°C cos φ 1	Radio curvatura
mm²	mm	mm	kg/km	Ω / km	*1 A	*2 A	*3 A	*4 A	*5 A	V / A km	V / A km	mm
5 G 1,5	0,7	10,4	155	13,3	22	25	-	23	19,5	20,9	26,0	42
5 G 2,5	0,7	11,9	216	7,98	29	34	-	32	26	12,6	15,6	48
5 G 4	0,7	13,3	301	4,95	37	43	-	42	35	7,88	9,74	54
5 G 6	0,7	14,8	409	3,3	46	54	68	54	44	5,28	6,50	60
5 G 10	0,7	17,3	630	1,91	61	71	91	75	60	3,20	3,90	70
5 G 16	0,7	20,1	925	1,21	79	93	119	100	80	2,02	2,44	81
5 G 25	0,9	24,3	1350	0,78	101	119	156	127	105	1,32	1,56	98
5 G 35	0,9	29,8	2075	0,554	122	143	187	158	128	0,964	1,113	149
5 G 50	1	35	2855	0,386	144	169	223	192	154	0,696	0,779	175
5 G 70	1,1	38,85	4526	0,272	178	210	270	246	194	0,517	0,557	195
5 G 95	1,1	43,62	5860	0,206	211	248	322	298	233	0,399	0,410	219
5 G 120	1,2	49,58	7532	0,161	240	283	369	346	268	0,330	0,325	248
5 G 150	1,4	56,24	9492	0,129	271	319	416	399	307	0,278	0,260	338
5 G 185	1,6	63,58	11759	0,106	304	358	468	456	348	0,2393	0,2107	382
5 G 240	1,7	70,78	15256	0,0801	351	414	540	538	407	0,2001	0,1624	425

Figura 17: Corrientes admisibles por el conductor AC según fabricante

Se determinó utilizar un cable de 5 conductores para este tramo. Este será AFIRENAS-X RZ1-K de $5 \times 50 \text{ mm}^2$ y según la figura 17 la corriente admisible es de 154A (peor escenario). A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR N° 2, dando como resultado 140,14A admisibles, por lo tanto, está cumpliendo los requerimientos del circuito.

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de 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
55-60		0,58	0,71	0,77
61-70		0,33	0,58	0,68
71-80			0,41	0,58

Figura 18: Factor de corrección por temperatura

$$I_{\text{conductor}} * F_{CT} = I_{\text{MAX, conductor}}$$

$$154 \text{ [A]} * 0,91 = 140,14 \text{ [A]}$$

$I_{\text{conductor}}$ = corriente admisible por conductor

F_{CT} = Factor de corrección por temperatura

$I_{\text{MAX, conductor}}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 34

4.2.2. CAÍDA DE TENSIÓN

La distancia entre el inversor y el tablero auxiliar FV es 5 m aproximadamente, por lo que su caída de tensión en este tramo es la siguiente:

$$s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos\varphi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma} \quad \Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos\varphi}{s_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma}$$

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 5 * 32 * 1}{6 * 380 * 56,88} \quad \Delta V_{AC} = 0,00213 \rightarrow 0,213\%$$

s_{AC} = sección del cable AC en mm^2

L_{AC} = longitud del tramo AC

$I_{INV,AC}$ = corriente de salida del inversor

$\cos\varphi$ = factor de potencia

ΔV_{AC} = % de caída de tensión del tramo AC, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{INV,AC}$ = voltaje de salida del inversor

σ = conductividad del cobre

Ecuación 35

Ahora se calcula la caída de tensión entre el tablero auxiliar FV y el tablero general en donde está el punto de inyección. El tramo es aproximadamente de 25 m.

$$s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * n^{\circ}_{INV} * \cos\varphi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma} \quad \Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * n^{\circ}_{INV} * \cos\varphi}{s_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma}$$

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 25 * 32 * 3 * 1}{50 * 380 * 56,88} \quad \Delta V_{AC} = 0,00384 \rightarrow 0,384\%$$

s_{AC} = sección del cable AC en mm^2

L_{AC} = longitud del tramo AC

$I_{INV,AC}$ = corriente de salida del inversor

n°_{INV} = número de inversores

$\cos\varphi$ = factor de potencia

ΔV_{AC} = % de caída de tensión del tramo AC, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{INV,AC}$ = voltaje de salida del inversor

σ = conductividad del cobre

Ecuación 36

Sumando las caídas de tensión de los dos tramos, $0,213 + 0,384 = 0,597\%$, según la norma RGR N° 02/2014 aún podría haber una caída de tensión del 2,403% entre el tablero que posee el punto de inyección de la energía FV y el empalme. En este tramo no conocemos ni la sección de los conductores, ni la longitud de este, por lo que se calculará de manera estimativa.

Supongamos que el conductor de este tramo es de $107,4\text{mm}^2$ (valor visto en los planos eléctricos), lo que permitiría alcanzar distancias de 107,358m si la caída de tensión es de 2,403%.

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos\varphi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma}$$

$$S_{AC} * \Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma = \sqrt{3} * L_{AC} * I_{INV,AC} * \cos\varphi$$

$$\frac{S_{AC} * \Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma}{\sqrt{3} * I_{INV,AC} * \cos\varphi} = L_{AC}$$

$$\frac{107,4 * 0,02403 * 380 * 56,88}{\sqrt{3} * 300 * 1} = 107,35m$$

S_{AC} = sección del cable AC en mm^2

L_{AC} = longitud del tramo AC

$I_{INV,AC}$ = corriente de salida del inversor

$\cos\varphi$ = factor de potencia

ΔV_{AC} = % de caída de tensión del tramo AC, en tanto por uno (1 = 100%)

$V_{INV,AC}$ = voltaje de salida del inversor

σ = conductividad del cobre

Ecuación 37

Si se tiene en consideración que el trazado desde el punto de conexión hasta el empalme no supera los 100 metros de distancia de canalización, se cumple con la caída de tensión máxima permitida del 3%. **Esto será verificado en terreno y se realizarán los cálculos as built.**

5. SELECCIÓN DE PROTECCIONES

5.1. PROTECCIONES DC

5.1.1. FUSIBLES STRING DC

Se utilizarán fusibles de 15A, 1000V, como medio de protección en cada string.

$$I_{FUS}[A] > I_{SC,mod} * 1,5 \quad I_{FUS}[A] > 9,22 * 1,5 \quad I_{FUS}[A] > 13,83[A]$$

I_{FUS} = corriente nominal del fusible

$I_{SC,mod}$ = corriente del módulo en cortocircuito

Ecuación 38

5.1.1. INTERRUPTOR BIPOLAR DC (COMBINER BOX 3 Strings)

Se utilizará un interruptor de 40A bipolar para así, utilizarlo como seccionador y así, en caso de que algún string requiera mantención, dejarlo fuera.

$$I_{MAX,string} * n^{\circ}_{string} \leq I_N \leq I_{MAX, conductor string}$$

$I_{MAX,string}$ = corriente máxima del string

n°_{string} = número des strings en combiner box

I_N = corriente nominal del interruptor

$I_{MAX, conductor string}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 39

El conductor soporta 47[A] y a este se le aplica un factor de protección. Se aplica este factor de protección ya que la intensidad admisible igual depende de la temperatura.

$$I_{conductor} * Fc_T = I_{MAX, conductor}$$

$$47 [A] * 0,93 = 43,71[A]$$

$I_{conductor}$ = corriente admisible por conductor

Fc_T = Factor de corrección por temperatura

$I_{MAX, conductor}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 40

Ahora completamos la ecuación 39:

$$I_{MAX,string} * n^{\circ}_{string} \leq I_N \leq I_{MAX, conductor string}$$

$$11,53[A] * 3 \leq 40[A] \leq 43,71[A]$$

$$34,59[A] \leq 40[A] \leq 43,71[A]$$

$I_{MAX,string}$ = corriente máxima del string

n°_{string} = número des strings en combiner box

I_N = corriente nominal del interruptor

$I_{MAX, conductor string}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 39

Podemos comprobar que se cumplen todas estas condiciones. Estos cálculos son para establecer la relación entre la protección elegida, la corriente máxima del sistema y la corriente máxima admisible por el conductor.

5.1.2. INTERRUPTOR BIPOLAR DC (COMBINER BOX 1 String)

Se utilizará un interruptor de 16A bipolar para utilizarlo como seccionador y así, en caso de que algún string requiera mantención, dejarlo fuera.

$$I_{MAX,string} \leq I_N \leq I_{MAX, conductor string}$$

$I_{MAX,string}$ = corriente máxima del string

I_N = corriente nominal del interruptor

$I_{MAX, conductor string}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 40

El conductor soporta 37[A] y a este se le aplica un factor de protección. Se aplica este factor de protección ya que la intensidad admisible igual depende de la temperatura.

$$I_{conductor} * F_{CT} = I_{MAX, conductor}$$

$$37 [A] * 0,93 = 34,41[A]$$

$I_{conductor}$ = corriente admisible por conductor

F_{CT} = Factor de corrección por temperatura

$I_{MAX, conductor}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 41

Ahora completamos la ecuación 40:

$$I_{MAX,string} \leq I_N \leq I_{MAX, conductor string}$$

$$11,53[A] \leq 16[A] \leq 34,41[A]$$

$I_{MAX,string}$ = corriente máxima del string

I_N = corriente nominal del interruptor

$I_{MAX, conductor string}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 40

Podemos comprobar que se cumplen todas estas condiciones. Estos cálculos son para establecer la relación entre la protección elegida, la corriente máxima del sistema y la corriente máxima admisible por el conductor.

5.2. PROTECCIONES AC

5.2.1. INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TETRAPOLAR INVERSOR

En tablero auxiliar FV se incorporará este interruptor para proteger el inversor y a su vez utilizarlo como seccionador. Ya se sabe que del inversor saldrá un cable con 5 hilos y la sección de estos hilos es de $6mm^2$. El interruptor seleccionado es uno de 40A, curva C, 10kA.

$$I_{INV} = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} * V_{INV}} = \frac{20[kW]}{\sqrt{3} * 380[V]} = 30,38[A]$$

I_{INV} = corriente de salida del inversor

P_{INV} = potencia de salida del inversor

V_{INV} = voltaje de salida del inversor

Ecuación 42

En la ficha técnica del inversor se indica que la I_{INV} máxima puede llegar a los 32[A], así que los cálculos se demostraran con esta última corriente.

$$I_{MAX}[A] = I_{INV} * 1,25 \quad I_{MAX}[A] > 32 * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 40 [A]$$

I_{MAX} = corriente máxima de salida del inversor
 I_{INV} = corriente de salida del inversor

Ecuación 43

Al igual que en la parte DC, los interruptores se escogen dependiendo de la corriente máxima del inversor y la corriente soportada por el conductor.

$$I_{MAX} \leq I_N \leq I_{MAX, \text{ conductor}}$$

$$40[A] \leq 40[A] \leq I_{MAX, \text{ conductor}}$$

I_{MAX} = corriente máxima de salida del inversor
 I_N = corriente nominal del interruptor
 $I_{MAX, \text{ conductor}}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 44

El conductor soporta 44[A] y le aplicamos un factor de protección. Se aplica este factor de protección ya que la intensidad admisible igual depende de la temperatura.

$$I_{\text{conductor}} * F_{CT} = I_{MAX, \text{ conductor}}$$

$$44 [A] * 0,91 = 40,04 [A]$$

Ecuación 45

Ahora completamos la ecuación 44.

$$I_{MAX, \text{ string}} \leq I_N \leq I_{MAX, \text{ conductor}}$$

$$40[A] \leq 40[A] \leq 40,04[A]$$

I_{MAX} = corriente máxima de salida del inversor
 I_N = corriente nominal del interruptor
 $I_{MAX, \text{ conductor}}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 44

Podemos comprobar que se cumplen todas estas condiciones. Al igual que en los cálculos en la sección DC estos cálculos son para establecer la relación entre la protección elegida, la corriente máxima del sistema y la corriente máxima admisible por el conductor.

5.2.2. INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TETRAPOLAR GENERAL

En el tablero auxiliar FV y en el tablero general se incorporará este interruptor para proteger el sistema FV y a su vez utilizarlo como seccionador. Se sabe que en este tramo se utilizará un cable con 5 hilos y la sección de estos hilos es de 50mm². El interruptor seleccionado es uno de 125A, curva C, 10kA.

$$I_{GFV} = \frac{P_{GFV}}{\sqrt{3} * V_{GFV}} = \frac{60[kW]}{\sqrt{3} * 380[V]} = 91,16[A]$$

I_{GFV} = corriente del generador FV
 P_{GFV} = potencia de salida del generador FV
 V_{GFV} = voltaje de salida del generador FV

Ecuación 45

En la ficha técnica del inversor se indica que la I_{INV} máxima puede llegar a los 32[A], así que los cálculos se demostraran con esta última corriente. Además el Generador Fotovoltaico contará con tres inversores del mismo tipo.

$$I_{MAX}[A] = I_{INV} * n^{\circ}_{INV} * 1,25 \quad I_{MAX}[A] > 32 * 3 * 1,25 \quad I_{MAX}[A] = 120 [A]$$

I_{MAX} = corriente máxima del generador FV

I_{INV} = corriente de salida del inversor

Ecuación 46

Como ya se ha mencionado, los interruptores se escogen dependiendo de la corriente máxima del tramo y la corriente soportada por el conductor.

$$I_{MAX} \leq I_N \leq I_{MAX, \text{ conductor}}$$

$$120[A] \leq 125[A] \leq I_{MAX, \text{ conductor}}$$

I_{MAX} = corriente máxima del generador FV

I_N = corriente nominal del interruptor

$I_{MAX, \text{ conductor}}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 47

El conductor soporta 154[A] y le aplicamos un factor de protección. Se aplica este factor de protección ya que la intensidad admisible igual depende de la temperatura.

$$I_{\text{conductor}} * F_{CT} = I_{MAX, \text{ conductor}}$$

$$154 [A] * 0,91 = 140,14 [A]$$

$I_{\text{conductor}}$ = corriente admisible por conductor

F_{CT} = Factor de corrección por temperatura

$I_{MAX, \text{ conductor}}$ = corriente máxima en conductor con factor aplicado

Ecuación 48

Ahora completamos la ecuación 47.

$$I_{MAX, \text{ string}} \leq I_N \leq I_{MAX, \text{ conductor}}$$

$$120[A] \leq 125[A] \leq 140,14[A]$$

I_{MAX} = corriente máxima del generador FV

I_N = corriente nominal del interruptor

$I_{MAX, \text{ conductor}}$ = corriente máxima soportada por el conductor

Ecuación 47

Podemos comprobar que se cumplen todas estas condiciones. Al igual que en los cálculos en la sección DC estos cálculos son para establecer la relación entre la protección elegida, la corriente máxima del sistema y la corriente máxima admisible por el conductor.

5.2.3. INTERRUPTOR DIFERENCIAL TETRAPOLAR

En el tablero auxiliar FV y en el tablero general se incorporará este interruptor para proteger el inversor. Se incorpora 2 veces el diferencial ya que la distancia entre los tableros es mayor a 10 metros. El diferencial seleccionado es uno de 125A, 300mA, tipo A ya que el generador FV es de 60kW.

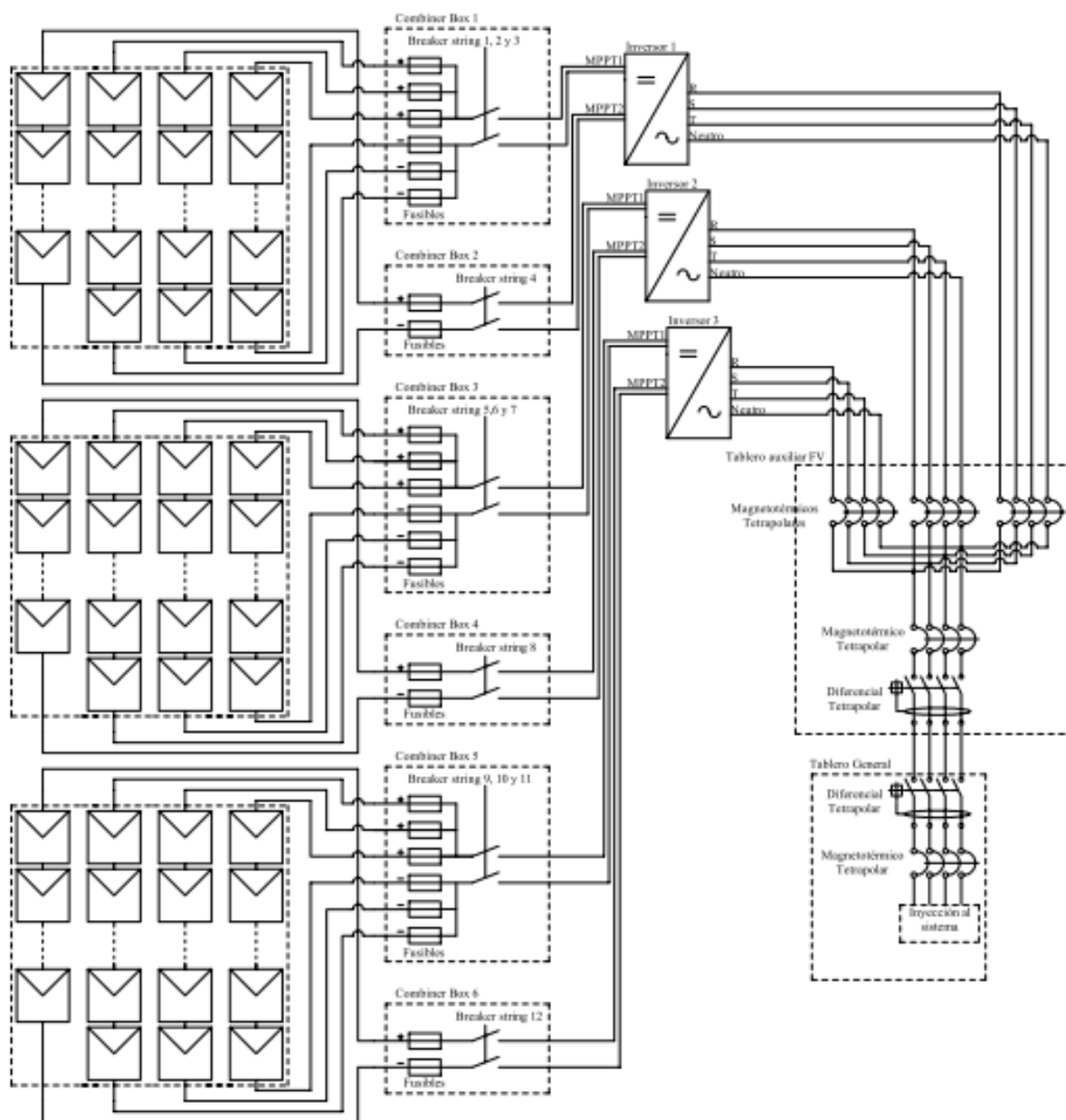


Figura 19: Diagrama de la instalación con sus protecciones

6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

6.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles FV son del fabricante Hareon Solar HR320W, policristalinos, de potencia 320Wp. Estos paneles compondrán 12 strings, 9 de estos contarán con 16 paneles en serie y 3 contarán con 15 paneles en serie.

El panel o módulo FV cuenta con 60 células de silicio policristalino que permiten un excelente rendimiento (16,5%), incluso con poca radiación solar. Tiene una tolerancia de rendimiento 0+3%.

Estos paneles están autorizados por la SEC.

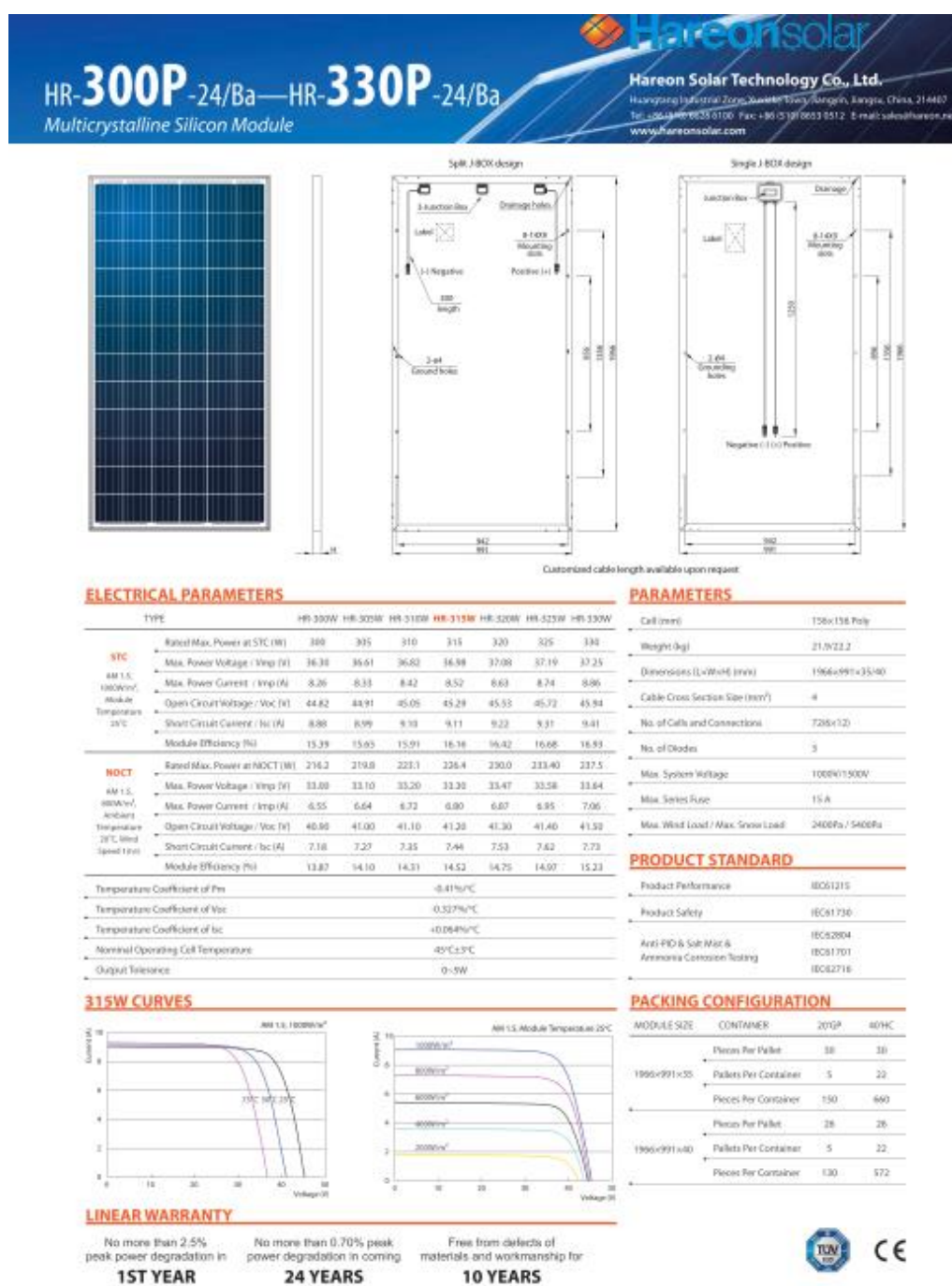


Figura 20: Ficha técnica del panel FV

6.2. INVERSOR

Los inversores utilizados son 3 inversores trifásicos Fronius Symo 20.,-3-M de 20kW de potencia y cuenta con 2 MPPT cada uno. Este al igual que los paneles se instalará en el techo del establecimiento con su respectivo tablero de protección. Este inversor se encuentra autorizado por la SEC. Cuentan con los ajustes de red correspondientes indicados en norma Chilena.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M) ¹⁾					
DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27 A / 16,5 A			33 A / 27 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie EV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A			49,5 A / 40,5 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ min}$)	200 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V				
Tensión de entrada nominal ($U_{dc\ n}$)	600 V				
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ max}$)	1.000 V				
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$) ¹⁾	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	3+3				
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac\ n}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ max}$)	20 A		32 A		
Acomodamiento a la red ($U_{ac\ n}$)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V				
Mínima tensión de salida ($U_{ac\ min}$)	150 V				
Máxima tensión de salida ($U_{ac\ max}$)	280 V				
Frecuencia (f_n)	50 Hz / 60 Hz				
Rango de frecuencia ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Hz				
Coefficiente de distorsión no lineal	< 2 %				
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac\ r}$)	0 - 1 ind. / cap.				
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	I				
Categoría de sobretensión (CC / CA)	2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, GS3/2, VDE AR N 4105, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21				

¹⁾ Información preliminar

¹⁾ información preliminar

Figura 21: Características técnicas del inversor

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M) ¹⁾					
RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	97,9 %				
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,4 %	97,5 %	97,7 %	97,7 %	97,8 %
η con 5 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	87,8 / 92,4 / 89,1 %	88,6 / 93,0 / 90,0 %	91,1 / 94,7 / 92,2 %	91,5 / 94,9 / 92,6 %	91,9 / 95,1 / 93,0 %
η con 10 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	91,2 / 94,8 / 92,7 %	92,8 / 96,0 / 94,5 %	93,3 / 96,0 / 94,4 %	93,9 / 96,3 / 94,9 %	94,8 / 96,8 / 95,8 %
η con 20 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	94,5 / 97,0 / 96,1 %	95,3 / 97,2 / 96,5 %	95,8 / 97,4 / 96,6 %	96,0 / 97,5 / 96,8 %	96,2 / 97,7 / 97,1 %
η con 25 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	95,3 / 97,2 / 96,5 %	95,5 / 97,5 / 96,9 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	95,5 / 97,5 / 96,9 %	95,8 / 97,6 / 97,1 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,7 / 98,0 / 97,5 %
η con 50 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	96,2 / 97,8 / 97,3 %	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %	96,9 / 98,0 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 75 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	96,4 / 97,9 / 97,5 %	96,4 / 97,9 / 97,5 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,0 / 97,7 %
η con 100 % $P_{ac\ r}$ ¹⁾	96,4 / 97,9 / 97,5 %	96,4 / 97,7 / 97,5 %	96,9 / 98,0 / 97,7 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %	96,7 / 97,9 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	SI				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	SI				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web / Fronius Solar.web, Modbus TCP, JSON				
6 inputs digitales o 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ¹⁾	Para memorias USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Interfaz Fronius Solar Net, Interface Protocol				
Salida de aviso ³⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				

¹⁾ información preliminar

²⁾ y con $U_{mpp\ min} / U_{dc\ r} / U_{mpp\ max}$.

³⁾ también disponible en la versión light

Figura 22: Características técnicas del inversor

6.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura de soporte de aluminio permitirá que los paneles de la instalación posean una inclinación de 30°, para así optimizar la producción anual de energía FV.

El Fabricante es Alusin Solar y el modelo es Bulnes.

Posee tornillos auto-perforantes con anti-gotera y una goma de protección, acompañada de una pasta estanca para garantizar la impermeabilización del techo.

Sistema BULNES
estructuras angulares

Garantías

- ☑ Diseño según cargas climáticas locales
- ☑ Fijación universal de paneles
- ☑ Alta versatilidad y adaptable
- ☑ Grapas especiales película fina y frameless
- ☑ Plazo de entrega rápido
- ☑ Cómoda instalación
- ☑ 25 años garantía de materiales
- ☑ 2 años garantía de obra

Características Técnicas

- Perfiles, grapas y accesorios en aluminio extruido de primera fusión.
- Tornillería en acero inoxidable A2/A4 según la agresividad del ambiente, con opción a tratamientos superficiales.
- Transmisión directa de cargas a la estructura principal. Fijación directa a las correas.
- Fijación con Juntas EPDM y adhesivo a doble cara, asegurando estanqueidad y resistencia a gradientes térmicos y a los rayos UV. **IMPERMEABILIDAD**
- Opción de Tuercas antirrobo, sistema de ranuras para tornillo.
- Multitud de configuraciones disponibles.
- Material 100% reciclable.

ADAPTABLE A 25° y 35°

Para instalación sobre los siguientes tipos de correa

Para todo tipo de cerramientos

- Cubierta plana de hormigón
- Chapa sandwich
- Chapa simple

Cargas

Viento	Nieve
Hasta 240 kmh (150mph).	Hasta 2 kN/m ²

Cálculos de las estructuras de acuerdo con las cargas climáticas dependientes de la ubicación del proyecto.

Pesos

Para panel en horizontal	Para panel en vertical
3.25 kg/m ²	2.49 kg/m ²

Pesos aproximados incluyendo tornillería

Los pórticos se suministran preensamblados

Distancia variable para regular el ángulo requerido

Figura 23: Características de la estructura

6.4. CABLES FV DC

Los cables FV en DC a utilizar son del fabricante Huber+Suhner y modelo Radox Solar y serán de una sección de 4mm^2 y 6mm^2 .



Cable solar Radox de un solo hilo

- 1) Conductor: Cable de cobre trenzado estañado, hilo fino
- 2) Aislamiento: Radox negro
- 3) Recubrimiento: Radox, colores ver datos técnicos



Cable solar Radox – Durante años utilizado con éxito en todo el mundo. Temperatura de aplicación de -40 a $+120^\circ\text{C}$ y resistencia al cortocircuito hasta $+280^\circ\text{C}$.



Modelo	Radox cable solar 4 negro, bobina de 500 m
Sección transversal	4.0 mm^2
Color	Negro
Diámetro del cable	$5.8\text{ mm} \pm 0.15\text{ mm}$
Tensión nominal	1000 V CC
Radio de flexión mínimo	4 x diámetro
Rango de temperatura	-40 a $+120^\circ\text{C}$
Resistencia al cortocircuito hasta	$+280^\circ\text{C}$ (máx. 5 seg.)
Conductor	Cable trenzado de cobre estañado, hilo fino
Aislamiento	Radox negro
Peso *	6.6 kg
Garantía	15 años
Normas	IEC 60228, clase 5, «modelo probado por ITV» certificado número R 02210086

Figura 24: Cable solar DC

7. ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA

7.1. PRODUCCIÓN

Para poder estimar la producción de la instalación se tomaron los datos de la radiación global diaria horizontal en San Felipe por 25 años (información obtenida de la base de datos de la NASA). Posteriormente se promediaron estos valores para así tener un valor por día. A continuación a partir de un algoritmo se obtiene el valor de la radiación considerando la inclinación y el azimut.

Radiación Global anual horizontal	2.011,14 kWh/m ² /año
Radiación Global diaria horizontal	5,509 kWh/m ² /día
Radiación Global anual (inc=30°, azi= 15°)	2.139,28 kWh/m ² /año
Radiación Global diaria (inc=30°, azi= 15°)	5,861 kWh/m ² /día

Figura 25: Valores anuales y diarios promedios de radiaciones

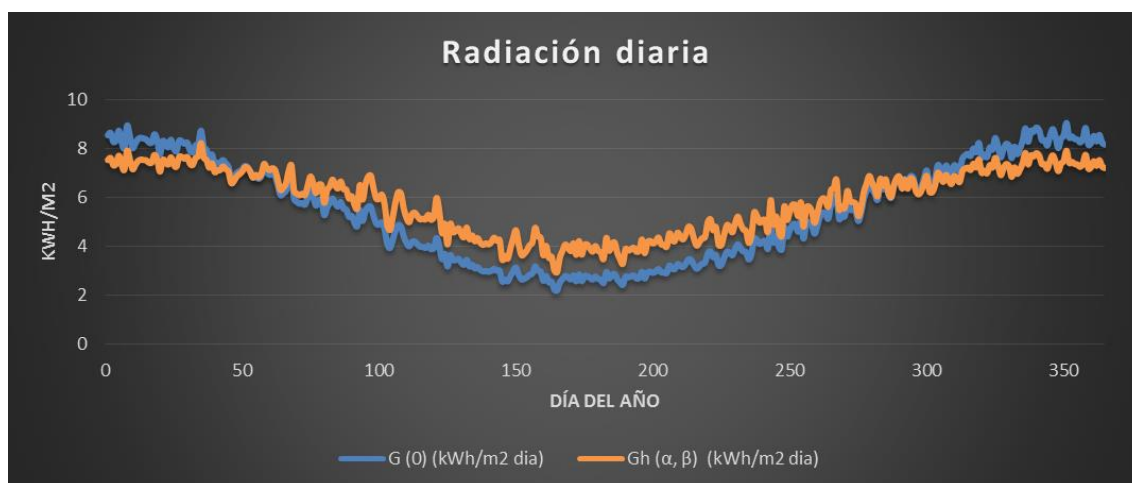


Figura 26: Valores diarios de la radiación, la azul representa la radiación con respecto a la horizontal y la naranja representa la radiación considerando la inclinación y el azimut

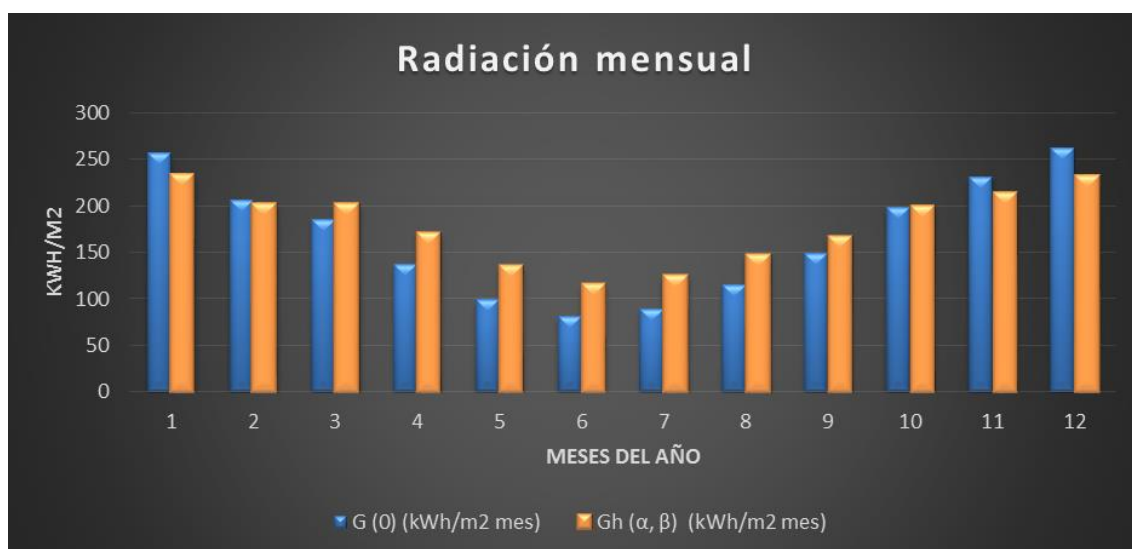


Figura 27: Valores mensuales de la radiación, la azul representa la radiación con respecto a la horizontal y la naranja representa la radiación considerando la inclinación y el azimut

Ya teniendo la radiación incidente en los paneles se calcula la producción de energía eléctrica en la instalación FV.

- Se consideró un $PR=0,8$ y una eficiencia del inversor del 974%.
- Se tomaron datos de radiación de un período de 25 años, fuente: NASA
- La inclinación de los paneles es de 30° .
- Azimut de 15° (orientación noroeste)
- Se utilizaran 33 Módulos FV de 320Wp de potencia.
- Se utilizará 1 inversor trifásico de 10kW

Ciudad	San Felipe	Potencia AC	60 KVA
Latitud	-32,75	Potencia DC	60,48 kWp
Longitud	-70,73	N° módulos	189
inclinación	30°	Energía FV generada año	101.230,13kWh/año
azimut	15°	Energía FV generada día	277,34 kWh/día
Rend. inversor	97,8%		
Performance Ratio	80%		
P.mod	0,32kW	Rendimiento energético	1.673,78 kWh/kW

Figura 28: Características y parámetros del Generador FV y su ubicación



Figura 29: Gráficas de producción mensual y anual total del GFV

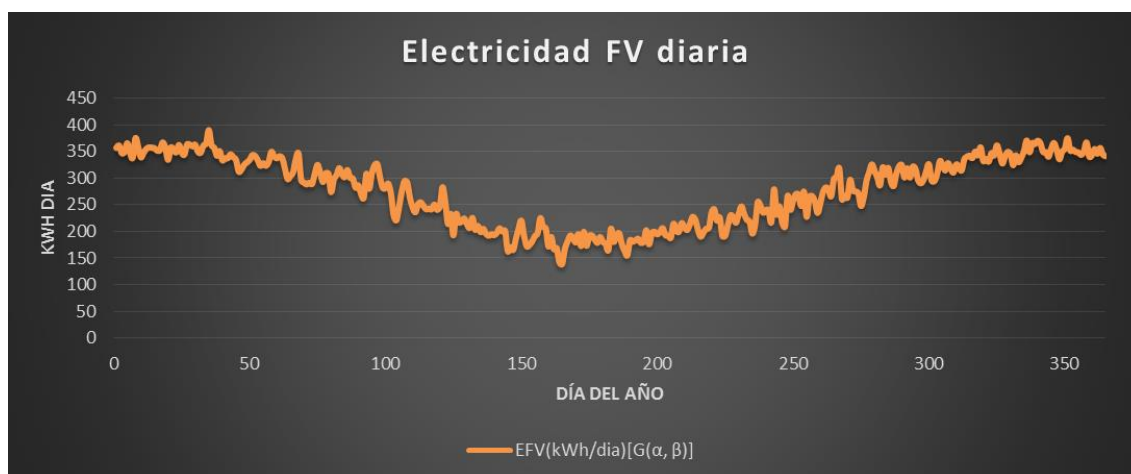


Figura 30: Gráficas de producción anual del GFV

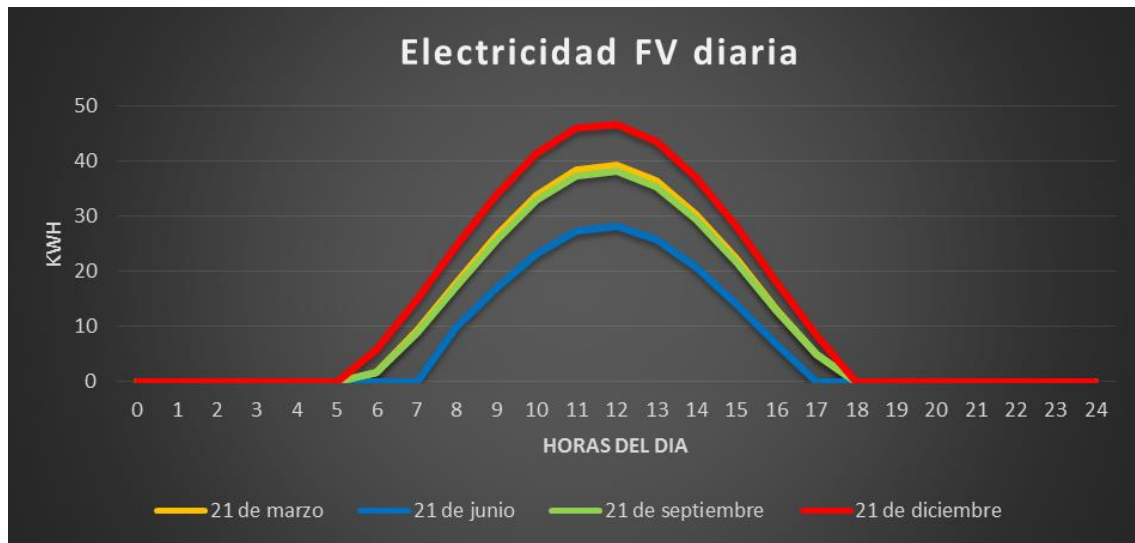


Figura 31: Gráficas de producción diaria del GFV

7.2. CÁLCULOS POR SOMBREAMIENTO

Principalmente se determinará la distancia que deben tener los paneles de otras estructuras u objetos para que no sean sombreados y disminuya la producción.

Se dará como ejemplo que la altura del objeto es de un metro y se tendrá como resultado la sombra que proyectará a las 10h, por ende la distancia mínima que debe existir entre el objeto y los paneles es:

$$sombra(m) = \frac{h}{tg \left(\arcsen((sen\delta * sen\varphi) + (cos\delta * cos\varphi * cos\omega)) \right)}$$

$h = altura = 1m$

$\varphi = latitud \text{ de San Felipe} = -32,75^\circ$

$\delta = declinación(21 \text{ de junio}) = 23,45^\circ$

$\omega = angulo \text{ horario}$

Ecuación 42

Se calcula el ángulo horario a las 10 de la mañana

$$\omega = (10 - 12) * \frac{\pi}{12} * \frac{180}{\pi} = -2 * 15 = -30^\circ$$

Ecuación 43

Finalmente, la sombra proyectada por un objeto de altura de 1 metro es:

$$sombra(m) = \frac{1}{tg \left(\arcsen((sen23,45 * sen - 32,75) + (cos23,45 * cos - 32,75 * cos - 30)) \right)}$$

$$sombra(m) = 1,968 (m)$$

Ecuación 44

La distancia mínima que existirá entre paneles con inclinación de 30° será la siguiente.

Lo primero es calcular la altura del panel inclinado a 30° .

$$h = 1 * sen30 = 0,5 (m)$$

Ecuación 45

Y luego se utiliza la misma fórmula anterior para calcular la proyección de la sombra, igualmente a las 10 de la mañana.

$$sombra(m) = \frac{0,5}{tg \left(\arcsen((sen23,45 * sen - 32,75) + (cos23,45 * cos - 32,75 * cos - 30)) \right)}$$

$$sombra(m) = 0,984 (m)$$

Ecuación 46

