

## MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA ENERGÉTICA SOSTENIBLE

# TRABAJO FIN DE MÁSTER

## ***INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN CHILLÁN, CHILE***

<b>Estudiante</b>	<i>Urrutia Torrealdei, Leire</i>
<b>Director</b>	<i>Martínez Santos, Víctor Enrique</i>
<b>Departamento</b>	<i>Tecnología Electrónica</i>
<b>Curso académico</b>	<i>2021/2022</i>

*Bilbao, 1 de septiembre de 2022*



## Resumen

En este trabajo se expone el procedimiento de realización de un proyecto solar fotovoltaico y todas las características importantes de los equipos principales detalladas, con el fin de que el lector/a conozca el funcionamiento de éstos.

Para empezar, se presenta la situación energética en Chile, la más interesante en el mundo para la energía solar fotovoltaica, por su alto recurso solar y la entrada en vigor de la ley de apoyo al PMGD. Esta memoria procura mostrar las características de un emplazamiento en la decisión de selección de la parcela para la planta, como son el punto de conexión o las características propias del terreno.

La mayor parte de la memoria se basa en explicar los distintos elementos de la planta y el razonamiento de la selección de cada tipo de equipo, junto con sus requerimientos y correspondientes riesgos.

Por último, pero no menos importante, se recalca la relevancia de un modelo financiero y análisis económico apropiado a la hora de invertir en un proyecto de este tipo.

## Laburpena

Lan honetan proiektu fotoboltaiko bat egiteko prozedura azaltzen da, bertan instalatzen diren elementu guztien ezaugarri nagusiak zehaztuz, irakurleak honelako proiektu batek nola funtzionatzen duen ulertzeko asmoarekin.

Lehenik eta behin, Txilen energiak daukan garrantzia azaltzen da, proiektu fotoboltaikoak egiteko munduko lekurik interesgarriena. Izan ere, Txilek eguzki-baliabide handia du eta bertan PMGD proiektuei laguntzeko legea indarrean dago. Mota honetako proiektuek aurrera egiteko ezaugarri asko izaten dira kontutan, batez ere lursaila aukeratzeko orduan. Horrela, memoria honen helburua da lursaila hautatzeko erabakian kontutan izaten diren arrazoiak erakustea, hala nola konexio-puntua edo lurzorua ezaugarriak.

Memoriaren zatirik handiena plantako elementu desberdinak eta ekipamendu mota bakoitzaren aukeraketaren zergatiak azaltzen eman da.

Azkenik, eredu finantzarioaren eta azterketa ekonomiko egokiaren garrantzia azpimarratzen da mota honetako proiektu batean inbertitzean.

## Abstract

This work presents the procedure for carrying out a photovoltaic solar project and all the important characteristics of the main equipment, so that the reader knows how they work.

In the first place, the energy situation in Chile is explained, the most interesting in the world for photovoltaic solar energy, due to its high solar resource and the law that supports the PMGD projects. The objective of this memory is to show the aspects of a site when the decision of selecting the plot for the plant is made, such as the connection point or the characteristics of the land.

Most of the memory is based on explaining the different elements of the plant and the reasons for the selection of each type of equipment, together with its corresponding requirements and risks.

Finally, the relevance of a financial model and appropriate economic analysis is emphasized when investing in a project of this type.



## Palabras clave

<b>CC</b>	Corriente continua / Direct Current
<b>CA</b>	Corriente alterna /Alternate Current
<b>POI</b>	Punto de interconexión /Point Of Interconnection
<b>PMGD</b>	Pequeños Medios de Generación Distribuida
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracking (Punto de seguimiento de máxima potencia)
<b>CAP</b>	Certificado de Aceptación Provisional
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, control y adquisición de datos)
<b>CCTV</b>	Short Circuit Television (Circuito de televisión cerrado)
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Rentabilidad
<b>PR</b>	Performance Ratio
<b>STC</b>	Standard Test Conditions
<b>kWh</b>	Kilowatio hora
<b>MW</b>	Megawatio
<b>MWn</b>	Megawatio nominal
<b>kWn</b>	Kilowatio nominal
<b>kWp</b>	Kilowatio pico
<b>USD/MWh</b>	Dólares por Megawatio hora
<b>USD</b>	Dólares
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure
<b>OPEX</b>	Operational Expenditure
<b>CT</b>	Centro de transformación
<b>STR</b>	String o serie de módulos
<b>INV</b>	Inversor



## Contenido

1. MEMORIA .....	5
1.1. Introducción .....	5
1.2. Contexto .....	6
Covid-19 .....	6
Lugar con mayor recurso solar .....	6
Proyectos PMGD .....	8
Relación entre PMGDs y SING-SIC .....	8
1.3. Objetivos y alcance del trabajo .....	9
1.4. Beneficios que aporta el trabajo .....	9
1.5. Descripción de los equipos empleados .....	10
La célula solar .....	10
Módulos fotovoltaicos .....	10
Inversores .....	11
Centro de transformación .....	12
Seguidores .....	14
Sistema de monitorización .....	14
Sistema de seguridad .....	14
1.6. Descripción de requerimientos de la tecnología empleada .....	15
Módulos fotovoltaicos .....	15
Inversores .....	16
Seguidores .....	20
Cableado .....	22
Monitorización .....	22
1.7. Análisis de riesgos .....	24
Construcción .....	24
Recurso solar .....	25
Ingresos .....	28
Riesgo de cambio de la moneda .....	28
1.8. Selección de la localización de la planta fotovoltaica .....	28
1.9. Descripción del diseño del proyecto (CAPEX) .....	33
Módulos fotovoltaicos .....	33
Inversores .....	34
Centro de transformación .....	38
Seguidores .....	39
Cableado .....	40
Sistema de monitorización (Estación meteorológica y Caseta de control) .....	40





Sistema de seguridad .....	42
2. METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO .....	42
2.1. Descripción de tareas y equipos. ....	42
2.2. Diagrama de Gantt. ....	44
2.3. Cálculos. ....	45
Recurso solar .....	45
Configuración .....	47
Cálculos eléctricos .....	49
Cimentación .....	50
3. ASPECTOS ECONÓMICOS.....	53
3.1. Resumen de datos. ....	53
3.2. CAPEX. ....	53
3.3. OPEX.....	54
3.4. Ingresos. ....	55
3.5. Análisis de rentabilidad. ....	56
3.6. Resultados.....	57
4. CONCLUSIONES .....	58
5. BIBLIOGRAFÍA .....	59
ANEXO I: Normativa aplicable. ....	61
ANEXO II: Planos y diseño de detalle.....	62
ANEXO III: Fichas técnicas de los equipos.....	73
ANEXO IV: Informe de PVSyst. ....	82
ANEXO V: Cálculos de la sección mínima del cableado. ....	93



## Índice de figuras

Figura 1. Potencia instalada de PMGDs en Chile en 2019. Fuente: [1].	5
Figura 2. Radiación solar en el mundo. Fuente: [17]	7
Figura 3. Mapa del principal potencial solar anual en Chile. Fuente: [18].	7
Figura 4. Características del módulo fotovoltaico.	10
Figura 5. Modelo de inversor empleado en la planta.	11
Figura 6. Características técnicas del inversor Huawei.	12
Figura 7. Centro de transformación de Huawei.	13
Figura 8. Especificaciones técnicas del Centro de transformación de Huawei.	13
Figura 9. Seguidor Vanguard 1P de Trina Tracker.	14
Figura 10. Garantía de los módulos de JA Solar. Fuente: ficha técnica del producto.	15
Figura 11. Gráfica de curva I-V de un módulo. Fuente: [19].	16
Figura 12. Curva de potencia en un módulo solar fotovoltaico. Fuente: [20].	18
Figura 13. Ejemplo de punto de operación y su potencia en un módulo.	18
Figura 14. Punto de máxima potencia.	18
Figura 15. Curva de eficiencia del inversor Huawei.	19
Figura 16. Mínima eficiencia del inversor Huawei escogido.	19
Figura 17. Seguidor de dos ejes. Fuente: [21].	20
Figura 18. Una fila de módulos en vertical en Trina Tracker Vanguard 1P.	20
Figura 19. Dos filas de módulos en vertical en Trina Tracker Vanguard 2P.	21
Figura 20. Piranómetro.	23
Figura 21. Una de las células para el Dust IQ.	23
Figura 22. Valores de energía según P50 y P90 con distintas incertidumbres.	26
Figura 23. Ubicación de la parcela.	29
Figura 24. Localización de vértices del perímetro de la planta.	30
Figura 25. Punto de conexión del proyecto.	31
Figura 26. Coeficiente de bifacialidad del módulo escogido para el proyecto.	33
Figura 27. Curva de potencia dependiendo de la temperatura ambiente.	38
Figura 28. Ejemplo cimentación de centro de transformación.	39
Figura 29. Ejemplo de estación meteorológica.	41
Figura 30. Piranómetro de la estación meteorológica.	41
Figura 31. Ejemplo de cámara de seguridad en un vértice del cerco perimetral.	42
Figura 32. Plano de la planta solar fotovoltaica en Chillán, Chile.	48
Figura 33. Disposición de las zapatas en el centro de transformación.	51
Figura 34. Dimensiones de las zapatas del centro de transformación.	51
Figura 35. Disposición de las zapatas de la sala de control.	52
Figura 36. Dimensiones de la zapata de la sala de control.	52
Figura 37. Gráfica de rentabilidad del proyecto.	56
Figura 38. Retorno de la inversión.	57



## Índice tablas

Tabla 1. Comparación de producción entre tracking y backtracking. ....	21
Tabla 2. Datos históricos del precio del cobre años 2000-2022. Fuente: <a href="https://es.investing.com/commodities/copper-historical-data">https://es.investing.com/commodities/copper-historical-data</a> .....	25
Tabla 3. Incertidumbres consideradas en el proyecto según el recurso solar.....	27
Tabla 4. Valores de P50 y P90 de la planta fotovoltaica. ....	28
Tabla 5. Coordenadas geográficas UTM de la parcela. ....	28
Tabla 6. Clasificación de crédito de Chile. Fuente: <a href="https://tradingeconomics.com/chile/rating">https://tradingeconomics.com/chile/rating</a> ..	31
Tabla 7. Calificaciones de la clasificación de créditos. Fuente: <a href="https://countryeconomy.com/ratings/chile">https://countryeconomy.com/ratings/chile</a> .....	32
Tabla 8. Valores de albedo de distintas superficies.....	34
Tabla 9. Características del módulo de 540 Wp de JA Solar. ....	34
Tabla 10. Características del inversor de 215 kWp de Huawei. ....	35
Tabla 11. Características de salida del inversor SUN2000-215KTL-H0.....	37
Tabla 12. Configuración de la planta solar fotovoltaica en Chillán. ....	47
Tabla 13. Resumen de datos económicos.....	53
Tabla 14. Desglose de partidas e importes del CAPEX. ....	53
Tabla 15. Índice DCSR durante los años de financiación.....	56
Tabla 16. Resultados del análisis económico. ....	57

## 1. MEMORIA

### 1.1. Introducción.

Chile es uno de los mercados más atractivos para instalar plantas solares fotovoltaicas por varias razones. Una de ellas es el alto recurso solar del lugar, por la alta radiación que hay en el mismo. De hecho, el desierto de Atacama tiene tanto recurso solar que podría suministrar energía fotovoltaica a todo el mundo. Sin embargo, no es posible concentrar toda la generación del país en esta zona porque habría problemas en la distribución de la electricidad dada la forma alargada del territorio.

Por eso, resulta más interesante colocar plantas distribuidas por Chile que hagan frente a la demanda energética. Esto es posible por la ley en vigor del apoyo al PMGD, la cual es precisamente la razón principal del interés en fomentar las pequeñas plantas fotovoltaicas en el país. Además, los proyectos PMGD apoyan la descentralización de la generación de energía, dando sobre todo a las fuentes de energía renovable la oportunidad de hacerse hueco entre las centrales convencionales.

El PMGD son los Pequeños Medios de Generación Distribuida, es decir, hacen referencia a pequeños generadores de energía eléctrica, de modo que éstos se sitúan lo más cerca posible a los puntos de consumo y se conectan a la red de distribución. Los proyectos PMGD pueden ser de cualquier tecnología, no necesariamente fuentes renovables. En cuanto a la venta de energía, puede ser horario o precio fijo de duración de 6 meses. La peculiaridad de estos proyectos es ser pequeños, por tanto, son plantas de generación de energía de potencia menor a 9MW [1].

Así pues, la entrada en vigor la ley de apoyo al PMGD de 2004 ha sido el empujón que ha necesitado la energía fotovoltaica para su impulso en Chile. De hecho, en el año 2019 había más de 860 MW proyectos PMGD instalados.

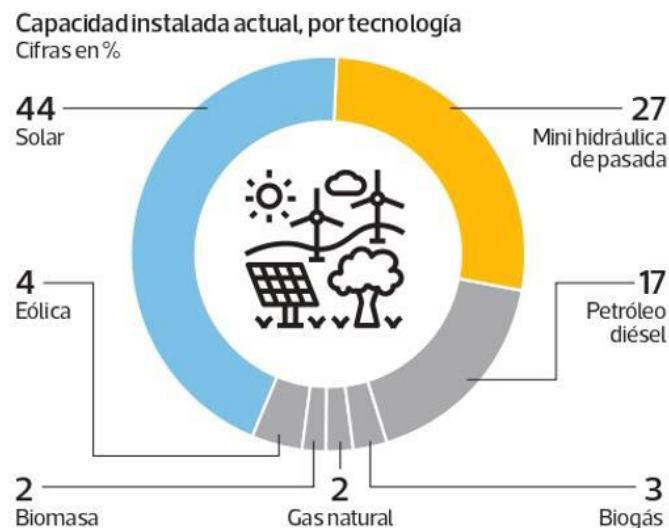


Figura 1. Potencia instalada de PMGDs en Chile en 2019. Fuente: [1].



En la anterior figura se puede apreciar que, de los 860 MW instalados en el año 2019, el 44% de los proyectos PMGD corresponde a la energía solar, frente a las fuentes convencionales que no llegan a ser en total ni el tercio de toda la potencia instalada en este tipo de centrales.

El aumento constante de estos proyectos se debe a las leyes que fomentan la instalación dichas plantas de generación. La primera ley que impulsó los proyectos PMGD fue la Ley 19.940 con varias ventajas, entre las que se encuentran la exención de peajes para proyectos menores de 9 MW y su acceso a la red de distribución, además de la posibilidad de comprar y vender energía con un precio fijo o con margen de beneficios [1].

Dada la situación interesante para la energía fotovoltaica en el país, el emplazamiento del presente proyecto se sitúa la parte central de Chile, concretamente en Chillán, un pueblo de la región de Ñuble, el cual se ha considerado como ubicación idónea para un proyecto de fuente de energía solar fotovoltaica de 5.443,20 kWp.

## 1.2. Contexto.

Actualmente se está viviendo en una situación mundial crítica en cuanto al ámbito energético, así, cada día son más las personas que se unen a acciones contra el cambio climático.

### Covid-19

Sin embargo, además de la crisis energética que estamos viviendo, la pandemia global debida al Covid-19 ha provocado una crisis sanitaria, a la vez que una crisis económica, lo que hace que haya que tomar medidas urgentemente. Por si fuera poco, la inflación en los precios de la electricidad, gas natural y derivados del petróleo hace que la transición hacia el consumo de energía limpia y sostenible sea cada día más necesaria.

Una de las medidas más recurridas es la implantación de más proyectos de fuentes de energía renovable. De este modo, se puede combatir el cambio climático, disminuyendo la emisión de gases de efecto invernadero que producen las fuentes de energía convencionales.

Además, el impulso en aumento de fuentes de energía renovable también hace frente a la crisis económica, ya que disminuye la dependencia energética entre países. Algo que está cogiendo importancia dada la situación que ha provocado el suministro de gas natural, sobre todo.

### Lugar con mayor recurso solar

En esta situación, Chile va más allá que otros países respecto a la motivación de instalar más plantas de fuentes de energía renovable, como son las plantas de energía solar fotovoltaica, ya que Chile es el lugar con mayor recurso solar.

En la siguiente figura se muestra la escala de radiación solar en kW/m<sup>2</sup> en el mundo, en la que se puede apreciar que el valor más alto se encuentra en Chile.

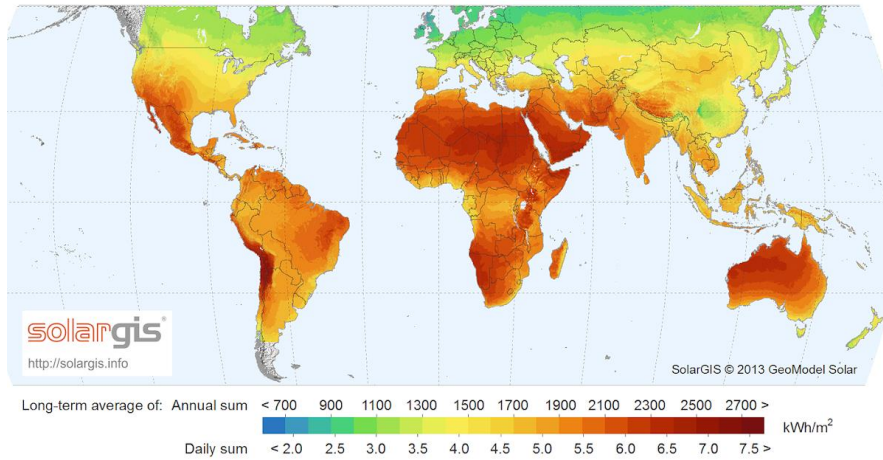


Figura 2. Radiación solar en el mundo. Fuente: [17]

De hecho, en el año 2017 el 42% de la energía producida de la generación solar en Chile provenía del desierto de Atacama [2]. Esto se debe a que Atacama es el lugar con mayor radiación solar de Chile, ya que según se estima en la imagen, la radiación media anual puede llegar hasta 2500-2700 KWh/m<sup>2</sup>.

Por tanto, algunos expertos consideran que simplemente con la energía que se podría obtener del desierto de Atacama sería suficiente para hacer frente a la demanda de energía de todo el país [3].



Figura 3. Mapa del principal potencial solar anual en Chile. Fuente: [18].



## Proyectos PMGD

Sin embargo, aunque haya mucho recurso en el desierto de Atacama, el problema de Chile es la forma alargada vertical que tiene, ya que ésta no le permite transportar la energía desde el norte al resto del país. El transporte de energía vertical no sería viable, ya que el cable de distribución desde el norte de Chile, donde se encuentra el desierto de Atacama, hasta el sur debería tener una sección muy grande debido a las pérdidas que sufriría en el recorrido.

Ese es el momento en el que se llevó a cabo la interconexión SING-SIC. El Sistema Interconectado del Norte Grande o SING es una red de energía que entró en operación en el año 1993 para dar servicio a la zona Norte Grande de Chile, de manera que cubría tres regiones del norte de Chile, como son Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta.

El sistema SING tiene tres características principales. La primera es que se usaron fuentes de energía que no necesiten agua, como el gas natural, carbón o petróleo. Aunque el punto de generación de energía se encuentre al norte de Chile, los puntos de consumo están muy lejos entre ellos, y la compraventa de energía se realiza con precios fijos en periodos extensos, causando que haya pocas ganancias para las empresas, donde las empresas mineras son mayormente las consumidoras de esa energía [4].

Por otro lado está el Sistema Interconectado Central o SIC que fue una red eléctrica muy importante por abarcar todo Chile, respondiendo al consumo del 93% de los habitantes chilenos, pues en 2011 ya contaba con 12,9 GW instalados. El SIC se compone por distintos sistemas eléctricos de transmisión y puntos de generación de varias empresas conectados mediante interconexión.

Finalmente, se cumplió el objetivo de disponer un solo Sistema Eléctrico Nacional en Chile. Esto sucedió en el año 2017 cuando se unieron ambos sistemas SING y SIC, elevando la capacidad instalada de la red hasta llegar a 31,7 GW en 2022.

Los chilenos consideran la unión de estos dos sistemas como un hecho histórico, ya que permite el aprovechamiento de energía proveniente de fuentes renovables de diferentes áreas del país, asegurando el suministro de electricidad a toda la población, además de dar la posibilidad de aumentar el sistema más adelante [5].

Esta normativa implementada recientemente ha sido un cambio relativo en el país por permitir el desarrollo de pequeños proyectos con fuentes de energía renovable que anteriormente no tenían opción de acceso financiero por los requisitos de contratación del mercado eléctrico. Esto es posible por el Régimen de Precio Estabilizado, el cual permite que cualquier energía generada por un PMGD sea recompensada por el mismo precio calculado en su nudo de inyección de energía, ya que el Precio Estabilizado proviene del Precio de Nudo de Corto Plazo [6]. Este régimen es un apoyo a las energías renovables, porque permite crear contratos de suministro o PPAs a largo plazo, cosa que no era posible hasta ahora para estas fuentes de energía.

## Relación entre PMGDs y SING-SIC

La unión de los dos sistemas en un único Sistema Eléctrico Nacional en Chile ha sido el incentivo perfecto para la instalación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) por el país que no estén lejos del punto de consumo de energía, de manera que se reducen las pérdidas y no hay necesidad de verter la energía en dos direcciones.

Los PMGDs han resultado ser la solución económica y medioambiental para muchas empresas, ya que las empresas con altos consumos de electricidad que se acojan en un PMDG de fuentes



renovables harán frente al cambio climático y al mismo tiempo, dispondrán de una reducción en su factura eléctrica.

En definitiva, gracias a la unificación de sistemas de las redes eléctricas chilenas, la ramificación de la red es más viable y facilita el suministro a los habitantes de cualquier localización del país. Es decir, las plantas PMGD son idóneas.

Por tanto, se puede decir que Chile fomenta los proyectos de PMDG y, en consecuencia, la cantidad de empresas interesadas en instalar plantas de fuentes de energía renovable está aumentando, mejorando la situación energética del país.

### 1.3. Objetivos y alcance del trabajo.

El objetivo del presente trabajo es realizar un proyecto que pueda abastecer a la población Chilena de energía renovable, impulsando el uso de estas fuentes de energía, reduciendo así la emisión de gases de efecto invernadero.

Existen multitud de fuentes de energía renovable, donde se encuentran la energía eólica *onshore*, energía eólica *offshore*, energía solar fotovoltaica, energía solar térmica, energía hidroeléctrica, biomasa, energía geotérmica, entre otras.

En este trabajo se ha optado por realizar una implantación de energía solar fotovoltaica de 5.443,20 kWp de potencia pico en el pueblo de Chillán, en la región de Ñuble, respondiendo a la demanda energética del centro de Chile.

Para que el objetivo principal de este proyecto se cumpla se establecen otros objetivos más específicos:

- Comprobar si la localización escogida es adecuada para la realización del proyecto.
- Realizar los cálculos eléctricos pertinentes evitando riesgos eléctricos y el correcto funcionamiento de la planta.
- Explicar las características de los distintos equipos que componen una planta de energía solar fotovoltaica.
- Analizar los aspectos económicos de una planta solar fotovoltaica con seguidores.
- Exponer la situación energética en Chile.

Al mismo tiempo, el objetivo de este Trabajo de Fin de Máster es aplicar los conocimientos adquiridos en el Máster de Ingeniería Energética Sostenible de EHU/UPV.

### 1.4. Beneficios que aporta el trabajo.

A continuación se indican los beneficios que aporta este trabajo, tanto al lector con su lectura como los beneficios que se obtendrían si el proyecto se llevase a cabo:

- Disminución de gases de efecto invernadero por energía renovable.
- Empleabilidad a la población de la localidad.
- Disminución de la dependencia energética respecto a otros países.
- Impulso a fuentes de energía renovable.
- Conocimiento a cerca de la situación del lugar con más radiación del mundo.
- Procedimiento de realización de diseño de una planta solar fotovoltaica.
- Descripción de equipos empleados en este tipo de plantas.







Este modelo de JA Solar se compone por 144 células solares y los módulos se conectarán en serie y luego en paralelo para llegar a la potencia pico total de la planta. Una vez que los módulos se colocan en serie, se conectarán a los inversores.

### Inversores

La función del inversor es adaptar la corriente y tensión procedente de la configuración de los módulos fotovoltaicos, de manera que la planta solar fotovoltaica funcione correctamente. Se le llama inversor porque cambia la corriente continua que proviene de los módulos en corriente alterna. La potencia obtenida con el conexionado de los módulos se define como potencia pico y la potencia nominal será la definida mediante los inversores.

El inversor escogido en este proyecto es el modelo SUN2000-215KTL-H0 de HUAWEI, con el que se pretende obtener una potencia nominal mínima de 4.800 kWp en la totalidad de la planta.

SUN2000-215KTL-H0  
Smart String Inverter



*Figura 5. Modelo de inversor empleado en la planta.*

A continuación, se presenta la ficha técnica del inversor empleado.



SUN2000-215KTL-H0  
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,005 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.5 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	±96 kg (189.5 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MCA EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 6. Características técnicas del inversor Huawei.

### Centro de transformación

Este proyecto solamente tendrá instalado un centro de transformación de 6.500 kVA del fabricante Huawei, al igual que los inversores.

El centro de transformación es el encargado de transformar la energía de baja tensión procedente de los inversores en media tensión para poder transportarla hasta el punto de conexión, donde se volverá a elevar la tensión antes de llevarla a la red de distribución.

STS-3000K-H1
   
 Smart Transformer Station



Figura 7. Centro de transformación de Huawei.

Las características del centro de transformación STS-6000K-H1 de Huawei se presentan en la siguiente figura.

STS-3000K-H1
   
 Technical Specifications

Input	
Available Inverters / PCS	16 * SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL; 15 * LUNA2000-200KTL
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,950 kVA @50°C <sup>1</sup>
Rated Input Voltage	800 V
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A
LV Main Switches	ACB (2000 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Transformer Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 2, Compliance with (EU) 548/2014 Amend by (EU) 2019/1783
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated, 3 Units
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault of RMU	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	5Q/5I, 50K/51N
LV Overvoltage Protection	Type I-III
Features	
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>
Updated to 50 kVA Auxiliary Transformer	Optional <sup>3</sup>
IMD	Optional <sup>3</sup>
Safety Interlocking for STS	Optional <sup>3</sup>
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional <sup>3</sup>
Updated to CCV or CVC RMU	Optional <sup>3</sup>
Updated to 25kA 1s RMU	Optional <sup>3</sup>
Organic Oil for LV/MV Transformer	Optional <sup>3</sup>
Winding Thermometer for LV/MV Transformer	Optional <sup>3</sup>
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 15 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C * (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-cross for Higher Availability
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-20, IEC 61439-1

Figura 8. Especificaciones técnicas del Centro de transformación de Huawei.



## Seguidores

Los seguidores son las estructuras encargadas de que los módulos fotovoltaicos sigan la perpendicularidad a la posición del sol durante las horas de luz solar del día. La estructura tiene gran importancia en una planta fotovoltaica, porque será la base del proyecto. Así, se hace un estudio geotécnico para conocer las propiedades del terreno y definir el método de cimentación más apropiado junto con su dimensionamiento. Son habituales las pruebas de hincado y el pre-taladrado en el suelo para llevar a cabo el correcto diseño.

Los seguidores empleados en el presente proyecto son de la marca Trina Tracker y el modelo es el Vanguard 1P con un módulo en posición vertical.

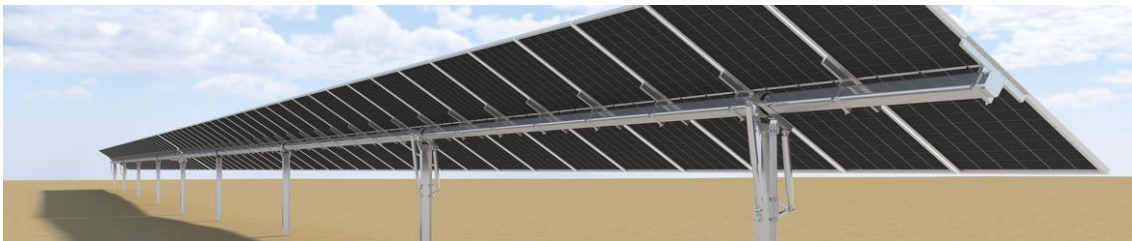


Figura 9. Seguidor Vanguard 1P de Trina Tracker.

## Sistema de monitorización

Es importante hacer un seguimiento del funcionamiento de todos los equipos de la planta. El sistema de monitorización es una aplicación software que recoge la información de dispositivos conectados a los equipos para realizar sus correspondientes seguimientos. De esta manera, si aparece algún fallo, se detecta con rapidez y se puede solucionar lo antes posible.

Los dispositivos instalados recogen, almacenan y procesan la información, para después poder consultarla e incluso exportarla, como por ejemplo datos de producción o de incidencias. Se emplean aplicaciones como el SCADA para la gestión de la información recogida.

## Sistema de seguridad

Una planta fotovoltaica de este tamaño conlleva una gran inversión, por lo que se coloca un sistema de seguridad para evitar intrusiones en la parcela. La utilización de alarmas es habitual para notificar las anomalías que aparezcan.

El sistema de seguridad es definido por cámaras de seguridad que cubran todo el perímetro del vallado de la parcela. Las cámaras tienen un alcance entre 50 y 300 metros aproximadamente, intentando emplear cámaras de mayor alcance posible para reducir el número de cámaras necesarias.



## 1.6. Descripción de requerimientos de la tecnología empleada.

Para que el presente proyecto se lleve a cabo, se emplean varios equipos que necesitarán diferentes requerimientos. Los equipos utilizados son principalmente los módulos fotovoltaicos, los inversores, los seguidores, el cableado y la monitorización.

### Módulos fotovoltaicos

Las características requeridas de los módulos son la garantía, eficiencia y degradación. Hoy en día, las placas fotovoltaicas instaladas normalmente tienen una garantía de producto de 10 años, es decir, el fabricante asegura una garantía indicada en la ficha técnica.

El módulo utilizado en la configuración de este proyecto es del fabricante JA Solar, siendo el modelo escogido el JAM72D30 525-540/MB de 540 Wp de potencia. Este módulo en concreto tiene una garantía de 12 años en los que el fabricante garantiza que los materiales de los módulos no tienen defectos y están en condiciones normales de aplicación, uso, instalación y servicio durante ese periodo. Por tanto, si los paneles no funcionan correctamente o han dejado de funcionar debido a defectos en los materiales o en la fabricación, el fabricante se compromete a reparar o reemplazar dichos módulos.

Aparte de la garantía de producto, la empresa fabricante del módulo asegura una garantía de potencia lineal de salida de 30 años en caso de los módulos bifaciales y 25 en caso del módulo estándar, es decir, se garantiza un rendimiento cada año de funcionamiento del panel, considerando una degradación anual del módulo del 0,45%. En este caso se emplea el módulo bifacial de JA Solar, para el cual el fabricante garantiza durante 30 años la pérdida de potencia de salida mínima frente a la potencia máxima en condiciones estándar STC (Standard Test Conditions). Es decir, el módulo sufrirá una pérdida de potencia de salida máxima cada año desde la fecha de inicio de la garantía, exceptuando el primer año donde el módulo bifacial donde parte de un rendimiento del 98%.

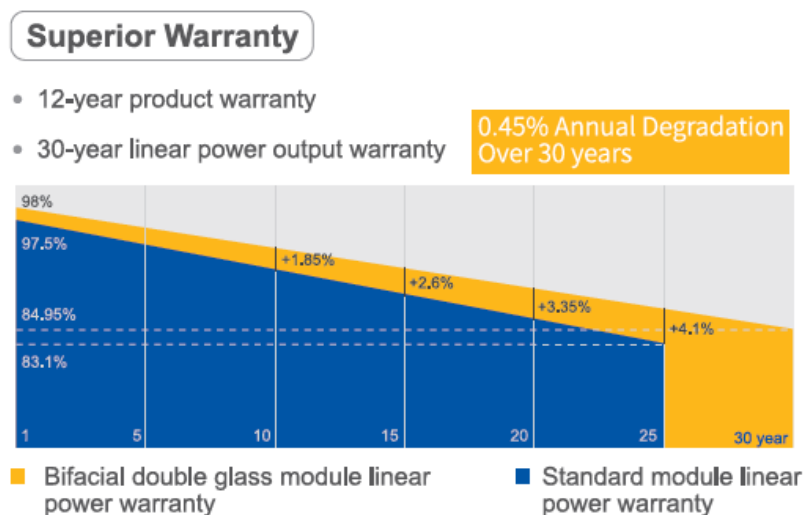


Figura 10. Garantía de los módulos de JA Solar. Fuente: ficha técnica del producto.

Otra característica de los módulos es la eficiencia. Ésta se define como la relación entre la potencia y el área del módulo. La eficiencia se indica en la ficha técnica y actualmente los

módulos comerciales se sitúan en torno al 21%. En la ficha técnica del panel se indican sus propiedades para diferentes potencias. Ese módulo que tiene la misma cantidad de células independientemente de la potencia significa que a mayor potencia, es como si se utilizasen menos células en proporción a usar el mismo módulo con menor potencia. Así, a mayor potencia del módulo, se emplean menos módulos y, por tanto, se ahorra en estructura. Del mismo modo, cuantas más células tenga un panel fotovoltaico, menor será el coste de inversión.

### Inversores

El requerimiento principal que ofrece el fabricante de inversores es la garantía de producto, normalmente de un periodo de 10 años.

Los inversores se pueden clasificar como dos tipos: inversor central o inversor de *string*. El término *string* hace referencia a una serie de módulos, es decir, un *string* será una serie de módulos. Por tanto, en la configuración del inversor central se coloca un solo inversor al que le llegan todas las series de la planta, pero cuando se utilizan inversores *string* se coloca un inversor por cada conjunto de series, dependiendo de las entradas del inversor. Este segundo tipo de configuración es la escogida en este proyecto, ya que ayuda a mejorar el rendimiento de la planta. En este caso, se colocan 15 *strings* por inversor.

Cuando se utilizan inversores *string*, se asignan menos *strings* o series a cada MPPT, ya que, con un inversor central, cada MPPT de ese inversor central tendrá que trabajar frente a una mayor cantidad de series de módulos, empeorando la producción.

El MPPT del inversor es el "Maximum Power Point Tracker" o Seguimiento del punto de máxima potencia de las ramas fotovoltaicas. Esta característica del inversor tiene la función de maximizar la energía extraída en distintas condiciones, como son la luz solar disponible, la temperatura del módulo, las sombras, etc. La potencia se calcula mediante el producto de la corriente y la tensión, por tanto, el punto de máxima potencia es el punto donde la curva  $I \times V$  es máximo.

La curva genérica I-V de un módulo fotovoltaico corresponde a unas condiciones específicas de temperatura e irradiancia, ya que corresponde a la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) y a la tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ).

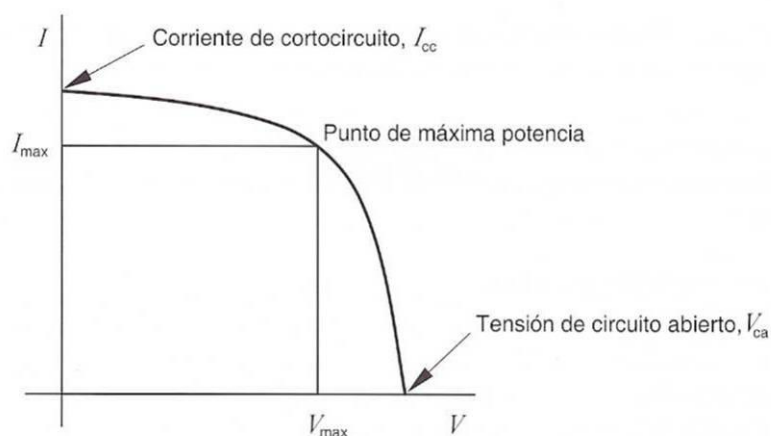
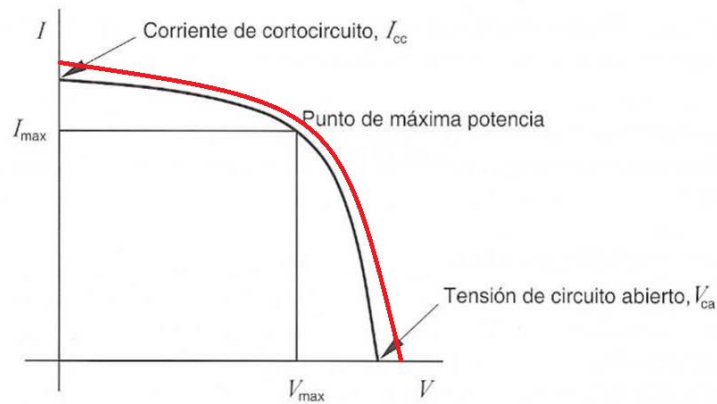


Figura 11. Gráfica de curva I-V de un módulo. Fuente: [19].

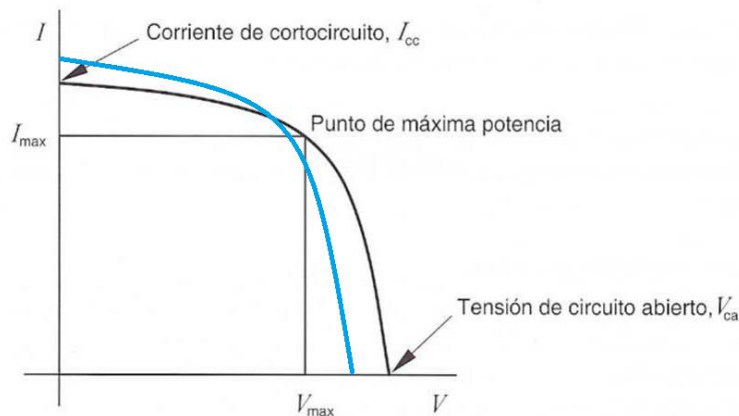
En caso de que la irradiancia incremente, la curva se posicionaría más arriba en el gráfico, como se puede ver en la siguiente figura.





Por lo que se logra una situación mejor, ya que la potencia también incrementa.

En cambio, si la temperatura sube, la curva se desplazará hacia abajo y se obtendrá una menor potencia en comparación con la situación inicial.



Así, cuando la temperatura sube, la situación empeora. La situación sería contraria en caso de que la temperatura disminuyese.

El punto de operación de un módulo fotovoltaico dependerá de la corriente y voltaje que tenga en el momento de funcionamiento y se desplazará a lo largo de la curva I-V, según las condiciones de operación. Es decir, en un momento dado, para unos valores de irradiancia y temperatura específicas, el punto de operación estará situado en un punto de la curva I-V, pero si la irradiancia o la temperatura cambian, el punto de operación se desplazará a otro punto de la curva.

La curva de potencia se obtiene mediante la ecuación  $P = I \times V$  y tiene la siguiente forma.



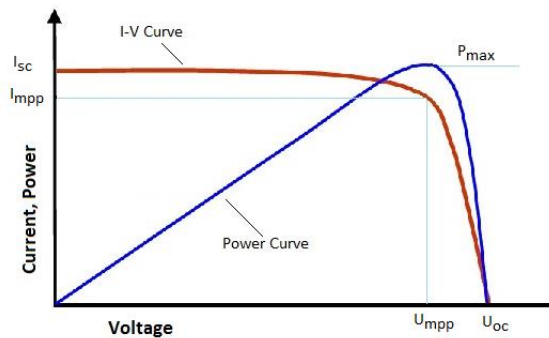


Figura 12. Curva de potencia en un módulo solar fotovoltaico. Fuente: [20].

Aunque las curvas sean distintas, un punto (A, por ejemplo) de la curva I - V con valores específicos de corriente y tensión, corresponderá a otro punto (B, por ejemplo) de la curva de potencia, que mostrará la potencia del módulo a la misma tensión.

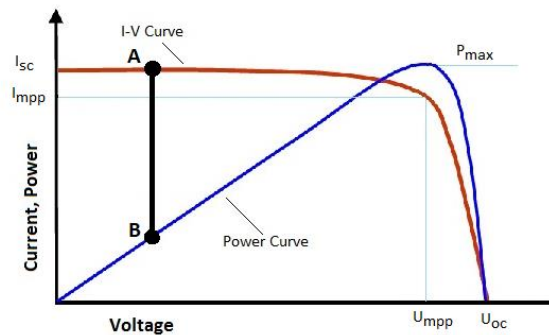


Figura 13. Ejemplo de punto de operación y su potencia en un módulo.

En la gráfica se aprecia que en el punto A de funcionamiento con unos valores de corriente y voltaje, le corresponde el punto B con el mismo valor de voltaje y su respectivo valor de potencia.

El punto de operación que le corresponda en la curva de potencia será el valor de la potencia producida que se transmite al resto del sistema fotovoltaico. Por consiguiente, el punto óptimo de funcionamiento es el de máxima potencia, es decir, el punto del pico de la curva de potencia.

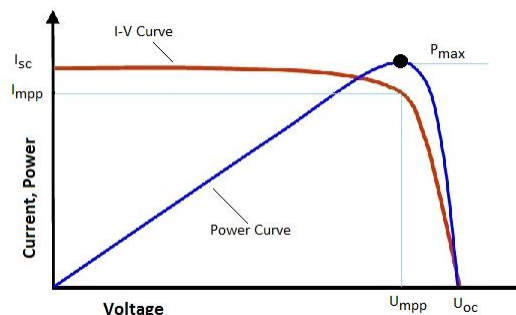


Figura 14. Punto de máxima potencia.

El punto de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos depende principalmente de la carga eléctrica del módulo en su salida. Por lo tanto, para obtener la máxima potencia, se debe trabajar

en el punto de funcionamiento correspondiente al punto de máxima potencia. Este punto corresponde al pico de la curva de potencia.

Pero después de obligar al módulo fotovoltaico a funcionar en el punto de máxima potencia (MPP), puede ocurrir que las condiciones ambientales cambien, lo que provoca que las curvas también se modifiquen, así, el anterior MPP ya no sirve y el inversor deberá estar constantemente buscando el punto de máxima potencia. El inversor realiza esta labor mediante el MPPT o Seguimiento del punto de máxima potencia, es decir, mediante la búsqueda de cambios en la curva I – V y el nuevo MPP.

Hay varios métodos de seguimiento del MPPT, pero su función es básicamente usar un algoritmo que busque constantemente el punto de máxima potencia para todas las condiciones que se pueden dar, dependiendo de los cambios en la temperatura, por ejemplo.

Por otro lado, el rendimiento del inversor viene dado por el fabricante en la ficha técnica. La eficiencia muestra el porcentaje de energía convertido de corriente continua CC a corriente alterna CA. La siguiente imagen muestra la curva de eficiencia del inversor Huawei escogido para la planta.

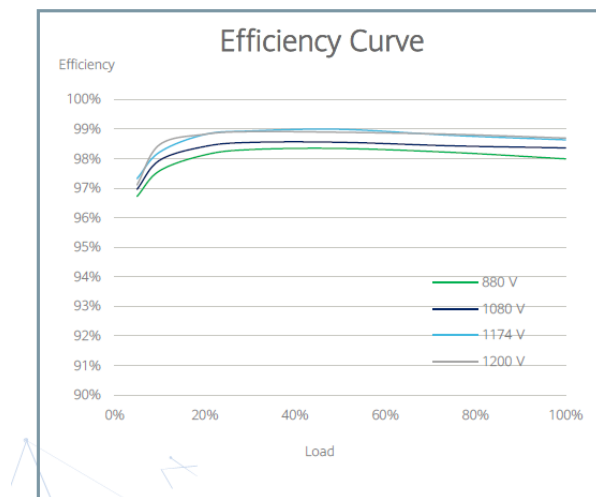


Figura 15. Curva de eficiencia del inversor Huawei.

Por tanto, la eficiencia del inversor será mínimo del 98,6% en este caso.

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%

Figura 16. Mínima eficiencia del inversor Huawei escogido.

Una propiedad del inversor que puede pasar desapercibida, pero no por eso es menor importante, es que pueda estar a la intemperie, pues tener que cubrirlo con materiales adicionales aumentaría el presupuesto del proyecto. El lado bueno del inversor Huawei seleccionado para este proyecto es la capacidad de estar al aire libre. Además, el inversor es de bajo consumo, ya que no necesita ventilación forzada.

## Seguidores

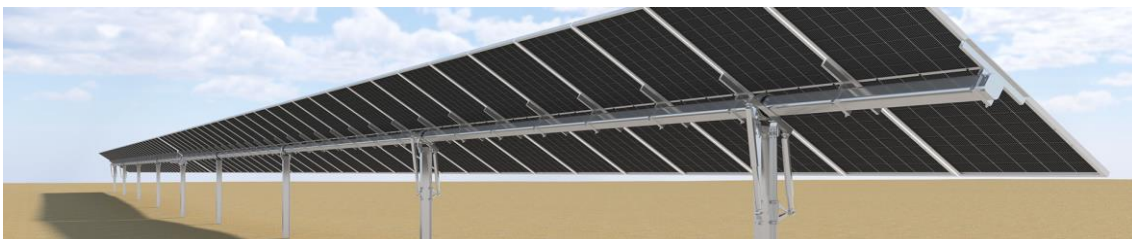
Hay dos tipos de seguidores en caso de clasificarlos dependiendo del movimiento que puedan realizar. Los seguidores pueden ser de un solo eje o de dos ejes. Los seguidores de doble eje tienen la capacidad de moverse en cualquier dirección, pudiendo aumentar la producción más que un seguidor de un único eje.



*Figura 17. Seguidor de dos ejes. Fuente: [21].*

Normalmente suelen emplearse seguidores de un solo eje, es decir, el seguidor se mueve sobre una sola dirección este-oeste, ya que el aumento de ganancia del seguidor de dos ejes respecto al de un eje no es rentable por el sobrecoste que supone la instalación y mantenimiento del seguidor de dos ejes.

El diseño de los seguidores varía dependiendo de los ejes, pero también de la posición de los módulos. En este proyecto se colocan los módulos en 1V o una fila de módulos en vertical. La colocación de los módulos en posición de 2V o dos filas de módulos en vertical tiene mejor rendimiento debido a las sombras, porque al haber una fila arriba y otra debajo, en caso de hacerse sombra los módulos de distintos seguidores, la sombra la recibirá sólo la fila que en ese momento esté en la parte inferior, no ambas filas simultáneamente, asegurando que los módulos de arriba no estén sombreados.



*Figura 18. Una fila de módulos en vertical en Trina Tracker Vanguard 1P.*



Figura 19. Dos filas de módulos en vertical en Trina Tracker Vanguard 2P.

El seguidor de dos filas de módulos en vertical (2V) debe mover casi el doble de peso que el de una única fila (1V), por tanto, el seguidor sufre mayores tensiones que transmitirá a la cimentación. En otras palabras, aunque el 2V tenga mejor rendimiento, la posición 1V disminuye el riesgo de coste de construcción, ya que la cimentación no será tan compleja como en el 2V. Así, se este proyecto se ha escogido la disposición 1V.

Después de escoger la posición de los módulos, se ha analizado la opción de instalar el sistema *tracking* o *backtracking*. El sistema *tracking* hace referencia a la función del seguidor, es decir, el seguidor gira durante las horas de luz, siguiendo la posición del sol, de modo que los módulos de cada seguidor estén en perpendicular al sol durante todo el día. Este seguimiento al sol aumenta la ganancia de la planta fotovoltaica y puede llegar a ser hasta un 43% aproximadamente, respecto a la colocación de una estructura fija.

La opción *backtracking* realiza la misma función que el *tracking* siguiendo la posición del sol, sin embargo, va más allá. Los seguidores se colocan unos al lado de otros con una distancia entre ellos de manera que no se hagan sombra los módulos de un seguidor con el otro. Si esta distancia es demasiado larga, la superficie de la parcela no está siendo aprovechada. Por tanto, se busca un equilibrio entre la distancia entre seguidores y la posible sombra que se pueda crear en ellos. Para mayor generación de energía, la sombra debe ser lo menor posible en los módulos. Aquí es donde el *backtracking* se vuelve interesante, ya que además de seguir la posición del sol durante el día, este sistema gira los módulos de manera que no se den sombra de un seguidor a otro, para ello, rompen con la perpendicularidad a la posición del sol. Es decir, el sistema *backtracking* cumplirá con la perpendicularidad de los módulos frente a la ubicación del sol moviendo los seguidores, siempre que no se den sombra entre los módulos. Cuando aparezcan sombras, entonces se girarán las placas aprovechando toda el área de las mismas.

Se ha realizado una comparación entre la producción anual (NEH), obtenida de la generación anual (kWh) entre la potencia pico (kWp) después de considerar todas las pérdidas, en caso de utilizar un sistema u otro. El seguidor seleccionado para el proyecto tiene una inclinación máxima de 60° y los resultados de producción obtenidos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 1. Comparación de producción entre *tracking* y *backtracking*.

	Tracking	Backtracking
NEH	2.010,94 kWh/kWp/año	2.122,55 kWh/kWp/año

Así pues, en el presente proyecto se escoge el *backtracking* como sistema de seguimiento del seguidor.



## Cableado

El principal requerimiento del cableado es que se cumpla la normativa vigente y los criterios de diseño, además, en el diseño del cableado es importante que las pérdidas no superen unos valores máximos.

Los criterios de diseño del cableado de corriente continua se realizan mediante la sección mínima con la que se cumpla con la caída de tensión ( $\Delta V$ ) y la corriente máxima admisible ( $I_{adm}$ ). Esta sección se calcula mediante una fórmula que considera la potencia máxima, la longitud del cable, las propiedades del material y la tensión máxima. Este cálculo se muestra más adelante en el apartado de cálculos del proyecto.

Una vez calculada la sección mínima necesaria de cada serie de módulos, hay que mirar la sección superior más cercana a la calculada. Esto es porque las secciones mínimas obtenidas con la fórmula son muy distintas entre sí y hay que comparar y comprobar las secciones existentes en el mercado.

Cuando se adjudican las secciones de los cables, se comprueba que efectivamente la caída de tensión es menor que la de diseño y que no se supera la corriente admisible.

La caída de tensión de diseño en este proyecto para el cable de corriente continua CC es de 0,80%, y para los de corriente alterna CA de 1%.

Posteriormente se indican los cálculos realizados en el dimensionamiento del cableado de la planta en el Anexo V.

## Monitorización

La monitorización debe cumplir con la normativa internacional IEC o *International Electrotechnical Commission*. La normativa tiene estandarizaciones para facilitar el procedimiento de instalación de la monitorización.

IEC define algunos objetivos posibles de la monitorización a la hora de medir el rendimiento de una planta fotovoltaica:

- Identificar las tendencias de rendimiento en el sistema.
- Localizar los posibles fallos en el sistema.
- Comparar el rendimiento real del sistema con las condiciones del contrato y las garantías del diseño.
- Posibilidad de comparar diferentes sistemas fotovoltaicos con configuraciones o ubicaciones diferentes.

La función principal de la monitorización es medir el PR o *Performance Ratio*. El PR es la relación entre la producción real de la planta y la producción prevista en el contrato del proyecto. Es muy importante que la producción real de la planta sea mayor que la del contrato, porque el proyecto está previsto de tener un mínimo PR y si ésta no se cumple, hay penalizaciones.

El PR o coeficiente de rendimiento (*Performance Ratio*) es una magnitud que indica la calidad de una instalación solar fotovoltaica, independientemente a su ubicación. Este coeficiente se expresa en porcentaje y muestra la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación. Así, es posible saber la proporción de energía disponible real, después de haber considerado las pérdidas energéticas y el consumo de la propia planta para su correcto funcionamiento y operación.



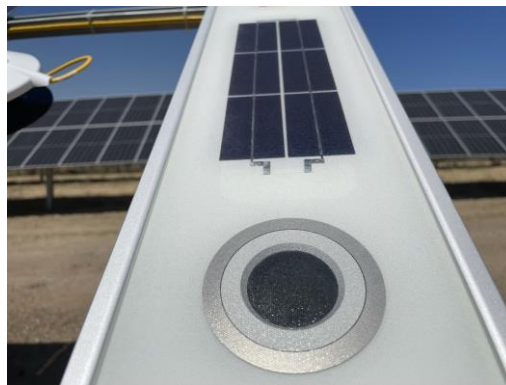
El PR se mide durante toda la vida de la planta, pero las mediciones de los dos primeros años desde que empieza a producir son las que se tienen en cuenta a la hora de concluir si la planta se encuentra en buen estado de rendimiento y de liberar las garantías del constructor.

Los dispositivos encargados de medir la radiación para el cálculo de la producción son los piranómetros.



*Figura 20. Piranómetro.*

Junto con el piranómetro, el *dust IQ* es parte de la monitorización. El *dust IQ* consiste en colocar dos células en la planta. Una de las células se llamará la “célula limpia” y la otra la “célula sucia”. Como indican sus nombres, una de las células se limpiará cada vez que se limpien los módulos de la planta, pero la célula sucia se mantendrá intacta. De esta manera, es posible la comprobación de la periodicidad de la limpieza de la planta y la medición real de la suciedad.



*Figura 21. Una de las células para el Dust IQ.*

El control de las mediciones realizadas por los piranómetros se lleva a cabo mediante la monitorización de la planta.



## 1.7. Análisis de riesgos.

Un proyecto de este tipo tiene varios riesgos, como son el de construcción, recurso solar, ingresos o riesgo de cambio de la moneda.

### Construcción

La parte constructiva del proyecto tiene un riesgo que debería considerarse. Los seguidores se instalan mediante hincas en el terreno. El hincado puede ser directo en caso de que el terreno tenga buenas condiciones o si no debería emplearse el *pre-drilling* o pre-hincado, donde se suaviza el terreno para luego introducir la hinca. Este último método es utilizado cuando el terreno es rocoso y el hincado directo no permite la introducción de la hinca en el terreno.

En caso de que el estudio geotécnico no se haga correctamente, corre el peligro de que haya rechazo de las hincas, ya que en el estudio se realizan calicatas, sondeos eléctricos verticales, ensayos de resistividad térmica, etc. para explorar la parcela y realizar una suposición de las características del suelo en el área. Sin embargo, los ensayos son limitados y la parcela del proyecto es extensa, 12 ha en este caso, por lo que podrían darse puntos donde aparezcan rocas donde no se preveían en el previo estudio.

Por tanto, es necesario considerar el riesgo de que aparezcan imprevistos en el suelo que afecten en la construcción, y por consecuencia, en el presupuesto y en los tiempos previstos para cada trabajo a realizar.

Otro riesgo posible en la construcción es la subida de precios de equipos. Según algunos periódicos se prevé un aumento en el precio de los materiales de la construcción en lo que queda de año de 2022, como el aluminio, el acero o el cemento [7]. El posible aumento de precios del acero afectaría a los proyectos de plantas solares fotovoltaicas por todo el acero de las hincas y de los seguidores mismos.

No obstante, el acero no es el único material cuyo precio ha incrementado, pues el del cobre también ha subido desde que comenzó la guerra en Ucrania y sufrió sus máximos históricos en marzo de 2022 desde el año 2000 [8].



Tabla 2. Datos históricos del precio del cobre años 2000-2022. Fuente:  
<https://es.investing.com/commodities/copper-historical-data>

## Datos históricos Futuros cobre



Plazo:

Mensual

Descargar datos

01/01/2000 - 10/08/2022

Fecha	Último	Apertura	Máximo	Mínimo	Vol.	% var.
Mar 2022	4,7555	4,5010	5,0100	4,4710	196,77K	6,77%
Abr 2022	4,4085	4,7245	4,8615	4,3715	664,48K	-7,30%
May 2021	4,6760	4,4400	4,7380	4,4400	1,01K	5,60%
Oct 2021	4,3125	4,1475	4,7075	4,1000	40,86K	6,38%
Jun 2021	4,2735	4,6900	4,6900	4,1725	1,37K	-8,61%
Feb 2022	4,4540	4,3200	4,6860	4,3180	107,52K	3,01%
Feb 2011	4,4780	4,4910	4,6250	4,2710	38,22K	0,61%
Ene 2022	4,3240	4,4480	4,5815	4,2880	86,72K	-2,67%
Jun 2022	3,7145	4,2855	4,5770	3,6400	1,15M	-13,54%
Mar 2011	4,3000	4,4860	4,5350	4,0700	14,84K	-3,97%
Abr 2011	4,1650	4,2700	4,5150	3,9350	20,77K	-3,14%
Jul 2021	4,4290	4,2700	4,5060	4,1900	3,43K	3,64%
Ago 2011	4,1870	4,4990	4,4990	3,8740	24,20K	-6,41%

## Recurso solar

El cálculo del potencial de rendimiento de energía solar fotovoltaica tiene incertidumbre porque es una estimación de la energía generada. La estimación del recurso solar es llevada a cabo por medio del P90.

El P90 refleja el rendimiento del 90% de energía respecto al recurso solar previsto. Pero también significa que existe un 10% de probabilidad de que la energía no supere el recurso solar mínimo esperado. Este 90% es el que se considera financiable, ya que aporta la seguridad necesaria a la hora de prever si la planta generará la suficiente energía para pagar la deuda [9].

El NEH indica el recurso solar de un emplazamiento. El cálculo de las NEH (*Net Equivalent Hours*) es la cantidad de energía anual producida por la planta fotovoltaica por la unidad de potencia. En el proceso de estudio del proyecto, se definen la NEH media esperada (P50) y la incertidumbre, los cuales están ligados al modelo financiero del proyecto.

La incertidumbre del recurso solar puede tener distintos orígenes, entre los que se encuentran:

- **Sensores de medida de la radiación.** Cada sensor existente tendrá una calidad diferente y funcionará de manera distinta, teniendo una incertidumbre desde el 1% hasta el 5%. La calibración incorrecta del sensor es un factor que también añade incertidumbre a los datos recogidos por el sensor. Además, a esto se le suma la suciedad acumulada en el sensor, pues modificará la medición que haga.



- **Frecuencia de recogida de datos.** En caso de que la frecuencia de recogida de datos sea corta, por ejemplo, recogiendo datos cada 15 minutos, las mediciones no serán precisas y habrá derivaciones que aumenten la incertidumbre de los resultados.
- **Periodo de recogida de datos.** En el modelo financiero habrá que tener en cuenta una media anual de datos, que con datos insuficientes dará conclusiones erróneas. Si las mediciones se realizan solamente en tres años, no se podrá hacer un promedio anual representativo, ya que puede haber cambios bruscos entre los tres años de medición y los siguientes seis, por ejemplo.

Con el objetivo de reducir al mínimo la incertidumbre, es aconsejable emplear un valor NEH de P90 en lugar del P50, ya que mientras el P50 indica la media esperada de NEH, el P90 es un valor de producción anual mínimo de la planta con una probabilidad del 90%.

En la siguiente gráfica se muestra la predicción del NEH como una estadística Gaussiana, en caso del valor medio P50 y el caso de P90, cada uno con su correspondiente incertidumbre [9].

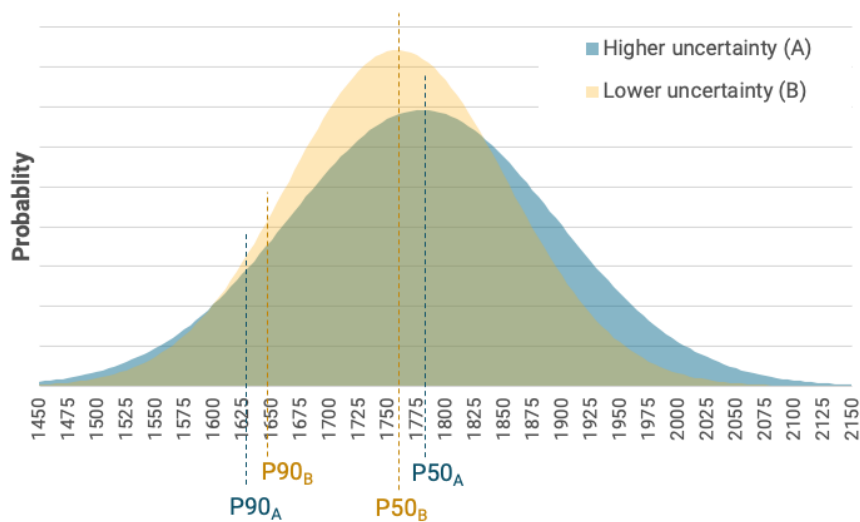


Figura 22. Valores de energía según P50 y P90 con distintas incertidumbres.

Así, se observa que el P90 tiene menor incertidumbre que el valor medio, por considerar más casuísticas dando una producción anual menor que el P50. Por tanto, es un dato más fiable porque predice la generación energética de la planta con más exactitud y se realiza un modelo financiero más fiel a la realidad.

En cuanto al presente proyecto, se ha considerado el valor de P90 para la previsión de generación de energía de la planta, disminuyendo la incertidumbre del proyecto.



En la siguiente tabla se muestran las incertidumbres consideradas en el proyecto según el recurso solar.

*Tabla 3. Incertidumbres consideradas en el proyecto según el recurso solar.*

Incertidumbre combinada en la medición de radiación	4,60%
Transposición al plano de matriz	1,00%
Simulación y pérdidas de plantas	0,60%
Diodos y conexiones	0,10%
Ensuciamiento	2,00%
Cableado de CA	0,10%
Transformador	0,20%
Disponibilidad	1,50%
Envejecimiento o degradación	0,50%
Bias error (error sistemático)	0,20%
<b>INCERTIDUMBRE</b>	<b>5,3628%</b>

La incertidumbre combinada (4,6%) de la medición solar según la base de datos Solargis considera una combinación de las incertidumbres de los siguientes factores:

- Precisión de la medición
- Variabilidad interanual
- Representatividad del Período de Monitoreo (MCP)
- Variabilidad espacial

Según Solargis, la incertidumbre de sus datos anuales de GHI y DNI para el 80 % de las observaciones está dentro del rango de  $\pm 4\%$  y  $\pm 8\%$  ( $\pm 5\%$  y  $\pm 10\%$  para el 90 % de las observaciones), respectivamente. En los casos de geografías de alta complejidad y casos extremos, esos valores pueden llegar a ser de  $\pm 8\%$  y  $\pm 15\%$ , respectivamente.

La incertidumbre que presenta Solargis en los datos se divide en dos grupos clasificados según la región.

- **Incertidumbre baja** ( $\leq \pm 4\%$  para GHI anual y  $\pm 8\%$  para DNI). Estos valores se dan en la región de la mayor parte de Europa y América del Norte por debajo de la latitud aprox.  $50^\circ$ , pero con algunas excepciones, como son Sudáfrica, Chile, Brasil, Australia, Japón, Marruecos, región del Mediterráneo y Península Arábiga (excepto la región del Golfo). Además, la incertidumbre puede ser incluso menor cuando haya buena disponibilidad de mediciones terrestres de alta calidad.
- **Incertidumbre alta** ( $> \pm 4\%$  para el GHI anual y  $> \pm 8\%$  para el DNI). Esta incertidumbre se da en lugares de latitudes altas (aprox. por encima de  $50^\circ$ ), por ejemplo, montañas altas, regiones con cobertura regular de nieve y hielo, desiertos de alta reflectancia, áreas urbanizadas e industrializadas, regiones con concentraciones altas y dinámicamente cambiantes de aerosoles atmosféricos (Norte de la India, África Occidental, región del Golfo, algunas regiones de China), zona costera (aprox. hasta 15 km del agua) y clima tropical húmedo. Lógicamente, la incertidumbre incrementa en zonas con disponibilidad limitada o nula de mediciones terrestres de alta calidad.

La incertidumbre del ensuciamiento es alta con un 2%, ya que se considera muy posible que no se limpie, porque depende mucho de las personas. Ocurre lo mismo con la disponibilidad.



Los valores de P50 y P90 de la planta fotovoltaica se presenta a continuación:

Tabla 4. Valores de P50 y P90 de la planta fotovoltaica.

	P50	P90
NEH	2.122,55 kWh/kWp/año	1.976,63 kWh/kWp/año

En los resultados se aprecia que el valor de P90 es menor que el de P50.

## Ingresos

El presente proyecto es un PMGD. Esto significa que la energía se paga a un precio pactado, ya que es una tarifa regulada. El Decreto Supremo 101 del año 2015 define el Precio Estabilizado como el Precio Nudo de Corto Plazo, es decir, los precios se calculan para cada nodo del sistema troncal y los precios del nudo se fijan cada seis meses, concretamente en abril y en octubre. El precio de fija mediante un Informe Técnico comunicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [10]. Como este régimen permite efectuar contratos de suministro a largo plazo, en cuanto a los ingresos, se puede considerar que no hay riesgo por ser un proyecto PMGD.

## Riesgo de cambio de la moneda

Los proyectos fotovoltaicos en Chile conllevan altas inversiones que precisan de inversiones extranjeras para su elaboración. Con el objetivo de que las inversiones salgan adelante sin problema, se les proporciona protección mediante la UF.

La UF es la unidad de fomento utilizado para brindar esa seguridad a las inversiones extranjeras y es readaptable conforme a la inflación. Su inicial objetivo era revalorar los ahorros en bancos acorde a las modificaciones de la inflación. Sin embargo, se emplea más comúnmente en préstamos bancarios o financieros, inversiones, contratos y a veces en casos honorarios.

Los valores se pagan o cobran en pesos, dependiendo del valor del día. De esta manera, el inversor se protege de las variaciones que pueda sufrir el peso chileno frente al dólar.

### 1.8. Selección de la localización de la planta fotovoltaica.

El presente proyecto se sitúa cerca de Chillán, Chile. Para realizar una planta fotovoltaica de 5.443,20 kWp de potencia, se estima una parcela necesaria de aproximadamente 12 ha.

Las coordenadas geográficas UTM de la parcela escogida son las que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5. Coordenadas geográficas UTM de la parcela.

Latitud	-36.645290
Longitud	-72.032300
Altitud	165 m

La ubicación de la parcela en terreno es la que se muestra a continuación.



*Figura 23. Ubicación de la parcela.*

Se ha escogido una parcela sin árboles ni maleza como ubicación del proyecto, con el objetivo de evitar el gasto que supondría replantarlos en otro lugar, ya que la población Chilena tiene conciencia respecto al cuidado y conservación de la vegetación nativa.

En marzo de este mismo año 2022 se ha anunciado el comienzo del desarrollo de una ley sobre el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas como una de las prioridades del gobierno [11]. De hecho, en cuanto a la fauna local, si en la parcela de algún proyecto aparece alguna especie protegida hibernando, hay que parar los trabajos del proyecto hasta que el animal se desplace y no molestar en su ciclo de vida. Por ello, es importante encontrar una parcela con fauna y flora que no se interponga en los tiempos ni presupuesto del proyecto. La parcela escogida para el proyecto no tiene casi árboles y se considera que no tiene especies protegidas en cuanto a fauna.

Con el objetivo de definir correctamente la superficie de la parcela correspondiente al proyecto y poder llevar el perímetro a un fichero CAD para el dimensionamiento de la planta, se han definido los vértices de la parcela.



Figura 24. Localización de vértices del perímetro de la planta.

Así, la parcela escogida se sitúa en las siguientes coordenadas:

Vértice	Este (m)	Norte (m)	Zona	Altitud (m)
A	765293.00	5940620.00	18 H	167
B	765510.00	5940568.00	18 H	169
C	765306.00	5940046.00	18 H	164
D	765102.00	5940098.00	18 H	162

La selección de esta parcela como ubicación de la planta fotovoltaica también se debe a su proximidad a un punto de conexión, pues la línea de transmisión desde los límites de la parcela hasta el punto de conexión tiene solamente una distancia de 715 metros.





Figura 25. Punto de conexión del proyecto.

Resumiendo, la parcela se ha escogido por el tipo de parcela, por la cercanía a un punto de conexión con capacidad de inyección de energía, por la radiación del lugar y por estar situado en Chile, donde hay normativa que apoya a los proyectos solares con los PMGDs. Pero, además, Chile también es el sitio idóneo para instalar plantas fotovoltaicas por ser el país más seguro para hacer una inversión.

*S&P Global Ratings* es una agencia estadounidense de calificación crediticia y *Moody's* es una industria de calificaciones crediticias de bonos. Estos negocios se dedican a crear calificaciones estandarizadas que son de interés para gobiernos o empresas con inversiones, es decir, califican la capacidad de pagar un endeudamiento a través del pago de capital e intereses, a la vez de indicar la probabilidad de incumplimiento.

Según estas empresas, la calificación de crédito en 2020-2021 de Chile se clasifica con un A (S&P) y con A1 (Moody's) [12].

Tabla 6. Clasificación de crédito de Chile. Fuente: <https://tradingeconomics.com/chile/rating>

Agencia	Clasificación	panorama	Fecha
S&P	A	estable	24 de marzo de 2021
Fitch	A-	estable	15 de octubre de 2020
Moody's	A1	negativo	25 de agosto de 2020
S&P	A+	negativo	27 de abril de 2020
Fitch	A	negativo	12 de marzo de 2020



El significado de las calificaciones de la clasificación de créditos se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7. Calificaciones de la clasificación de créditos. Fuente: <https://countryeconomy.com/ratings/chile>

Grade	Moody's	S&P	Fitch	Grade	Moody's	S&P	Fitch
Prime	Aaa	AAA	AAA	High grade	P-1	A-1+	F1+
High grade	Aa1	AA+	AA+	Upper medium grade	P-1	A-1	F1
	Aa2	AA	AA	Lower medium grade	P-2	A-2	F2
	Aa3	AA-	AA-	Non-investment grade speculative	P-3	A-3	F3
Upper medium grade	A1	A+	A+	Highly speculative		B	B
	A2	A	A	Extremely speculative	NP	C	C
	A3	A-	A-				
Lower medium grade	Baa1	BBB+	BBB+				
	Baa2	BBB	BBB				
	Baa3	BBB-	BBB-				
Non-investment grade speculative	Ba1	BB+	BB+				
	Ba2	BB	BB				
	Ba3	BB-	BB-				
Highly speculative	B1	B+	B+				
	B2	B	B				
	B3	B-	B-				
Substantial risks	Caa1	CCC+	CCC+				
	Caa2	CCC	CCC				
	Caa3	CCC-	CCC-				
Extremely speculative	Ca	CC	CC				
			C				
In default with little prospect for recovery		SD	RD				
In default	C	D	D				
			DD				
			DDD				
Not rated	WR	NR					



### 1.9. Descripción del diseño del proyecto (CAPEX).

Las definiciones y funciones de cada equipo del proyecto se encuentran en los apartados anteriores. El objetivo de este apartado es explicar el razonamiento de cada decisión tomada en el diseño del proyecto.

En un proyecto se diferencian dos aspectos principales: CAPEX y OPEX. El CAPEX hace referencia a lo que cuesta el proyecto, es decir, la parte del presupuesto correspondiente a la realización de la planta, como son los equipos. El OPEX, sin embargo, corresponde a la parte de operación y mantenimiento de la planta, en otras palabras, lo que cuesta mantener la planta una vez realizada y terminada su construcción.

El CAPEX viene definido por los módulos fotovoltaicos, inversores, centro de transformación, seguidores, cableado, estación meteorológica, caseta de control y las cámaras de seguridad.

#### Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para el proyecto son bifaciales. Las placas bifaciales son capaces de generar energía por los dos lados. La energía producida por la cara inferior del módulo depende del albedo del material que se encuentre debajo del módulo y del coeficiente de bifacialidad del módulo. El coeficiente de bifacialidad del módulo tiene definido en su ficha técnica.

OPERATING CONDITIONS	
Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	70%±10%
Fire Performance	UL Type 29

Figura 26. Coeficiente de bifacialidad del módulo escogido para el proyecto.

El módulo de JA Solar utilizado en este proyecto tiene un coeficiente de bifacialidad de 0,7, un valor muy común. La bifacialidad del módulo viene definida por la siguiente fórmula.

$$Bifacialidad = \frac{P_{mmp \text{ cara inferior}}}{P_{mmp \text{ cara superior}}}$$

El albedo es la radiación solar incidente reflejada en todas las direcciones e indica la capacidad de reflejar de un material o superficie. El dispositivo que mide el albedo es el albedómetro y se utiliza para medir el albedo de diferentes materiales con el fin de ver aproximadamente el aprovechamiento del lado bifacial del módulo, considerando el valor “0” como no reflectante y el valor máximo de “1” como completamente reflectante. En la siguiente tabla se muestran los albedos de algunos materiales.





Tabla 8. Valores de albedo de distintas superficies.

Superficie	Albedo
Nieve fresca	0,9
Hormigón nuevo	0,55
Césped	0,2
Pizarra	0,15

La opción de colocar un módulo bifacial en vez monofacial es debido a la ganancia de producción que se genera por aprovechar el lado inferior del módulo. La ganancia por bifacialidad es difícil de calcular y supone una incertidumbre en el proyecto, no obstante, es lógico considerar que habrá una ganancia por bifacialidad, ya que generará más energía que un módulo que no aprovecha la luz reflejada por la cara inferior.

Según varios estudios, el aprovechamiento de producción de energía de las placas bifaciales es un 30% mayor que otro monofacial, es decir, tiene un 30% de potencia adicional frente al monofacial [13]. El porcentaje puede variar dependiendo de algunos factores como la altura de los módulos desde el nivel del suelo, la separación entre los módulos y la superficie reflectante.

### Inversores

Como se ha visto anteriormente, los inversores pueden ser un inversor central o inversores *string* colocados después de cada serie de módulos.

En cuanto al dimensionamiento, se realiza mediante la curva I-V, ya mencionada anteriormente.

El dimensionamiento comienza escogiendo un módulo. En este caso el módulo es de 540 Wp y tiene las siguientes características:

Tabla 9. Características del módulo de 540 Wp de JA Solar.

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,15	49,30	49,45	49,60	49,75	49,90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,15	41,31	41,47	41,64	41,80	41,96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13,65	13,72	13,79	13,86	13,93	14,00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12,76	12,83	12,90	12,97	13,04	13,11
Module Efficiency [%]	20,3	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3
Power Tolerance				0→+5W		
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )				+0,045%/°C		
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )				-0,275%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )				-0,350%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

Donde:

- Pmax: máxima potencia.
- Voc: voltaje de circuito abierto.
- Vmp: voltaje de máxima potencia.
- Isc: corriente de cortocircuito.
- Imp: corriente de máxima potencia.



Después, se analizan las características del inversor escogido.

Tabla 10. Características del inversor de 215 kWp de Huawei.

Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9

El primer paso del dimensionamiento es comprobar la cantidad de módulos en serie que se pueden poner en una entrada del inversor. Cuando los módulos se conectan en serie, se suman sus voltajes y se mantiene el valor de la corriente. El voltaje máximo de entrada del inversor es de 1.500 V y el voltaje de máxima potencia del módulo es de 41,64 V.

$$1.500 \text{ V} / 41,64 \text{ V} = 36 \text{ módulos}$$

Según el voltaje de potencia máxima, en una entrada del inversor entraría una serie de 36 módulos. Aun así, hay que considerar el voltaje de circuito abierto, ya que es una situación más restrictiva que podría ocurrir y dar fallos en el sistema. El voltaje de circuito abierto de los módulos es de 49,60 V.

$$1.500 \text{ V} / 49,60 \text{ V} = 30 \text{ módulos}$$

Según el voltaje de circuito abierto y el voltaje máximo de entrada del inversor, se podrían hacer series de 30 módulos. Sin embargo, a bajas temperaturas el valor de Voc aumenta, por lo que colocar 30 módulos sería forzar el funcionamiento del inversor. Así, en este proyecto se ha dimensionado la serie de 28 módulos para evitar problemas del inversor a temperaturas más bajas.

Es importante comprobar que la serie de módulos a emplear entra correctamente en el seguidor. El seguidor Vanguard de Trina Tracker tiene una capacidad de hasta 90 módulos por seguidor (tracker). Con 28 módulos por serie, es posible instalar 3 series de módulos en cada seguidor y aprovechar al máximo su capacidad, ya que solamente con 2 series de módulos, se estaría desaprovechando su potencial. Colocando 3 series de módulos en un seguidor, habrá 84 paneles por seguidor, sin sobrepasar el máximo de 90 módulos.

Las series de 28 módulos tienen un voltaje total de la suma de todos los módulos.

$$\begin{aligned} 28 \text{ mod} \cdot 41,64 \text{ V} &= 1.165,92 \text{ V} \\ 28 \text{ mod} \cdot 49,60 \text{ V} &= 1.388,8 \text{ V} \end{aligned}$$

El voltaje de la serie será de 1.166,2 V en caso de Vmp y de 1.388,8 V en caso de Voc. Ambos valores son mayores de 500 V, superando el mínimo voltaje que debe tener la serie para que el inversor se ponga en marcha.

Una vez decidida la cantidad de módulos a poner en serie, se completa la primera parte de la curva I-V, sumando los valores de los voltajes de los módulos, pero manteniendo el valor de la corriente.



La segunda parte de la curva es definir los paralelos, es decir, definir el valor de la corriente, manteniendo el valor del voltaje de las series.

El inversor de Huawei tiene 18 entradas, divididas en 2 entradas por MPPT. El valor máximo de corriente por MPPT es de 30 A. En cuanto a los módulos, una serie tendrá una corriente de cortocircuito de 13,86 A y una corriente de máxima potencia de 12,97 A.

$$\begin{aligned}30 A / 13,86 A &= 2,16 \text{ entradas} \\30 A / 12,97 A &= 2,31 \text{ entradas}\end{aligned}$$

En los dos casos, se podrían colocar 2 entradas por MPPT.

Para llegar a la potencia pico de 5.443,2 kWp harían falta 10.080 módulos.

$$5.443.200 Wp / 540 Wp = 10.080 \text{ módulos}$$

Considerando series de 28 módulos, se puede calcular la cantidad de paralelos del proyecto.

$$10.080 \text{ mod} / (28 \text{ mod/serie}) = 360 \text{ mod/paralelo}$$

En el proyecto se colocarán 360 paralelos en total.

La potencia nominal de la planta es de 4.800 kWn y se colocan inversores de 200 kWn, por tanto, hacen falta 24 inversores.

$$4.800 kWn / 200 kWn = 24 \text{ inversores}$$

Colocando 24 inversores y considerando 360 paralelos de módulos, se obtiene la cantidad de paralelos por inversor o entradas ocupadas de cada inversor.

$$360 \text{ paralelos} / 24 \text{ inversores} = 15 \text{ entradas}$$

Aunque cada inversor tenga opción de 18 entradas, es conveniente que todos los inversores tengan la misma cantidad de entradas, ya que facilita el trabajo en obra. Si hay inversores con cantidades distintas de entradas, es más difícil su distribución y su ejecución en obra. Hay que procurar simplificar lo máximo posible los trabajos en obra, para ahorrar tiempo y facilitar las tareas.

Por tanto, habrá 15 entradas o paralelos en cada uno de los 24 inversores.

Así, se obtiene finalmente la potencia de la planta mediante el producto del voltaje por la corriente.

$$P = I \cdot V$$

En cada inversor la potencia pico que le llegará por haber 15 entradas de series de 28 módulos se calcula mediante la fórmula anterior.

$$Pp (1mod) = I \cdot V = 12,97 A \cdot 41,64 V = 540,07 W$$

La potencia 540 W obtenida por medio del producto de la corriente y voltaje del módulo es la potencia definida en la ficha técnica. En cada inversor se colocan 28 módulos en serie y 15 en paralelo, así, se obtiene la potencia pico por cada inversor.

$$Pp (1inv) = I \cdot V = (12,97 A \cdot 15 \text{ mod}) \cdot (41,64 V \cdot 28 \text{ mod}) = 226.800 W$$



O lo que es lo mismo:

$$P_p (1inv) = I \cdot V = 15 \text{ mod} \cdot 28 \text{ mod} \cdot 540W = 226.800 W$$

La potencia pico 226.800 W es la potencia correspondiente a los módulos conectados a cada inversor. En cambio, la potencia nominal del inversor es de 200.000 W. Esto es así, porque debe haber un sobredimensionamiento de la potencia pico respecto a la potencia nominal. Aproximadamente de un valor de 15-20%.

$$\text{Sobredimensionamiento} = 226.800 W_p / 200.000 W_n = 1,134 = 13,4\%$$

En este caso el sobredimensionamiento es del 13,4%, un valor aceptable.

Es importante recalcar la diferencia entre la potencia nominal del inversor y su nombre de modelo. El inversor es el modelo SUN2000-215KTL-H0 con potencia nominal 200 kWn, aunque realmente la potencia aparente máxima es de 215 kWn.

Tabla 11. Características de salida del inversor SUN2000-215KTL-H0.

	Output
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%

En el cálculo de la potencia nominal del proyecto se emplea el valor de 200 kWn, es decir, la potencia nominal, en vez de la potencia máxima de 215 kWn.

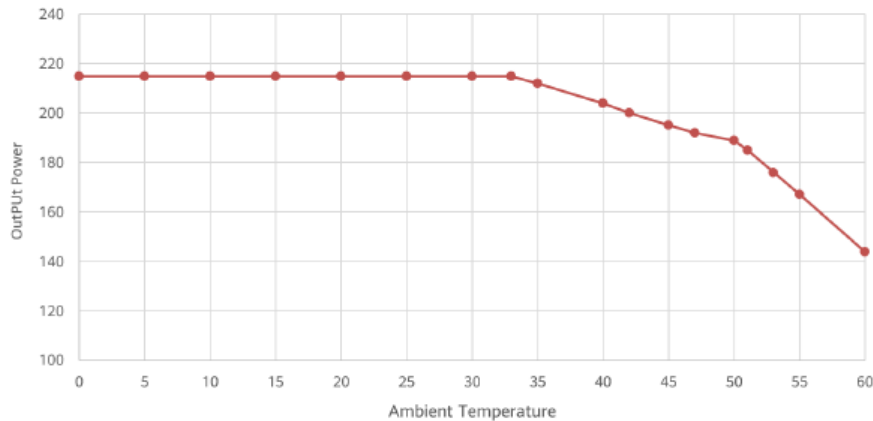
El fabricante del inversor Huawei asegura que el inversor siempre tendrá una potencia de salida de 200 kWn, pero no siempre de 215 kWn.

A continuación, se presenta una gráfica relacionando la potencia de salida del inversor con la temperatura ambiente.



### Power De-rating Curve VS. Ambient Temperature

Power De-rating Curve VS. Ambient Temperature of SUN2000-215KTL-H0:



Grid Voltage: 800Vac, PF=1, output power under specific DC working voltage

Model	-25°C	25°C	30°C	33°C	35°C	40°C	42°C
SUN2000-215KTL-H0	215 kVA	215 kVA	215 kVA	215 kVA	212 kVA	204 kVA	200 kVA
	45°C	47°C	50°C	51°C	53°C	55°C	60°C
	195 kVA	192 kVA	189 kVA	185 kVA	176 kVA	167 kVA	144 kVA

Figura 27. Curva de potencia dependiendo de la temperatura ambiente.

La curva tiene una pendiente descendiente a medida que la temperatura ambiente aumenta. Por tanto, con temperaturas más altas, el inversor tiene dificultad de mantener la potencia de 215 kWn y trabaja con una potencia de salida menor que la máxima.

La localización del proyecto se encuentra en una zona de Chile donde la temperatura máxima anual puede superar fácilmente los 33° de temperatura ambiente [14]. Así, considerando 200 kWn como la potencia nominal prevista en la planta, siempre se cumplirá esa potencia mínima y, además, si debido a menores temperaturas la potencia sube hasta 215 kWn, se estará produciendo más energía, cumpliendo con la mínima generación definida en el contrato del proyecto.

#### Centro de transformación

El proyecto considera un único centro de transformación y su instalación se hace acorde a las recomendaciones e indicaciones del fabricante, en este caso Huawei también.

Un aspecto importante para considerar en el diseño del centro de transformación son las cimentaciones. Un centro de transformación puede pesar 15-22 toneladas.

El tipo de cimentación se diseña y calcula después de analizar el estudio geotécnico de la parcela, pero habitualmente se colocan 6 zapatas como cimentación superficial del CT, siempre que el terreno lo permita.

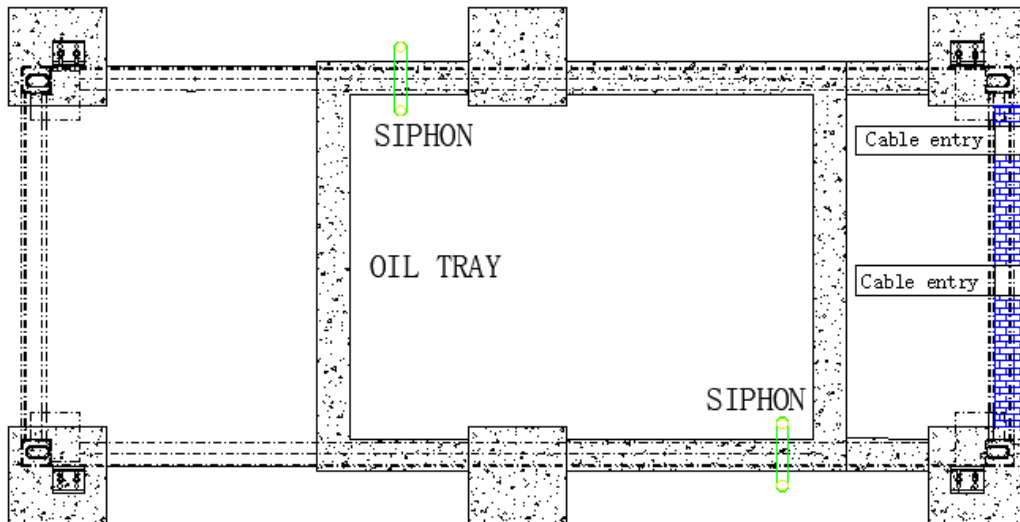


Figura 28. Ejemplo cimentación de centro de transformación.

Adicionalmente, se tiene que considerar el sismo en el diseño de la cimentación, por tratarse de una parcela situada en una zona sísmica de Chile. En caso de colocar zapatas como cimentación del CT, se instalan unos angulares de unión entre la zapata y el contenedor donde se encuentra el CT que cumplan con la normativa chilena teniendo en cuenta la sismicidad del lugar. Las normas consideradas son las siguientes:

- NCh 2369 Of 2003. Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
- NCh 433 Of 2010. Diseño estructural - Diseño sísmico de edificios.

### Seguidores

En el diseño de los seguidores se han considerado los seguidores con *backtracking* por tener más ganancia que el sistema *tracking*.

Los seguidores seleccionados son de una sola fila de módulos colocados en vertical y no se consideran zapatas como cimentación de las hincas de los seguidores, por alta resistencia del terreno de la parcela. Por tanto, se considera hincado directo de las hincas en el suelo, sin cimentación. Aun empleando el hincado directo para la construcción de los seguidores, se sigue la normativa sísmica chilena y se comprueba que no haya problemas con la sismicidad.

Por otra parte, la separación entre filas de seguidores es de 5,75 metros. Esta distancia depende del recorrido del sol en la localización del proyecto, ya que, a diferentes distancias, será menor o mayor la sombra que se den los módulos entre ellos. Se ha escogido esa longitud, porque es lo suficientemente corta para aprovechar la geometría de la parcela y que entren suficientes seguidores como para llegar a la potencia pico deseada. Aunque la distancia también es lo suficientemente larga de modo que la sombra entre módulos sea la mínima posible. Resumiendo, la distancia seleccionada cumple con el equilibrio entre el aprovechamiento de la parcela y las posibles sombras.

La distancia de la separación entre filas es comprobada mediante el programa PVSyst. Si éste indica que las sombras son muy grandes, habrá que aumentar la separación.



## Cableado

El diseño del cableado se basa en la normativa que define la caída de tensión.

En la planta hay varias secciones y tipos de cableado.

- **Cable solar de corriente continua CC.** Este cable se coloca desde el módulo fotovoltaico hasta el inversor. El material del cable solar es el sobre con aislante XLPE de tipo CC Monopolar, con sección de cable de valor  $6 \text{ mm}^2$ .
- **Cable de corriente alterna CA en baja tensión.** Este tipo de cable transporta la corriente alterna desde el inversor hasta el centro de transformación en baja tensión. El material utilizado es cobre también y el aislante XLPE. Al principio, se había considerado colocar cable de aluminio, pero para poder soportar la caída de tensión apropiadamente, la sección de cable necesaria debía ser de  $480 \text{ mm}^2$ , una sección complicada, ya que tendría que dimensionarse mediante dos cables de  $240 \text{ mm}^2$ . En ese caso, el cable trabajaría sin mucho margen. En cambio, al colocar cable de CA de baja tensión de cobre, su sección puede ser menor porque tiene mejor capacidad. Por tanto, se ha escogido la instalación de cable de cobre de  $240 \text{ mm}^2$ .
- **Cable de corriente alterna CA en media tensión.** El cable de CA de media tensión lleva la electricidad en media tensión desde el centro de transformación hasta el poste cero donde comienza el transporte aéreo, ya que anteriormente toda la longitud de cable es subterránea por medio de zanjas. El cable es de material de aluminio y el aislante XLPE, con una sección de cable de  $240 \text{ mm}^2$ . Este cable CA de media tensión transporta la energía desde el centro de transformación hasta el punto de conexión, mediante una distancia de 1 km. Al ser una distancia larga, las pérdidas aumentan y es un problema porque el PR se mide en el punto de conexión POI, y a mayores pérdidas, menos generación se mide en POI y el PR medido es más bajo en comparación con el que se midiese en el centro de transformación. Por tanto, este cable tiene una sección sobredimensionada para tener menores pérdidas.

## Sistema de monitorización (Estación meteorológica y Caseta de control)

El sistema de monitorización en este proyecto está compuesto una estación meteorológica y una caseta de control.

La estación meteorológica se sitúa al lado del centro de transformación para medir la temperatura ambiente, la humedad relativa del aire, la radiación solar, la presión atmosférica, la dirección del viento y su velocidad.





Figura 29. Ejemplo de estación meteorológica.

En la estación meteorológica también se colocan piranómetros que miden la radiación para comprobar la suciedad de la planta y poder medir el PR o *Performance Ratio*. Como se ha mencionado anteriormente, los piranómetros sirven para hacer la comparación entre la célula limpia y la célula limpia.



Figura 30. Piranómetro de la estación meteorológica.

La caseta de control está compuesta por una estación local dispuesta al lado del centro de transformación. En la caseta de control están los monitores necesarios para visualizar los parámetros indicados por el SCADA.



## Sistema de seguridad

Las cámaras de seguridad están situadas en los vértices del cerco perimetral y entre los vértices en caso de que el alcance de la cámara no sea suficiente para cubrir la longitud entre dos vértices, se colocan las cámaras necesarias para cubrir todo el perímetro.



*Figura 31. Ejemplo de cámara de seguridad en un vértice del cerco perimetral.*

El plano del alcance de las cámaras se muestra en el plano FV.CHILLAN.10 del Anexo II.

## 2. METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO

### 2.1. Descripción de tareas y equipos.

Las tareas del proyecto están relacionadas con la instalación de los equipos en la planta. El objetivo de este apartado es definir todos los equipos y las tareas a realizar en este proyecto.

Los equipos considerados en esta planta solar fotovoltaica son los siguientes:

- **Paneles solares.** Son los encargados de generar energía mediante la radiación solar.
- **Inversores.** Su función es transformar la corriente continua en corriente alterna.
- **Seguidores.** Sirven de estructura de soporte de los paneles solares, al igual que siguen la posición del sol durante el día con el fin de generar más ganancia.
- **Centro de transformación.** El objetivo de un CT es elevar la tensión desde baja tensión a media tensión.
- **Cableado.** Se utilizan distintos tipos de cableado, para baja tensión (BT) de corriente continua (DC), cable de BT en corriente alterna (AC), cable de línea de media tensión (MT) y malla de puesta a tierra.



- **Arquetas.** Se colocan arquetas cada vez que el cableado necesite hacer un giro o cada cierta distancia de cable definida por la normativa.
- **Punto de conexión.** La corriente que sale desde el CT llega al punto de conexión antes de inyectarla a la red de distribución o transporte.
- **Caseta de control.** Localización de la planta donde se gestiona la monitorización de datos recogidos.
- **Equipos auxiliares.** Equipos necesarios para dar electricidad con el fin de realizar los trabajos de la planta.
- **Caseta de trabajo temporal.**
- **Estación meteorológica o equipos de medida y monitorización.** La estación meteorológica recoge datos para calcular el PR.
- **Sistema de seguridad. CCTV.** Se colocan cámaras de vigilancia en el vallado perimetral de la planta.

Las tareas a llevar a cabo tienen un tiempo definido a cumplir. Éstas se indican a continuación:

- **Firma de contrato.**
- **Hitos contractuales.**
- **Pruebas de Pull Out Test.** Se realizan pruebas en las hincas de los seguidores, para comprobar que cumplen con las debidas resistencias.
- **Ingeniería.** Elaboración de planos y documentación validadas para llevar a planta y aptos para construcción.
- **Suministros.** Una vez definida la ingeniería, se solicitan y llevan a planta los suministros de los equipos, entre los que se encuentran los seguidores, inversores, módulos, CT, equipos de medida, SCADA o monitorización, CCTV o cámaras de seguridad, sala de control, arquetas, cableado de BT AC, cable de BT DC, cable de línea de MT, malla puesta a tierra y vallado perimetral.
- **Construcción de la planta.** A medida que llegan los suministros de los equipos a la planta, comienza la construcción de la planta. Las tareas son las siguientes:
  - Tareas preliminares, como son el replanteo topográfico, la mejora del acceso a la planta, movimiento de tierras y construcción del camino interior.
  - Cierre perimetral. Se instalan postes y la malla entre los postes para definir el vallado perimetral de la planta.
  - Estructura, compuesta por las hincas y después el montaje de los seguidores.
  - Tendido de baja tensión. Para ello, se construyen zanjas y se colocan las correspondientes arquetas, además de la canalización y el cableado de baja tensión en AC y DC.
  - Inversores. Primero se instalan soportes y después se colocan los inversores. Finalmente, se conexionan, mediante el cableado procedente desde los módulos hasta los inversores y después desde los inversores hasta el centro de transformación.
  - Centro de transformación. El primer paso es construir la cimentación del CT, después el montaje del equipo y finalmente el conexionado.
  - Malla de puesta a tierra colocado debajo del centro de transformación.
  - Montaje de módulos sobre los seguidores y posterior conexionado.
  - Sala de control, CCTV y SCADA. La sala de control necesitará cimentación, al igual que el centro de transformación. Además, se considera el montaje de la sala, la instalación de tableros y la instalación del CCTV y del SCADA en el cronograma.
  - Línea de media tensión. Colocación de la línea y el cableado de fibra óptica.
  - Finalmente, se instalan los equipos de medida.
- **Etapas finales.** Procedimientos correspondientes a la puesta en marcha de la planta y la medición del PR o *Performance Ratio*.
- **Entrega de proyecto.** La construcción e instalación de la planta se finaliza.





### 2.3. Cálculos.

Los cálculos realizados en este proyecto son correspondientes a los siguientes puntos.

- Recurso solar. El programa PVSyst indica el recurso solar del emplazamiento.
- Configuración. Son cálculos relativos a el método de dimensionamiento de la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta la potencia pico instalada, la potencia nominal, cantidad de seguidores, etc.
- Cálculos eléctricos. El cálculo de la caída de tensión de la planta.
- Cimentación. Dimensionamiento de las zapatas como cimentación del centro de transformación y de la sala de control.

#### Recurso solar

Un proyecto de este tipo es una empresa que depende de la venta de energía generada en la planta. Para saber la energía producida en la planta, se realiza una previsión del recurso solar del emplazamiento. El uso del programa PVSyst está muy extendido en el mercado de las plantas solares fotovoltaicas.

Este programa utiliza una base de datos de la radiación solar de la localización escogida. Antes de nada, hay que introducir en el programa la localización exacta del proyecto, los parámetros de la simulación, la cantidad de módulos e inversores a instalar, la cantidad de paralelos conectados a los inversores y otras características.

El programa PVSyst utiliza las coordenadas de la parcela para saber las pérdidas que se producirán en la planta, como pueden ser las sombras, ya que considera los montes o edificios cercanos que afecten a la parcela.

Finalmente, el programa exporta un gráfico indicando la cantidad de sombras y un diagrama de pérdidas durante todo el año, entre otros. Estos dos datos son de especial interés cuando se quiere hacer una previsión de la energía que se generaría en la planta.

El diagrama de pérdidas expone las siguientes pérdidas [15]:

- **Sombras lejanas/Perfil de obstáculos.** Este tipo de sombras pueden ser montañas o edificios altos, es decir, elementos lejanos pero que pueden producir sombras en la planta.
- **Sombras cercanas: pérdidas de irradiancia.** En cuanto a sombras cercanas pueden ser árboles o elementos cercanos a los módulos que les lleguen a dar sombra.
- **Factor IAM en global.** Estas pérdidas se deben al modificador de ángulo incidente. Esto sucede cuando la luz que llega al módulo es de un ángulo que no se aprovecha toda la luz solar y se considera como pérdida en la generación.
- **Pérdidas por polvo y suciedad del generador.** En caso de que los paneles solares no se limpien, se acumula suciedad sobre ellos, provocando que les llegue menos luz a las células, por tanto, por estas pérdidas los módulos generan menos energía. Esta suciedad puede ser polvo, por ejemplo, o desechos de pájaros. La cantidad de polvo dependerá del tipo de terreno en el que se encuentre la planta y de la periodicidad de la limpieza. Las pérdidas serán menores si se limpia más, pero habrá que buscar un equilibrio con el coste que supone y la ganancia por limpieza.
- **Pérdida FV debido a nivel de irradiancia.** La generación prevista de un módulo depende de las características definidas en la ficha técnica en situación STC. Sin embargo, en la realidad la irradiancia puede ser menos que la prevista en el STC, por lo que la generación también disminuye, considerándolo como pérdida.



- **Pérdida FV debido a temperatura.** Un módulo es menos eficiente, a medida que se calienta. Las celdas con mayores temperaturas tienen menor cantidad de energía disponible de los fotones absorbidos cuando que fluyen a través del módulo.
- **Pérdida calidad de módulo.** Como ocurre con muchos tipos de productos, los módulos pueden tener defectos, por tanto, menos potencia y peor calidad que la indicada en la ficha técnica, suponiendo una pérdida reflejada en la producción. La calidad del módulo podría considerarse una ganancia en vez de pérdida en caso de que la calidad fuese mejor que la indicada en la ficha técnica.
- **LID “Light Induced Degradation”.** Las pérdidas por LID son las pérdidas causadas por la degradación inducida por la luz y hacen referencia a la degradación que sufre la célula del módulo la primera vez que recibe luz solar, justo en el momento en el que se instala.
- **Pérdida mismatch campo de módulo.** El *mismatch* es un fenómeno que ocurre cuando en una misma serie de módulos conectados algunos paneles generan menos energía que otros, por ejemplo, cuando algunos de ellos reciben sombras y otros no. Los módulos con sombra reciben menos radiación que los que no tienen sombra, por tanto, están limitando la generación de toda la serie de módulos al que menos está generando, aunque haya módulos sin sombras que produzcan más energía.
- **Pérdida óhmica del cableado.** En los circuitos eléctricos pueden ocurrir caídas de tensión provocando pérdidas por la resistencia óhmica. Si el grosor del cable aumenta, las pérdidas disminuyen, pero su coste será mayor.
- **Pérdida del inversor durante el funcionamiento (eficiencia).** La eficiencia del inversor viene definida por la capacidad de convertir la corriente continua en corriente alterna. Cuanto más baja es la eficiencia del inversor, mayores son las pérdidas.
- **Auxiliares (ventiladores, otros...).** Se considera que los equipos auxiliares tengan pérdidas, aunque no sean la planta de producción de energía como tal.
- **Inaccesibilidad del sistema.** Esto se refiere a la indisponibilidad, por ejemplo, por el clima o por las horas nocturnas que aumentan en invierno en comparación con el verano, donde no hay sol para producir energía.
- **Pérdidas transformador externo.**

Por otro lado, el diagrama indica las siguientes ganancias:

- **Global incidente plano receptor.** Esta es la ganancia por tener seguidor que permita girar los módulos siguiendo la posición del sol.
- **Ganancia por calidad del módulo.**

Los valores de las pérdidas se muestran en el informe de PVSyst en el Anexo IV.

Después de considerar las posibles pérdidas, se tendrán en cuenta para el PR definido en el contrato.



## Configuración

La solución propuesta es una planta fotovoltaica de 5.443,20 kWp en Chillán, Chile.

A continuación, se muestran los equipos empleados para la realización del proyecto.

Tabla 12. Configuración de la planta solar fotovoltaica en Chillán.

<b>PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILLÁN</b>	
<b>GENERAL</b>	
Potencia Pico	5.443,20 kWp
Potencia Nominal	4.800,00 kWn
<b>ESTRUCTURA</b>	
Fabricante	Trina Tracker
Modelo	Vanguard 1P
Tipo	Backtracking
Unidades	120
<b>MÓDULO FOTOVOLTAICO</b>	
Fabricante	JA Solar
Modelo	JAM72D30 525-550/MB
Potencia (Wp)	540
Unidades	10.080
<b>INVERSOR</b>	
Fabricante	Huawei
Modelo	SUN2000-215KTL-H0
Potencia (kWn)	215
Unidades	24

El dimensionamiento de la planta se puede hacer de dos maneras:

- Mediante la potencia nominal según la normativa. En Chile los PMGDs tienen un límite de 9 MWn.
- Mediante la potencia pico, es decir, según la cantidad de módulos que entran en la superficie de la parcela.

En este caso, la superficie de la parcela ha limitado la potencia del proyecto, pues en la parcela no entran los suficientes seguidores como para llegar a 9 MWn.

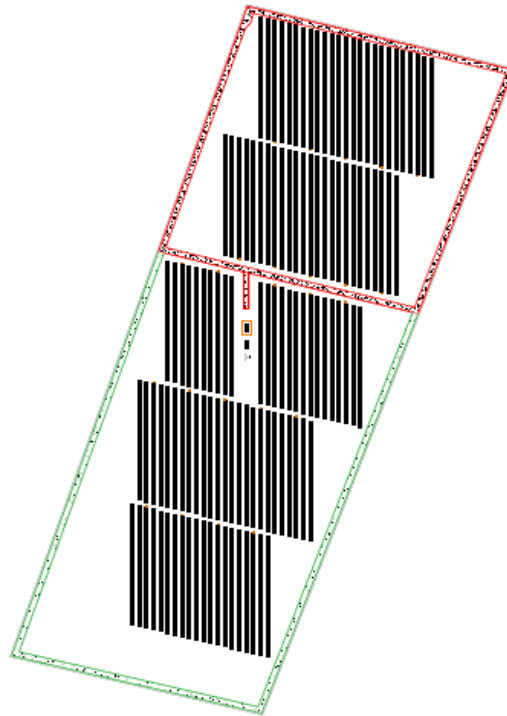


Figura 32. Plano de la planta solar fotovoltaica en Chillán, Chile.

Así, la potencia pico que entra en la parcela es el equivalente a colocar 120 seguidores, con 84 módulos de 540 Wp cada uno son 5.443,2 kWp.

$$120 \text{ seg} \cdot 84 \text{ mod/seg} \cdot 540 \text{ Wp/mod} = 5.443.200 \text{ Wp} = 5.443,2 \text{ kWp}$$

Una vez obtenida la potencia pico, se dimensiona la potencia nominal. La relación entre ambos tiene que ser de un sobredimensionamiento del 20% aproximadamente de la potencia pico respecto de la potencia nominal. Esto se debe al fenómeno *clipping*.

El *clipping* es un fenómeno que le ocurre al inversor y está directamente relacionado con el ratio de DC (corriente directa) a AC (corriente alterna). La relación de CC a AC se define como la relación entre la capacidad de corriente continua instalada y la potencia nominal de corriente alterna del inversor. Es habitual sobredimensionar la potencia pico o corriente continua respecto a la potencia nominal o corriente alterna, ya que permite generar más energía durante el día debido al *rating* del inversor, es decir, debido a la búsqueda del MPPT [16]. Esto sucede en días soleados y al mediodía.

En la búsqueda del punto de máxima potencia del inversor, se produce más energía que dicho punto para que el inversor pueda funcionar correctamente. Por tanto, en las horas de más producción del día, el inversor está limitando la potencia para que trabaje sin problemas.

Este fenómeno llamado *clipping* es necesario para que el ratio que relaciona la potencia pico y la potencia nominal sea mayor que uno. Si la potencia pico es mayor que la nominal (ratio mayor que 1), el inversor estará trabajando por encima de su potencia máxima nominal, obteniendo la potencia nominal requerida en la planta.



En resumen, la potencia pico de la planta es aproximadamente un 20% mayor que la potencia nominal.

- Potencia pico: 5.443,2 kWp
- Potencia nominal: 4.800,0 kWn
- Sobredimensionamiento: 13,4%

Un sobredimensionamiento del 13,4% es una cantidad apropiada.

### Cálculos eléctricos

Los cálculos eléctricos de la planta corresponden al cableado. A continuación, se presentan las fórmulas del dimensionamiento de la sección del cable para evitar que haya caída de tensión.

La fórmula para calcular la sección mínima del cable de CC es la siguiente:

$$S_{min} = \frac{2 * P_{max}(W) * L(m)}{\text{Conductividad del material} * (Cdt_{diseño} * V_{max}(A)) * V_{max}(A)}$$

En cambio, para el dimensionamiento del cable de CA se emplea otra fórmula muy similar, pero considerando las tres fases de la corriente alterna:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} * P_{max}(W) * L(m)}{\text{Conductividad del material} * (Cdt_{diseño} * V_{max}(A)) * V_{max}(A)}$$

Esta última ecuación se usa tanto en baja tensión como en media tensión a la hora de diseñar el cable de CA.

Con el objetivo de mostrar el proceso de dimensionamiento del cable, a continuación, se presenta el ejemplo del primer *string* o serie del primer inversor.

El cálculo comienza clasificando el trozo de cable, en este caso *string* 1 del inversor 1. La longitud de cable será desde el módulo donde se encuentra el polo positivo o negativo de la serie hasta llegar al inversor, es decir, se realizan dos cálculos por cada serie, por el negativo y positivo, que ambos deben llegar hasta el inversor.

El cable de la serie 1 tiene una longitud de 89 metros y debe soportar las siguientes características:

- $I_{max} = 12,97$  A
- $V_{max} = 1166$  V
- $P_{max} = 15.122$  W

El material del cable es el cobre y su conductividad es de 44. Con todos los datos definidos, se procede al cálculo de la mínima sección del cable de esta serie.

$$S_{min}(ser1, inv1) = \frac{2 * 15.122 \text{ W} * 89 \text{ m}}{44 * (0,80 \% * 1166 \text{ V}) * 1166 \text{ V}} = 5,62 \text{ mm}^2$$

Cuando ya se ha definido la sección mínima necesaria, se procede a buscar en las secciones de cable existente en el mercado el cable con la sección más cercana por encima de ese valor. Una sección de cable habitual es el de 6 mm<sup>2</sup>, y en este caso sería la mejor opción para emplear.





Sin embargo, hay casos en los que la sección existente en el mercado es muy superior a la requerida por la sección mínima, como es el caso del cable de la serie 3 del inversor 1, donde la sección mínima es la siguiente:

$$S_{min}(ser3, inv1) = \frac{2 * 15.122 W * 23 m}{44 * (0,80 \% * 1166 V) * 1166 V} = 1,45 mm^2$$

Después de realizar los cálculos de todas las secciones mínimas de todas las series de la planta, se obtiene un valor máximo de 5,63 mm<sup>2</sup>. Esto quiere decir que instalando un cable solar de 6 mm<sup>2</sup> en todas las series, se cumpliría la mínima sección en todos los casos. Se recomienda utilizar la misma sección en todas las series de módulos, ya que es de las secciones más pequeñas del mercado y porque se disminuye mucho el tiempo de instalación de cable en la obra. Así, se ahorra más dinero por el tiempo reducido por no tener que clasificar cada cable en cada sección, comparado con el gasto que supone poner una sección un poco más grande que la exigida por la ecuación.

Precisamente por colocar secciones mayores que las necesarias, hay que comprobar que con la nueva sección se cumple el criterio de caída de tensión en todas las series.

El dimensionamiento del resto de series de módulos y la comprobación de la caída de tensión se anexa en el Anexo V.

## Cimentación

Las cimentaciones del centro de transformación y caseta de control se han calculado siguiendo la normativa chilena vigente.

La normativa aplicada para la cimentación es la siguiente:

- NCh 432 Of 2010- Diseño estructural – Cargas de viento.
- NCh 431 Of 2010. Diseño estructural – Cargas de nieve.
- NCh 3171 Of 2010. Diseño estructural – Disposiciones generales y combinaciones de cargas.
- NCh 2369 Of 2003. Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
- NCh 433 Of 2010. Diseño estructural – Diseño sísmico de edificios.
- IIEEE Std 693. Diseños sísmicos para subestaciones.

La propuesta de cimentación para ambos elementos es de 6 zapatas. El procedimiento seguido es la comprobación de tensiones admisibles de los diseños de zapatas propuestas.

- **Cimentación del centro de transformación.**

Para el centro de transformación se consideran zapatas con base rectangular y un pedestal en la cara superior que conecte con el equipo.

Las zapatas se sitúan en los cuatro extremos del contenedor y en la mitad del largo.

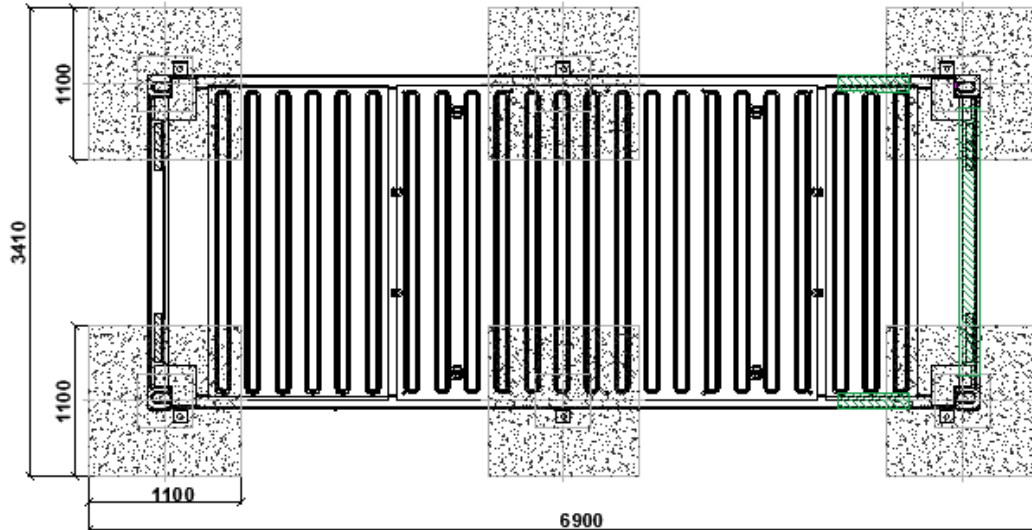


Figura 33. Disposición de las zapatas en el centro de transformación.

La zapata diseñada tiene una parte inferior como base y un pedestal en la parte superior. Las dimensiones de la zapata se presentan a continuación.

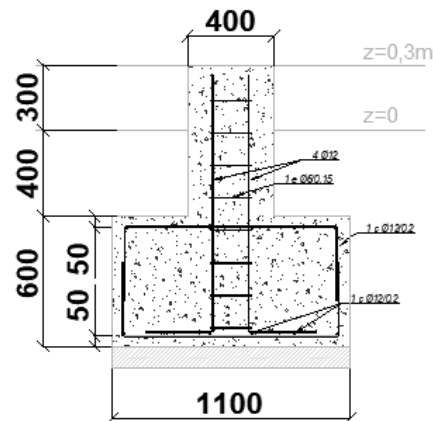


Figura 34. Dimensiones de las zapatas del centro de transformación.

- **Cimentación de la sala de control.**

En cuanto a la sala de control, las zapatas diseñadas son ligeramente más pequeñas, ya que tendrán que soportar menos carga que las del centro de transformación.

La disposición de las zapatas de la sala de control es igual a las del centro de transformación.

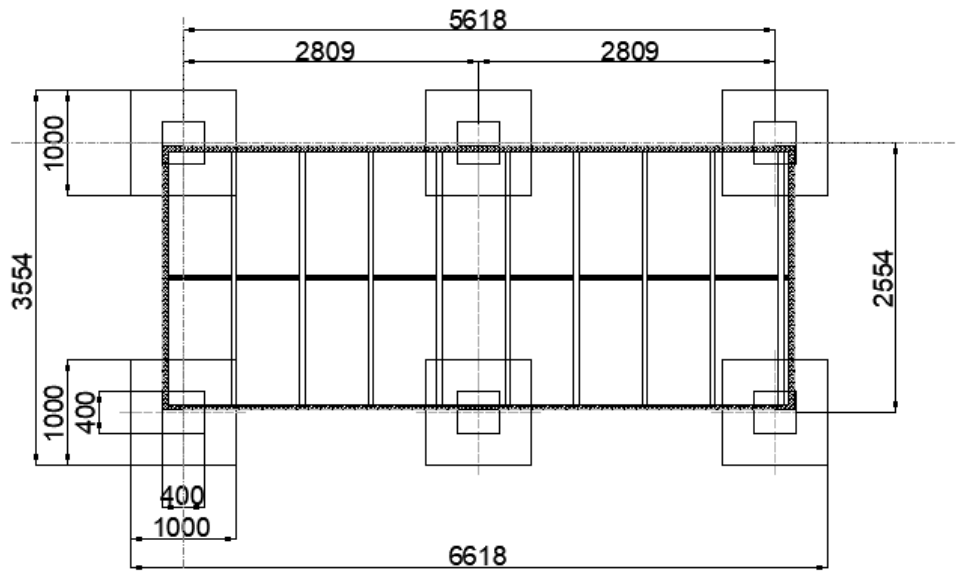


Figura 35. Disposición de las zapatas de la sala de control.

Las zapatas diseñadas para la sala de control son más pequeñas que la del centro de transformación, ya que tendrán que soportar menos carga.

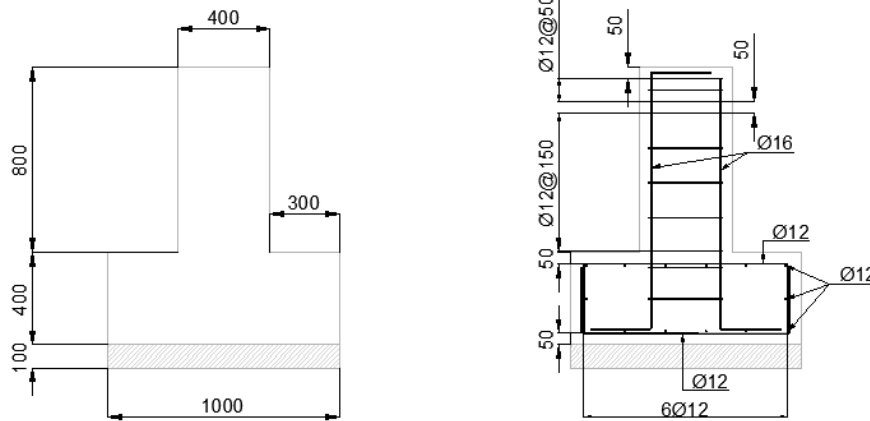


Figura 36. Dimensiones de la zapata de la sala de control.



### 3. ASPECTOS ECONÓMICOS

#### 3.1. Resumen de datos.

La planta fotovoltaica del presente proyecto se sitúa en Chile, pero el presupuesto se gestiona en dólares por razones expuestas anteriormente, así, la inversión total es de 4.982.008 USD con una duración de 25 años y una financiación del 70%. El interés considerado en la financiación es del 5,80%.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de datos considerados en el proyecto.

Tabla 13. Resumen de datos económicos.

Potencia Pico	5.443 kWp
Duración de la Inversión	25
IPC	2,20%
Impuestos	25,00%
Depreciación anual	5,00%
<b>Inversión Total</b>	<b>4.982.008 USD</b>
Años Financiación	10,00
Interés	5,80%
% Equity	30%
Equity	1.494.602,37
% Financiación	70%
Total Financiado	3.487.405,53

#### 3.2. CAPEX.

El CAPEX son los gastos de capital que utiliza una empresa con relación a los activos físicos, en este caso, la adquisición de la parcela, todos los equipos empleados, cableado y demás elementos físicos.

Las partidas correspondientes al CAPEX se presentan en la siguiente tabla junto con sus importes en el presente proyecto.

Tabla 14. Desglose de partidas e importes del CAPEX.

<b>PARTIDA</b>	<b>IMPORTE (USD)</b>
Suministro de módulos	2.161.999,32
Suministro de Inversores	193.627,77
Suministro de estructura	1.145.241,92
Cableado CC	34.129,27
Cableado AC	159.537,22
Instalación de Tierra	12.729,64
Monitorización	181,14
MET o sistema de medición de radiación	23.991,12



Instalación y puesta en marcha	1.041.077,90
Ingeniería, diseño y legalización	48.105,70
DO	15.198,96
Coordinación de seguridad y salud	8.837,82
Línea de conexión	137.350,14
<b>Inversión total</b>	<b>4.982.007,90 USD</b>

### 3.3. OPEX.

El OPEX de un proyecto corresponde a los gastos de operación y mantenimiento y se desglosa de la siguiente manera:

- **Coste de operación y mantenimiento.** 12.000 USD/MWp/año.
- **Seguro.** El seguro en Chile es mayor que en otros países por el riesgo sísmico. El seguro se divide en dos partes, una que cubre la parte física (*Asset* o activo) y está relacionada con el CAPEX, y la otra parte BI (*Business Interruption*) que cubre el lucro cesante del proyecto.
  - Este proyecto tiene un presupuesto total aproximado de 5.000.000 USD y la primera parte del seguro corresponde al 0,001 del presupuesto, por tanto, tendría un valor de 5.000 USD. Sin embargo, el riesgo sísmico de Chile aumenta el precio de esta parte hasta el doble, siendo un valor de 10.000 USD en vez de 5.000 USD. Esta parte del seguro cubre la pérdida de dinero por no producir en ese periodo, por ejemplo, por rotura de módulos o equipos.
  - La segunda parte (*Business Interruption*) corresponde a un 1% de los ingresos estimados, en este caso produciendo 778.996 USD anuales, correspondería una prima de 7.789 USD anual.

Por tanto, el valor total del precio del seguro anual sería de 17.789 USD.

- **Asset Management o gestión de activos.** 2.600 USD/mes. El *Asset Management* maximiza el valor de la inversión a lo largo del tiempo manteniendo un nivel de riesgo tolerable, es decir, optimiza el rendimiento de los activos y minimiza su coste mediante la gestión de los activos. Su función es emitir facturas a los consumidores, para cumplir con los objetivos definidos en la inversión.
- **Limpieza de la planta.** La energía producida en la planta depende de la suciedad y periodicidad de limpieza de los módulos. Por tanto, las limpiezas se han tenido en cuenta en la simulación de generación y en el modelo financiero. En la limpieza se consideran distintas suposiciones: ensuciamiento mensual, ensuciamiento máximo, cantidad de limpiezas al año y mes de comienzo de las limpiezas.
  - **Ensuciamiento mensual.** Este parámetro indica el ensuciamiento de los módulos mensualmente y se considera del 2%, ya que es una zona donde llueve moderadamente reduciendo la suciedad de los módulos.
  - **Ensuciamiento anual máximo.** Esta característica depende del lugar. Se considera un valor de 9%, ya que la parcela se encuentra en una zona verde y sin mucho tráfico que levante polvo. Este valor muestra un ensuciamiento



moderado con un valor conservador, no muy alto, pues en el desierto de Atacama hay un ensuciamiento máximo de 20%. Se considera un ensuciamiento máximo, porque llega un punto en el que, aunque los paneles acumulen más suciedad, a partir de esta cantidad ya no afecta en la generación.

- **Número de limpiezas anuales.** Con el fin de prever qué cantidad anual de limpiezas es la más probable, se ha realizado un estudio considerando distintas situaciones y se han resumido en la siguiente tabla.

		Ensuciamiento anual máximo			
		7%	9%	11%	13%
Ensuciamiento mensual	1%	3	3	3	3
	2%	4	3	4	4
	3%	3	5	5	5

La tabla muestra la cantidad de limpiezas anuales óptimas para 12 situaciones distintas obtenidas seleccionando diferentes valores de ensuciamiento mensual y ensuciamiento anual máximo. La cantidad óptima que más se repite es la de 3 limpiezas al año, así que se ha seleccionado esa suposición para la planta. Los valores de ensuciamiento mensual y ensuciamiento anual máximo considerados son de 2% y 9%, respectivamente, por el tipo de zona en la que se encuentra la planta, como se ha mencionado anteriormente.

- **Mes de limpieza principal o comienzo de limpiezas a lo largo del año.** Se escoge noviembre como mes de inicio de limpiezas anuales, porque en verano es cuando menos llueve y más suciedad se acumula.

Cada limpieza de la planta cuesta 6.000 USD que cuesta cada limpieza y se decide hacer tres limpiezas al año. Por tanto, la limpieza anual de la planta será de 18.000 USD.

### 3.4. Ingresos.

Los ingresos de la planta se calculan mediante la tarifa regulada y la energía generada. La tarifa regulada es el precio por MWh producido (USD/MWh) y la generación de energía se indica en MWh.

Así, los ingresos de la planta se calculan de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos (USD)} = \text{Tarifa regulada total (USD/MWh)} \times \text{Generación (MWh)}$$

Complemento por la capacidad firme de producir energía durante todos los días en la misma franja horaria, que afortunadamente para la fotovoltaica es cuando más consumo hay.

- Tarifa regulada base de 68 USD/MWh.
- Complemento por capacidad firme de 8 USD/MWh.
- Tarifa regulada total de 76 USD/MWh.

Una de las desventajas de la fuente de energía solar fotovoltaica es no tener la capacidad de hacer frente a la demanda de energía en cualquier momento, no como otras fuentes como la biomasa, por ejemplo. Sin embargo, una de sus ventajas es tener capacidad firme, pues las plantas fotovoltaicas siempre producen durante el día, que es cuando más consumo hay.

### 3.5. Análisis de rentabilidad.

En análisis de rentabilidad depende de la relación entre los ingresos y los gastos del proyecto. La siguiente gráfica resume de manera que se entiende fácilmente la rentabilidad de la planta.

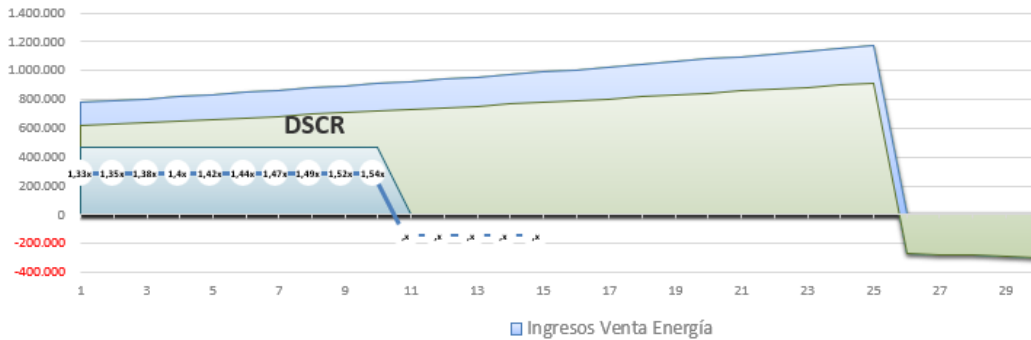


Figura 37. Gráfica de rentabilidad del proyecto.

El valor que representa la línea de encima del área azul de la gráfica indica los ingresos por la venta de energía de la planta. En cambio, el valor del área verde indica el flujo de caja antes de la deuda y la zona azul inferior muestra la deuda por financiar el proyecto.

El flujo de caja muestra la capacidad de generación de liquidez de una empresa y sirve para deducir si la empresa dispone de suficiente capital como para realizar los pagos a corto plazo (mantenimiento) y préstamos.

La gráfica indica que los ingresos son mayores que el flujo de caja y la deuda, lo que da un valor DSCR mayor que 1,2 en todos los años del periodo de financiación. El DSCR (*Debt-Service Coverage Ratio* o Índice de cobertura del servicio de la deuda) es un índice utilizado para indicar si una empresa tiene ingresos suficientes para pagar sus deudas. Por tanto, si el índice es igual a 1, las deudas se cubren muy justamente con los ingresos generados, mientras que si fuese un valor inferior a la unidad habría dificultades en la solvencia. Es preferible que el índice sea mayor que 1,2 para tener margen de ingresos para pagar a los proveedores, nóminas, etc., incluso repartir dividendos.

El índice DSCR en los años de la financiación se muestran a continuación.

Tabla 15. Índice DCSR durante los años de financiación.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Índice DCSR	1,33	1,35	1,38	1,40	1,42	1,44	1,47	1,49	1,52	1,54



Por otro lado, se analiza el retorno de la inversión.

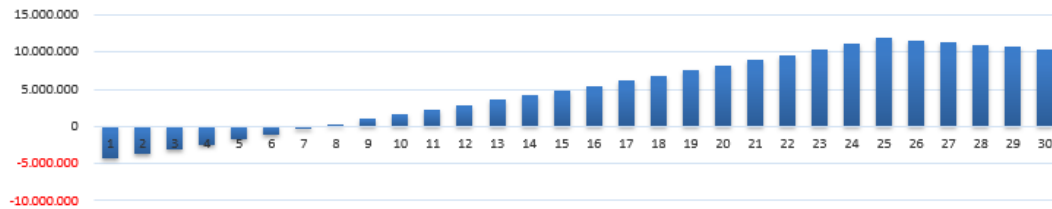


Figura 38. Retorno de la inversión.

La anterior gráfica indica un *payback* o retorno de la inversión de 7 años, así pues, a partir del octavo año se habrá recuperado el coste de la inversión realizada en el proyecto.

### 3.6. Resultados.

Los resultados del análisis económico del proyecto son favorables, ya que se obtiene un valor de la TIR (tasa interna de retorno) del 17,74% y el VAN (Valor Actualizado Neto) es alto y mayor que cero.

Tabla 16. Resultados del análisis económico.

	Proyecto con financiación del 70%
Total EBITDA	17.553.434
Tasa de descuento	4%
VAN (Total Profit)	4.672.232,72 USD
Payback	7
<b>TIR %</b>	<b>17,7434%</b>
Equity	1.494.602,37 USD
Deuda	3.487.405,53 USD

La TIR es el coste de capital correspondiente a un valor de cero del VAN. Los proyectos en los que es interesante invertir se da el caso de tener un VAN positivo y la TIR con un valor mayor a la tasa de descuento.

Inversión razonable cuando la TIR es mayor que la tasa de descuento con un valor del 4%.



## 4. CONCLUSIONES

En este Trabajo Fin de Máster se ha desarrollado el proceso de realización de un proyecto completo de solar fotovoltaica con seguidores en Chillán, Chile, que ha permitido conocer la situación energética del lugar y dimensionar una planta acorde a la legislación local.

Este trabajo muestra el impulso del país a favor de las energías de fuente renovable que a cada día que pasa son más necesarias, siendo el lugar idóneo para la implantación del proyecto.

Respecto a los resultados obtenidos, se destacan los siguientes:

- Se ha comprobado el correcto dimensionamiento del cableado de toda la planta acorde a la normativa y los criterios de diseño. Unificando las dimensiones del cableado de cada tipo, ahorrando así, tiempo en la obra a la hora de instalar todo el cableado, lo que es igual a ahorro económico por días de trabajo.
- Se han expuesto los distintos aspectos económicos de una planta solar fotovoltaica y las características que debe tener la planta la que la inversión sea favorable.
- El informe de PVSyst como base de datos de radiación de distintos emplazamientos, lo que permite comparar el recurso solar entre varios lugares del planeta y comprobar su viabilidad respecto a proyectos fotovoltaicos.
- Se considera la exposición de las funciones y disposiciones variadas de los equipos empleados en el proyecto como un resultado, ya que se presentan propiedades que facilitan la elección de la configuración de la planta.

Por lo tanto, se llega a la conclusión de las características que debe tener una planta en cuanto disposición de equipos, selección de cableado, dimensionamiento de la cimentación del centro de transformación y la sala de control, y propiedades económicas, para que el proyecto se realice adecuadamente.



## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Camara (2019). Presentación a la Comisión de Energía y Minería de la Cámara de Diputados. Obtenido el 2 de abril del 2022, de <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmlD=173411&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>
- [2] Goreatacama (2017). Atacama genera el 42% de la energía solar de Chile. Obtenido el 9 de abril del 2022, de <https://goreatacama.gob.cl/2017/09/26/atacama-genera-el-42-de-la-energia-solar-de-chile/>
- [3] MMA (2017). Experto: Si uno ocupara el 0,25% del desierto de Atacama podría electrificar todo Chile. Obtenido el 16 de abril del 2022 de <https://mma.gob.cl/experto-si-uno-ocupara-el-025-del-desierto-de-atacama-podria-electrificar-todo-chile/>
- [4] Library (2004). El sistema interconectado del Norte Grande de Chile: exceso de capacidad. Obtenido el 18 de abril del 2022, de <https://1library.co/article/sistema-interconectado-norte-grande-chile-exceso-capacidad.yr28pxoz>
- [5] Comisión Nacional de Energía (2017). Se concreta la Interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING con la presencia de la Presidenta de la República. Obtenido el 7 de mayo del 2022, de <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2017/11-noviembre-2017/se-concreta-la-interconexion-de-los-sistemas-electricos-sic-y-sing-con-la-presencia-de-la-presidenta-de-la-republica/>
- [6] Antuko (2019). Impacto real en el sistema del régimen de Precio Estabilizado. Obtenido el 9 de mayo del 2022, de <https://antuko.com/chile-impacto-real-en-el-sistema-del-regimen-de-precio-estabilizado/>
- [7] Okdiario (2022). La construcción prevé que el precio de los materiales siga subiendo hasta finales de 2022. Obtenido el 30 de mayo del 2022, de <https://okdiario.com/economia/construccion-preve-que-precio-materiales-siga-subiendo-hasta-finales-2022-9034196>
- [8] Investing (2022). Futuros cobre. Obtenido el 15 de junio del 2022, de <https://es.investing.com/commodities/copper-historical-data>
- [9] Solargis (2018). *How to calculate P90 (or other Pxx) PV energy yield estimates*. Obtenido el 20 de junio del 2022, de <https://solargis.com/blog/best-practices/how-to-calculate-p90-or-other-pxx-pv-energy-yield-estimates>
- [10] Comisión Nacional de Energía. Tarificación de la electricidad. Obtenido el 27 de junio del 2022, de <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>
- [11] Gobierno de Chile (2022). Proyecto de ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas toma fuerza como otra de las prioridades del gobierno. Obtenido el 11 de julio del 2022, de <https://www.gob.cl/noticias/proyecto-de-ley-que-crea-el-servicio-de-biodiversidad-y-areas-protegidas-toma-fuerza-como-otra-de-las-prioridades-del-gobierno/>
- [12] *Trading Economics* (2022). Chile – *Credit Rating*. Obtenido el 15 de julio del 2022, de <https://tradingeconomics.com/chile/rating>
- [13] Iberdrola (2022). Paneles bifaciales ¿qué les hace diferentes? Obtenido el 17 de julio del 2022, de <https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>



- [14] Meteored (2022). Datos históricos en Chillán. Obtenido el 19 de julio del 2022, de [https://www.meteored.cl/tiempo-en\\_Chillan-America+Sur-Chile-Biobio--sactual-18264.html](https://www.meteored.cl/tiempo-en_Chillan-America+Sur-Chile-Biobio--sactual-18264.html)
- [15] Aurora Solar. *Understanding PV System Losses, Part 4: Solar Panel Tilt, Solar Incidence Angle, and More*. Obtenido el 22 de julio del 2022, de <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-4-tilt-orientation-incident-angle-modifier-environmental-conditions-and-inverter-losses-clipping/>
- [16] PVSyst. *Array and system losses*. Obtenido el 24 de julio del 2022, de [https://www.pvsyst.com/help/array\\_losses.htm](https://www.pvsyst.com/help/array_losses.htm)
- [17] Solargis. Radiación solar en el mundo. Obtenido el 3 de abril del 2022, de [https://3.bp.blogspot.com/-oqtC\\_8CDSLX/VtEg6grotRI/AAAAAAAAAF2I/IZR1RbiumMU/w1200-h630-p-k-no-nu/SolarGIS-Solar-map-World-map-en%255B1%255D.png](https://3.bp.blogspot.com/-oqtC_8CDSLX/VtEg6grotRI/AAAAAAAAAF2I/IZR1RbiumMU/w1200-h630-p-k-no-nu/SolarGIS-Solar-map-World-map-en%255B1%255D.png)
- [18] Wikimedia. Mapa del principal potencial solar anual en Chile. De SolarGIS © 2014 GeoModel Solar, CC BY-SA 3.0, Obtenido el 6 de abril de 2022, de <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=36227000>
- [19] Blogspot. Gráfica de curva I-V de un módulo. Obtenido el 9 de junio de 2022 de <http://3.bp.blogspot.com/-EaGdkWe20Vw/VeA8DEucfil/AAAAAAAAAKM/QnwrRMniJwA/s1600/pico-potencia-modulo-fotovoltaico-yubasolar.jpg>
- [20] Suntech solar. Curva de potencia en un módulo solar fotovoltaico. Obtenido el 12 de junio de 2022 de <https://suntechsolar.ca/wp-content/uploads/2017/01/i-v-curve.png>
- [21] Ray Solar. Seguidor de dos ejes. Obtenido el 15 de junio de 2022, de <https://image.jimcdn.com/app/cms/image/transf/none/path/s2ccbb82ce3c6ecb2/image/i6f314d0039743c29/version/1489759374/image.jpg>



## ANEXO I: Normativa aplicable.

- NCh 432 Of 2010. Diseño estructural – Cargas de viento.
- NCh 431 Of 2010. Cargas de nieve.
- NCh 1508 Geotécnico – Estudio de mecánica de suelos.
- NCh 2369 Of 2003. Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales.
- NCh 3171 Of 2010. Diseño estructural – Disposiciones generales y combinaciones de cargas.
- NCh Elec.4 Of 2003. Instalaciones de consume de Baja Tensión.
- RPTD13 Técnico normativo Redes de distribución.
- Norma técnica de Conexión y operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión.
- Manual de carreteras.
- NCh 430 Of 2007. Hormigón.
- NCh 433 Of 2010. Emergencia.
- IEEE Std 80 Guide for safety in AC Substation grounding.
- IEEE Std 693 Of 2004. Recommended practice for seismic design of substations.
- NCh 13 ISO 5457.
- NCh 1411-1 Of 1978. Prevención de riesgos.
- NCh 1537 Of 2009. Cargas permanentes y cargas de uso.

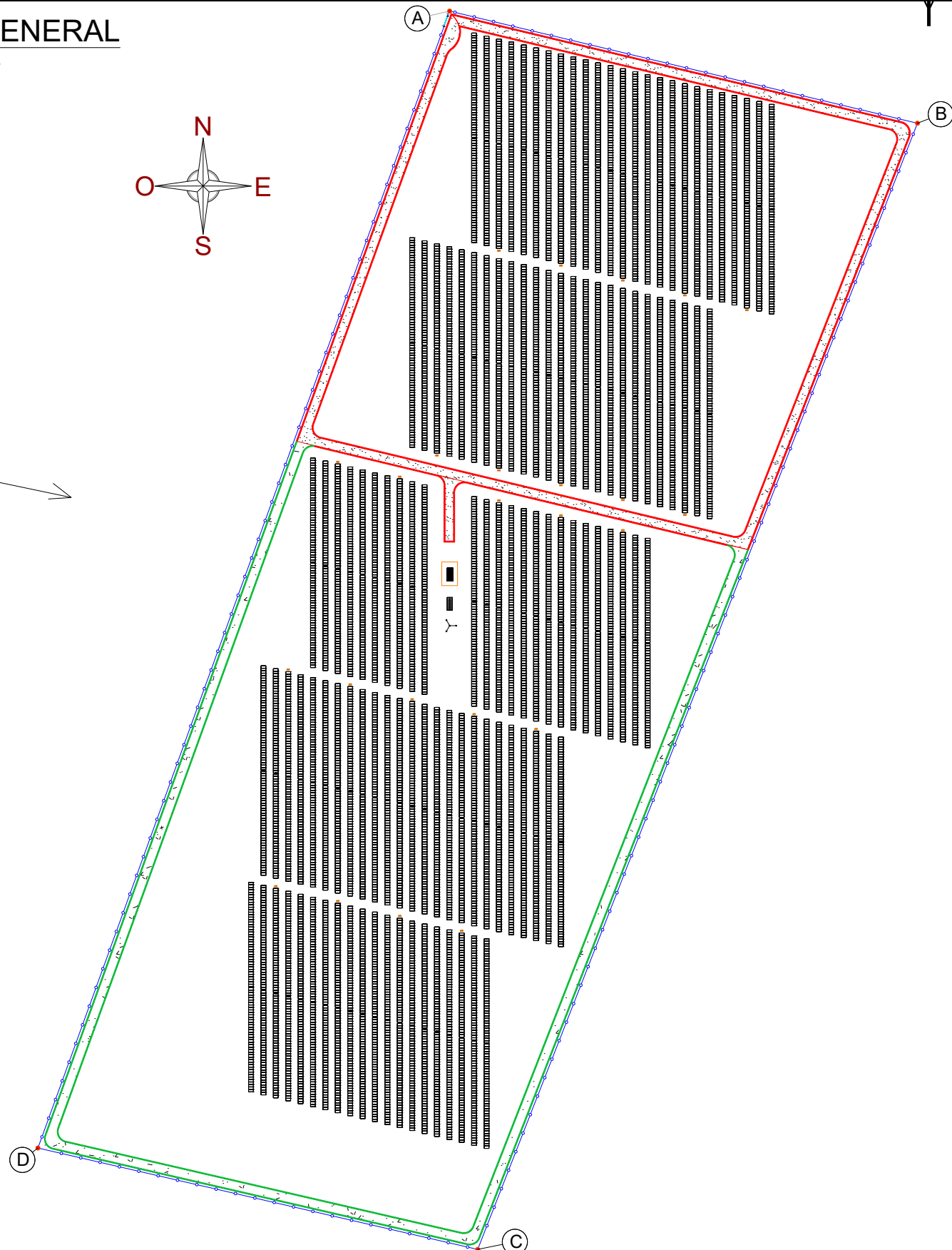
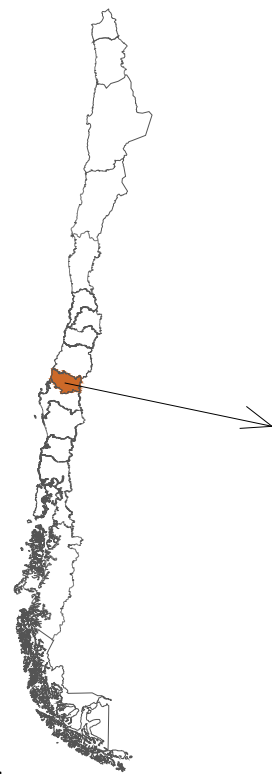
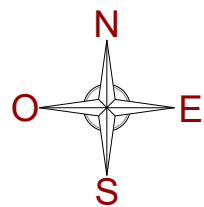


## ANEXO II: Planos y diseño de detalle.

# PLANO GENERAL

Escala: 1:2.500.

Unidad: m

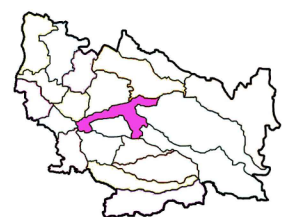


## FIGURA 1: SIMBOLOGÍA

LEYENDA	
CAMINO PRIMARIO INTERIOR	
CAMINO SECUNDARIO INTERIOR	
CERCO PERIMETRAL	
PERÍMETRO DE PARCELA	
CUNETETA DE CAMINO PRIMARIO INTERIOR	
CUNETETA DE CAMINO SECUNDARIO INTERIOR (HUELLA)	
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	
CASETA DE CONTROL	
ESTACIÓN METEOROLÓGICA	

## FIGURA 2: COORDENADAS DEL PERÍMETRO DE LA PARCELA

COORDENADAS UTM			
PUNTO	ESTE (m)	NORTE (m)	COTA (m.s.n.m.)
A	765293.0000	5940620.0000	167
B	765510.0000	5940568.0000	169
C	765306.0000	5940046.0000	164
D	765102.0000	5940098.0000	162



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/08/12	LUT		



PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

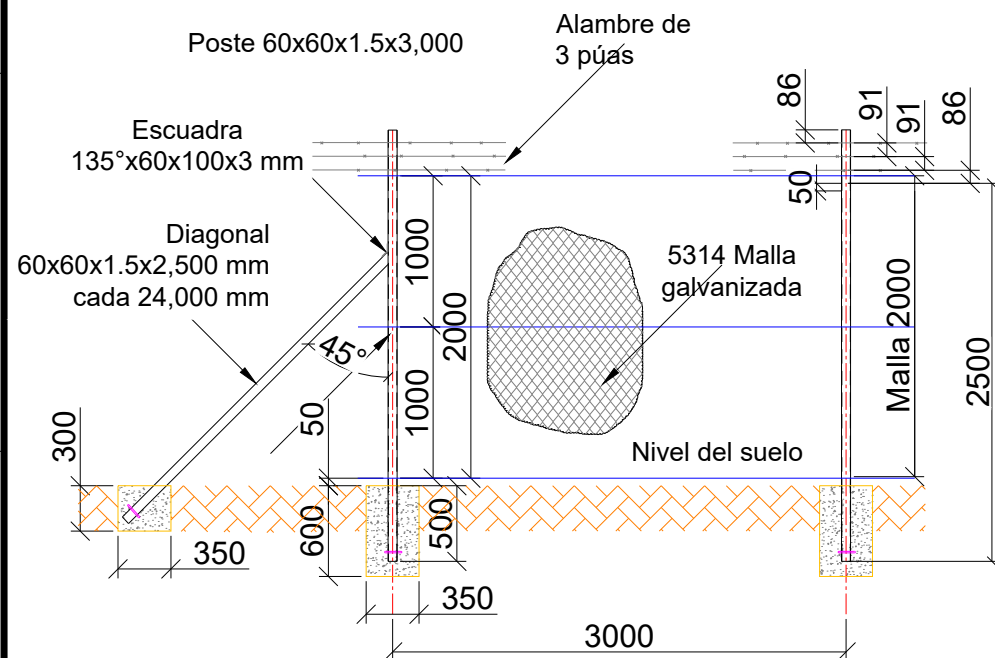
DIBUJO DE PROYECTO  
Plano General

ESCALA 1:2.500	
UNIDADES m	
N° DOCUMENTO FV.CHILLAN.01	Tam. A3
Lámina 1 de 10	Rev. B



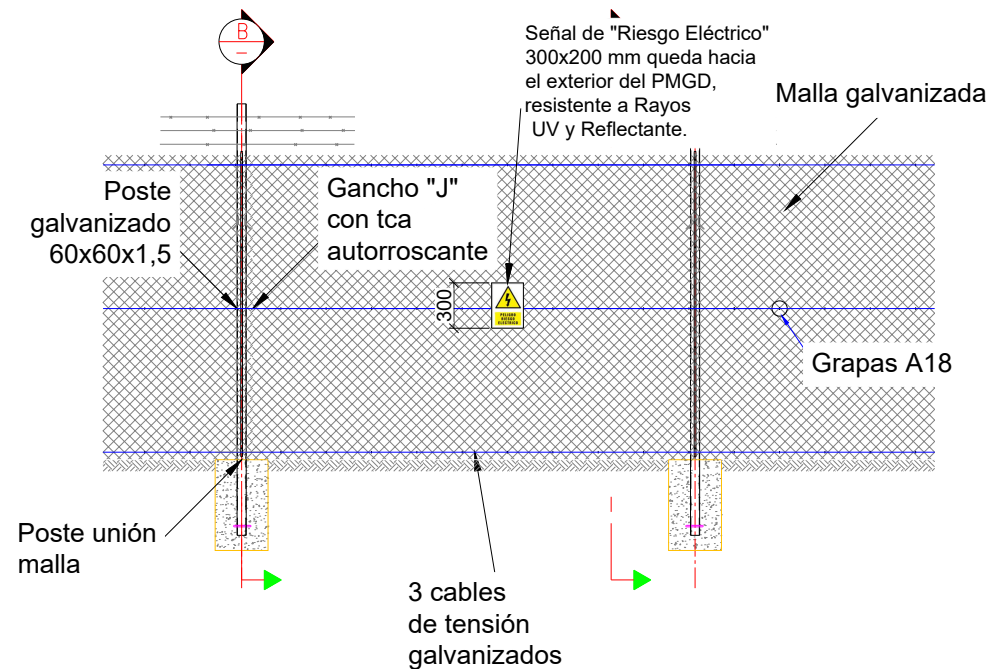
## VALLADO CON AL MENOS 2M SOBRE EL SUELO

Escala: 1/50.  
Unidad: mm.



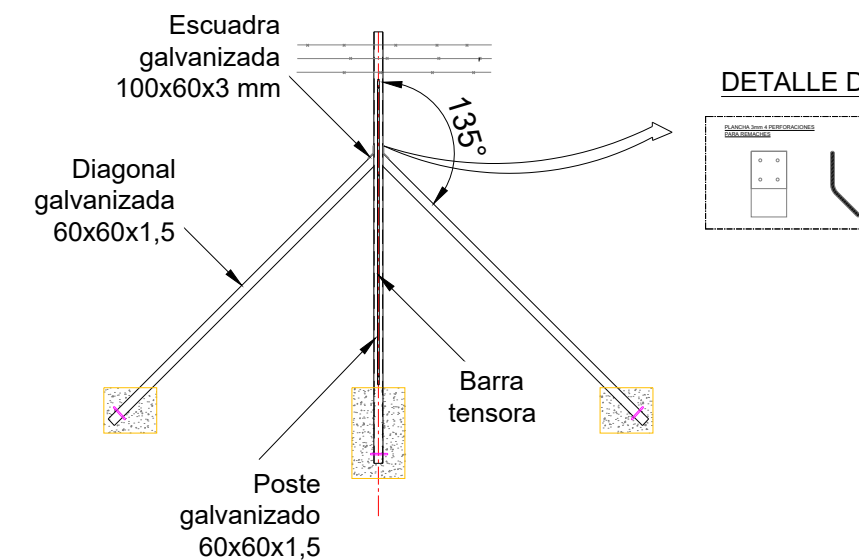
## VALLADO CON MALLA GALVANIZADA Y DETALLES DE POSTES

Escala: 1/50.  
Unidad: mm.



## DETALLE DE POSTE REFORZADO DE VALLADO

Escala: 1/50.  
Unidad: mm.



### MATERIALES DE CIERRE PERIMETRAL:

1. Rollo malla bizcocho 5314, acero galvanizado, h:2,00m, rollo de 25mts.
2. Poste 60x60x1,5x3000mm con brazo 450mm con 3 gol de 1/2', tensor de fierro A-36 galvanizado por inmersión en caliente.
3. Poste 60x60x1,5x3000mm con brazo 450mm con 3 gol 3/8' - 3 gol de 1/2' de fierro A-36 galvanizado por inmersión en caliente.
4. Diagonales 60x60x1,5x2,50mts c/placa soldada galvanizada de fierro 1-36 galvanizado por inmersión en caliente.
5. Barra tensora de 10mm x 2,00 mts de fierro A-36 galvanizado por inmersión en caliente.
6. Rollo alambre liso calibre 12 acero galvanizado.
7. Rollo alambre puas calibre 16 acero galvanizado.
8. Tapas PVC 60x60mm.
9. Grapas A-18 acero galvanizada.
10. Gripless medium metal.
11. Remaches 4,8mm a la ancha de acero recubierto de aluminio.
12. Perno J 5/16x4" acero galvanizado.
13. Tuerca autorompiente de acero zincado.
14. Esparragos de anclaje 10mm de acero.
15. Lamicoide de riesgo electrico en el perimetro del vallado orientado hacia el exterior.

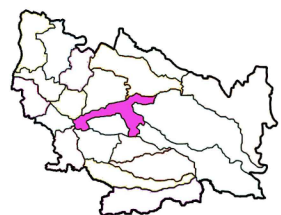
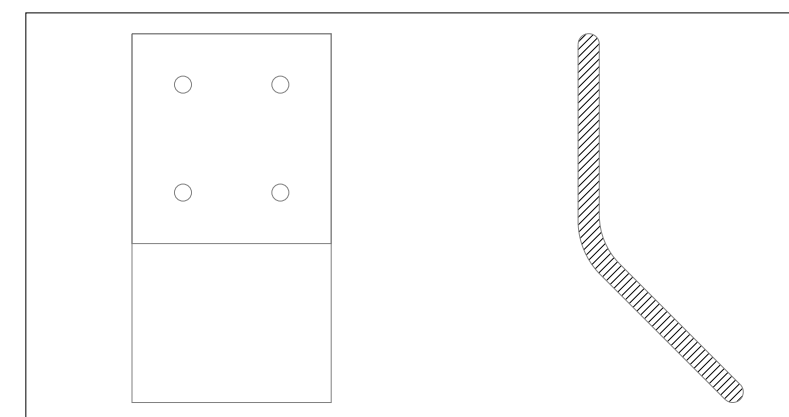
### NOTAS:

1. Plancha detalle "D" de acero galvanizado. El detalle "D" se indica en la lámina 5.
2. Tipo de hormigón H15 con terminación platachado.
3. Se emplean fundaciones de 600x350x350mm en los postes y de 300x350x350mm en las diagonales.
4. Cualquier perforación adicional al cerco, debe quedar cubierta y galvanizada.
5. Se debe asegurar que no haya espacios entre la malla del cerco perimetral y el nivel de terreno del sitio para evitar el ingreso de animales.
6. Detalle D solucionado en terreno. La solución utilizada debe garantizar que la zona de la perforación no se oxide al entrar agua. Evitar que el agua se acumule en el hormigón de la diagonal. Se debe asegurar la hermeticidad entre la Unión del Diagonal del Poste con el Pilar reforzado con el fin de no acumular humedad dentro del diagonal.

### DETALLE D

#### PLANCHA 3mm 4 PERFORACIONES

Escala: S/E.  
Unidad: S/U.



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/06/22	LUT		



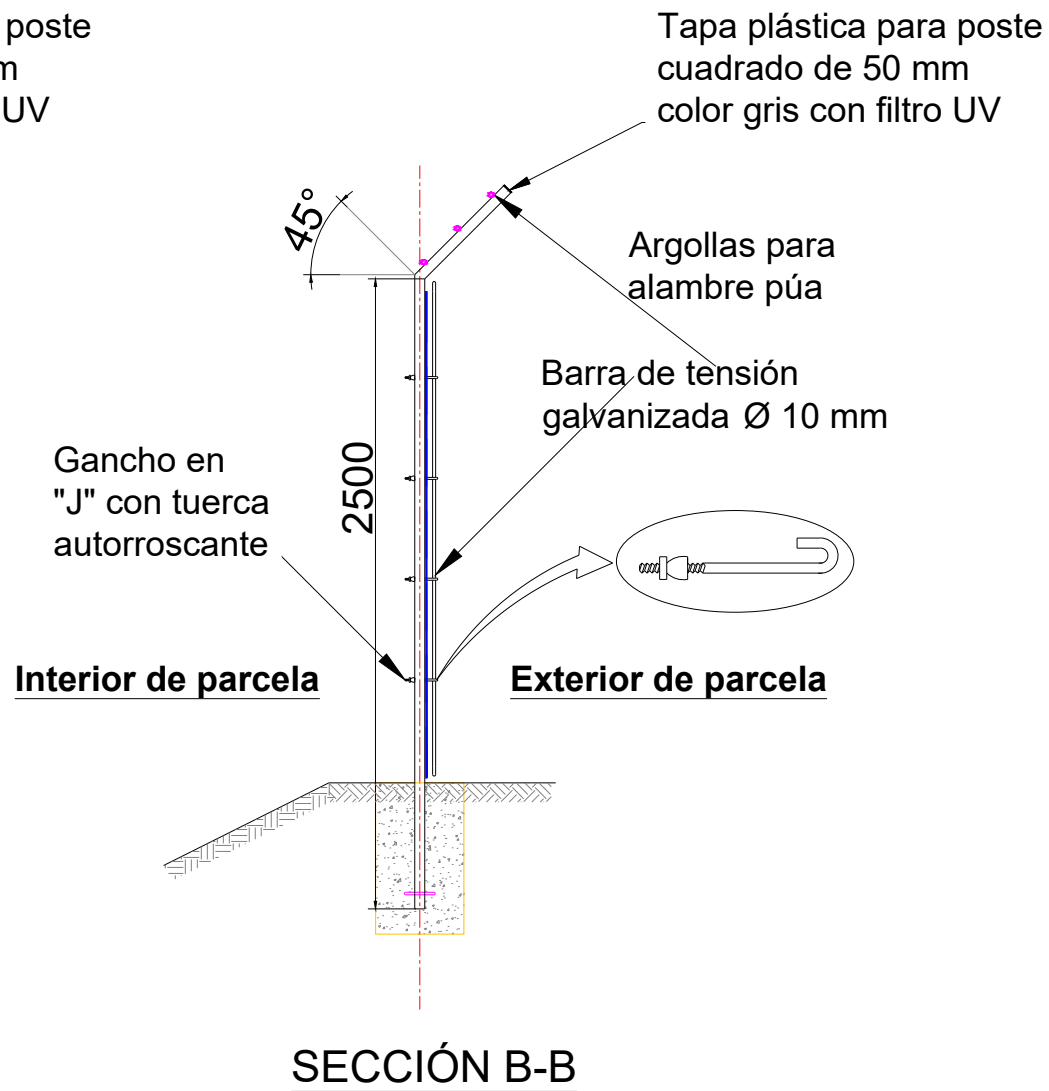
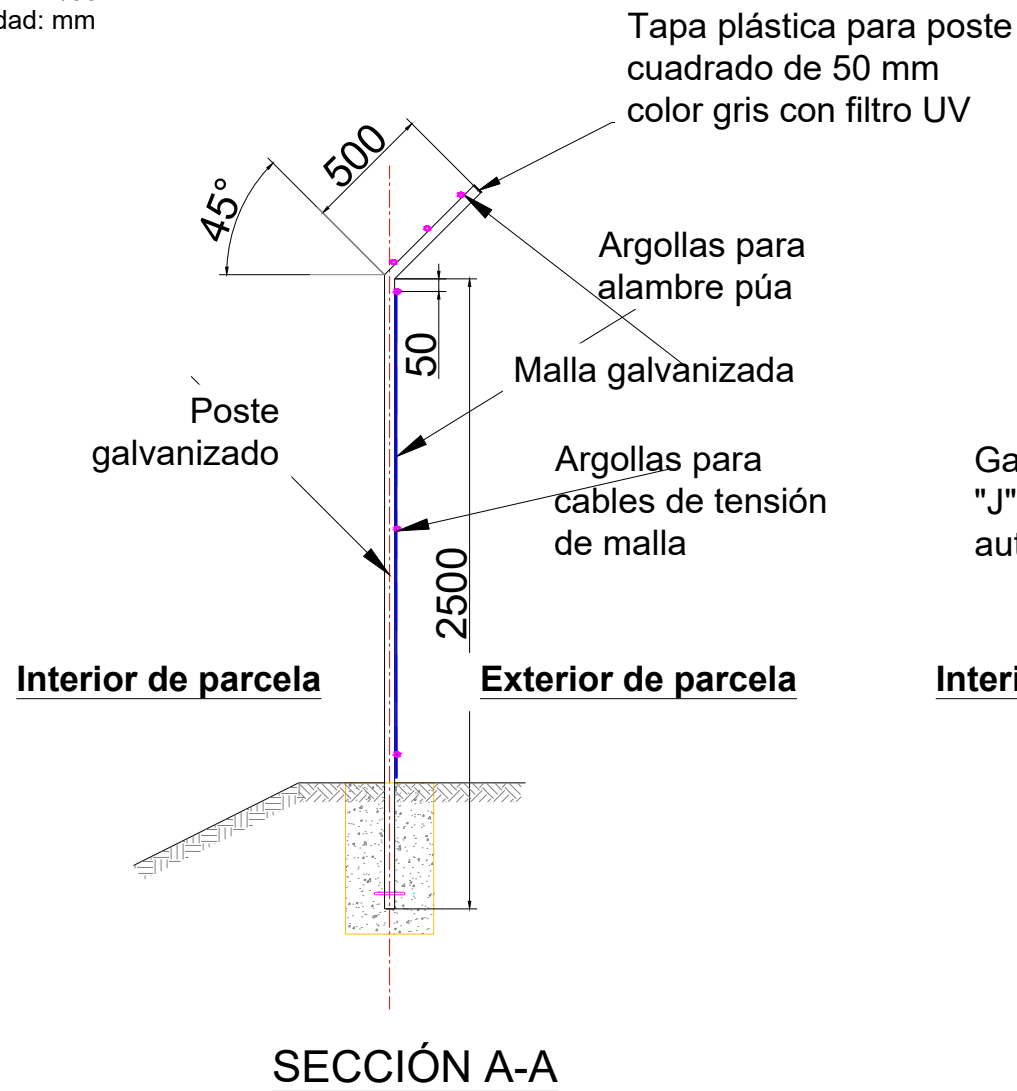
PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

DIBUJO DE PROYECTO  
Vallado detalle

ESCALA 1:50	
UNIDADES mm	
N° DOCUMENTO FV.CHILLAN.02	Tam. A3
Lámina 2 de 10	Rev. B

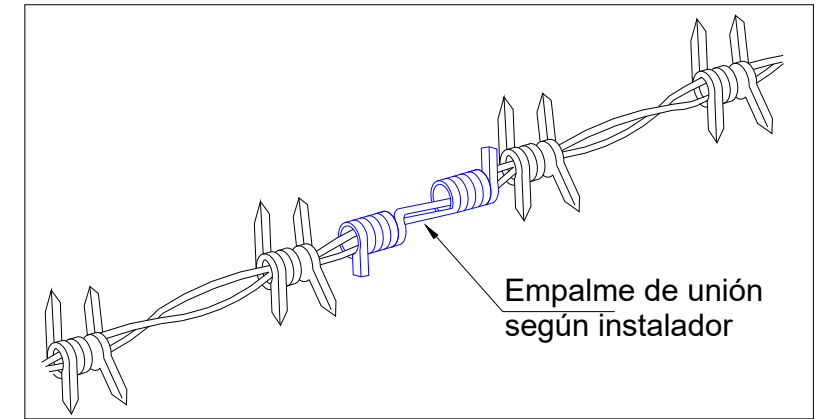
# VALLADO DETALLE POSTES

Escala: 1/30.  
Unidad: mm



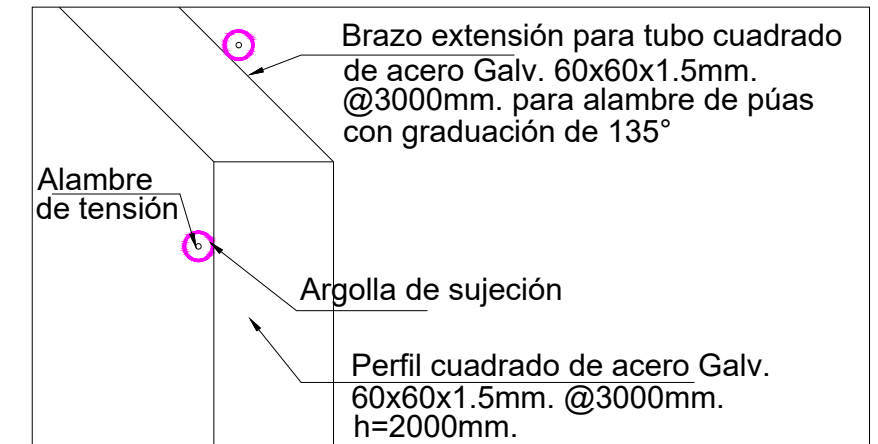
## DETALLE DE FIJACIÓN ALAMBRE DE PÚAS

Escala: S/E  
Unidad: S/U



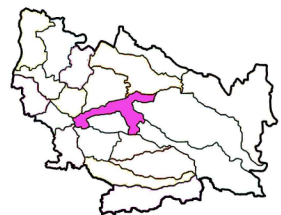
## DETALLE DE FIJACIÓN ALAMBRE DE TENSIÓN

Escala: S/E  
Unidad: S/U



### NOTA:

1. Unidades en milímetros.
2. Tipo de hormigón H15 con terminación platabado.
3. Se emplean fundaciones de 600x350x350mm en los postes y de 300x350x350mm en las diagonales. Equivale a 32m<sup>3</sup> de hormigón en postes y 4,3m<sup>3</sup> aproximadamente para diagonales.
4. El vallado perimetral mide 1.554 metros. Este valor puede cambiar dependiendo del diseño final.
5. El área de vallado es de 12,02 ha.
6. Todos los elementos deben estar galvanizados.
7. Cualquier perforación adicional al cerco debe quedar cubierta y galvanizada en frío.
8. Asegurar que no queden espacios entre la malla del cerco perimetral y el nivel de terreno del sitio para evitar el ingreso de animales.



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/06/22			



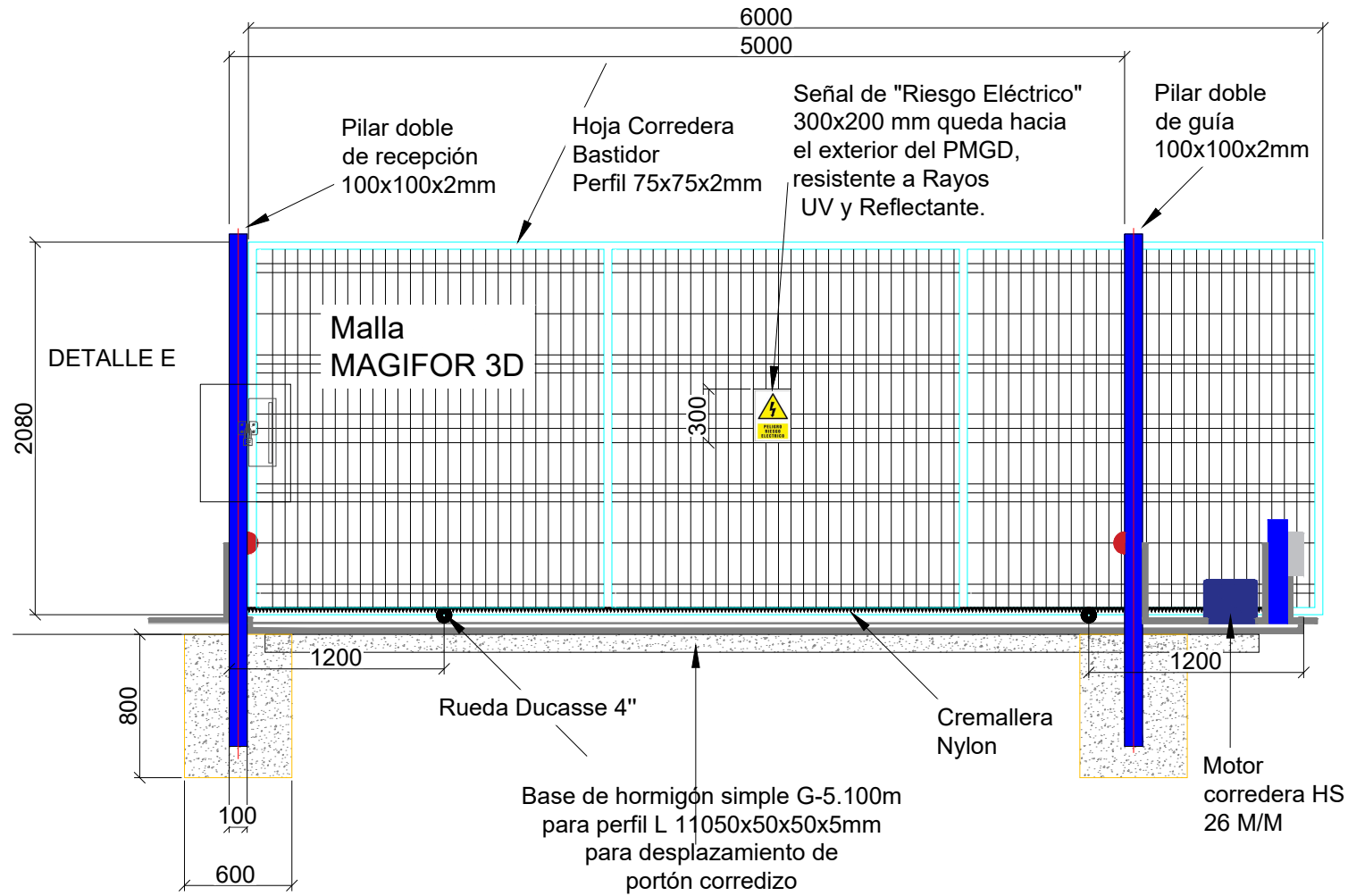
PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

DIBUJO DE PROYECTO  
Vallado detalle postes

ESCALA 1:50	
UNIDADES mm	
N° DOCUMENTO FV.CHILLAN.03	Tam. A3
Lámina 3 de 10	Rev. B

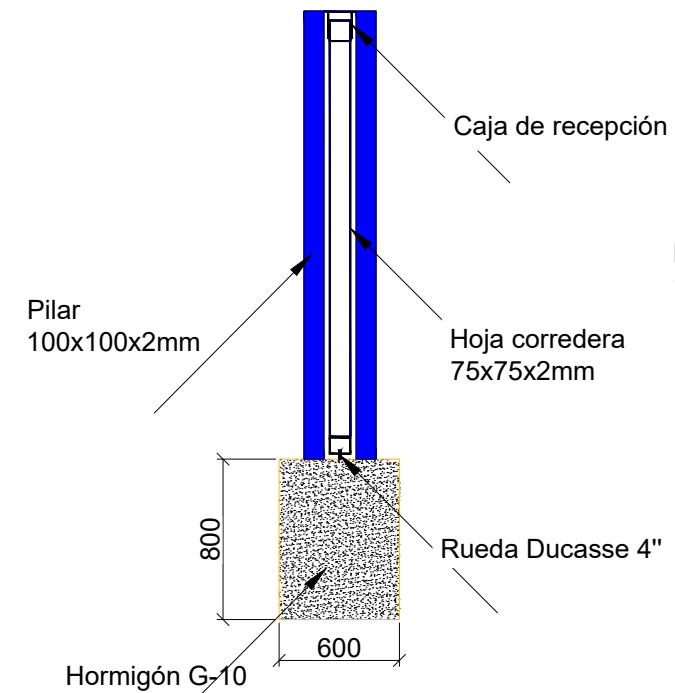
# VISTA DE ALZADO PORTÓN DESLIZANTE 6X2.08M

Escala: 1/50  
Unidad: mm



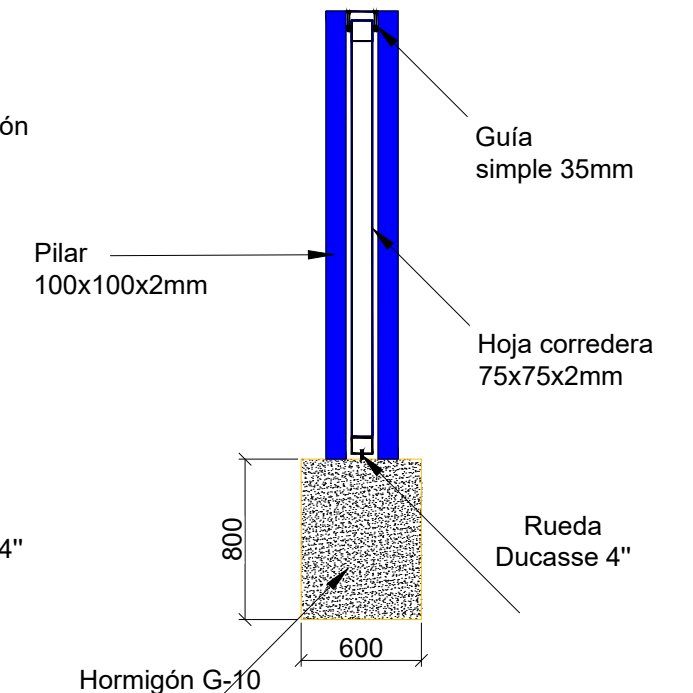
## PILAR DOBLE DE RECEPCIÓN

Escala: 1/50  
Unidad: mm



## PILAR DOBLE GUÍA

Escala: 1/50  
Unidad: mm



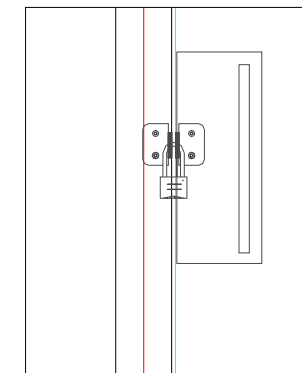
# VISTA EN PLANTA PORTÓN DESLIZANTE 6x2,08M

Escala: 1/50  
Unidad: m

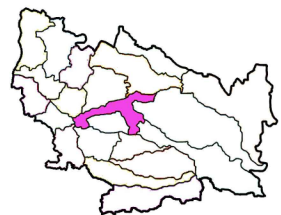


## DETALLE E

Escala: S/E  
Unidad: S/U



Porta candado para cierre manual de portón corredizo



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/06/22			



PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

DIBUJO DE PROYECTO  
Vallado detalle portón

ESCALA  
1:50

UNIDADES  
mm

N° DOCUMENTO  
FV.CHILLAN.04

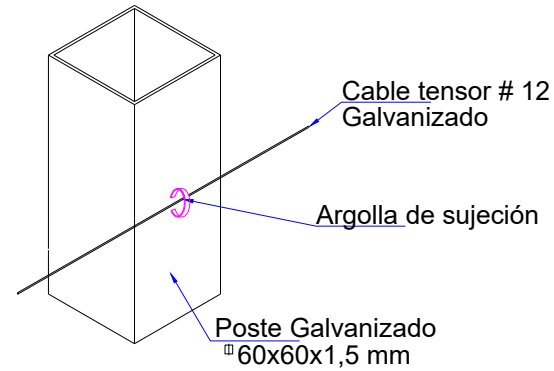
Tam.  
A3

Lámina 4 de 10

Rev.  
B

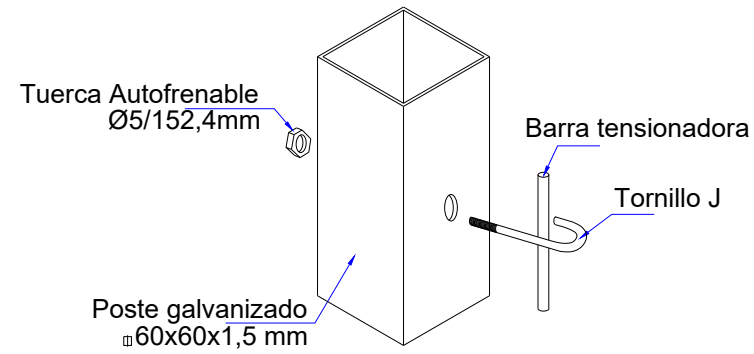
### DETALLE DE INSTALACIÓN DEL POSTE DE ALAMBRE

Escala: 1/50.  
Unidad: mm.



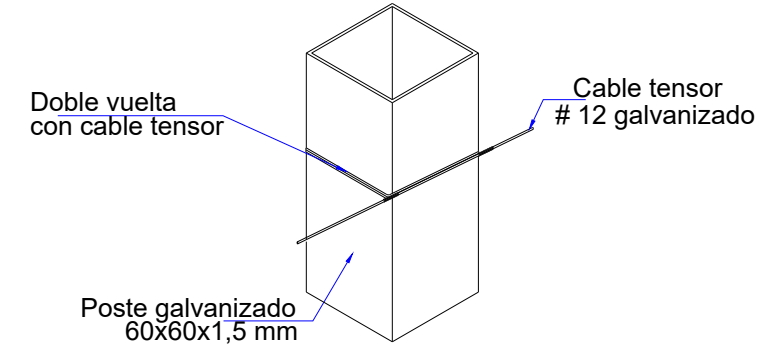
### DETALLE DE TENSION DE POSTE-BARRA

Escala: 1/50.  
Unidad: mm.



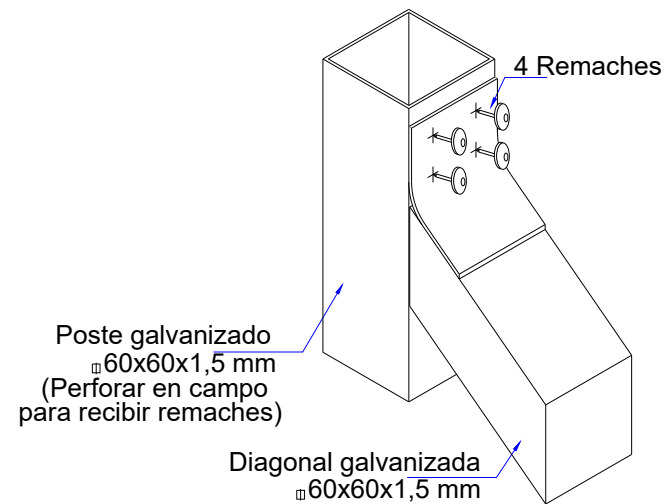
### DETALLE DE TENSION DE ALAMBRE EN EL POSTE

Escala: 1/50.  
Unidad: mm.



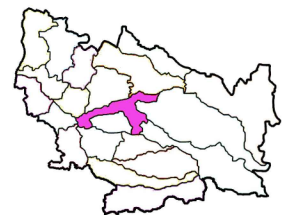
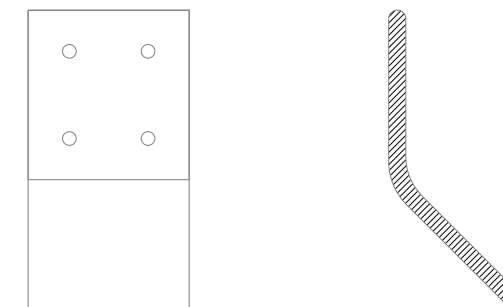
### DETALLE DE TENSION DE POSTE-DIAGONAL

Escala: 1/50.  
Unidad: mm.



### DETALLE DE PLANCHA 3mm PERFORACIONES PARA REMACHES

NO ESCALADO.  
Unidad: mm.



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/06/22			



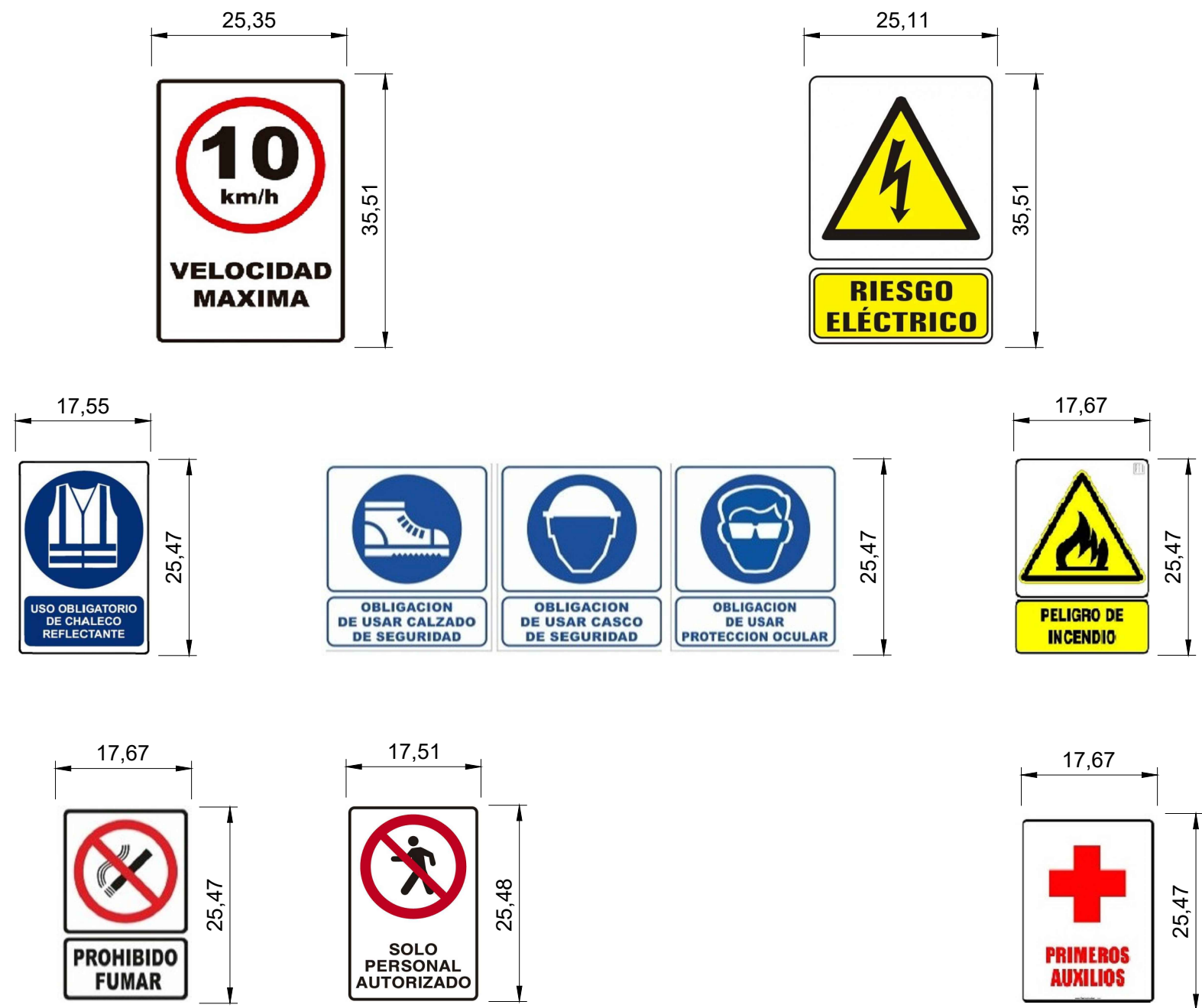
PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

DIBUJO DE PROYECTO  
Vallado detalles de uniones

ESCALA 1:50	
UNIDADES mm	
N° DOCUMENTO FV.CHILLAN.05	Tam. A3
Lámina 5 de 10	Rev. B

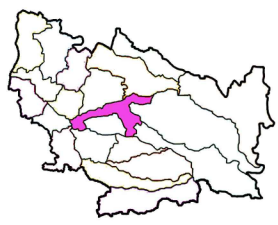
# SEÑALIZACIÓN EN LA PUERTA DE ACCESO PRINCIPAL

Escala: 1/7.5  
Unidad: mm



**NOTA:**

1. La señales utilizadas deben ser resistentes al agua.
2. La señales utilizadas deben ser resistentes los rayos UV.
3. Las señales utilizadas deben ser reflectantes.
4. Tamaño de señales acorde a la Norma Chilena Oficial NCh 1411/1.Of78.



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/06/22			



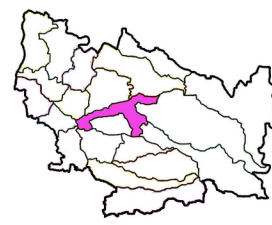
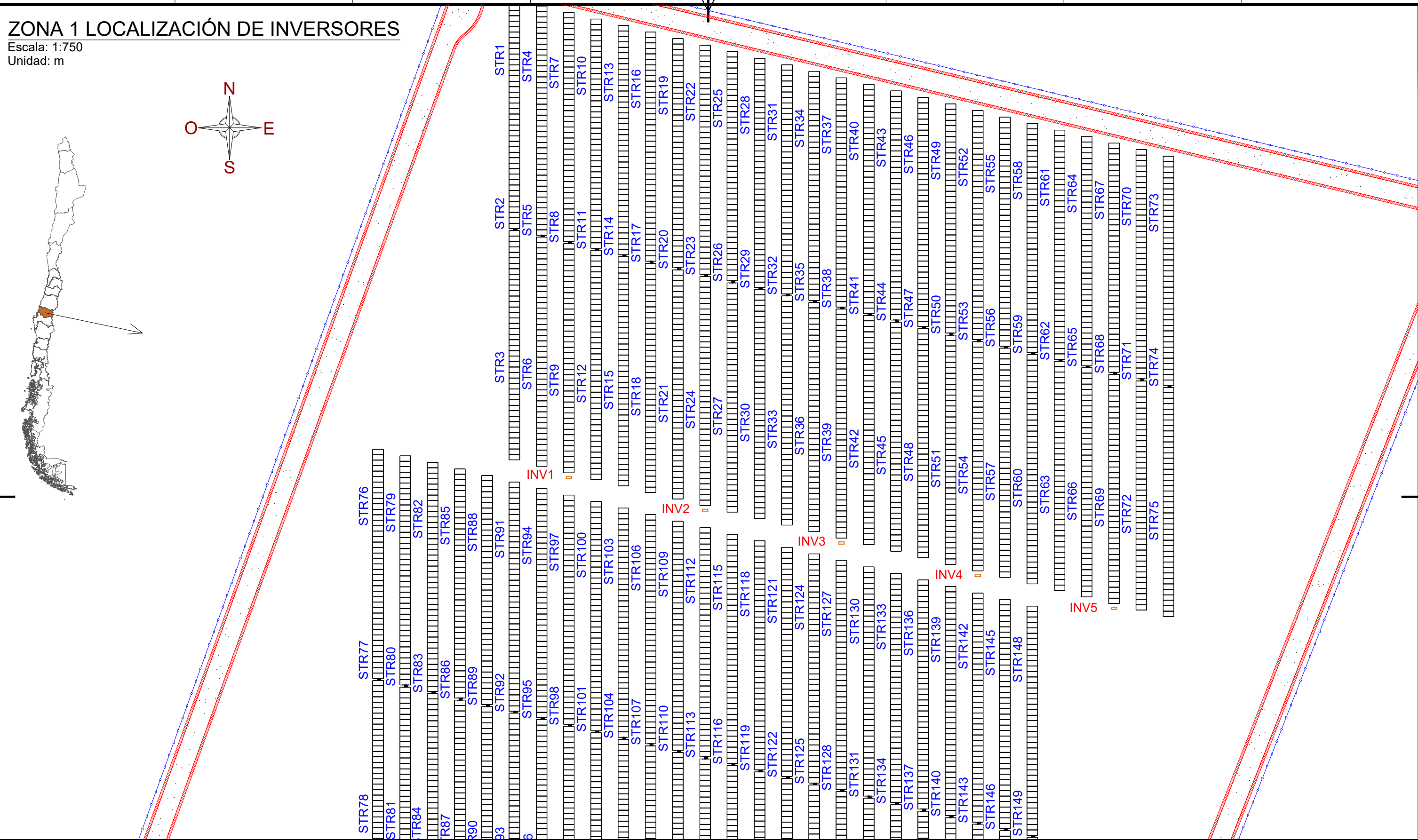
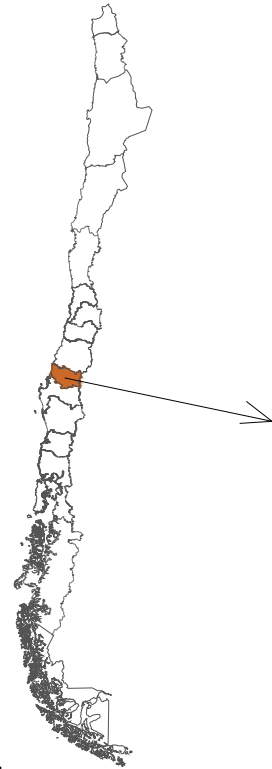
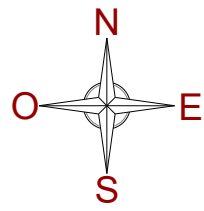
PROYECTO	Instalación FV en Chillán, Chile
DIBUJO DE PROYECTO	Señalización en la puerta de acceso principal

ESCALA	1:50
UNIDADES	mm
N° DOCUMENTO	FV.CHILLAN.06
Tam.	A3
Lámina	6 de 10
Rev.	B



# ZONA 1 LOCALIZACIÓN DE INVERSORES

Escala: 1:750  
Unidad: m



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/08/12	LUT		

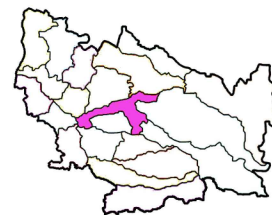
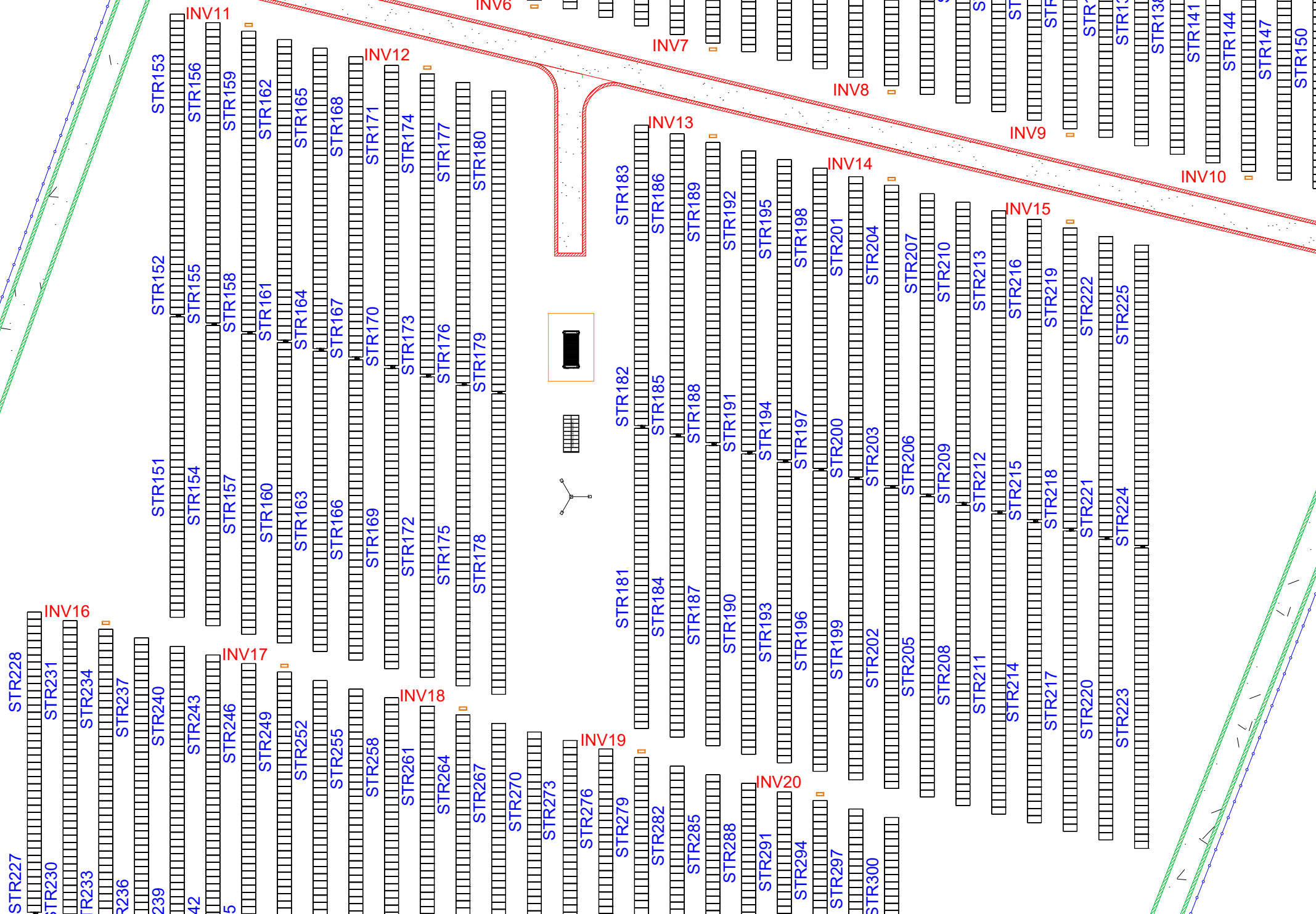
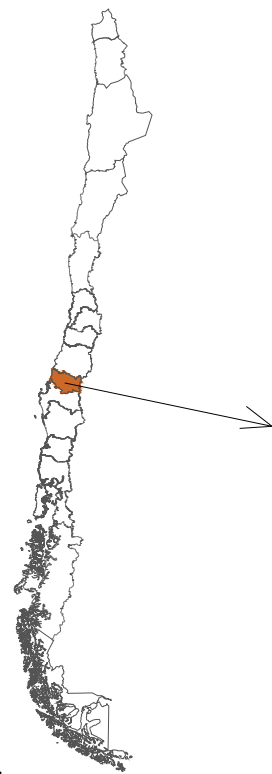
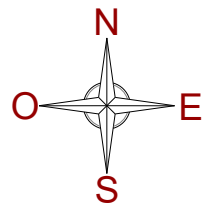


PROYECTO	Instalación FV en Chillán, Chile
DIBUJO DE PROYECTO	Zona 1 localización de inversores

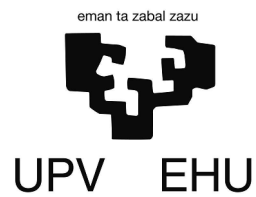
ESCALA	1:750
UNIDADES	m
N° DOCUMENTO	FV.CHILLAN.07
Lámina	7 de 10
Tam.	A3
Rev.	B

# ZONA 2 LOCALIZACIÓN DE INVERSORES

Escala: 1:750  
Unidad: m



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/08/12	LUT		



PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

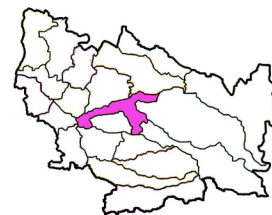
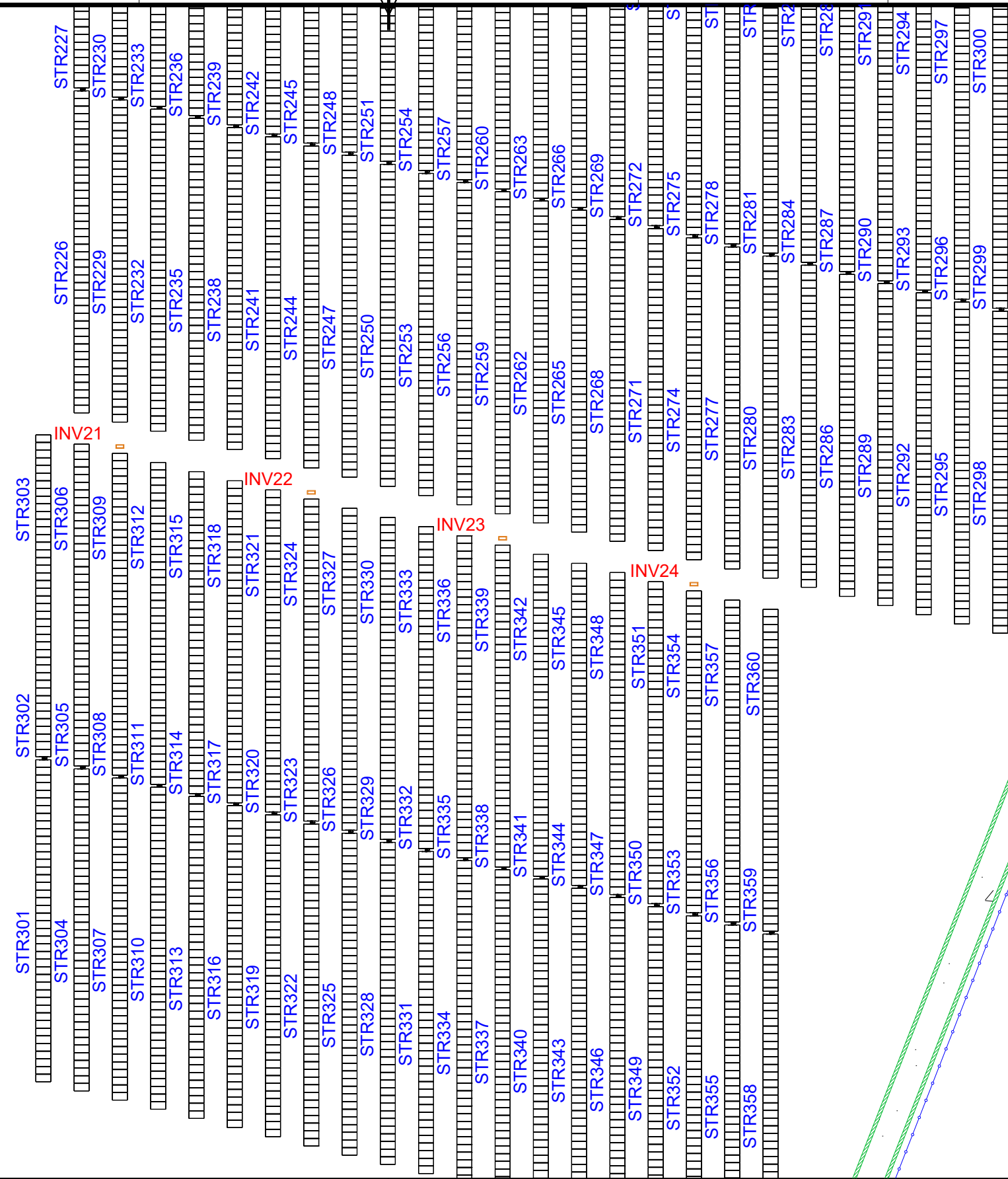
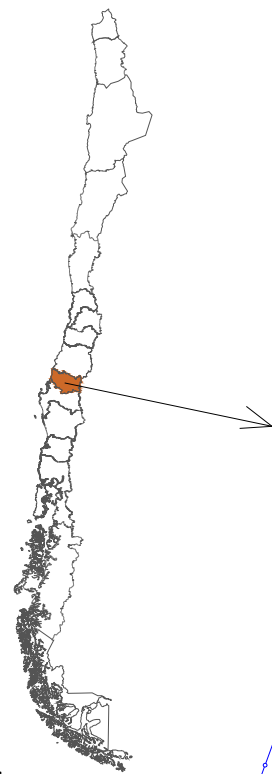
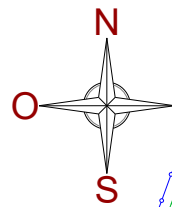
DIBUJO DE PROYECTO  
Zona 2 localización de inversores

ESCALA 1:750	
UNIDADES m	
N° DOCUMENTO FV.CHILLAN.08	Tam. A3
Lámina 8 de 10	Rev. B

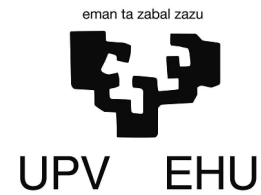


# ZONA 3 LOCALIZACIÓN DE INVERSORES

Escala: 1:750  
Unidad: m



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/08/12	LUT		



PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

DIBUJO DE PROYECTO  
Zona 3 localización de inversores

ESCALA 1:750	
UNIDADES m	
N° DOCUMENTO FV.CHILLAN.09	Tam. A3
Lámina 9 de 10	Rev. B

# CCTV CÁMARAS

Escala: 1:4.000.  
Unidad: m

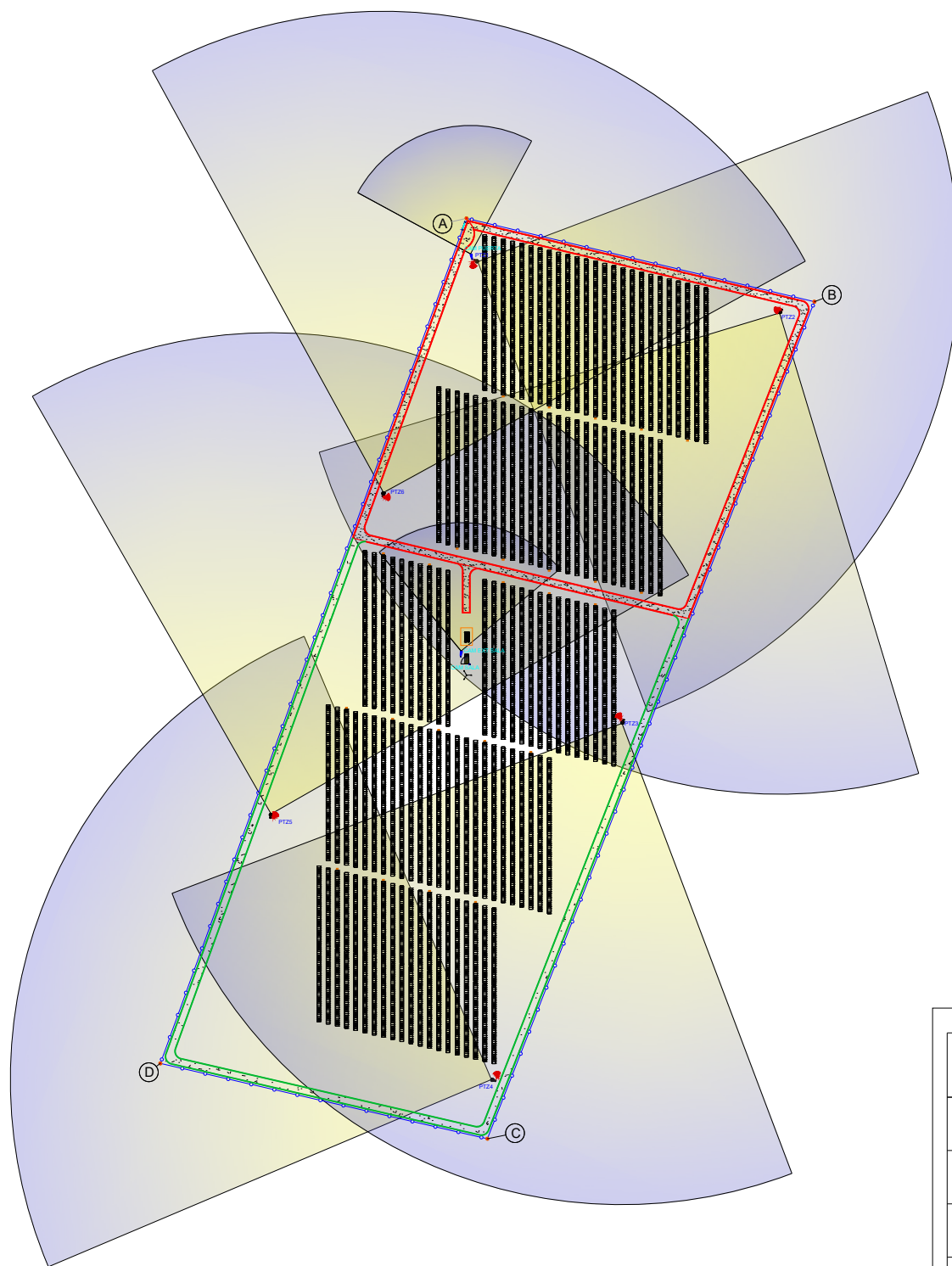
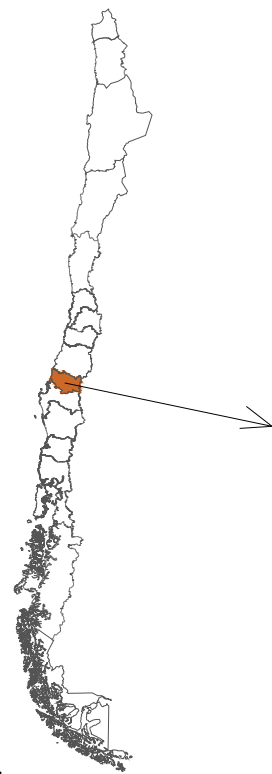
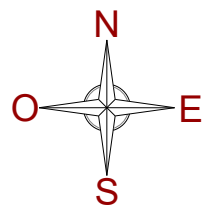
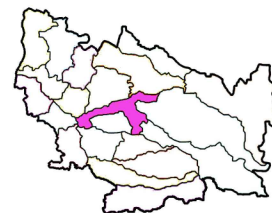
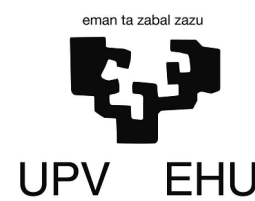


FIGURA 1: SIMBOLOGÍA

LEYENDA	
CCTV CÁMARA ALCANCE 80 m	
CCTV CÁMARA ALCANCE 300 m	
RANGO VISUAL DE CÁMARA	
EMISOR DE RED	



REVISIÓN	FECHA	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
REV.A	2022/08/12	LUT		



PROYECTO  
Instalación FV en Chillán, Chile

DIBUJO DE PROYECTO  
CCTV Cámaras

ESCALA 1:2.500	
UNIDADES m	
N° DOCUMENTO FV.CHILLAN.10	Tam. A3
Lámina 10 de 10	Rev. B

eman ta zabal zazu



Universidad  
del País Vasco

Euskal Herriko  
Unibertsitatea

Instalación Fotovoltaica en Chillán, Chile

ANEXO III: Fichas técnicas de los equipos.



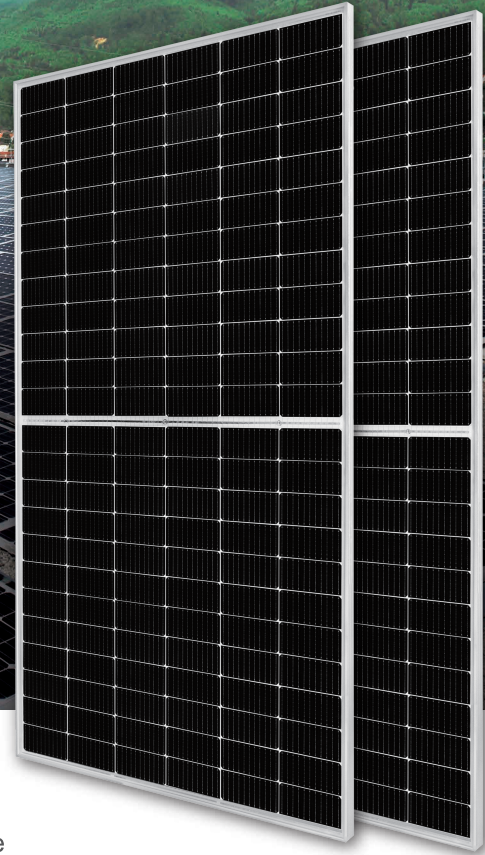
## DEEP BLUE 3.0

**Mono**

550W MBB Bifacial Mono PERC  
Half-cell Double Glass Module  
JAM72D30 525-550/MB Series

### Introduction

Assembled with 11BB bifacial PERCIUM cells and half-cell configuration, these double glass modules have the capability of converting the incident light from the rear side together with the front side into electricity, providing higher output power, lower temperature coefficient, less shading loss, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



More reliable, more stable power generation



Less shading effect

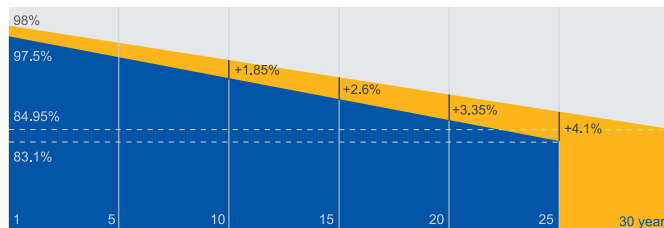


Lower temperature coefficient

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years



■ Bifacial double glass module linear power warranty

■ Standard module linear power warranty

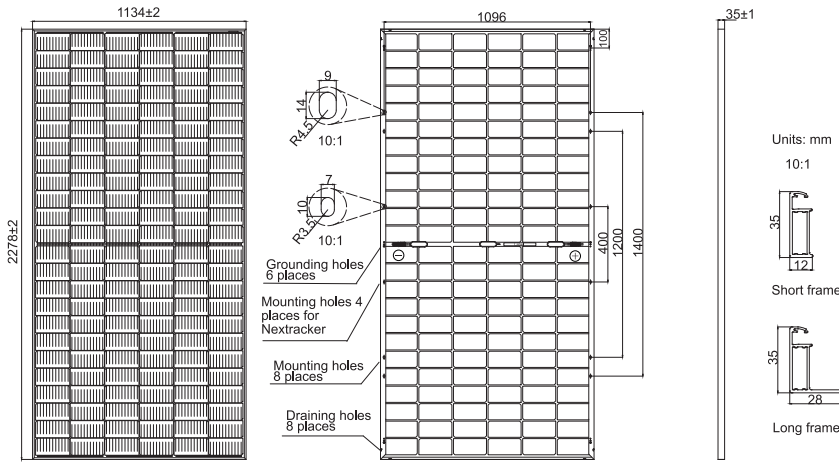
### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



**MECHANICAL DIAGRAMS**

**SPECIFICATIONS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono
Weight	31.8kg±3%
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 620pcs/40HQ Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO**

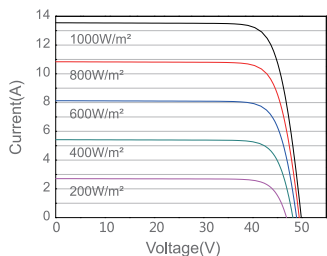
**OPERATING CONDITIONS**

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	562	567	572	578	583	589	Maximum System Voltage	1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.54	49.67	49.80	49.93	50.03	50.21	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	41.14	41.31	41.47	41.65	41.78	41.95	Maximum Series Fuse Rating	30A
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.61	14.68	14.76	14.83	14.91	14.98	Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> ) 2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(Imp) [A]	13.65	13.73	13.80	13.88	13.95	14.03	NOCT	45±2°C
Irradiation Ratio(rear/front)	10%						Bifaciality**	70%±10%
							Fire Performance	UL Type 29

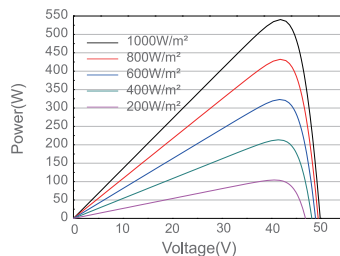
\*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.  
\*\*Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front

**CHARACTERISTICS**

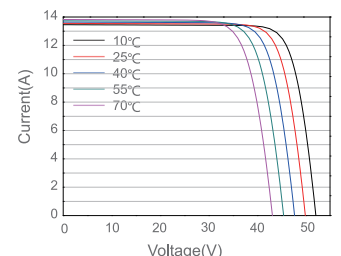
Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Power-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



# SUN2000-215KTL-H0

## Smart String Inverter



9  
MPP Trackers



99.0%  
Max. Efficiency



String-level  
Management



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



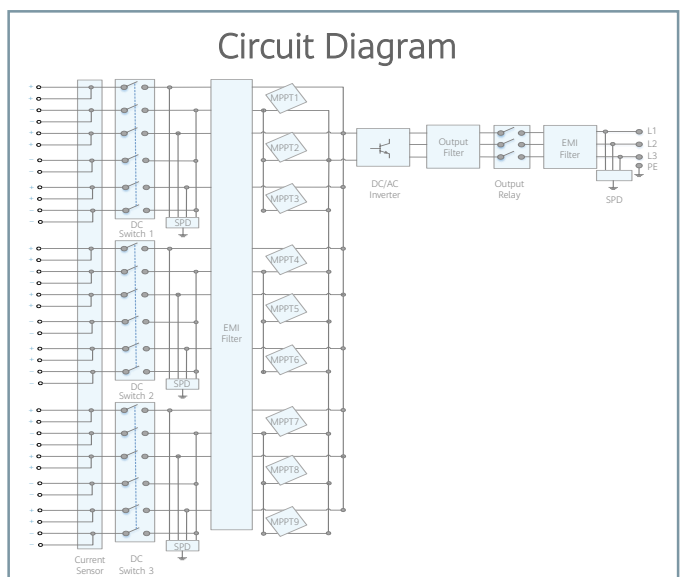
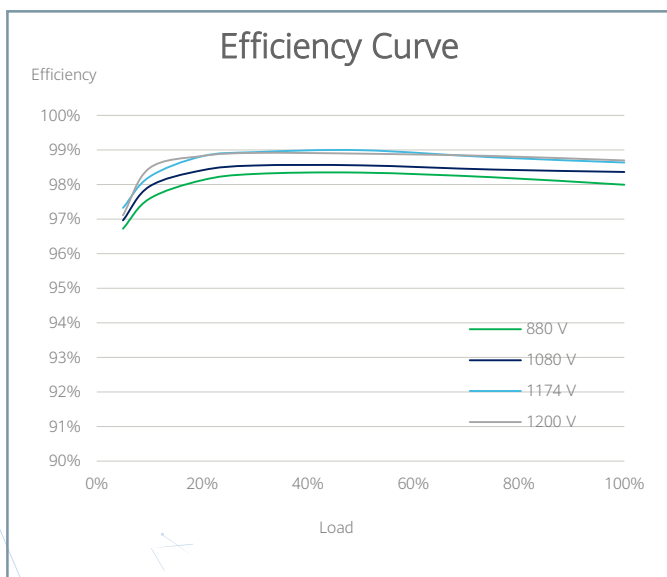
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



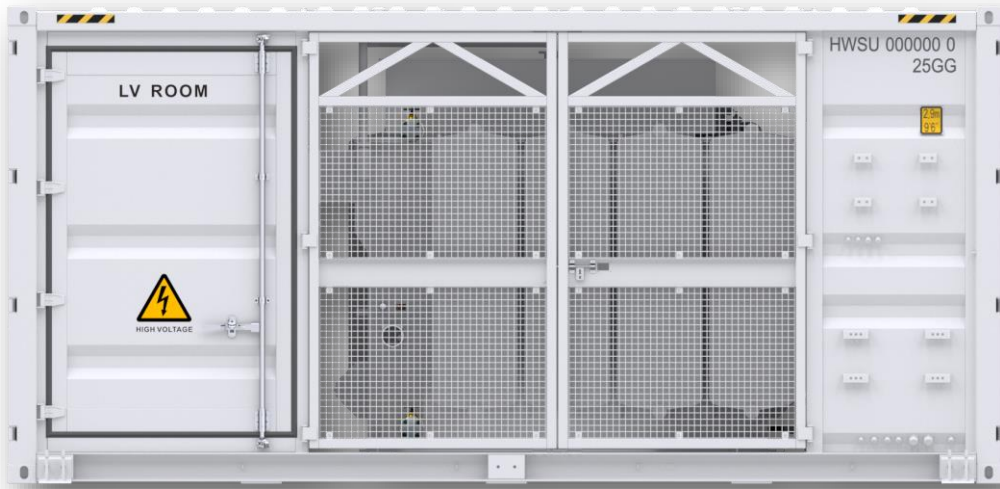
# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



# STS-6000K-H1

## Smart Transformer Station



### Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



### Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



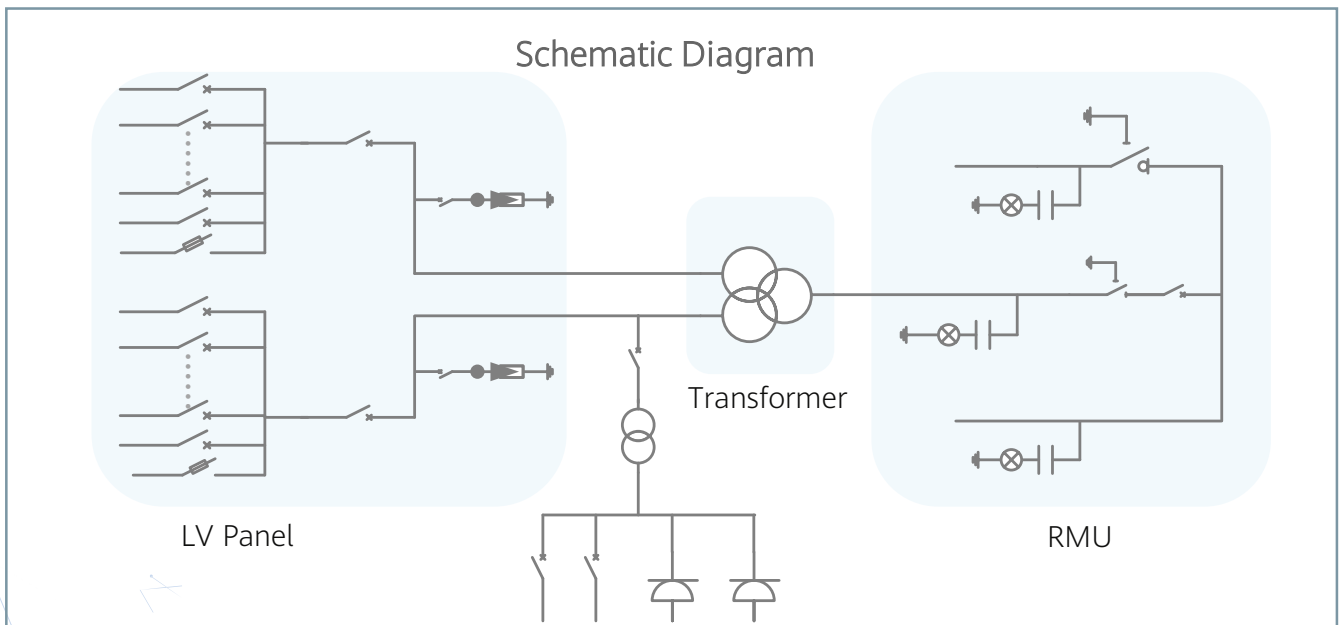
### Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



### Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



# Technical Specifications

Input	
Available Inverters / PCS	32 * SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL; 30 * LUNA2000-200KTL
AC Power	6,500 kVA @40°C / 5,920 kVA @50°C <sup>1</sup>
Rated Input Voltage	800 V
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A x 2
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 16 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Transformer Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 2, Compliance with (EU) 548/2014 Amend by (EU) 2019/1783
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated, 3 Units
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault of RMU	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N
LV Overvoltage Protection	Type I+II
Features	
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>
Updated to 50 kVA Auxiliary Transformer	Optional <sup>3</sup>
IMD	Optional <sup>3</sup>
Safety Interlocking for STS	Optional <sup>3</sup>
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional <sup>3</sup>
Updated to CCV or CVC RMU	Optional <sup>3</sup>
Updated to 25kA 1s RMU	Optional <sup>3</sup>
Organic Oil for LV/MV Transformer	Optional <sup>3</sup>
Winding Thermometer for LV/MV Transformer	Optional <sup>3</sup>
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 22 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request

3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

# TrinaTracker Vanguard™ -1P

## Single-Row



### Compatible with Larger Modules

Compatible with modules up to **670W+**.



### Higher Stability

Bi-damper system improves the tracking system's resistance to wind by **20%**.



### Higher Reliability

Optimized torque tube improves the torsional resistance by **29.6%** and the bending resistance by **12.4%**.



### Quick Installation Design

Trina Clamp is a proprietary product that is quick and easy to use with the 1P configuration, reducing the installation time and costs.



### SuperTrack Smart Tracking Control System

Compared with conventional tracking control system, increase energy generation by up to **3-8%**.

### BILATERAL DAMPER SYSTEM

The bilateral damper system can shorten the tracker oscillation time, thus preventing oscillation. Dynamic responses are reduced and the critical wind speed increased



### SPHERICAL BEARING

Global patented spherical bearings with up to 30% angle adjustability, alleviate the damage caused by uneven foundation settlement during operations. The spherical bearings dissipate the extra stress caused by the deformation of the tracker system, thus reduce the load and failure rate of each component.





## TECHNICAL SPECIFICATIONS

### GENERAL FEATURES

Solar tracker type	Single row Single-Axis
Tracking range	±60°(120°)
Driver	Slewing drive
Configuration	One modules in portrait (1P) up to 90 modules per tracker(1500V string)
Solar module supported	Framed
Foundation options	Direct ramming / Pre-drilling+ramming/Micropile / PHC piles
Pile section	W,compatible with IPE, IPEA, HEA and HEB
Modules attachment	Bolts, Rivets and Clamps
Piles per MW(670Wp module)	~242 piles/MW <sup>(1)</sup> (68 modules per row)
Terrain adaptability	20% N-S <sup>(2)</sup>
Wind and snow loads tolerance	Tailored to site requireriment
Design wind speed	55 m/s (This value depends on project conditions)

### STRUCTURE

Material	High Yield Strength Steel
Coating	HDG, Pregalvanizide & ZM <sup>(3)</sup>

### CONTROLLER

Controller	Electronic board with microprocessor
Ingress protection marking	IP65
Tracking method	SuperTrack Smart Tracking Control System <sup>(4)</sup> / Conventional Tracking Control System
Advanced wind control	Customizable
Anemometer	Cup / Ultrasonic
Night-time stow	Configurable
Communication with the tracker	Wired option: RS 485 Wireless option: LoRa/Zigbee
Operating conditions	Altitude < 4000 m <sup>(5)</sup> Temperature: -30~60°C <sup>(5)</sup>
Sensors	Digital inclinometer
Power(motor drive)	DC motor: 0.15 kW
Power supply	Grid connection / String powered / Self-powered with battery

### WARRANTY

Warranty period of 10 years for the structural set of elements which build the tracker up and have been supplied by Trina Solar.

Warranty period of 5 years for commercial components (including but not limited to drive system ,electrical system, bearing set, fasteners, etc.)

\*1 Depending on layout

\*2 For scenarios beyond the scope of use, please consult TrinaTracker

\*3 Standard configuration, Other coating under request, please consult TrinaTracker

\*4 Includes smart tracking algorithm and smart backtracking algorithm

\*5 Standard configuration. Different conditions under reques, please consult TrinaTracker

CAUTION:READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2022 Trina Solar Co.,Ltd.All rights reserved,Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Doc number:DT-T-0004 Rev:C



eman ta zabal zazu



Universidad  
del País Vasco

Euskal Herriko  
Unibertsitatea

Instalación Fotovoltaica en Chillán, Chile

## ANEXO IV: Informe de PVSyst.

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Chillán

Variant: Chillán

Trackers single array, with backtracking

System power: 5443 kWp

Chillán - Chile



**PVsyst V7.2.18**

VCO, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

**Project summary**

**Geographical Site**

Chillán  
Chile

**Situation**

Latitude -36.65 °S  
Longitude -72.03 °W  
Altitude 155 m  
Time zone UTC-4

**Project settings**

Albedo 0.20

**Meteo data**

Chillán  
PVGIS TMY 5.2 - Sintético

**System summary**

**Grid-Connected System**

**PV Field Orientation**

**Orientation**  
Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

**Trackers single array, with backtracking**

**Tracking algorithm**  
Astronomic calculation  
Backtracking activated

**Near Shadings**

Linear shadings

**System information**

**PV Array**

Nb. of modules 10080 units  
Pnom total 5443 kWp

**Inverters**

Nb. of units 24 units  
Pnom total 4800 kWac  
Pnom ratio 1.134

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Results summary**

Produced Energy 12 GWh/year Specific production 2129 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 84.73 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
P50 - P90 evaluation	10



**PVsyst V7.2.18**

VC0, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

**General parameters****Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

**Trackers single array, with backtracking****Tracking algorithm**

Astronomic calculation  
Backtracking activated

**Backtracking array**

Nb. of trackers 120 units  
Single array

**Sizes**

Tracker Spacing 5.75 m  
Collector width 2.28 m  
Ground Cov. Ratio (GCR) 39.6 %  
Phi min / max. +/- 90.0 °

**Backtracking strategy**

Phi limits +/- 66.5 °  
Backtracking pitch 5.75 m  
Backtracking width 2.28 m

**Models used**

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonorm  
Circumsolar separate

**Horizon**

Average Height 1.1 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**Bifacial system**

Model 2D Calculation  
unlimited trackers

**Bifacial model geometry**

Tracker Spacing 5.75 m  
Tracker width 2.28 m  
GCR 39.6 %  
Axis height above ground 1.50 m

**Bifacial model definitions**

Ground albedo 0.15  
Bifaciality factor 66 %  
Rear shading factor 5.0 %  
Rear mismatch loss 10.0 %  
Shed transparent fraction 0.0 %

**PV Array Characteristics****PV module**

Manufacturer Generic  
Model JAM72-D30-540-MB  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 540 Wp  
Number of PV modules 10080 units  
Nominal (STC) 5443 kWp  
Modules 360 Strings x 28 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp 4997 kWp  
U mpp 1057 V  
I mpp 4728 A

**Total PV power**

Nominal (STC) 5443 kWp  
Total 10080 modules  
Module area 26039 m²

**Inverter**

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-215KTL-H0  
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 200 kWac  
Number of inverters 24 units  
Total power 4800 kWac  
Operating voltage 500-1500 V  
Max. power (=>33°C) 215 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.13

**Total inverter power**

Total power 4800 kWac  
Number of inverters 24 units  
Pnom ratio 1.13

**PVsyst V7.2.18**

VC0, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

**Array losses****Array Soiling Losses**

Loss Fraction 4.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>KUv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s**DC wiring losses**

Global array res. 2.2 mΩ

Loss Fraction 0.9 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 1.5 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction 0.1 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 0.7 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.989	0.945	0.890	0.821	0.681	0.439	0.000

**System losses****Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses****Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 1.20 % at STC

**Inverter: SUN2000-215KTL-H0**Wire section (24 Inv.) Copper 24 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>

Average wires length 440 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 13.2 kV

Wires Alu 3 x 240 mm<sup>2</sup>

Length 1045 m

Loss Fraction 0.42 % at STC

**AC losses in transformers****MV transfo**

Grid voltage 13.2 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC 5343 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 5.34 kW

Loss Fraction 0.10 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 1.20 mΩ

Loss Fraction 1.00 % at STC



PVsyst V7.2.18

VC0, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

Horizon definition

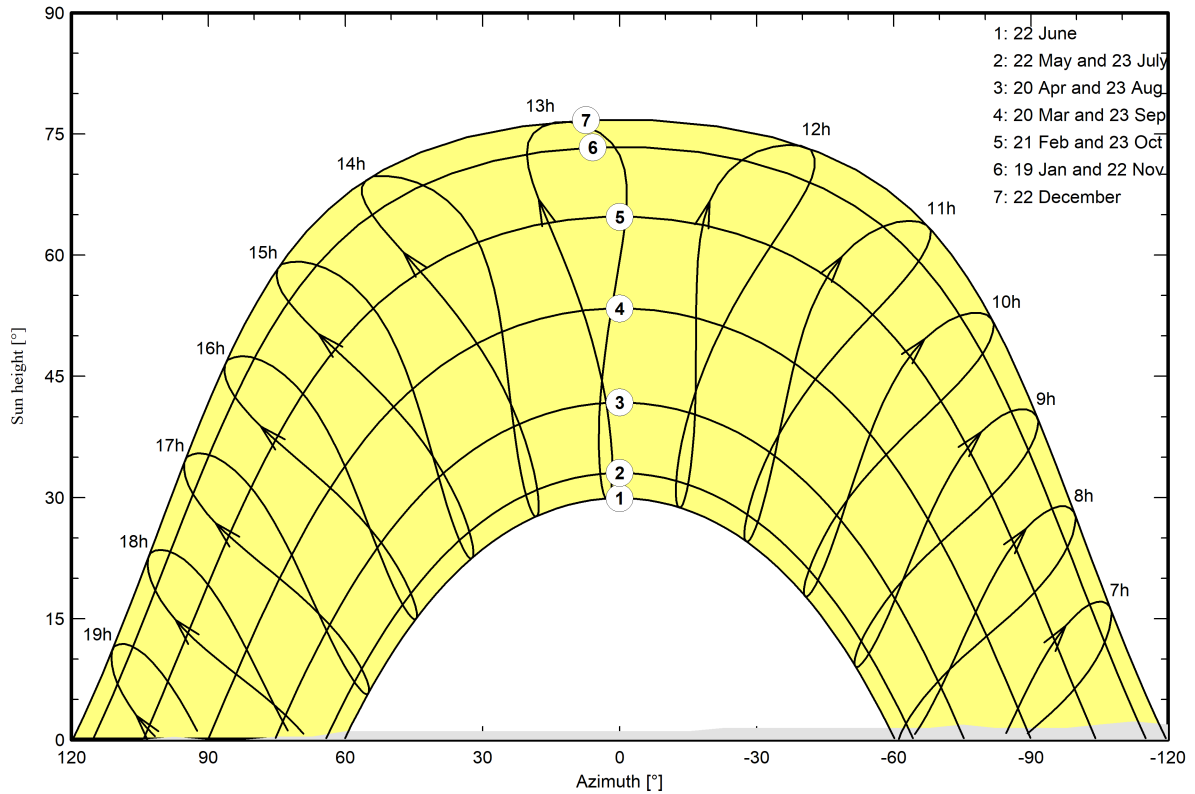
Horizon from PVGIS website API, Lat=-36°38'43', Long=-72°1'56', Alt=155m

Average Height	1.1 °	Albedo Factor	0.98
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-173	-165	-158	-120	-113	-105	-98	-83	-75	-68	-23	-15
Height [°]	0.8	1.1	1.9	1.9	2.3	1.9	1.5	1.5	1.9	1.5	1.5	1.1
Azimuth [°]	0	0	60	68	75	83	90	98	105	135	143	
Height [°]	1.1	1.1	1.1	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.8	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)



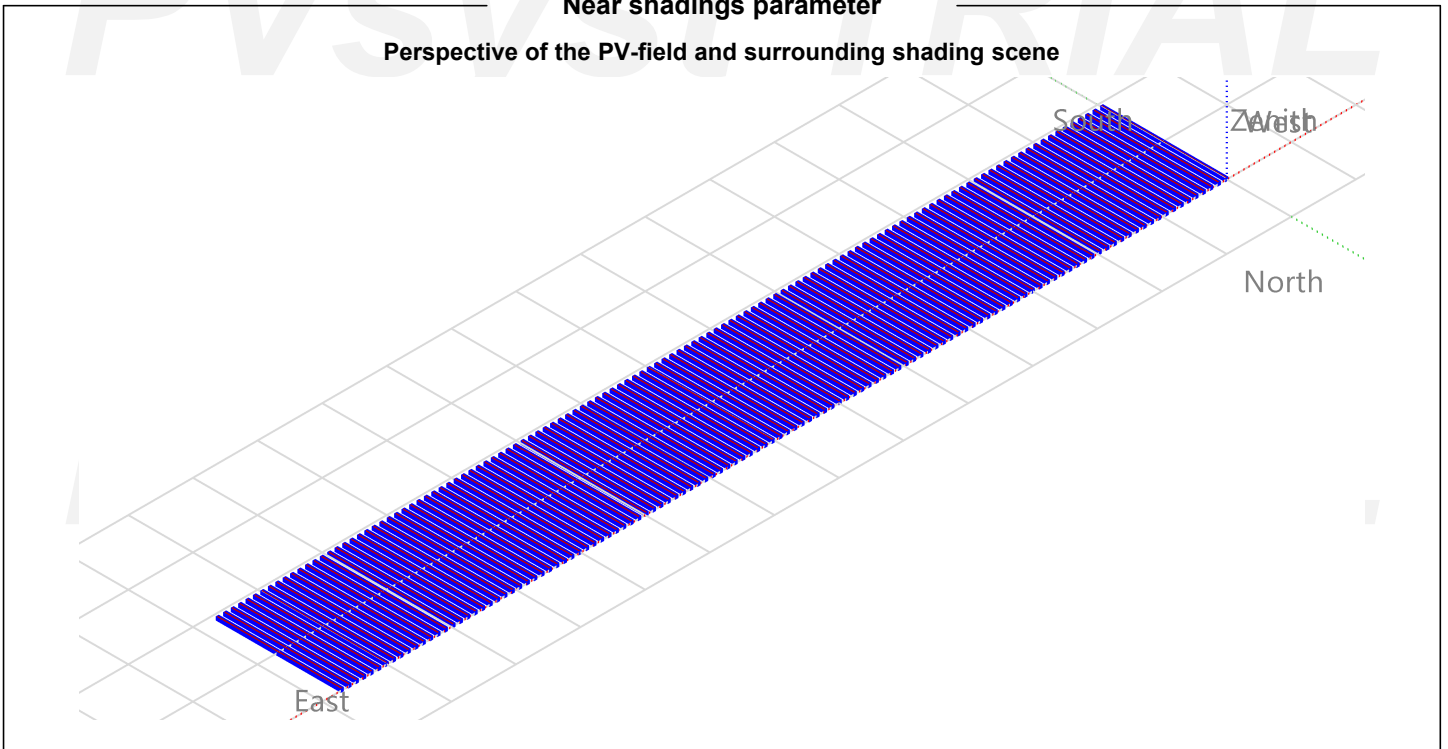


**PVsyst V7.2.18**

VC0, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

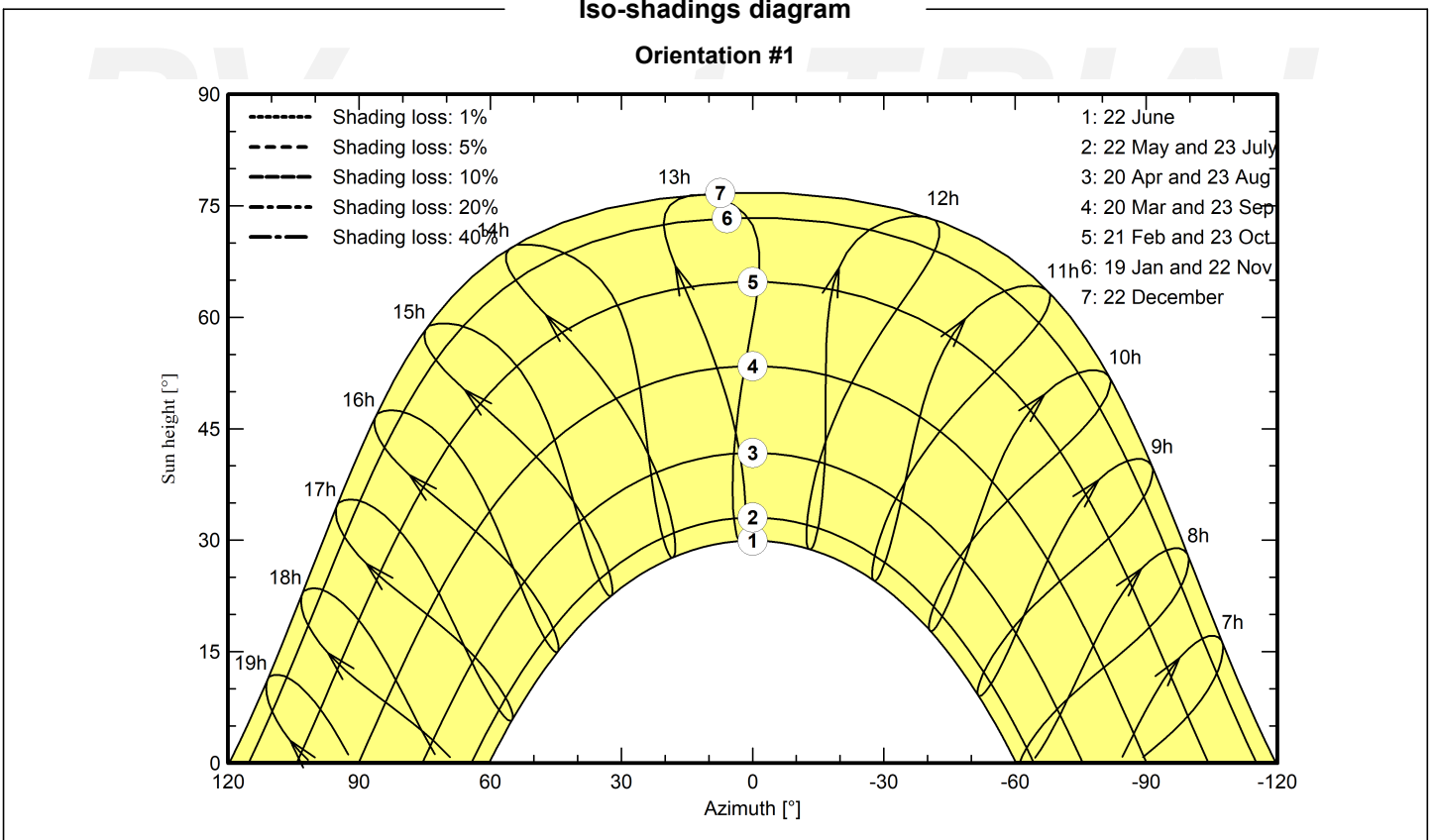
**Near shadings parameter**

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**Orientation #1**





**PVsyst V7.2.18**

VC0, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

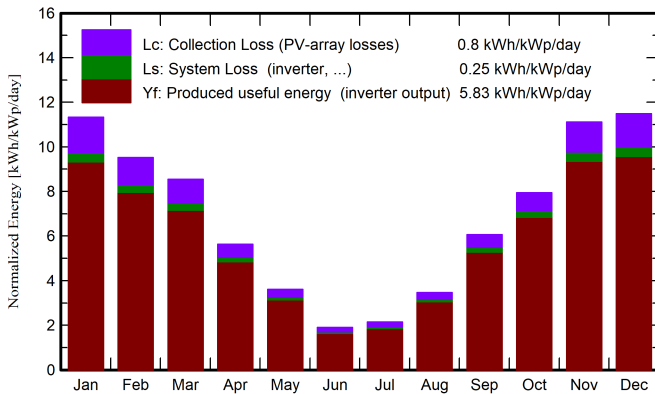
**Main results**

**System Production**

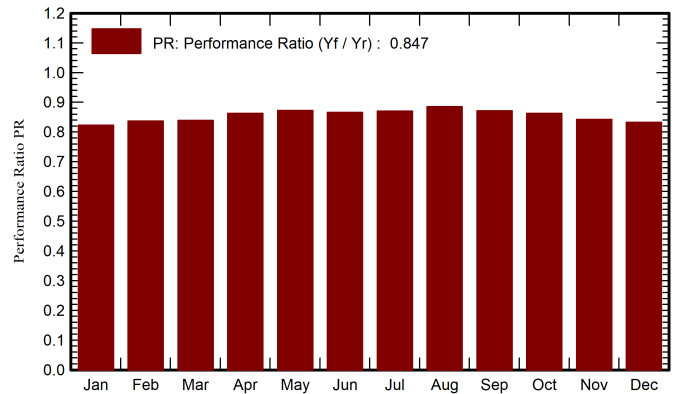
Produced Energy 12 GWh/year

Specific production 2129 kWh/kWp/year  
Performance Ratio PR 84.73 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	257.7	40.80	20.29	351.4	331.2	1.646	1.574	0.823
February	194.4	40.00	19.27	266.6	251.2	1.268	1.215	0.837
March	189.6	32.90	19.24	265.2	249.6	1.263	1.211	0.839
April	121.8	31.00	14.32	169.1	157.9	0.825	0.794	0.863
May	81.0	26.40	10.83	111.8	103.1	0.551	0.531	0.873
June	42.6	18.50	8.37	56.9	51.7	0.279	0.268	0.866
July	50.8	24.20	8.82	66.4	60.6	0.327	0.315	0.870
August	77.6	29.10	7.94	107.3	99.3	0.536	0.517	0.885
September	133.9	40.30	11.45	182.1	170.4	0.898	0.863	0.871
October	185.3	51.40	11.94	246.3	231.4	1.207	1.156	0.863
November	242.7	43.50	15.28	333.7	314.9	1.598	1.529	0.842
December	261.7	45.90	18.03	356.3	336.3	1.689	1.616	0.833
Year	1839.1	424.00	13.79	2513.1	2357.7	12.088	11.590	0.847

**Legends**

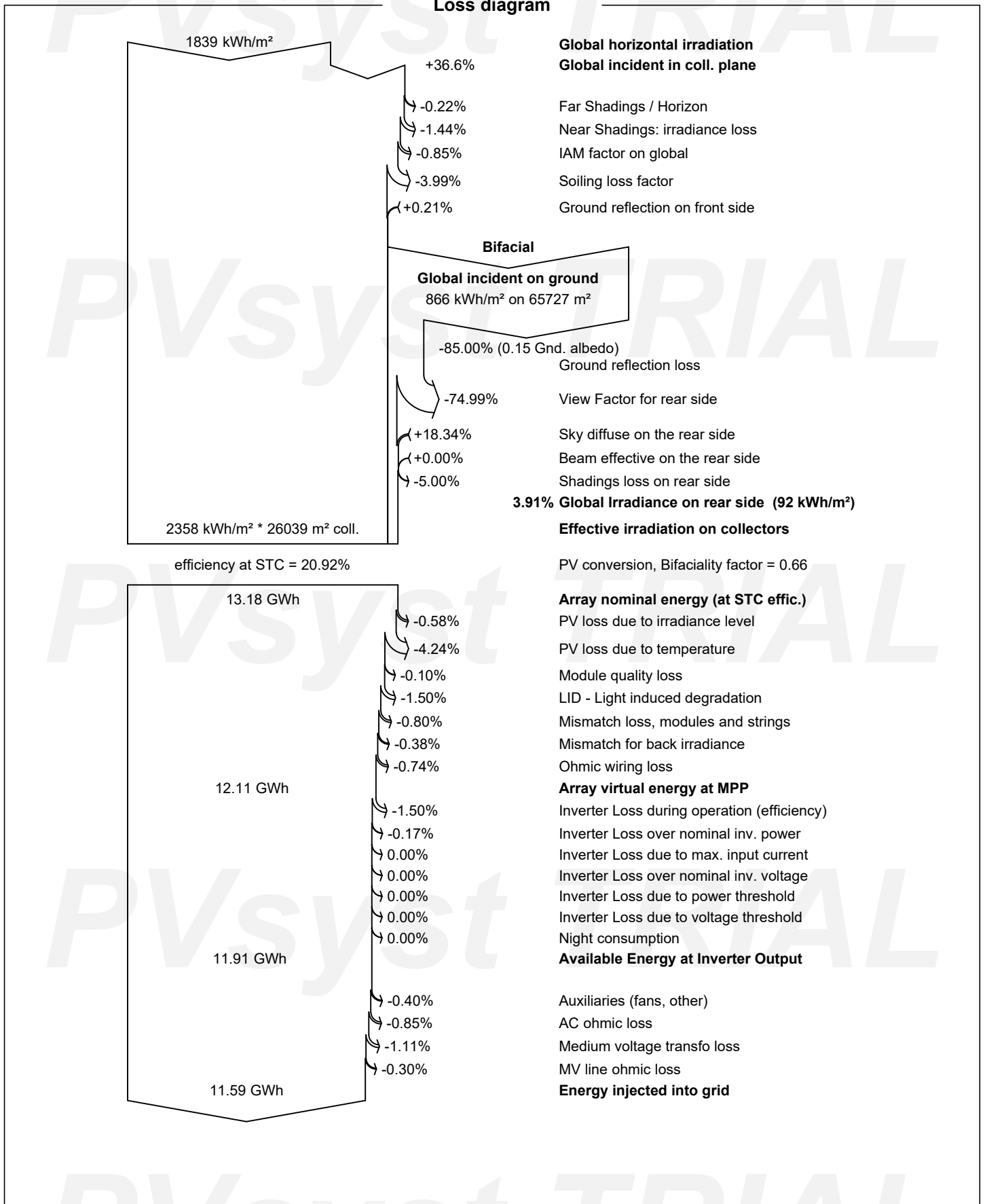
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.18

VCO, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

Loss diagram



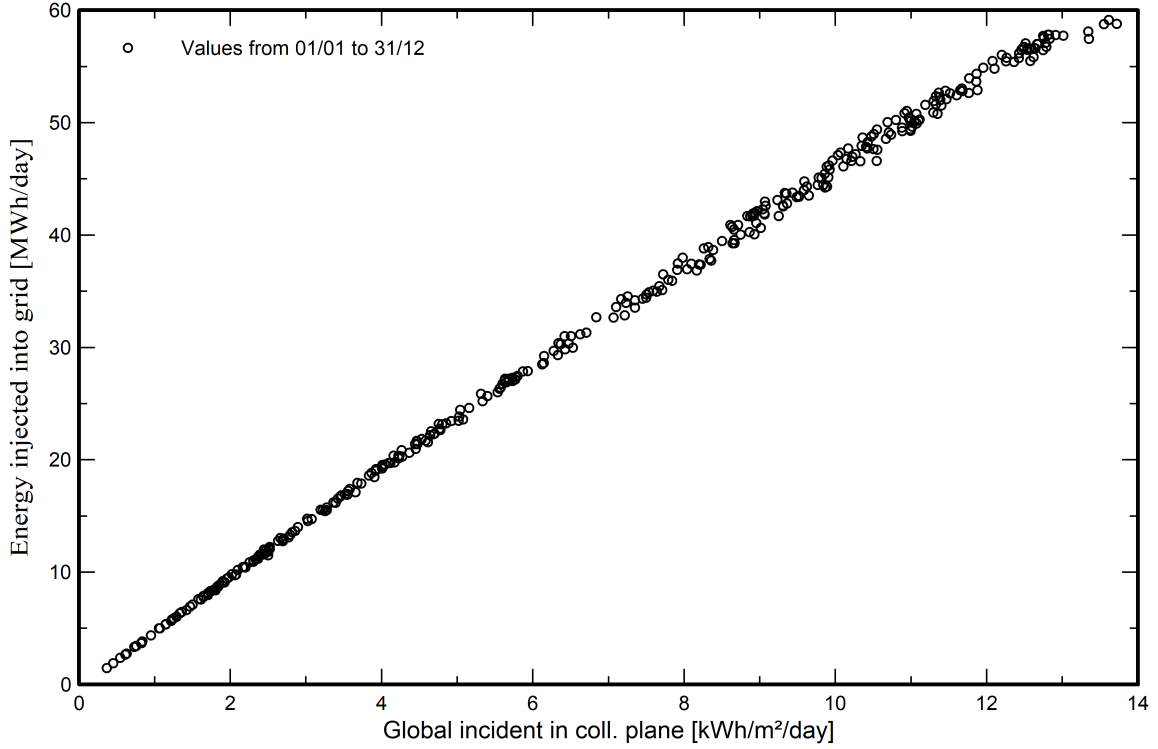


**PVsyst V7.2.18**

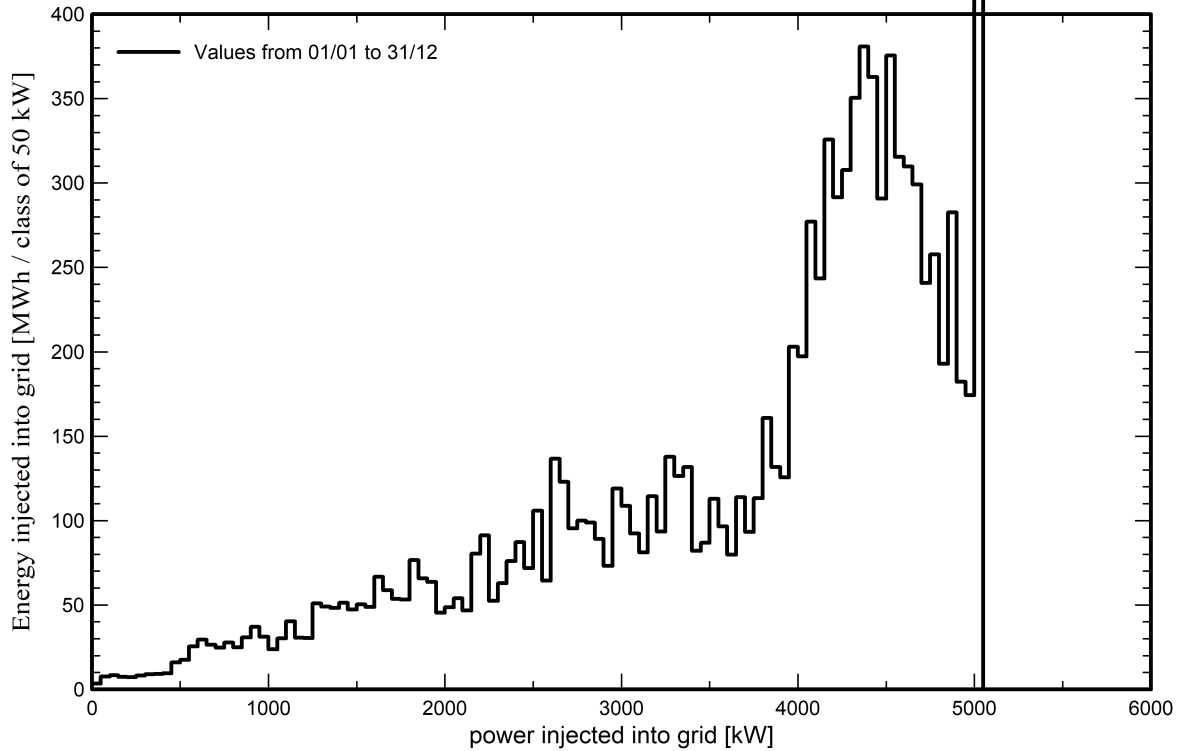
VC0, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**







**PVsyst V7.2.18**

VC0, Simulation date:  
31/08/22 19:44  
with v7.2.18

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Source PVGIS TMY 5.2  
Kind Monthly averages  
Sintético - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) 3.1 %

**Specified Deviation**

Climate change 0.0 %

**Global variability (meteo + system)**

Variability (Quadratic sum) 3.6 %

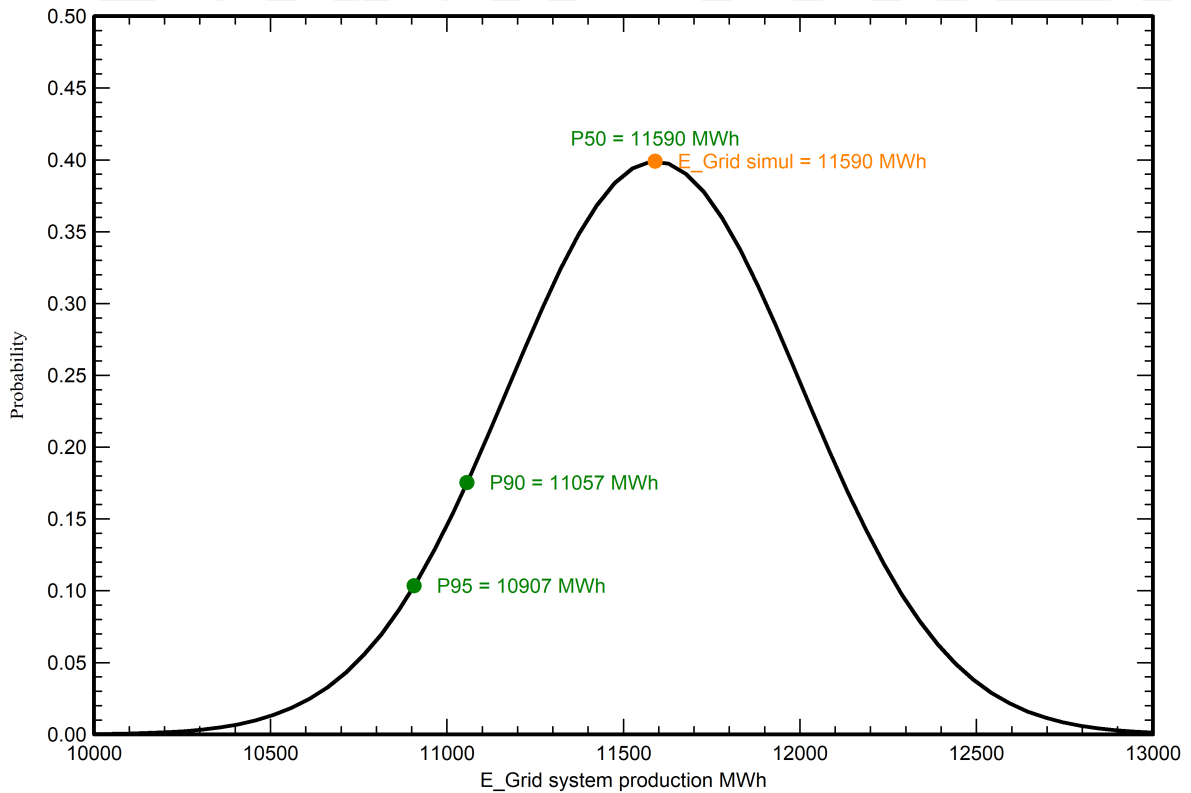
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

**Annual production probability**

Variability 416 MWh  
P50 11590 MWh  
P90 11057 MWh  
P95 10907 MWh

**Probability distribution**





## ANEXO V: Cálculos de la sección mínima del cableado.

### DIMENSIONAMIENTO DEL CABLE DE STRING A INVERSOR

Nº	STRING	MPPT	INV	ST1	L (m)	I <sub>max</sub> (A)	V <sub>max</sub> (V)	P <sub>max</sub> (W)	Scalcu (mm <sup>2</sup> )	Snorm (mm <sup>2</sup> )	Sec (mm <sup>2</sup> )	cdt (%)	I <sub>adm</sub> (A)
1 String	1	1	1	1	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
2 String	2	1	1	1	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
3 String	3	2	1	1	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
4 String	4	2	1	1	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
5 String	5	3	1	1	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
6 String	6	3	1	1	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
7 String	7	4	1	1	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
8 String	8	4	1	1	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
9 String	9	5	1	1	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
10 String	10	5	1	1	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
11 String	11	6	1	1	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
12 String	12	1	1	1	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
13 String	13	1	1	1	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
14 String	14	2	1	1	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
15 String	15	2	1	1	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
16 String	1	3	2	2	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
17 String	2	3	2	2	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
18 String	3	4	2	2	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
19 String	4	4	2	2	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
20 String	5	5	2	2	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
21 String	6	5	2	2	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
22 String	7	6	2	2	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
23 String	8	1	2	2	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
24 String	9	1	2	2	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
25 String	10	2	2	2	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
26 String	11	2	2	2	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
27 String	12	3	2	2	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
28 String	13	3	2	2	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
29 String	14	4	2	2	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
30 String	15	4	2	2	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
31 String	1	5	3	3	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
32 String	2	5	3	3	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
33 String	3	6	3	3	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
34 String	4	1	3	3	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
35 String	5	1	3	3	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
36 String	6	2	3	3	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
37 String	7	2	3	3	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
38 String	8	3	3	3	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
39 String	9	3	3	3	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
40 String	10	4	3	3	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
41 String	11	4	3	3	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
42 String	12	5	3	3	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
43 String	13	5	3	3	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
44 String	14	6	3	3	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
45 String	15	1	3	3	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
46 String	1	1	4	4	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
47 String	2	2	4	4	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00

48 String	3	2	4	4	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
49 String	4	3	4	4	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
50 String	5	3	4	4	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
51 String	6	4	4	4	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
52 String	7	4	4	4	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
53 String	8	5	4	4	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
54 String	9	5	4	4	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
55 String	10	6	4	4	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
56 String	11	1	4	4	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
57 String	12	1	4	4	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
58 String	13	2	4	4	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
59 String	14	2	4	4	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
60 String	15	3	4	4	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
61 String	1	3	5	5	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
62 String	2	4	5	5	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
63 String	3	4	5	5	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
64 String	4	5	5	5	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
65 String	5	5	5	5	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
66 String	6	6	5	5	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
67 String	7	1	5	5	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
68 String	8	1	5	5	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
69 String	9	2	5	5	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
70 String	10	2	5	5	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
71 String	11	3	5	5	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
72 String	12	3	5	5	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
73 String	13	4	5	5	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
74 String	14	4	5	5	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
75 String	15	5	5	5	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
76 String	1	5	6	6	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
77 String	2	6	6	6	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
78 String	3	1	6	6	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
79 String	4	1	6	6	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
80 String	5	2	6	6	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
81 String	6	2	6	6	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
82 String	7	3	6	6	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
83 String	8	3	6	6	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
84 String	9	4	6	6	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
85 String	10	4	6	6	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
86 String	11	5	6	6	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
87 String	12	5	6	6	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
88 String	13	6	6	6	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
89 String	14	1	6	6	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
90 String	15	1	6	6	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
91 String	1	2	7	7	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
92 String	2	2	7	7	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
93 String	3	3	7	7	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
94 String	4	3	7	7	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
95 String	5	4	7	7	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
96 String	6	4	7	7	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
97 String	7	5	7	7	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00

98 String	8	5	7	7	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
99 String	9	6	7	7	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
100 String	10	1	7	7	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
101 String	11	1	7	7	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
102 String	12	2	7	7	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
103 String	13	2	7	7	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
104 String	14	3	7	7	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
105 String	15	3	7	7	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
106 String	1	4	8	8	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
107 String	2	4	8	8	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
108 String	3	5	8	8	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
109 String	4	5	8	8	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
110 String	5	6	8	8	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
111 String	6	1	8	8	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
112 String	7	1	8	8	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
113 String	8	2	8	8	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
114 String	9	2	8	8	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
115 String	10	3	8	8	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
116 String	11	3	8	8	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
117 String	12	4	8	8	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
118 String	13	4	8	8	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
119 String	14	5	8	8	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
120 String	15	5	8	8	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
121 String	1	6	9	9	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
122 String	2	1	9	9	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
123 String	3	1	9	9	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
124 String	4	2	9	9	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
125 String	5	2	9	9	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
126 String	6	3	9	9	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
127 String	7	3	9	9	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
128 String	8	4	9	9	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
129 String	9	4	9	9	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
130 String	10	5	9	9	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
131 String	11	5	9	9	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
132 String	12	6	9	9	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
133 String	13	1	9	9	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
134 String	14	1	9	9	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
135 String	15	2	9	9	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
136 String	1	2	10	10	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
137 String	2	3	10	10	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
138 String	3	3	10	10	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
139 String	4	4	10	10	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
140 String	5	4	10	10	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
141 String	6	5	10	10	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
142 String	7	5	10	10	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
143 String	8	6	10	10	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
144 String	9	1	10	10	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
145 String	10	1	10	10	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
146 String	11	2	10	10	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
147 String	12	2	10	10	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00

148 String	13	3	10	10	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
149 String	14	3	10	10	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
150 String	15	4	10	10	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
151 String	1	4	11	11	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
152 String	2	5	11	11	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
153 String	3	5	11	11	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
154 String	4	6	11	11	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
155 String	5	1	11	11	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
156 String	6	1	11	11	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
157 String	7	2	11	11	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
158 String	8	2	11	11	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
159 String	9	3	11	11	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
160 String	10	3	11	11	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
161 String	11	4	11	11	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
162 String	12	4	11	11	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
163 String	13	5	11	11	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
164 String	14	5	11	11	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
165 String	15	6	11	11	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
166 String	1	1	12	12	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
167 String	2	1	12	12	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
168 String	3	2	12	12	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
169 String	4	2	12	12	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
170 String	5	3	12	12	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
171 String	6	3	12	12	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
172 String	7	4	12	12	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
173 String	8	4	12	12	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
174 String	9	5	12	12	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
175 String	10	5	12	12	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
176 String	11	6	12	12	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
177 String	12	1	12	12	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
178 String	13	1	12	12	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
179 String	14	2	12	12	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
180 String	15	2	12	12	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
181 String	1	3	13	13	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
182 String	2	3	13	13	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
183 String	3	4	13	13	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
184 String	4	4	13	13	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
185 String	5	5	13	13	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
186 String	6	5	13	13	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
187 String	7	6	13	13	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
188 String	8	1	13	13	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
189 String	9	1	13	13	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
190 String	10	2	13	13	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
191 String	11	2	13	13	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
192 String	12	3	13	13	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
193 String	13	3	13	13	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
194 String	14	4	13	13	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
195 String	15	4	13	13	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
196 String	1	5	14	14	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
197 String	2	5	14	14	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00

198 String	3	6	14	14	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
199 String	4	1	14	14	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
200 String	5	1	14	14	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
201 String	6	2	14	14	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
202 String	7	2	14	14	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
203 String	8	3	14	14	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
204 String	9	3	14	14	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
205 String	10	4	14	14	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
206 String	11	4	14	14	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
207 String	12	5	14	14	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
208 String	13	5	14	14	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
209 String	14	6	14	14	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
210 String	15	1	14	14	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
211 String	1	1	15	15	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
212 String	2	2	15	15	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
213 String	3	2	15	15	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
214 String	4	3	15	15	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
215 String	5	3	15	15	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
216 String	6	4	15	15	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
217 String	7	4	15	15	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
218 String	8	5	15	15	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
219 String	9	5	15	15	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
220 String	10	6	15	15	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
221 String	11	1	15	15	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
222 String	12	1	15	15	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
223 String	13	2	15	15	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
224 String	14	2	15	15	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
225 String	15	3	15	15	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
226 String	1	3	16	16	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
227 String	2	4	16	16	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
228 String	3	4	16	16	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
229 String	4	5	16	16	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
230 String	5	5	16	16	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
231 String	6	6	16	16	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
232 String	7	1	16	16	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
233 String	8	1	16	16	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
234 String	9	2	16	16	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
235 String	10	2	16	16	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
236 String	11	3	16	16	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
237 String	12	3	16	16	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
238 String	13	4	16	16	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
239 String	14	4	16	16	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
240 String	15	5	16	16	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
241 String	1	5	17	17	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
242 String	2	6	17	17	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
243 String	3	1	17	17	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
244 String	4	1	17	17	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
245 String	5	2	17	17	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
246 String	6	2	17	17	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
247 String	7	3	17	17	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00



248 String	8	3	17	17	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
249 String	9	4	17	17	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
250 String	10	4	17	17	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
251 String	11	5	17	17	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
252 String	12	5	17	17	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
253 String	13	6	17	17	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
254 String	14	1	17	17	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
255 String	15	1	17	17	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
256 String	1	2	18	18	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
257 String	2	2	18	18	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
258 String	3	3	18	18	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
259 String	4	3	18	18	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
260 String	5	4	18	18	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
261 String	6	4	18	18	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
262 String	7	5	18	18	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
263 String	8	5	18	18	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
264 String	9	6	18	18	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
265 String	10	1	18	18	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
266 String	11	1	18	18	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
267 String	12	2	18	18	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
268 String	13	2	18	18	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
269 String	14	3	18	18	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
270 String	15	3	18	18	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
271 String	1	4	19	19	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
272 String	2	4	19	19	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
273 String	3	5	19	19	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
274 String	4	5	19	19	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
275 String	5	6	19	19	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
276 String	6	1	19	19	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
277 String	7	1	19	19	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
278 String	8	2	19	19	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
279 String	9	2	19	19	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
280 String	10	3	19	19	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
281 String	11	3	19	19	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
282 String	12	4	19	19	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
283 String	13	4	19	19	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
284 String	14	5	19	19	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
285 String	15	5	19	19	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
286 String	1	6	20	20	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
287 String	2	1	20	20	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
288 String	3	1	20	20	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
289 String	4	2	20	20	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
290 String	5	2	20	20	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
291 String	6	3	20	20	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
292 String	7	3	20	20	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
293 String	8	4	20	20	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
294 String	9	4	20	20	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
295 String	10	5	20	20	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
296 String	11	5	20	20	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
297 String	12	6	20	20	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00

298 String	13	1	20	20	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
299 String	14	1	20	20	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
300 String	15	2	20	20	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
301 String	1	2	21	21	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
302 String	2	3	21	21	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
303 String	3	3	21	21	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
304 String	4	4	21	21	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
305 String	5	4	21	21	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
306 String	6	5	21	21	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
307 String	7	5	21	21	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
308 String	8	6	21	21	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
309 String	9	1	21	21	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
310 String	10	1	21	21	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
311 String	11	2	21	21	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
312 String	12	2	21	21	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
313 String	13	3	21	21	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
314 String	14	3	21	21	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
315 String	15	4	21	21	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
316 String	1	4	22	22	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
317 String	2	5	22	22	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
318 String	3	5	22	22	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
319 String	4	6	22	22	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
320 String	5	1	22	22	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
321 String	6	1	22	22	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
322 String	7	2	22	22	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
323 String	8	2	22	22	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
324 String	9	3	22	22	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
325 String	10	3	22	22	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
326 String	11	4	22	22	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
327 String	12	4	22	22	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
328 String	13	5	22	22	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
329 String	14	5	22	22	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
330 String	15	6	22	22	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
331 String	1	1	23	23	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
332 String	2	1	23	23	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
333 String	3	2	23	23	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
334 String	4	2	23	23	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
335 String	5	3	23	23	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
336 String	6	3	23	23	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
337 String	7	4	23	23	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
338 String	8	4	23	23	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
339 String	9	5	23	23	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
340 String	10	5	23	23	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
341 String	11	6	23	23	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
342 String	12	1	23	23	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
343 String	13	1	23	23	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
344 String	14	2	23	23	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
345 String	15	2	23	23	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
346 String	1	3	24	24	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
347 String	2	3	24	24	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00

348 String	3	4	24	24	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00
349 String	4	4	24	24	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
350 String	5	5	24	24	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
351 String	6	5	24	24	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
352 String	7	6	24	24	69	12,97	1166	15.122	4,36	6	6	0,58%	73,00
353 String	8	1	24	24	36	12,97	1166	15.122	2,28	2,5	6	0,30%	73,00
354 String	9	1	24	24	3	12,97	1166	15.122	0,19	0,5	6	0,03%	73,00
355 String	10	2	24	24	79	12,97	1166	15.122	4,99	6	6	0,67%	73,00
356 String	11	2	24	24	46	12,97	1166	15.122	2,91	4	6	0,39%	73,00
357 String	12	3	24	24	13	12,97	1166	15.122	0,82	1	6	0,11%	73,00
358 String	13	3	24	24	89	12,97	1166	15.122	5,63	6	6	0,75%	73,00
359 String	14	4	24	24	56	12,97	1166	15.122	3,54	4	6	0,47%	73,00
360 String	15	4	24	24	23	12,97	1166	15.122	1,45	1,5	6	0,19%	73,00

**DIMENSIONAMIENTO DEL CABLE DE INVERSOR A CENTRO DE TRANSFORMACIÓN**

Nº	ST1	MAX	L (m)	I <sub>max</sub> (A)	V <sub>max</sub> (V)	P <sub>max</sub> (W)	Scalcu (mm <sup>2</sup> )	Snorm (mm <sup>2</sup> )	Sec (mm <sup>2</sup> )	cdt (%)	cdt acc (%)	I <sub>adm</sub> (A)
1 INV	1	0,750%	215,00	144,40	1500	375.162	141,12	150	240	0,59%	1,34%	572,00
2 INV	1	0,750%	215,00	144,40	1500	375.162	141,12	150	240	0,59%	1,34%	572,00
3 INV	1	0,750%	240,00	144,40	1500	375.162	157,53	185	240	0,66%	1,41%	572,00
4 INV	1	0,750%	265,00	144,40	1500	375.162	173,94	185	240	0,72%	1,47%	572,00
5 INV	1	0,750%	290,00	144,40	1500	375.162	190,35	240	240	0,79%	1,54%	572,00
6 INV	1	0,750%	125,00	144,40	1500	375.162	82,05	95	240	0,34%	1,09%	572,00
7 INV	1	0,750%	125,00	144,40	1500	375.162	82,05	95	240	0,34%	1,09%	572,00
8 INV	1	0,750%	150,00	144,40	1500	375.162	98,45	120	240	0,41%	1,16%	572,00
9 INV	1	0,750%	175,00	144,40	1500	375.162	114,86	120	240	0,48%	1,23%	572,00
10 INV	1	0,750%	200,00	144,40	1500	375.162	131,27	150	240	0,55%	1,30%	572,00
11 INV	1	0,750%	125,00	144,40	1500	375.162	82,05	95	240	0,34%	1,09%	572,00
12 INV	1	0,750%	125,00	144,40	1500	375.162	82,05	95	240	0,34%	1,09%	572,00
13 INV	1	0,750%	150,00	144,40	1500	375.162	98,45	120	240	0,41%	1,16%	572,00
14 INV	1	0,750%	175,00	144,40	1500	375.162	114,86	120	240	0,48%	1,23%	572,00
15 INV	1	0,750%	200,00	144,40	1500	375.162	131,27	150	240	0,55%	1,30%	572,00
16 INV	1	0,750%	175,00	144,40	1500	375.162	114,86	120	240	0,48%	1,23%	572,00
17 INV	1	0,750%	175,00	144,40	1500	375.162	114,86	120	240	0,48%	1,23%	572,00
18 INV	1	0,750%	200,00	144,40	1500	375.162	131,27	150	240	0,55%	1,30%	572,00
19 INV	1	0,750%	225,00	144,40	1500	375.162	147,68	150	240	0,62%	1,37%	572,00
20 INV	1	0,750%	300,00	144,40	1500	375.162	196,91	240	240	0,82%	1,57%	572,00
21 INV	1	0,750%	275,00	144,40	1500	375.162	180,50	185	240	0,75%	1,50%	572,00
22 INV	1	0,750%	275,00	144,40	1500	375.162	180,50	185	240	0,75%	1,50%	572,00
23 INV	1	0,750%	300,00	144,40	1500	375.162	196,91	240	240	0,82%	1,57%	572,00
24 INV	1	0,750%	325,00	144,40	1500	375.162	213,32	240	240	0,89%	1,64%	572,00