vivendio
IBEROAMÉRICA

MEMORIA EXPLICATIVA ELÉCTRICA

PROYECTO: “Sistema de Generación Eléctrica Fotovoltaica de 20kW para el Juzgado de familia de la comuna de Los Andes”

UBICACIÓN: “Comuna de Los Andes, Región de Valparaíso”

Ministerio de Energía
Gobierno de Chile

Cliente

Avenida Libertador Bernardo O Higgins 1449, Piso 13

Santiago de Chile, 6 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

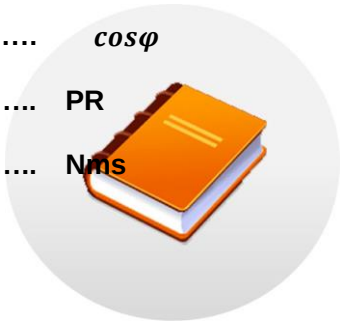
1. INTRODUCCIÓN 4
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA 5
2.1. UBICACIÓN 5
2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO 5
2.3. EQUIPOS Y AUTORIZACIONES 6
3. CÁLCULOS DE DISEÑO 8
4. CÁLCULOS DE SECCIÓN Y CAÍDAS DE TENSIÓN 11
4.1. TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA 11
4.1.1. SECCIÓN DE CONDUCTORES 11
4.1.2. CAÍDA DE TENSIÓN 13
4.2. TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA 13
4.2.1. SECCIÓN DE CONDUCTORES 13
4.2.1. CAÍDA DE TENSIÓN 15
5. SELECCIÓN DE PROTECCIONES 17
5.1. PROTECCIONES DC 17
5.1.1. SECCIONADOR CC (INVERSOR) 17
5.2. PROTECCIONES AC 18
5.2.1. INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TETRAPOLAR 18
5.2.2. INTERRUPTOR DIFERENCIAL TETRAPOLAR 19
6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS 20
6.1. PANELES FOTOVOLTAICOS 20
6.2. INVERSOR 21
6.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE 23
6.4. CABLES FV DC 24
7. ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA 25
7.1. PRODUCCIÓN 25
7.2. CÁLCULOS POR SOMBREAMIENTO 28

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……..	6
FIGURA 5:	Resolución Exenta n° 7284, Inversor trifásico Fronius Symo 10.,-3-M……...	7
FIGURA 6:	Características técnicas del panel FV……..	8
FIGURA 7:	Factor de corrección por temperatura…….	11
FIGURA 8:	Factor de corrección por número de conductores……..	11
FIGURA 9:	Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante……..	12
FIGURA 10:	Factor de corrección por temperatura…….	13
FIGURA 11:	Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante……..	14
FIGURA 12:	Diagrama de la instalación con sus protecciones……	19
FIGURA 13:	Ficha técnica del panel FV……	20
FIGURA 14:	Características técnicas del inversor FV……...	21
FIGURA 15:	Características técnicas del inversor FV……...	22
FIGURA 16:	Características de la estructura……	23
FIGURA 17:	Cable solar DC……	24
FIGURA 18:	Valores anuales y diarios promedios de radiaciones……..	25
FIGURA 19:	Valores diarios de la radiación……..……..	25
FIGURA 20:	Valores mensuales de la radiación……..	25
FIGURA 21:	Características y parámetros del Generador FV y su ubicación……..	26
FIGURA 22:	Gráficas de producción mensual y anual total del GFV……..	26
FIGURA 23:	Gráficas de producción anual del GFV……	26
FIGURA 24:	Gráficas de producción diaria del GFV……	27

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	Impp
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 “Juzgado de familia de la comuna de Los Andes” 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 20kW y se instalará en las dependencias del Juzgado de Familia de la comuna de Los Andes, precisamente en la cubierta de este. Se consideran para este proyecto 64 paneles fotovoltaicos de 320W y un inversor trifásico de 20kW lo que significa una producción aproximada de 34.207,3kWh/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 “Juzgado de familia de la comuna de Los Andes” es una instalación fotovoltaica conectada a red (On-grid), con una potencia instalada de 20kW. Los 64 paneles considerados en este proyecto estarán instalados en la cubierta del establecimiento, ubicado en Santa Teresa 241, Los Andes.

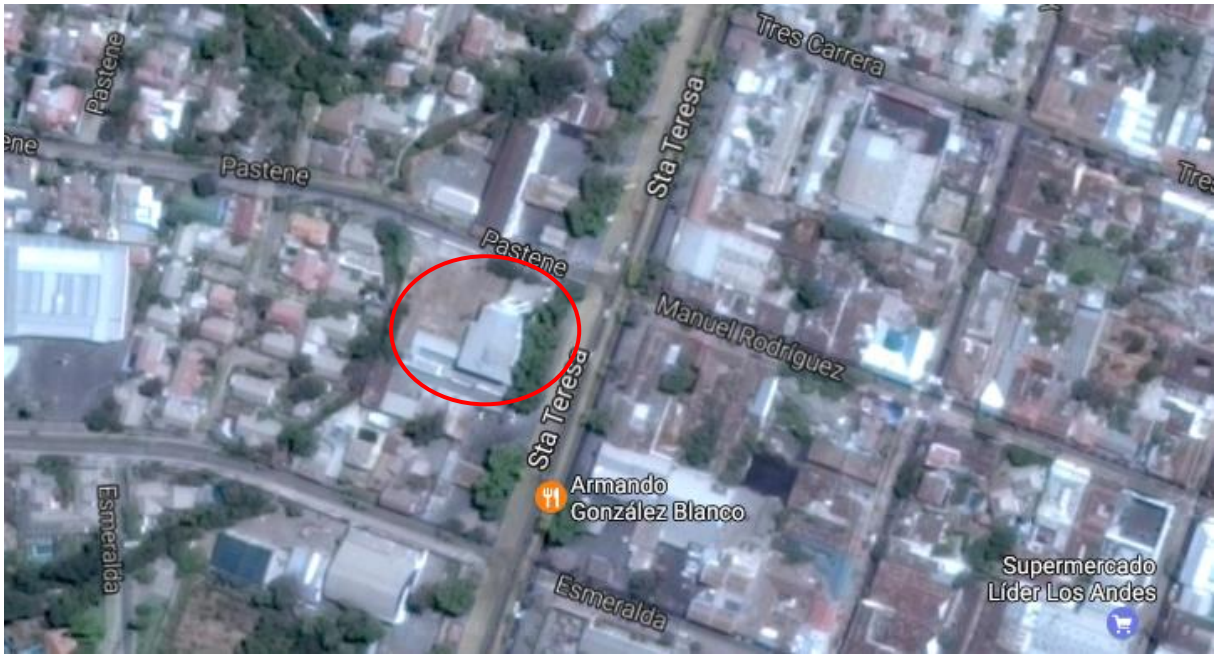


Figura 1: Mapa de la ubicación del edificio

2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA FOTVOLTAICO

El generador fotovoltaico estará constituido de 1 inversor trifásico Fronius Symo 20.,-3-M de 20kW al cual llegarán 4 strings. Estos strings se conectarán de manera directa en cada MPPT del inversor, 2 strings en el MPPT1 y 2 strings en el MPPT2. Estos strings contarán con 16 módulos Hareon Solar HR320W de 320Wp conectados en serie, teniendo una potencia en este string de 5,12kWp. El sistema al tener 4 strings resultará con 20,48kWp de potencia peak.

Los paneles estarán instalados en la cubierta del edificio y gracias a una estructura estarán con una inclinación de 30°. Cabe mencionar que la orientación del edificio es noreste (-20º)

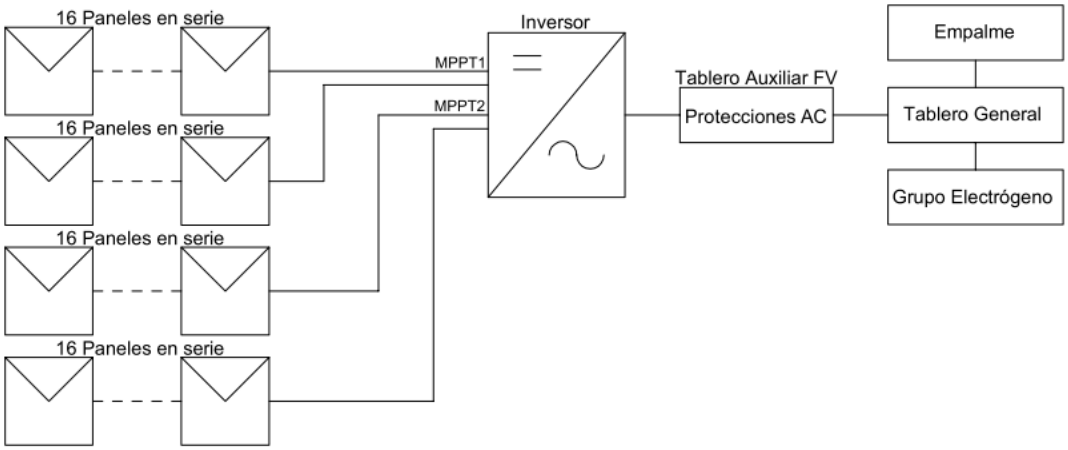


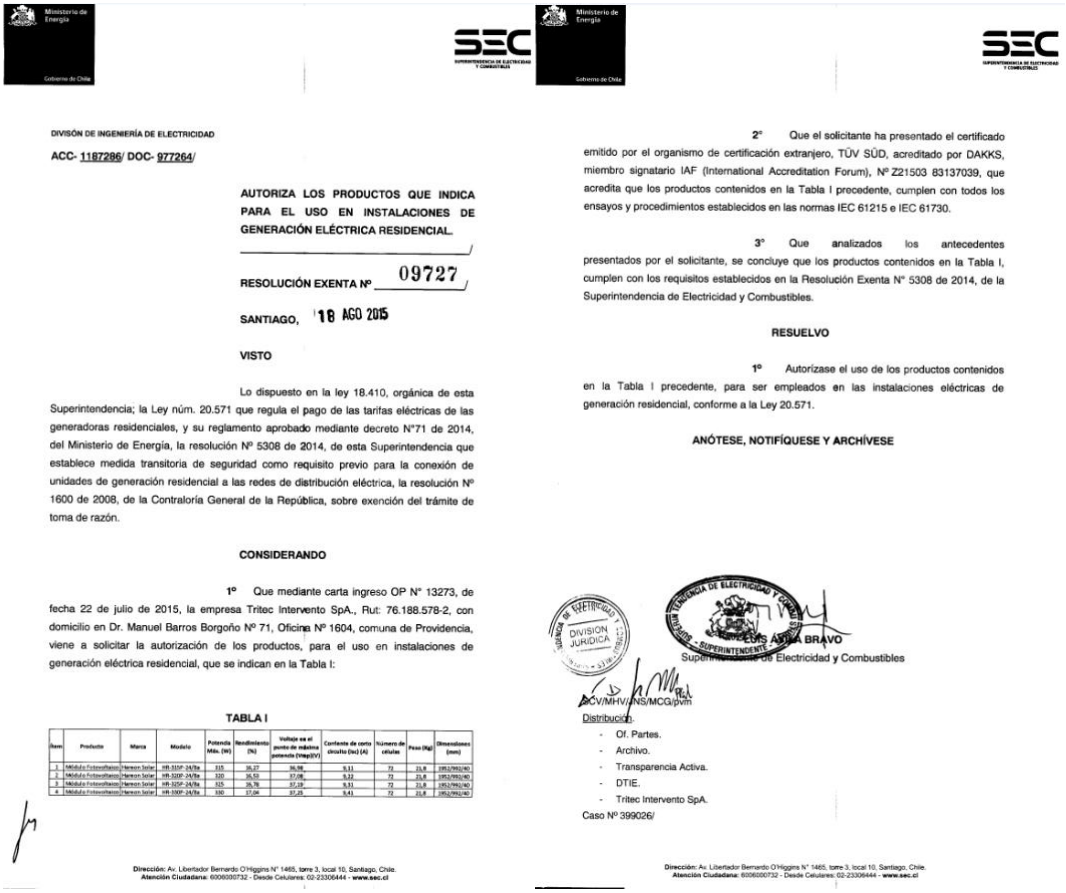
Figura 2: La figura anterior muestra un esquema simplificado de la conexión del sistema

2.3. EQUIPOS Y AUTORIZACIONES

Como se ha mencionado anteriormente, los módulos a utilizar son 64 módulos Hareon Solar HR320W de 320Wp y el inversor considerado es 1 inversor trifásico 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- 977264/

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

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 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 Nº 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 Nº 1600 de 2008, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón.

CONSIDERANDO

1º Que mediante carta ingreso OP N° 13273, de fecha 22 de julio de 2015, la empresa Tritec Intervento SpA., Rut: 76.188.578-2, con domicilio en Dr. Manuel Barros Borgoño Nº 71, Oficina Nº 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. (W)	Rendimiento (%)	Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)(V)	Corriente de corto circuito (Isc) (A)	Número de células	Peso (Kg)	Dimensiones (mm)
1	Módulo Fotovoltaico	Hareon Solar	HR-310P-24/Ba	315	16,17	36,98	9,11	72	21,8	1952/992/40
2	Módulo Fotovoltaico	Hareon Solar	HR-320P-24/Ba	320	16,43	37,08	9,22	72	21,8	1952/992/40
3	Módulo Fotovoltaico	Hareon Solar	HR-325P-24/Ba	325	16,78	37,19	9,31	72	21,8	1952/992/40
4	Módulo Fotovoltaico	Hareon Solar	HR-330P-24/Ba	330	17,04	37,25	9,41	72	21,8	1952/992/40

2º 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), Nº 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.

3º 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

1º 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, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE

LUIS ARIA BRAVO
Superintendente de Electricidad y Combustibles

ACV/MHV/ANS/MCG/pvm

Distribución:
- Of. Partes.
- Archivo.
- Transparencia Activa.
- DTIE.
- Tritec Intervento SpA.

Caso Nº 399026/

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

Ministerio de Energía
Gobierno de Chile

SEC
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

- DEPARTAMENTO DE NORMAS Y ESTUDIOS

ACC- 1122781 / DOC- 912176 /

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

RESOLUCIÓN EXENTA Nº 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 Nº 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 Nº 1600 de 2008, de la Contraloría General de la República, sobre exención del trámite de toma de razón.

CONSIDERANDO

1º 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 Reñaca 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

Ítem	Producto	Marca	Modelo	Rango voltaje DC de entrada (volt)	Potencia máxima de salida AC (watt)	Rendimiento máximo en (%)	Peso (Kg)	Dimensiones (mm)
1	Inversor	Fronius	Symo 5.0-3-M	150-1000	5000	98	19,9	645/431/204
2	Inversor	Fronius	Symo 6.0-3-M	150-1000	6000	98	19,9	645/431/204
3	Inversor	Fronius	Symo 7.0-3-M	150-1000	7000	98	21,9	645/431/204
4	Inversor	Fronius	Symo 8.2-3-M	150-1000	8200	98	21,9	645/431/204
5	Inversor	Fronius	Symo 10.0-3-M	200-1000	10000	98	34,8	725/510/225
6	Inversor	Fronius	Symo 12.5-3-M	200-1000	12500	98	34,8	725/510/225
7	Inversor	Fronius	Symo 15.0-3-M	200-1000	15000	98,1	43,4	725/510/225
8	Inversor	Fronius	Symo 17.5-3-M	200-1000	17500	98,1	43,4	725/510/225
9	Inversor	Fronius	Symo 20.0-3-M	200-1000	20000	98,1	43,4	725/510/225

Ministerio de Energía
Gobierno de Chile

SEC
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

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), Nº 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

1º 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, NOTIFÍQUESE Y ARCHÍVESE

JACK NAHMÍAS SUAREZ
Superintendente de Electricidad y Combustibles (S)

JNS/CWM/HVESG/Cor. DVR

Distribución:
- Of. Partes.
- Archivo.
- Transparencia Activa.
- DTIE.
- Sociedad Comercial e Industrial Belmar y Montero Ltda.

Caso Nº 274352 /

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.

$$V_{OC}(-10°C) = V_{OC} * (1 + cof.temp.* (t°C - 25)$$

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

$$V_{OC}(-10°C) = 50{,}74[V]$$

Ecuación 3

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

$$Max.mod\ serie = \frac{Vin_{max\ inversor}}{Voc\ (-10°C)} = \frac{1000[V]}{50{,}74[V]} = 19{,}71 \quad \rightarrow \quad 19$$

$Max.mod\ serie = El\ máximo\ posible\ de\ módulos\ en\ serie$
$Vin_{max\ inversor} = Voltaje\ de\ entrada\ máximo\ del\ inversor$

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.

$$V_{MPP},(70°C) = V_{MPP},* (1 + cof.temp.* (t°C - 25)$$

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

$$V_{MPP},(70°C) = 31{,}62[V]$$

Ecuación 3

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

$$Min.mod\ serie = \frac{Vin_{min\ inversor\ MPP}}{Voc\ (-10°C)} = \frac{420[V]}{31{,}62[V]} = 13{,}28 \quad \rightarrow \quad 14$$

$Min.mod\ serie = El\ mínimo\ posible\ de\ módulos\ en\ serie$
$Vin_{min\ inversor\ MPP} = Voltaje\ de\ entrada\ minimo\ de\ funcionamiento\ en\ MPP$

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.

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

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

$Max.mod\ paralelo = máximo\ de\ módulos\ en\ paralelo$
$I_{max,inversor\ MPP1,2} = Corriente\ máxima\ de\ entrada\ en\ el\ inversor\ en\ MPPT1\ y\ MPPT2$

Ecuación 5

Teniendo estos resultados, se determinó que por cada seguidor MPP ingresarán 2 string de módulos en serie.

Ahora sabiendo que hay 2 seguidores MPP en el inversor, se determinó que lo ideal es utilizar 16 módulos en serie para los strings.

$$P_{GF1} = (n°\ mod\ ser_{MPPT1} * n°\ mod\ par_{MPPT1}) * (n°\ mod\ ser_{MPPT2} * n°\ mod\ par_{MPPT2}) * P_{mod}$$

$$P_{GF1} = \big((16 * 2) + (16 * 2)\big) * P_{mod}$$

$$P_{GF1} = (32 + 32) * P_{mod}$$

$$P_{GF1} = 64 * 320[W]$$

$$P_{GF1} = 20480[W]$$

$P_{GF1} = Potencia\ del\ generador\ FV, inversor\ 1$
$n°\ mod\ ser_{MPPT1,2} = número\ de\ módulos\ en\ serie\ en\ MPPT\ 1\ o\ 2$
$n°\ mod\ par_{MPPT1,2} = número\ de\ módulos\ en\ paralelo\ en\ MPPT\ 1\ o\ 2$
$P_{mod} = Potencia\ del\ módulo\ FV$

Ecuación 6

Ya se determinó que el sistema trabajará con 4 strings de 16 módulos en serie conectados en los MPPT del inversor. La conexión será de forma par, es decir, 2 strings por cada MPPT. Sabiendo esto se comprueba los rangos de trabajo de tensión en condiciones normales y en condiciones críticas.

- Condiciones normales

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

$V_{MPP,GFV}\,[V] = Voltaje\ del\ string\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$V_{MPP,mod} = Voltaje\ del\ módulo\ FV\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$N°_{mod,string} = número\ de\ paneles\ en\ serie\ por\ string$

Ecuación 7

- A baja temperatura

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

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

$$V_{MPP,GFV},(-10°C) = 661{,}18[V]$$

$V_{MPP,GFV}\,[V] = Voltaje\ del\ string\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$V_{MPP,mod} = Voltaje\ del\ módulo\ FV\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$N°_{mod,string} = número\ de\ paneles\ en\ serie\ por\ string$
$cof.temp. = Coeficiente\ de\ ajuste\ en\ el\ voltaje\ según\ temperatura$

Ecuación 8

- A alta temperatura

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

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

$$V_{MPP,GFV},(70°C) = 505{,}97[V]$$

$V_{MPP,GFV}\,[V] = Voltaje\ del\ string\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$V_{MPP,mod} = Voltaje\ del\ módulo\ FV\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$N°_{mod,string} = número\ de\ paneles\ en\ serie\ por\ string$
$cof.temp. = Coeficiente\ de\ ajuste\ en\ el\ voltaje\ según\ temperatura$

Ecuación 9

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 corriente máxima del string está determinada por la siguiente fórmula:

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

$I_{MAX,string} = corriente\ máxima\ del\ string$
$I_{SC,mod} = corriente\ del\ módulo\ en\ cortocircuito$

Ecuación 10

A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR Nº 2 (figura 7)

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 7: Factor de corrección por temperatura

$$\frac{I_{MAX,string}}{Fc_T} = I_{MAX1} \qquad \frac{11{,}53[A]}{0{,}82} = 14{,}06[A]$$

$I_{MAX,string} = corriente\ máxima\ del\ string$
$Fc_T = Factor\ de\ corrección\ por\ temperatura$
$I_{MAX1} = corriente\ máxima$

Ecuación 11

También se aplica el factor de corrección de capacidad de transporte de corriente por cantidad de conductores en tubería indicados en la norma NCH4/2003 (figura 8). Por canalización irán 3 conductores, pero aplicaremos el factor de 0,8 para tener margen.

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

Figura 8: Factor de corrección por cantidad de conductores

$$\frac{I_{MAX1}}{Fc_N} = I_{MAX} \qquad \frac{14{,}06[A]}{0{,}8} = 17{,}56[A]$$

$I_{MAX1} = corriente\ máxima\ ya\ aplicado\ Fc_T$
$Fc_N = Factor\ de\ corrección\ por\ número\ de\ conductores$
$I_{MAX} = corriente\ máxima$

Ecuación 12

La distancia máxima del tramo entre un string y la entrada del inversor es 30 metros y la caída máxima admisible es 1,5%.

$$s_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{MAX}}{\Delta V_{DC} * V_{M,m} * N_{ms} * \sigma} \qquad s_{DC} = \frac{2 * 30 * 17{,}56}{0{,}015 * 37{,}08 * 16 * 56{,}88} = 2{,}08\ mm^2$$

$s_{DC} = sección\ del\ cable\ DC\ en\ mm^2$
$L_{DC} = longitud\ del\ cable\ DC$
$I_{MAX} = corriente\ máxima$
$\Delta V_{DC} = \%\ de\ caída\ de\ tensión\ del\ string, en\ tanto\ por\ uno\ (1 = 100\%)$
$V_{M,m} = voltaje\ del\ módulo\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$N_{ms} = número\ de\ módulos\ en\ serie$
$\sigma = conductividad\ del\ cobre$

Ecuación 13

La sección calculada es $2{,}08\ mm^2$, pero se determinará usar una de mayor sección para soportar mayores corrientes y tener caídas de tensión más bajas.

Código General Cable	Sección mm²	Color de cubierta	Diámetro exterior mm	Peso kg/km	Radio mín. de curvatura mm	Resist. máx. del conductor a 20ºC Ω/km	Intensidad al aire (1) A	Caída de tensión en DC V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1619108/1614108	1x4	■ ■	5.8	62	23	5,09	55	14,18
1619109/1614109	1x6	■ ■	6.6	85	26	3,39	70	9,445
1619110/1614110	1x10	■ ■	8.0	135	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Todos los cables están certificados por TÜV.
Los cables con los códigos 1614108, 1614109 y 1614110 están certificados por LCIE.

Figura 9: Corrientes admisibles por el conductor DC según fabricante

Se determinó utilizar en este tramo el Cable Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F) de 6 mm^2.

4.1.2. CAÍDA DE TENSIÓN

Ahora como ya sabemos que la distancia máxima entre un string y el inversor es de 30 metros aproximadamente, se calculará el porcentaje de la caída de tensión en este tramo.

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

$$\Delta V_{DC} = \frac{2 * 30 * 11{,}53}{6 * 37{,}08 * 16 * 56{,}88} \qquad \Delta V_{DC} = 0{,}00342 \quad \rightarrow \quad 0{,}342\%$$

$s_{DC} = sección\ del\ cable\ DC\ en\ mm^2$
$L_{DC} = longitud\ del\ cable\ DC$
$I_{MAX,string} = corriente\ máxima\ del\ string$
$\Delta V_{DC} = \%\ de\ caída\ de\ tensión\ del\ string, en\ tanto\ por\ uno\ (1 = 100\%)$
$V_{M,m} = voltaje\ del\ módulo\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia$
$N_{ms} = número\ de\ módulos\ en\ serie$
$\sigma = conductividad\ del\ cobre$

Ecuación 14

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

La corriente de salida del inversor es de 28,9 [A] para 400 [V] y para 380 [V] es 30,39 [A], en donde aplicaremos su factor de protección:

$$I_{MAX,INV}[A] = I_{INV} * 1{,}25 \qquad I_{MAX,INV}[A] = 30{,}39 * 1{,}25 \qquad I_{MAX,INV}[A] = 38\ [A]$$

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

Ecuación 15

A esta corriente le aplicamos los factores de corrección por temperatura indicados en la norma NCH4/2003 y RGR Nº 2 (figura 10)

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

$$\frac{I_{MAX,INV}}{Fc_T} = I_{MAX} \qquad \frac{38[A]}{0{,}82} = 46{,}34[A]$$

$I_{MAX,INV} = corriente\ máxima\ del\ inversor$
$Fc_T = Factor\ de\ corrección\ por\ temperatura$
$I_{MAX} = corriente\ máxima$

Ecuación 16

La distancia en el tramo entre el inversor y el tablero donde se encontrará el punto de inyección es de 5m. Se calcula la sección del conductor de este tramo para tener una caída de tensión máxima del 1,5%.

$$s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{MAX} * cos\varphi}{\Delta V_{AC} * V_{INV,AC} * \sigma} \qquad s_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 5 * 46{,}34 * 1}{0{,}015 * 380 * 56{,}88} = 1{,}237 mm^2$$

$s_{AC} = sección\ del\ cable\ AC\ en\ mm^2$
$L_{AC} = longitud\ del\ tramo\ AC$
$I_{MAX} = corriente\ máxima$
$cos\varphi = factor\ de\ potencia$
$\Delta V_{AC} = \%\ de\ caída\ de\ tensión\ del\ tramo\ AC, en\ tanto\ por\ uno\ (1 = 100\%)$
$V_{INV,AC} = voltaje\ de\ salida\ del\ inversor$
$\sigma = conductividad\ del\ cobre$

Ecuación 17

La sección calculada es $1{,}237\ mm^2$, pero se determinará usar una de mayor sección para soportar mayores corrientes y tener caídas de tensión más bajas.

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 directa-mente 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
					*1	*2	*3	*4	*5			
mm²	mm	mm	kg/km	Ω / km	A	A	A	A	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 11: 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 $5x10\ mm^2$ y según la figura 11 la corriente admisible es de 60A en la sección de $10mm^2$ (peor escenario), por lo tanto, está cumpliendo los requerimientos del circuito.

4.2.1. CAÍDA DE TENSIÓN

La distancia entre el inversor y el tablero del punto de inyección es de 5 m aproximadamente. Se calculará la caída de tensión en este tramo.

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

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 5 * 38 * 1}{10 * 380 * 56{,}88} \qquad \Delta V_{AC} = 0{,}0015 \quad \rightarrow \quad 0{,}15\%$$

$s_{AC} = sección\ del\ cable\ AC\ en\ mm^2$
$L_{AC} = longitud\ del\ tramo\ AC$
$I_{MAX,INV} = corriente\ máxima\ del\ inversor$
$cos\varphi = factor\ de\ potencia$
$\Delta V_{AC} = \%\ de\ caída\ de\ tensión\ del\ tramo\ AC, en\ tanto\ por\ uno\ (1 = 100\%)$
$V_{INV,AC} = voltaje\ de\ salida\ del\ inversor$
$\sigma = conductividad\ del\ cobre$

Ecuación 18

Teniendo la caída de tensión en el tramo entre el inversor y el punto de inyección, 0,15%, según la norma RGR N° 02/2014 aún podría haber una caída de tensión del 2,85% 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.

Según los cuadros de cargas facilitados, las caídas de tensión serán las siguientes:

- Tramo entre Tablero General Sala Eléctrica (Juzgado de Familia) y Tablero Auxiliar "TDA y F Normal tercer piso F3" (SNF-04)

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

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 12 * 30 * 1}{8{,}37 * 380 * 56{,}88} \qquad \Delta V_{AC} = 0{,}0034 \quad \rightarrow \quad 0{,}34\%$$

$s_{AC} = sección\ del\ cable\ AC\ en\ mm^2$
$L_{AC} = longitud\ del\ tramo\ AC$
$I_{AC} = corriente\ maxima\ AC$
$cos\varphi = factor\ de\ potencia$
$\Delta V_{AC} = \%\ de\ caída\ de\ tensión\ del\ tramo\ AC, en\ tanto\ por\ uno\ (1 = 100\%)$
$V_{AC} = voltaje\ AC$
$\sigma = conductividad\ del\ cobre$

Ecuación 19

- Tramo entre Tablero General Sala Eléctrica (Juzgado de Familia) y Tablero General (LGF-02)

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

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 36 * 400 * 1}{253 * 380 * 56{,}88} \qquad \Delta V_{AC} = 0{,}0045 \quad \rightarrow \quad 0{,}45\%$$

$s_{AC} = sección\ del\ cable\ AC\ en\ mm^2$
$L_{AC} = longitud\ del\ tramo\ AC$
$I_{INV,AC} = corriente\ maxima\ AC$
$cos\varphi = factor\ de\ potencia$
$\Delta V_{AC} = \%\ de\ caída\ de\ tensión\ del\ tramo\ AC, en\ tanto\ por\ uno\ (1 = 100\%)$
$V_{AC} = voltaje\ AC$
$\sigma = conductividad\ del\ cobre$

Ecuación 20

- Tramo entre Tablero General y Medidor (LGF-01)

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

$$\Delta V_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 2 * 800 * 1}{253 * 380 * 56{,}88} \qquad \Delta V_{AC} = 0{,}00506 \quad \rightarrow \quad 0{,}506\%$$

$s_{AC} = sección\ del\ cable\ AC\ en\ milimetros$
$L_{AC} = longitud\ del\ tramo\ AC$
$I_{INV,AC} = corriente\ maxima\ AC$
$cos\varphi = factor\ de\ potencia$
$\Delta V_{AC} = \%\ de\ caída\ de\ tensión\ del\ tramo\ AC, en\ tanto\ por\ uno\ (1 = 100\%)$
$V_{AC} = voltaje\ AC$
$\sigma = conductividad\ del\ cobre$

Ecuación 21

Sumamos todas las caídas de tensión $0{,}34 + 0{,}45 + 0{,}506 = 1{,}296\%$, dando cumplimiento con las restricciones establecidas con respecto a la caída de tensión en la sección AC, menor al 3% teniendo en cuenta la caída de tensión de 0,15% desde el inversor al punto de inyección, con lo que tendríamos un total de 1,446<3%. **Esto se verificará en terreno y se realizarán los cálculos respectivos en el as built.**

5. SELECCIÓN DE PROTECCIONES

5.1. PROTECCIONES DC

5.1.1. SECCIONADOR CC (INVERSOR)

El inversor Fronius posee una serie de protecciones tanto en CC como AC. Además, este inversor es de tecnología string, lo que nos permitirá conectar directamente nuestras series de paneles (strings) al inversor, sin pasar necesariamente por un combiner box u otro similar.

El inversor posee protección contra polaridad inversa y un seccionador CC, el cual nos permitirá desconectar la fuente de generación de energía (los strings de paneles fotovoltaicos), en caso de ser necesario.

Este seccionador tiene como corriente máxima admisible 51A, distribuida entre el MPPT1 y el MPPT2.

Ahora comprobamos la corriente máxima que tendrán nuestros MPPT según el diseño realizado.

A los MPPT se conectarán 2 strings por lo que la corriente máxima será la siguiente:

$$I_{MPPT1} = I_{string} * 1{,}25 * n^{o}{}_{strings} \qquad I_{MPPT2} = I_{string} * 1{,}25 * n^{o}{}_{strings}$$

$$I_{MPPT1} = 8{,}63A * 1{,}25 * 2 \qquad I_{MPPT2} = 8{,}63A * 1{,}25 * 2$$

$$I_{MPPT1} = 21{,}56A \qquad I_{MPPT2} = 21{,}56A$$

$I_{MPPT1/2} = corriente\ de\ MPPT1/MPPT2$
$I_{string} = corriente\ por\ string$
$n^{o}{}_{strings} = número\ de\ strings$

Ecuación 22

Finalmente se verifica si el seccionador soportará la corriente de acuerdo al diseño FV, donde se aprecia que el seccionador cumple con la condición de ser mayor a la sumatoria de las corrientes de los strings.

$$I_{MPPT1} + I_{MPPT2} \leq I_{SeccionadorCC}$$

$$21{,}56A + 21{,}56A \leq 51A$$

$$43{,}12A \leq 51A$$

$I_{MPPT1} = corriente\ de\ MPPT1$
$I_{MPPT2} = corriente\ de\ MPPT2$
$I_{SeccionadorCC} = corriente\ soportada\ por\ seccionador$

Ecuación 23

5.2. PROTECCIONES AC

5.2.1. INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO TETRAPOLAR

En el tablero auxiliar FV y en el Tablero General 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 $10mm^2$. 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 24

Ahora. Aplicaremos el factor de protección.

$$I_{MAX,INV}[A] = I_{INV} * 1{,}25 \qquad I_{MAX,INV}[A] > 30{,}38 * 1{,}25 \qquad I_{MAX,INV}[A] = 38\ [A]$$

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

Ecuación 25

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.

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

$$38[A] \leq 40[A] \leq I_{MAX,\ conductor}$$

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

Ecuación 26

El conductor soporta 60[A] y le aplicamos un factor de protección. Se aplica este factor de protección ya que la intensidad admisible igual depende de la temperatura.

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

$$60\ [A] * 0{,}82 = 49{,}2\ [A]$$

$I_{conductor} = corriente\ admisible\ por\ conductor$
$Fc_T = Factor\ de\ corrección\ por\ temperatura$
$I_{MAX,\ conductor} = corriente\ máxima\ en\ conductor\ con\ factor\ aplicado$

Ecuación 27

Ahora completamos la ecuación 26.

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

$$38[A] \leq 40[A] \leq 49{,}2[A]$$

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

Ecuación 26

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 DIFERENCIAL TETRAPOLAR

En el tablero auxiliar FV se incorporará este interruptor para proteger el inversor. El diferencial seleccionado es uno de 40A, 300mA, tipo A ya que el inversor es de 20kW.

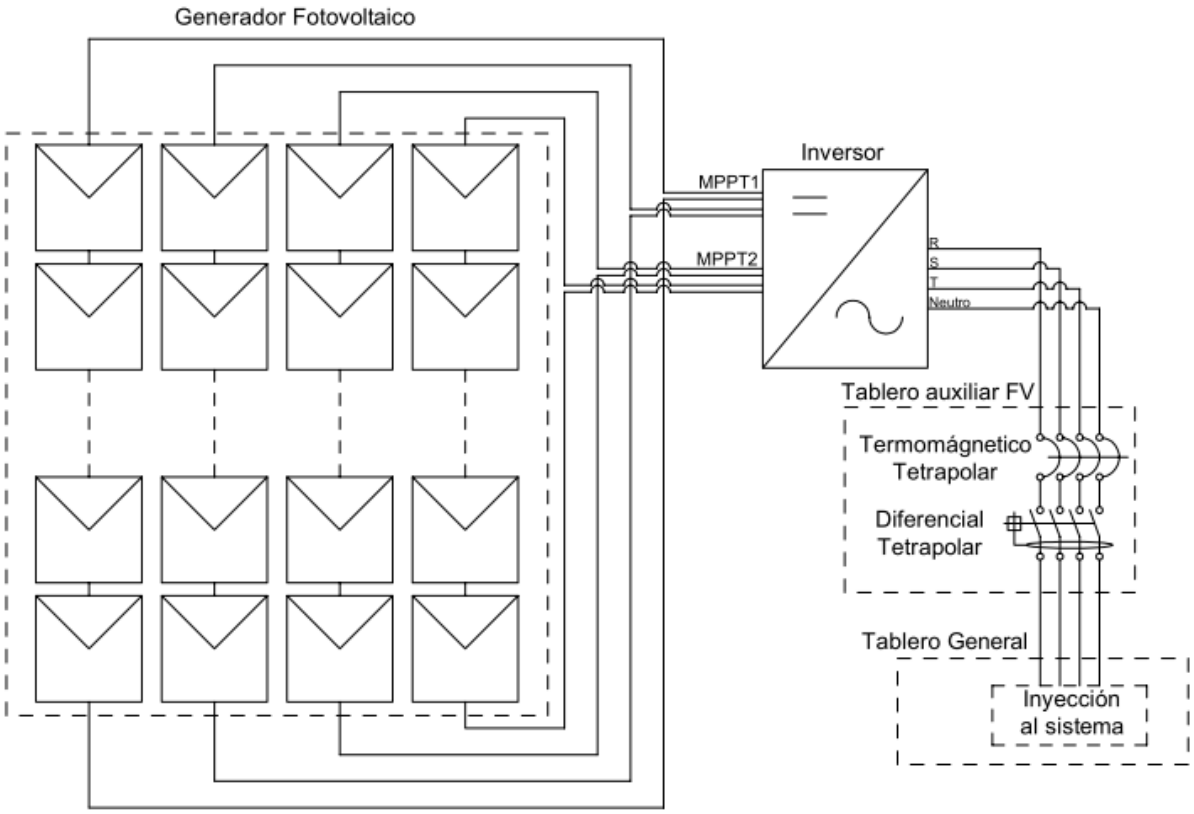


Figura 12: Diagrama de la instalación con sus protecciones

6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

6.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles FV son del fabricante Hareon Solar HR320W, policristalinos, de potencia 320Wp. Estos paneles compondrán 4 strings de 16 paneles conectados en serie.

El panel o módulo FV cuenta con 72 células de silicio policristalino que permiten un excelente rendimiento (16,42%), incluso con poca radiación solar.

Estos paneles están autorizados por la SEC.

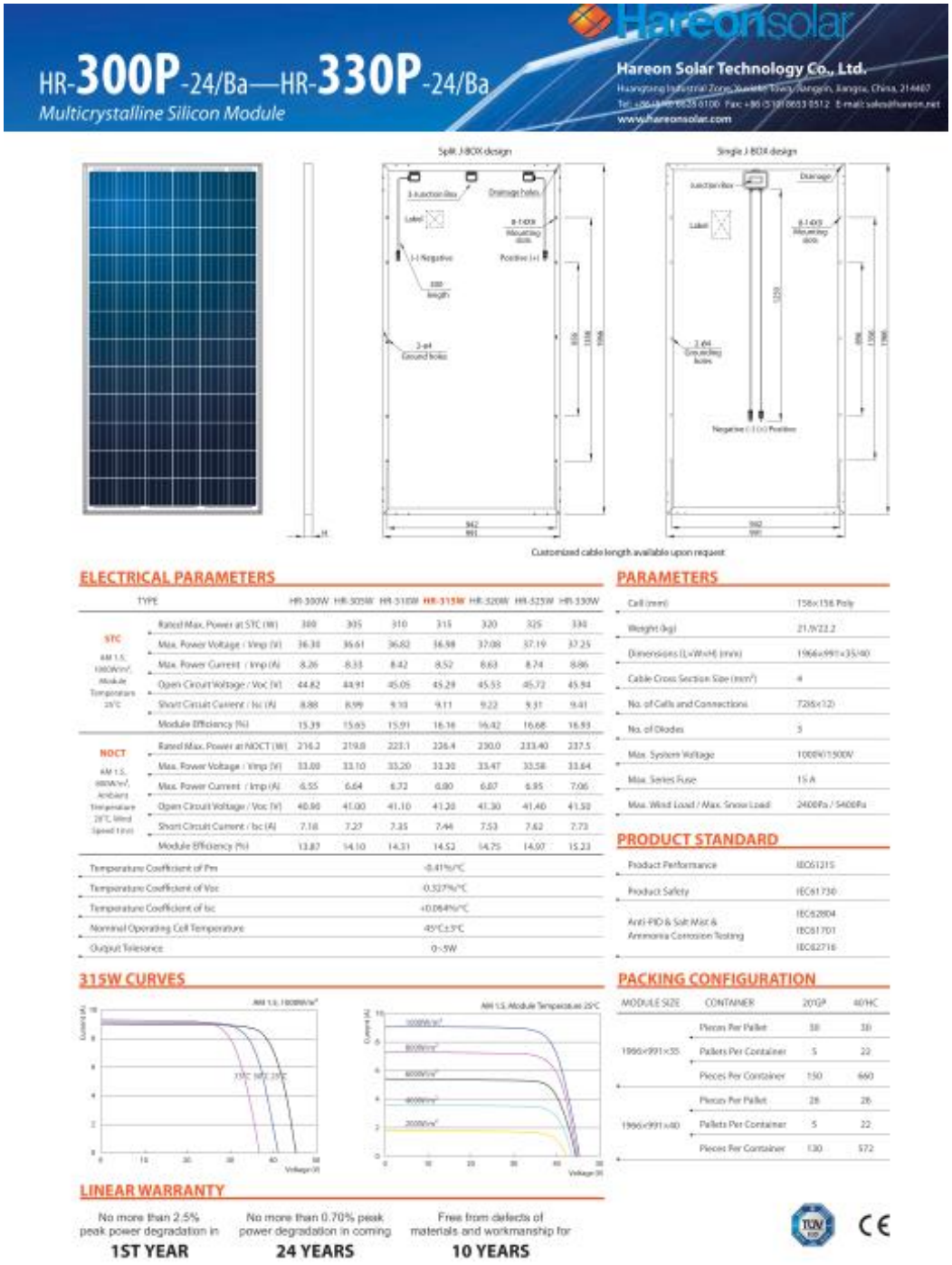


Figura 13: Ficha técnica del panel FV

6.2. INVERSOR

El inversor utilizado es 1 inversor trifásico Fronius Symo 20.,-3-M de 20kW de potencia y cuenta con 2 MPPT. 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.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

INPUT DATA	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
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1}$ / $I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A [1]		33.0 A / 27.0 A		
Max. usable input current total ($I_{dc\ max\ 1}$ + $I_{dc\ max\ 2}$)	43.5 A		51.0 A		
Max. array short circuit current (MPT_1/MPT_2)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)	200 V				
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)	200 V				
Nominal input voltage ($U_{dc\ r}$)	600 V				
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)	1,000 V				
MPT voltage range ($U_{mpp\ min}$ – $U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPT trackers	2				
Number of DC connections	3+3				
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)	13.0 kW_{peak}	16.8 kW_{peak}	22.5 kW_{peak}	26.3 kW_{peak}	30.0 kW_{peak}

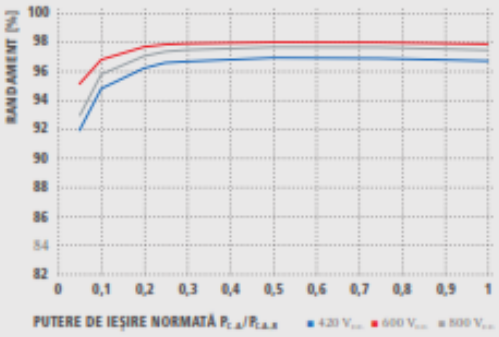
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ($P_{ac\ r}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
AC output current ($I_{ac\ max}$)	14.4 A	18.0 A	21.7 A	25.3 A	28.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.5 %	1.5 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac\ r}$)	0 - 1 ind. / cap.				

GENERAL DATA	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
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	I				
Overvoltage category (DC / AC) [2]	1 + 2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm^2				
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm^2				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CEK 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

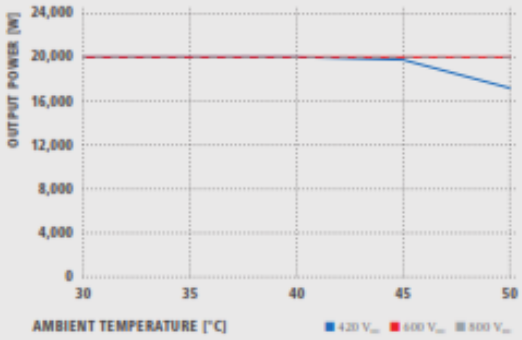
[1] 14.0 A for voltages < 420 V
[2] According to IEC 62109-1. DIN rail for optional type 1 + 2 and type 2 overvoltage protection available.
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at **www.fronius.com**.

Figura 14: Características técnicas del inversor

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	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
Max. efficiency	98.0 %		98.1 %		
European efficiency (ηEU)	97.4 %	97.6 %	97.8 %	97.8 %	97.9 %
η at 5 % $P_{ac.r}$ [1]	87.9 / 92.5 / 89.2 %	88.7 / 93.1 / 90.1 %	91.2 / 94.8 / 92.3 %	91.6 / 93.0 / 92.7 %	91.9 / 95.2 / 93.0 %
η at 10 % $P_{ac.r}$ [1]	91.2 / 94.9 / 92.8 %	92.9 / 96.1 / 94.6 %	93.4 / 96.0 / 94.4 %	94.0 / 96.4 / 95.0 %	94.8 / 96.9 / 95.8 %
η at 20 % $P_{ac.r}$ [1]	94.6 / 97.1 / 96.1 %	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.9 / 97.4 / 96.7 %	96.1 / 97.6 / 96.9 %	96.3 / 97.8 / 97.1 %
η at 25 % $P_{ac.r}$ [1]	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.6 / 97.6 / 97.0 %	96.2 / 97.6 / 97.0 %	96.4 / 97.8 / 97.2 %	96.7 / 97.9 / 97.4 %
η at 30 % $P_{ac.r}$ [1]	95.6 / 97.5 / 96.9 %	95.9 / 97.7 / 97.2 %	96.3 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 97.9 / 97.4 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
η at 50 % $P_{ac.r}$ [1]	96.3 / 97.9 / 97.4 %	96.4 / 98.0 / 97.5 %	96.9 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %
η at 75 % $P_{ac.r}$ [1]	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 98.0 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %
η at 100 % $P_{ac.r}$ [1]	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 97.8 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	96.9 / 98.1 / 97.6 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				

PROTECTIVE DEVICES	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
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnector	Yes				
Reverse polarity protection	Yes				

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 Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) [2]	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45 socket) [2]	Fronius Solar Net				
Signalling output [2]	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger und Webserver	Included				
External input [2]	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

[1] And at $U_{mppr\,min}$ / $U_{dc.r}$ / $U_{mppr\,max}$ [2] Also available in the light version.

Figura 15: 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.

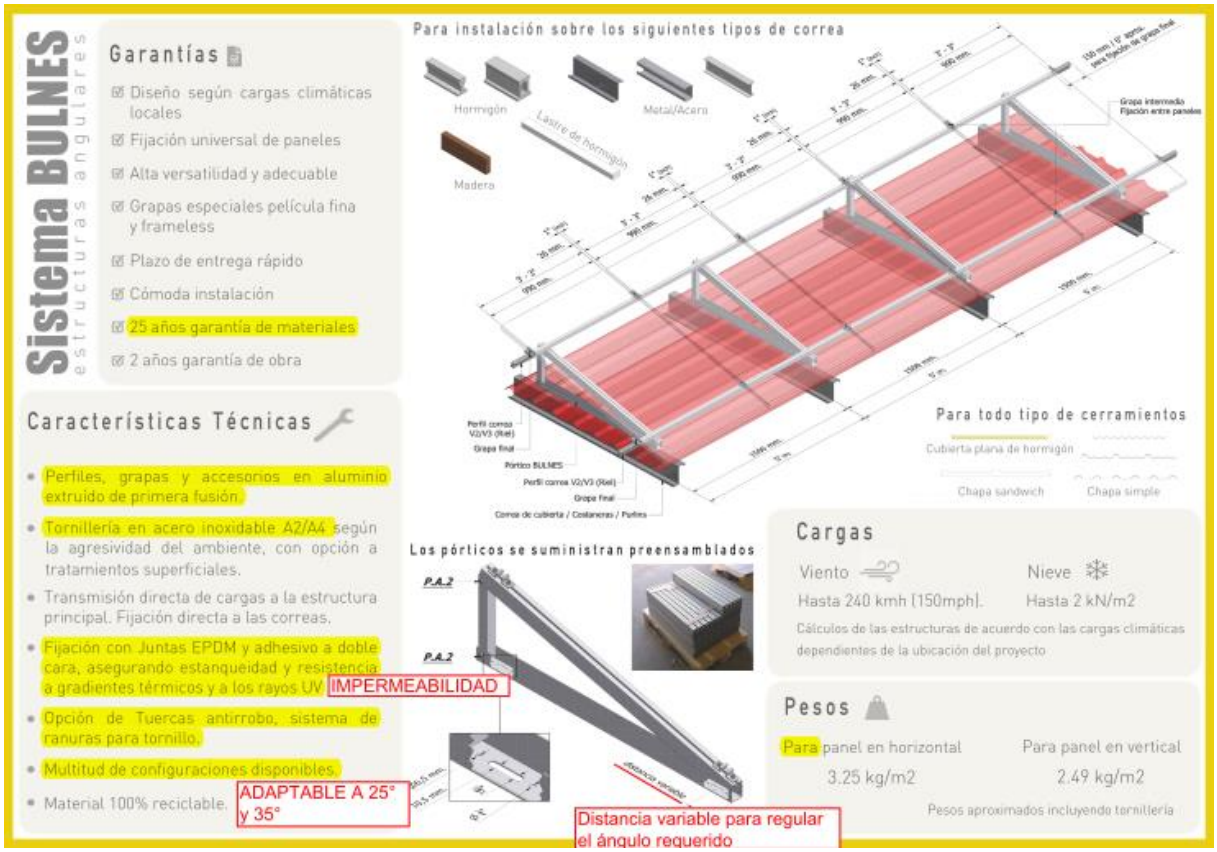


Figura 16: Características de la estructura

6.4. CABLES FV DC

Los cables FV en DC a utilizar son del fabricante General Cable, modelo Exzhellent Solar ZZ-F (PV1-F) y serán de una sección de $6mm^2$.

exZhellent SOLAR

CABLES CORRIENTE CONTINUA
Conexión para paneles fotovoltaicos

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC

Conductor : Conductor estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
Aislación : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
Cubierta : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
Norma Constructiva : AENOR EA 0038
TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.
Norma Nac / Europea : UNE-EN 60332-1-2
UNE-EN 50226-2-4
UNE-EN 50267
UNE EN 61034-2
Internacional : IEC 60332-1-2
IEC 60332-3-24
IEC 60754
IEC 61034-2

30 AÑOS
VIDA ÚTIL GARANTIZADA

La serie de cables EXZHELLENT SOLAR (AS), está constituida por cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continúa (cc)

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (pV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:
:: Servicio móvil.
:: Alta seguridad. **Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.**
:: Resistencia a la intemperie.
:: Trabajo a muy baja temperatura (-40°C)
:: Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales.
:: Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una **vida útil de 30 años.**

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC

SECCIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR	PESO	RADIO MÍNIMO CURVATURA	RESISTENCIA MAX DEL CONDUCTOR	INTENSIDAD AL AIRE / 40°C
mm²	mm	kg/Km	mm	Ohm/km	A
1x2,5	5,0	50	20	8,21	41
1x4	5,6	65	23	5,09	55
1x6	6,3	85	26	3,39	70
1x10	7,9	140	32	1,95	96
1x16	8,8	200	35	1,24	132

OTROS CALIBRES, REALIZAR CONSULTA A NUESTRO EQUIPO

Figura 17: 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 Los Andes 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/m2/año
Radiación Global diaria horizontal	5,509 kWh/m2/dia
Radiación Global anual (inc=30°, azi= -20°)	2.134,81 kWh/m2/año
Radiación Global diaria (inc=30°, azi= -20°)	5,848 kWh/m2/dia

Figura 18: Valores anuales y diarios promedios de radiaciones

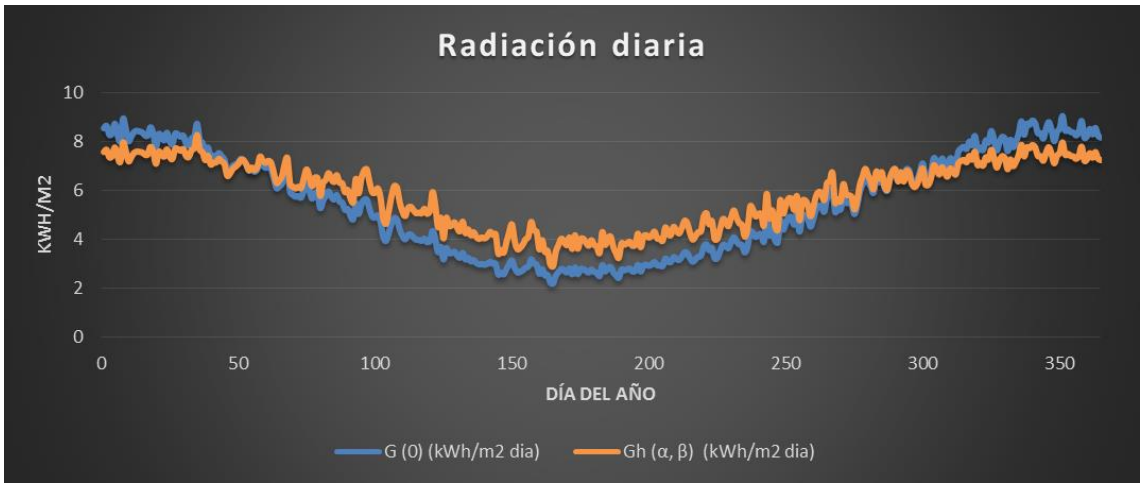


Figura 19: Valores diarios de la radiación, la azul representa la radiación con respecto a la horizontal y la naranja representa la radiación considerando la inclinación y el azimut

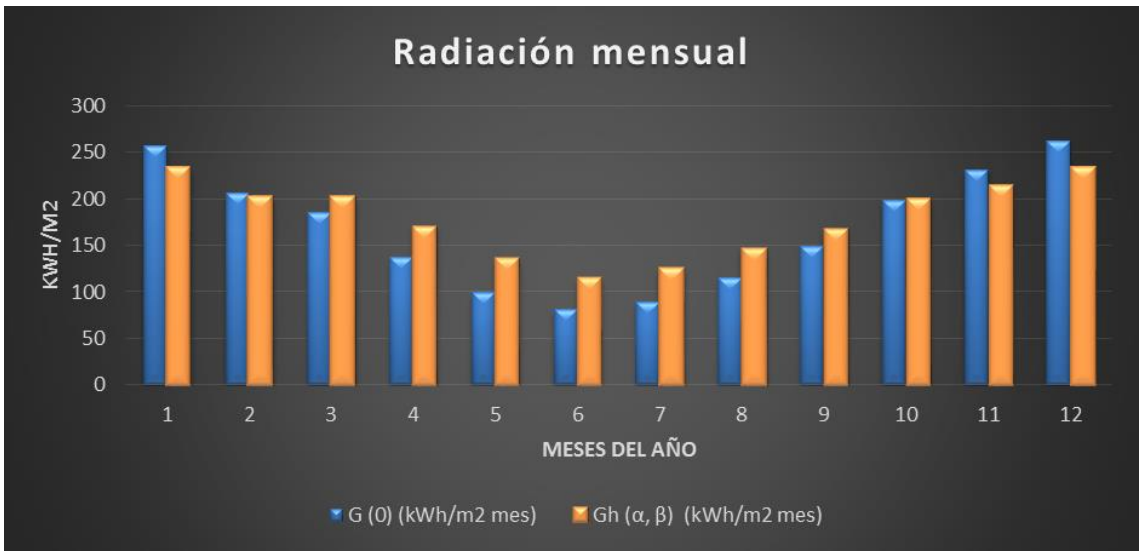


Figura 20: Valores mensuales de la radiación, la azul representa la radiación con respecto a la horizontal y la naranja representa la radiación considerando la inclinación y el azimut

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 -20° (orientación noreste)
- Se utilizarán 33 Módulos FV de 320Wp de potencia.
- Se utilizará 1 inversor trifásico de 10kW

Ciudad	Los Andes
Latitud	-32,83
Longitud	-70,61
inclinación	30°
azimut	-20°
Rend. inversor	97,8%
Performance Ratio	80%
P.mod	0,32kW

Potencia AC	20 KVA
Potencia DC	20,48 kWp
N° módulos	64
Energía FV generada año	34.207,3 kWh/año
Energía FV generada día	93,71 kWh/dia
Rendimiento energético	1.670,28 kWh/kW

Figura 21: Características y parámetros del Generador FV y su ubicación

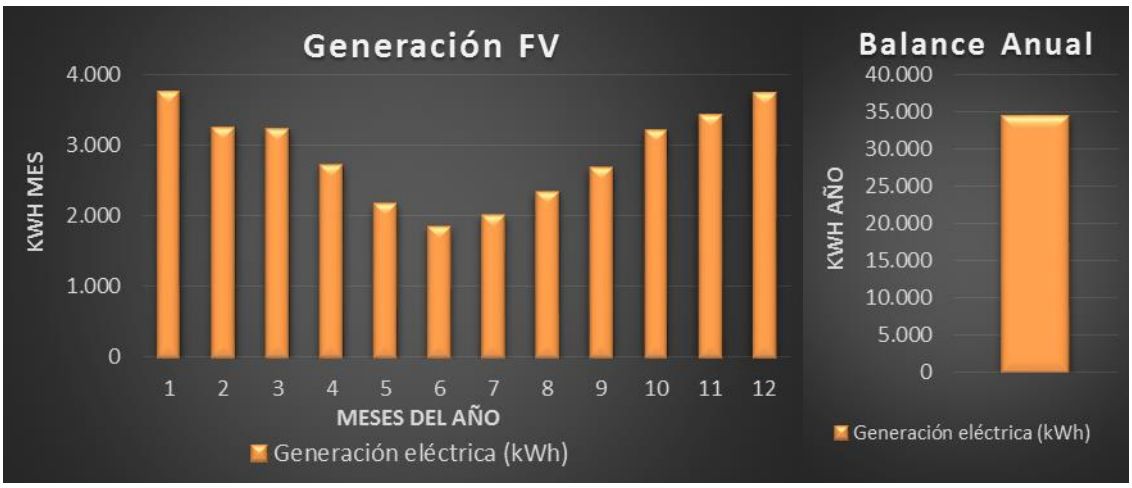


Figura 22: Gráficas de producción mensual y anual total del GFV

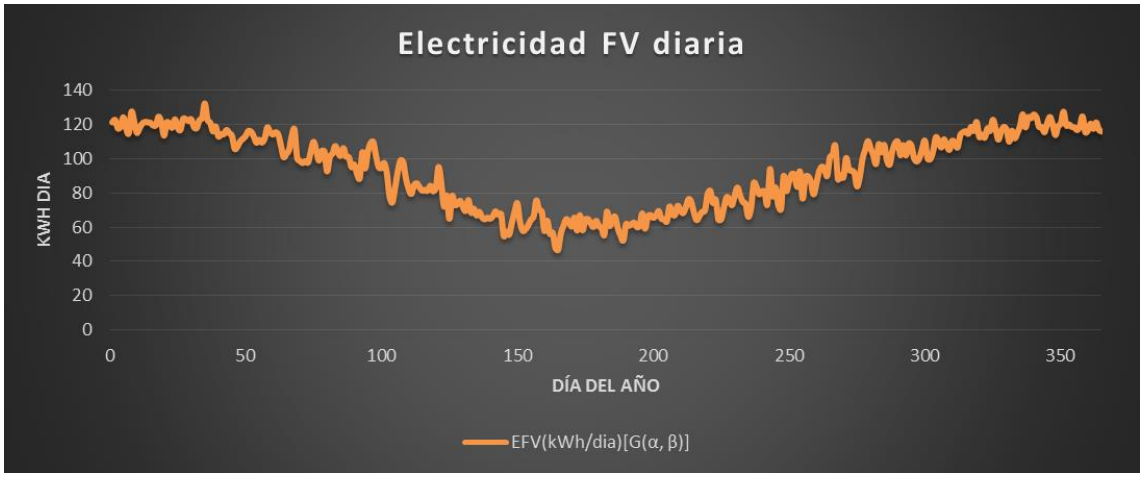


Figura 23: Gráficas de producción anual del GFV

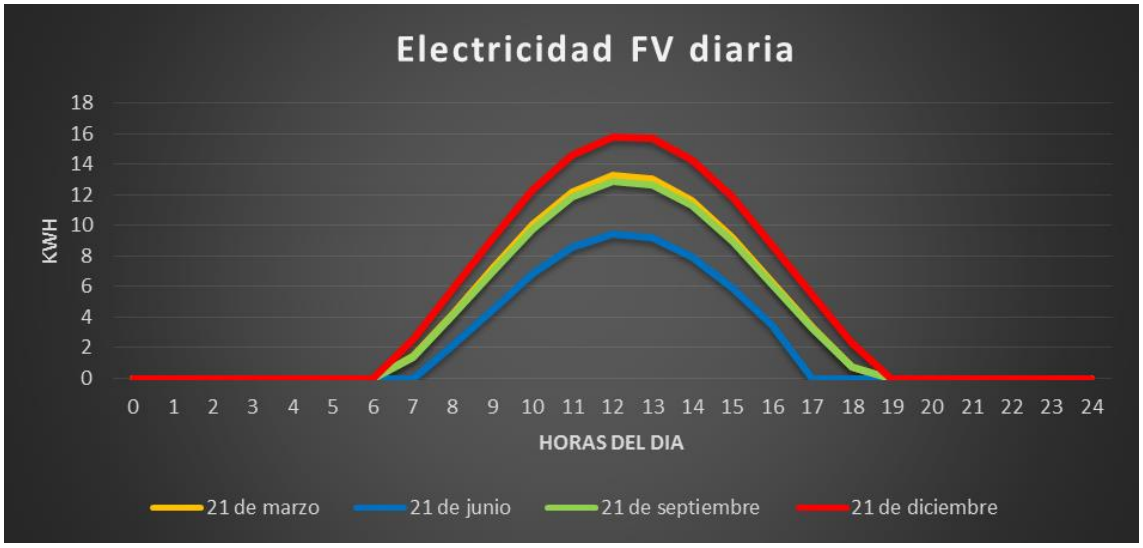


Figura 24: Gráficas de producción diaria del GFV

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:

$$sombra(m), Los\ Andes = \frac{h}{tg(\gamma)}$$

$h = altura = 1m$
$\gamma = altura\ solar$

Ecuación 28

La altura solar se evaluará para el 21 de junio y a las 10h, pero a su vez este Angulo depende igualmente de la latitud del lugar.

$$\gamma = arcsen\big((sen\delta * sen\varphi) + (cos\delta * cos\varphi * cos\omega)\big)$$

$\gamma = altura\ solar$
$\delta = declinación$
$\varphi = latitud\ de\ los\ Andes$
$\omega = angulo\ horario$

Ecuación 29

Se calcula el ángulo horario a las 10 de la mañana

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

Ecuación 30

Ahora reemplazando los valores obtenemos

$$\gamma = arcsen\big((sen\delta * sen\varphi) + (cos\delta * cos\varphi * cos\omega)\big)$$

$$\gamma = arcsen\big((sen23{,}45 * sen - 32{,}83) + (cos23{,}45 * cos - 32{,}83 * cos - 30)\big) = 26{,}863º$$

$\gamma = altura\ solar$
$\delta = declinación(21\ de\ junio) = 23{,}45°$
$\varphi = latitud\ de\ los\ Andes = -32{,}83°$
$\omega = angulo\ horario = -30$

Ecuación 31

La altura solar obtenida para el 21 de junio a las 10:00h es 26,863º.

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

$$sombra(m), Los\ Andes = \frac{h}{tg(\gamma)} = \frac{1}{tg(26{,}863)} = 1{,}974m$$

Ecuación 32

Ya sabiendo la distancia que debemos considerar con respecto a los obstáculos, realizaremos el cálculo para obtener la distancia entre los propios paneles FV. Consideraremos el mismo escenario anterior, 21 de junio a las 10 de la mañana. La superficie en este caso es plana.

$$sombra(m) = \frac{b}{tg(\gamma)} = \frac{1}{tg(26{,}863º)} = 1{,}974m$$

$a = largo\ del\ panel\ FV = 2m$
$b = a * sen(\alpha) = 2 * sen(30) = 1m$
$\gamma = altura\ solar = 26{,}863º$

Ecuación 33

Ministerio de Energía

Gobierno de Chile

vivendio IBEROAMÉRICA