



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE PROYECTO SOLAR
FOTOVOLTAICO DE 300 KW DEDICADA AL AUTOCONSUMO A BASE DE
INVERSIÓN ECONÓMICA POR MODELO ESCO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MATÍAS CRISTÓBAL ORELLANA ACUÑA

PROFESOR GUÍA:
ARTURO OTTO VILLA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ORIO TUCAS ALBARRACÍN
FRANCISCO RIVERA SERRANO

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELÉCTRICO

POR: MATÍAS CRISTÓBAL ORELLANA
ACUÑA

FECHA: 2022

PROF. GUÍA: ARTURO OTTO VILLA

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICO DE PROYECTO SOLAR
FOTOVOLTAICO DE 300KW DEDICADA AL AUTOCONSUMO A BASE DE
INVERSIÓN ECONÓMICA POR MODELO ESCO

El presente trabajo trata de la realización de un estudio de factibilidad técnica y económica, además del diseño de ingeniería de una planta solar fotovoltaica dentro del marco Netbilling, conectada a la red de distribución en el terreno de Viñedos Emiliana de aproximadamente 6000 metros cuadrados, en la comuna de Casablanca, en la Región de Valparaíso.

Este trabajo se presenta como proyecto piloto además de incluir una “guía de diseño”, con el fin de lograr el aprendizaje, experiencia, y obtención de información necesaria para la realización de futuros proyectos fotovoltaicos acogidos a la ley 20.571 en el país.

En primer lugar, se presentan alcances del trabajo, donde se detalla los objetivos generales y específicos de este. Luego se presenta una etapa en la cual se estudia el marco regulatorio chileno para saber los límites normativos y legales del proyecto además de la forma de remuneración, para después pasar a la etapa del estudio de factibilidad técnica, en la que se logra conocer las posibilidades técnicas de poner en marcha el proyecto, además de los límites técnicos para su dimensionamiento.

Después de las etapas anteriores, conociendo los límites técnicos y normativos se procede al diseño de ingeniería de la planta fotovoltaica, en la cual se diagnostica la situación técnica, se prueban las configuraciones posibles de la planta y se define la mejor solución para obtener el máximo provecho del recurso solar. Con lo anterior realizado se presenta un estudio de factibilidad económica, el cual muestra los beneficios económicos del proyecto además de un análisis de sensibilidad donde se muestran los distintos escenarios posibles en los cuales el proyecto varía sus parámetros económicos.

A mi familia

Agradecimiento

Ha sido un largo, pero gratificante el recorrido en esta etapa universitaria, en donde cada paso y etapa lograda fue gracias a la ayuda de la gente que me acompañó desde un inicio, compañeros, familia, entre muchos otros que conocí en el camino.

Agradezco también a mis padres por su apoyo incondicional, por cada sacrificio y esfuerzo hecho para mi formación como persona y también como profesional, son mi ejemplo y guía para seguir.

A Javiera, mi novia, compañera y mejor amiga, su apoyo y amor en todo momento han sido un pilar fundamental, es un ejemplo para mí de perseverancia y esfuerzo constante, mi motivación para seguir adelante y siempre dar lo mejor.

A mi familia, especialmente a mis hermanos, tíos, que siempre estuvieron incondicionalmente, dándome ánimo, motivándome y también formándome.

También quisiera agradecer muy especialmente a los profesores que me ayudaron de muy buena manera en momentos difíciles por los que pasé, y que con mucha comprensión y buena disposición se mostraron amables a aportar en lo que pudieron. Quiero agradecer en particular, a los profesores Arturo Otto y Oriol Tucas por confiar en mí durante este trabajo de título, por su excelente disposición y guía durante este proceso, ha sido un privilegio aprender de sus conocimientos y experiencia entregada.

A mis amigos, Gonzalo, Cristóbal, Diego, Diego Bueno, Juan Pablo y Gabriel, por su apoyo y amistad, porque los buenos momentos se disfrutan con los amigos, y en los momentos difíciles siempre han estado allí.

Tabla de Contenido

Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Motivación y antecedentes	1
1.2 Objetivos	1
1.2.1 Objetivo general.....	1
1.2.2 Objetivos específicos	1
1.2.3 Alcances.....	2
1.3 Estructura de la memoria	3
Capítulo 2 Descripción general y Normativas	4
2.1 Sistema Eléctrico chileno	4
2.1.1 Descripción general	4
2.1.2 La ley general de servicios eléctricos	5
2.1.3 Mercado Eléctrico chileno y principales instituciones del Sistema Eléctrico chileno ...	5
2.2 Sistemas de distribución	8
2.2.1 Descripción general	8
2.2.2 Esquema de tarifas en distribución	9
2.3 Generación Distribuida	14
2.3.1 Ley N°20.571.....	14
2.3.2 Disposiciones técnicas	18
2.4 Sistema de generación fotovoltaica	21
2.4.1 Paneles fotovoltaicos	21
2.4.2 Inversor	23
Capítulo 3 Modelo de negocio ESCO	24
3.1 Definición	24
3.2 Modelo ESCO en Chile	25
3.3 Modelo ESCO destinado a autoconsumo	25
Capítulo 4 Proyecto de la Planta Fotovoltaica de 300 KW	26
4.1 Consideraciones generales	26
4.1.1 Identificación y estudio del terreno	26

4.1.2 Viabilidad para conexión a red 12 kV	27
4.1.3 Dimensionamiento técnico de la instalación	28
4.1.4 Cálculos Radiación solar y energía generable	28
4.1.5 Cálculos paneles fotovoltaicos e inversores.	29
4.1.6 Calculo superficie de ocupación de la central fotovoltaica	33
4.1.7 Dimensionamiento de conductores y canalización en BT	34
4.1.8 Diseño cámaras de baja y media tensión	46
4.1.9 Sistema de control y protecciones planta fotovoltaica.....	47
4.1.10 Dimensionamiento de las protecciones y de los equipos eléctricos.	47
4.1.11 Diseño Malla de Tierra CC y CA	54
4.1.12 Definición del punto de conexión y equipos	61
4.1.13 Comunicaciones.....	62
4.1.14 Sistema de Vigilancia y seguridad.....	62
4.1.15 Caseta eléctrica	63
4.1.16 Estimación de pérdidas de la planta fotovoltaica.....	64
4.1.17 Dibujo de Planos.....	65
4.2 Simulación planta fotovoltaica	67
4.2.1 Software	67
4.2.2 Escenarios	67
4.2.3 Resultados de la simulación.....	75
4.2.4 Identificación del Potencial de ahorro	77
4.3 Construcción de la Planta fotovoltaica y pruebas	80
4.3.1 Preparación plataforma de la planta FV	80
4.3.2 Construcción Malla de Tierra	80
4.3.3 Montaje Equipos	81
4.3.4 Alambrados externos en CC y CA.....	88
4.3.5 Puesta en marcha	89
4.4 Mantenimiento y limpieza de los paneles.....	92
4.4.1 Mantenimiento preventivo	92
4.4.2 Mantenimiento correctivo	94
4.4.3. Mantenimiento predictivo.....	96
4.5 Guía de diseño	97
4.5.1 Paso 1: Ingeniería Conceptual	97
4.5.2 Paso 2: Radiación Solar	98
4.5.3 Paso 3: Consumos y excedentes de potencia	99
4.5.4 Paso 4: Estudio de factibilidad:	99
4.5.5 Paso 5: Permisos	99
4.5.6 Paso 6: Ingeniería Básica.....	101
4.5.7 Paso 7: Ingeniería de Detalle	101
4.5.8 Paso 8: Financiamiento y garantías	102
4.5.9 Paso 9: Normativas vigentes.....	103
4.5.10 Paso 10: Planos y Formularios.....	104

Capítulo 5 Evaluación económica	106
5.1 Inversión	106
5.2 Flujos de caja	106
5.3 Análisis de sensibilidad	111
5.3.1 Sensibilidad respecto al precio de la energía	112
5.3.2 Sensibilidad respecto a la inversión inicial.....	112
5.3.3 Sensibilidad respecto al ahorro por potencia	113
Capítulo 6 Conclusión	113
Bibliografía	116
Anexos	118
Anexo A: Planos	118
Anexo B: Fichas técnicas.....	127
Anexo C: Informe de simulación.....	131

Índice de Tablas

Tabla 1: Localización geográfica Proyecto fotovoltaico.....	27
Tabla 2: Radiación anual directa y difusa.	28
Tabla 3: Radiación diaria y anual.....	28
Tabla 4: Generación promedio anual.	28
Tabla 5: Datos técnicos a condiciones normales de operación paneles Canadian Solar Hiku C23W-450. .30	
Tabla 6: Datos técnicos Inversor Huawei SUN200-60KTL-M0.....	32
Tabla 7: Niveles de caída de tensión strings Inversor A.	36
Tabla 8: Niveles de caída de tensión strings Inversor B.	36
Tabla 9: Niveles de caída de tensión strings Inversor C.	37
Tabla 10: Niveles de caída de tensión strings Inversor D.	37
Tabla 11: Niveles de caída de tensión strings Inversor E.....	37
Tabla 12: Sección en corriente alterna proyecto fotovoltaico.	38
Tabla 13: Calculo de la corriente por tramos.	39
Tabla 14: Calculo de la corriente con ajuste del 25%.	39
Tabla 15: Sección nominal del conductor AC.....	41
Tabla 16: Sección nominal del conductor en sistema americano.	41
Tabla 17: Estimación caída de tensión en conductores AC.	42
Tabla 18: Capacidad de transporte de corriente para cada tramo en AC.	44
Tabla 19: características equipos de protección Inversores.	49
Tabla 20: parámetros de operación protección RI integrada y centralizada.....	51
Tabla 21: Resistividades calculadas mediante mediciones en terreno.	54
Tabla 22: características malla propuesta.....	56
Tabla 23: Valores teóricos de la expresión de Schawarz.	57

Tabla 24: Datos del emplazamiento PVSOL Fuente: Solargis	68
Tabla 25: Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática PVSOL Fuente: Solargis.....	68
Tabla 26: Comparativa consumo y generación planta fotovoltaica.	78
Tabla 27: Producción y venta de energía eléctrica sin planta fotovoltaica. .;	Error! Marcador no definido.
Tabla 28: Producción y venta de energía eléctrica con planta fotovoltaica.	108
Tabla 29: Tabla comparación ahorro energético.....	108
Tabla 30: Parámetros evaluación económica.	109
Tabla 31: Flujos de caja evaluación económica de autoconsumo más venta de energía.	110
Tabla 32: Indicadores evaluación económica.	111
Tabla 33: Análisis de sensibilidad por variación del precio de la energía.	112
Tabla 34: Análisis de sensibilidad por variación del porcentaje de inversión inicial.....	112
Tabla 35: Análisis de sensibilidad por variación del porcentaje de ahorro por potencia.	113

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Organigrama del Ministerio de Energía.....	7
Ilustración 2: Concesionarias de distribución existentes, región de operación y cantidad de clientes.....	9
Ilustración 3: Resumen de cargos de facturación por energía y potencia de las tarifas vigentes.....	13
Ilustración 4: Diagrama de conexión proporcionado por la SEC.....	15
Ilustración 5: Diagrama de conexión, etapa 1.....	15
Ilustración 6: Diagrama de conexión, etapa 2.....	16
Ilustración 7: Diagrama de conexión, etapa 3.....	18
Ilustración 8: Diagrama de conexión, etapa 4.....	18
Ilustración 9: Curva característica configuración de paneles en serie.....	22
Ilustración 10: Diagrama Inversor.....	23
Ilustración 11: Modalidad de cobro empresa ESCO a cliente.....	25
Ilustración 12: Ubicación y croquis proyecto fotovoltaico.....	26
Ilustración 13: Ubicación proyecto fotovoltaico.....	27
Ilustración 14: Generación anual planta fotovoltaica.....	29
Ilustración 15: Generación fotovoltaica diaria promedio.....	29
Ilustración 16: Esquema conexión eléctrica DC por inversor.....	33
Ilustración 17; Layout proyecto fotovoltaico.....	34
Ilustración 18: Capacidad de transporte de corriente de conductores de cobre aislados.....	40
Ilustración 19: Dimensiones Cámara tipo B.....	47
Ilustración 20: Características conductor XLPE.....	53
Ilustración 21: Curva característica software IP2WIN.....	55
Ilustración 22: Capas obtenidas con software IPI2win.....	55
Ilustración 23: Dimensiones sala eléctrica.....	63
Ilustración 24: Valores climáticos e irradiación - Fuente: Solargis.....	69
Ilustración 25: Estructura de montaje.....	70
Ilustración 26: Distancia vertical y horizontal entre módulos fotovoltaicos.....	71
Ilustración 27: ángulos de inclinación de la estructura.....	72
Ilustración 28: Colocación montaje de estructura.....	72
Ilustración 29: Valores del sistema de montaje - PVSOL.....	73
Ilustración 30: Valores de propuesta de conexión.....	74
Ilustración 31: Mapa de conexión proyecto fotovoltaico.....	74
Ilustración 32: Resultados simulación instalación fotovoltaica.....	75
Ilustración 33: Pronostico de generación planta fotovoltaica.....	76
Ilustración 34: Balance energético planta fotovoltaica.....	77
Ilustración 35: Generación vs consumo.....	78
Ilustración 36: Malla a tierra proyectada.....	81
Ilustración 37: Hincado de pilares.....	82
Ilustración 38: Montaje de ménsula.....	82
Ilustración 39: Montaje de brazo rigizador.....	83
Ilustración 40: Instalación de viga inclinada.....	83
Ilustración 41; Mordaza.....	84
Ilustración 42: Mordaza instalada en viga inclinada.....	84
Ilustración 43: Montaje de tensor entre pilares.....	85

Ilustración 44:Montaje de tensor a viga inclinada.....	86
Ilustración 45: Montaje de costaneras a vigas inclinadas.....	86
Ilustración 46: Fijación end clamp.	87
Ilustración 47: Panel fotovoltaico instalado en estructura.....	87
Ilustración 48: Fijación entre paneles mediante mid clam.	88
Ilustración 49:Instalación de estructura y paneles finalizada.	88
Ilustración 50: simbología: interruptor.....	90
Ilustración 51: PLANO DE IMPLEMENTACION PLANTA FOTOVOLTAICA 300 kW.	118
Ilustración 52: INSTALACION INVERSORES Y TABLEROS TDFV1 - TDFV2.....	119
Ilustración 53: DIAGRAMA UNILINEAL CONEXIONADO DE INVERSORES.....	120
Ilustración 54: DIAGRAMA UNILINEAL GENERAL PLANTA FV.....	121
Ilustración 55: CUADRO DE GENERACION CC.	122
Ilustración 56: CUADRO DE GENERACION CA.	123
Ilustración 57: VIÑEDO EMILIANA ESQUEMA DE DISPOSICIÓN INSTALACIÓN EXISTENTE Y FUTURA PLANTA FV.....	124
Ilustración 58: CROQUIS.....	125
Ilustración 59: DIAGRAMA UNILINEAL LUMINARIA.	126

Capítulo 1 Introducción

1.1 Motivación y antecedentes

Este trabajo se escribe en un periodo de auge de las energías renovables en Chile, donde existen una gran cantidad de proyectos en cartera y leyes específicas, que, si bien son perfectibles, han significado un avance al permitir el ingreso al mercado a la pequeña generación renovable. [1]

El objetivo principal de esta memoria es la evaluación técnico-económica de una central fotovoltaica de potencia nominal de 300 kW para ser instalada en la Comuna de Casa blanca, V región.

La planta fotovoltaica tiene como propósito alimentar los consumos eléctricos de la empresa vitivinícola Viñedos Emiliana e inyectar los excedentes de energía al sistema de distribución de 12 kV perteneciente a la empresa de Distribución de Casablanca. Se pretende generar ahorros energéticos y contribuir a una generación sustentable con sello verde dedicada al autoconsumo a base de inversión económica por modelo ESCO.

Para ello, se evaluará el marco regulatorio vigente, ley 21.118, Ley NetBillig, la generación esperada a través de simulaciones, la ingeniería básica del proyecto y, por último, los costos de inversión y operación de la planta fotovoltaica.

Finalmente, luego del desarrollo y análisis, se espera concluir que es técnicamente factible y sí es económicamente rentable la construcción de la central fotovoltaica de potencia nominal 300 kW bajo sistema ESCO.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Realizar una evaluación técnico-económica de un proyecto de generación fotovoltaico de 300 kW emplazado en Casa blanca, V región, para autoconsumo e inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica bajo sistema de inversión ESCO.

1.2.2 Objetivos específicos

Para lograr el objetivo general de este trabajo, es necesario cumplir los siguientes objetivos específicos:

- Levantar el estado del arte en sistemas energéticos de pequeña escala, medios de generación distribuida, y el contexto nacional relacionado con la regulación de los sistemas eléctricos, de acuerdo con las leyes 20.571 y 21.118.

- Desarrollar las simulaciones correspondientes para estimar la generación esperada de la instalación del complejo solar.
- Desarrollar y analizar la factibilidad técnica de la planta solar, incluyendo ingeniería básica y la justificación de la potencia nominal de la planta fotovoltaica (300 kW) con base a los consumos reales del viñedo.
- Realizar una evaluación económica que determine la factibilidad de llevar a cabo el proyecto bajo inversión en modelo ESCO.
- Entregar una guía para ingenieros Eléctricos que sirva como una herramienta de apoyo para el desarrollo de futuros proyectos fotovoltaicos bajo norma “Netbilling” con financiamiento ESCO.

1.2.3 Alcances

Este trabajo de memoria plantea el desarrollo de una metodología para el diseño y la evaluación económica de una central de generación distribuida con tecnología puramente fotovoltaica, destinada a viviendas comunitarias y a empresas agroindustriales que se encuentren dentro del territorio nacional, y que contarán con conexión a la red mediante esquema NetBilling.

El trabajo pretende ser una guía o manual para ingenieros Eléctricos que sirva como una herramienta de apoyo para el desarrollo de futuros proyectos fotovoltaicos bajo norma “Netbilling” con financiamiento ESCO.

Para ello, se contempla simular la operación de la planta fotovoltaica, para estimar su generación anual y luego comparar con la generación requerida por la empresa vitivinícola y evaluar los ahorros energéticos que se originen. La simulación de la planta FV se llevará a cabo con el Software PVSOL. Se utilizarán dos fuentes para determinar la radiación solar en la zona: una proveniente de la base de datos del explorador solar de la Universidad de Chile y la otra es la base de datos internacional SOLARGIS.

Se verificará que la generación eléctrica de la planta FV cumpla satisfactoriamente con las necesidades de autoconsumo requerido por Viñedos Emiliana y que los excedentes de energía sean inyectados a la red de 12 kV.

Con el desarrollo de la ingeniería básica, se espera determinar las dimensiones del terreno requerido por la planta FV, la potencia de la Subestación Elevadora, la cantidad de paneles a instalar, el modelo y la potencia unitaria de cada uno, la correcta elección de los inversores y MMPT, la disposición óptima de los equipos en terreno, la conexión con la red de 12 kV, los servicios auxiliares, el control y las protecciones de la planta completa.

Para la evaluación económica, se utilizarán factores de proyección de precios que pueden no estar ajustados a la realidad, considerando la incertidumbre natural a la que están sometidas

las proyecciones de cualquier cantidad a futuro.

Por último, el trabajo pretende difundir y dar a conocer el método de “Inversión modelo ESCO” que es una nueva modalidad de financiamiento de proyectos fotovoltaicos poco conocida aun en el medio nacional, y que son de utilidad para empresas del área de la agroindustria, para lo cual se señalan sus procedimientos, ventajas, riesgos, entre diversos aspectos.

1.3 Estructura de la memoria

A continuación, se describe en forma resumida el contenido de cada capítulo:

En el capítulo 2 se presenta una revisión bibliográfica del Sistema Eléctrico chileno y su estructuración, tarificación eléctrica, generación distribuida, junto a los aspectos más importantes de la legislación vigente a nivel nacional, y de la energía fotovoltaica.

En el capítulo 3 se desarrollará el sistema de inversión bajo el modelo ESCO, describiendo sus principales características, ejemplificándolo en el caso chileno e introduciendo el sistema ESCO dentro del proyecto fotovoltaico.

En el capítulo 4 se presenta el proyecto a desarrollar y se describe su dimensionamiento en detalle.

En el capítulo 5 se analizará la evaluación económica del proyecto, comparando la proyección sin venta y con venta de energía eléctrica a la red, además de incluir un análisis de sensibilidad a ciertos criterios.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones del trabajo realizado, y se proponen algunas mejoras a la herramienta desarrollada como posibles trabajos futuros.

Finalmente, en la última sección se indican las referencias que aportaron a la realización de esta memoria de título.

Capítulo 2 Descripción general y Normativas

2.1 Sistema Eléctrico chileno

2.1.1 Descripción general

Un Sistema Eléctrico de Potencia, en sus siglas SEP, es una red de componentes eléctricos que tiene como principal función suministrar, transportar y consumir energía eléctrica. Está compuesto principalmente por centrales de generación, líneas de transmisión y de distribución, incluyendo los centros de consumo [1]. La principal función de un SEP es captar energía proveniente de alguna fuente natural, transformarla a energía eléctrica para luego ser suministrada a los puntos de consumo a través de las líneas de transmisión. [1]

Los equipos de generación se encargan de captar grandes cantidades de energía natural provenientes de fuentes primarias, como lo son las aguas de embalses naturales o de ríos, el viento, el sol, o los combustibles fósiles, y convertirla en energía eléctrica. En primera instancia, por factores técnicos y económicos, la energía eléctrica se genera a un voltaje inicial en torno a los 400 - 600 [Vcc] para luego ser elevada por una subestación elevadora a una tensión de 12 [kV] para poder ser traspasada a los sistemas de distribución. [1] [2]

Los sistemas de transmisión se encargan de transportar toda la energía generada hacia los distintos puntos de consumo. Están compuestos principalmente por líneas y torres de alta tensión. Estas líneas transmiten la energía en tensiones elevadas, del orden de los miles de voltios, de 110 [kV] a 500 [kV], esto para minimizar las pérdidas de transmisión por efecto Joule. [2][3]

Por último, la energía llega a los sistemas de distribución. Estos son el tercer eslabón de la cadena y forman el vínculo entre el sistema de transporte y los lugares de consumo o usuarios finales, y que se materializa a través de la comercialización de electricidad. La red de distribución está constituida por la red de media tensión (MT que va desde 13,2 kV a 23kV), los centros de transformación MT y la red de baja tensión (BT) hasta la instalación de los clientes.

2.1.2 La ley general de servicios eléctricos

Es la ley más importante del país en el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia. Su propósito general es regular el sector eléctrico chileno, en materia de energía eléctrica. Se ha diseñado siguiendo un modelo de prestación de servicios eléctricos, por medio de empresas privadas que operan tanto en mercados competitivos, como en segmentos no competitivos que son sometidos a regulación de precios y de calidad de suministros [5].

En agosto de 1959, se publica el Decreto con Fuerza Ley N°4 Aprueba Ley General de Servicios Eléctricos, comprende las disposiciones de las concesiones para establecer, operar y explotar centrales térmicas, hidráulicas, subestaciones, líneas de transporte y distribución de energía eléctrica y corrientes débiles. En 1982 se creó el DFL N°1 del Ministerio de Minería (Ley General de Servicios Eléctricos), que a diferencia del Decreto con Fuerza Ley N°4, contempla en su texto, normas referentes no sólo a electricidad propiamente tal, sino, a telecomunicaciones. Además, se establece que el valor del peaje será determinado por la distancia entre el punto de generación al de consumo y la solicitud de concesiones se verán facilitadas para el uso de bienes nacionales de uso público o la imposición de servidumbres sobre terrenos privados. [4] [5]

Es así como en 1978, se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE) por medio del Decreto Ley (DL) N° 2.224, y en 1985 se creó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por medio de la Ley N° 18.410. [4]

En 2006, se fijó su texto refundido, coordinado y sistematizado, en el DFL N°4/20.018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, junto a su correspondiente Reglamento, contenido en el DS N° 327 de 1998. [5]

2.1.3 Mercado Eléctrico chileno y principales instituciones del Sistema Eléctrico chileno

A continuación, se describe el mercado eléctrico chileno y los actores que componen dicho Mercado y como se relacionan entre ellos.

A finales de la década de los ochenta, la política energética chilena ha estado estructurada a partir de dos conceptos fundamentales: la eficiencia y el rol subsidiario del estado. Esto reflejado en la creencia que la mejor manera de conseguir precios competitivos es mediante la competencia entre actores; siempre que esta sea posible, cuando no, es el estado quien debe regular posibles fallas de mercado. Este rol subsidiario establecido en la Constitución llevó a la desagregación horizontal y vertical de las actividades, concentradas antes en empresas estatales, siendo Chile pionero en estas reformas de liberalización del mercado eléctrico en Latinoamérica y el mundo [4].

Como se describió en el punto anterior, el mercado eléctrico chileno considera las actividades de generación, transmisión y distribución de energía.

En 2009, la Ley 20.402 modificó a la Ley 2.224, creando el Ministerio de Energía, a partir de ciertas funciones que desempeñaba hasta entonces el Ministerio de Minería [4].

Así, desde 2010 la principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, cuya responsabilidad es encargarse de elaborar y coordinar los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, asegurando a las personas el acceso a la energía de forma segura y a precios razonables. [6]

Bajo su dependencia, se encuentran la Comisión Nacional de Energía (CNE), se encarga de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con la finalidad de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, y al mismo tiempo compatible con la operación más económica. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entidad encargada de fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normativa técnica vigente en materia energética. Además, existen también bajo la dependencia del ministerio, la Comisión Chilena de Energía Nuclear y la Agencia de Sostenibilidad Energética.

Por último, la Ley contempla un Panel de Expertos, conformado por profesionales expertos, y cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley, y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante [5].

A continuación, se presenta en la siguiente figura, el organigrama del Ministerio de Energía [6].

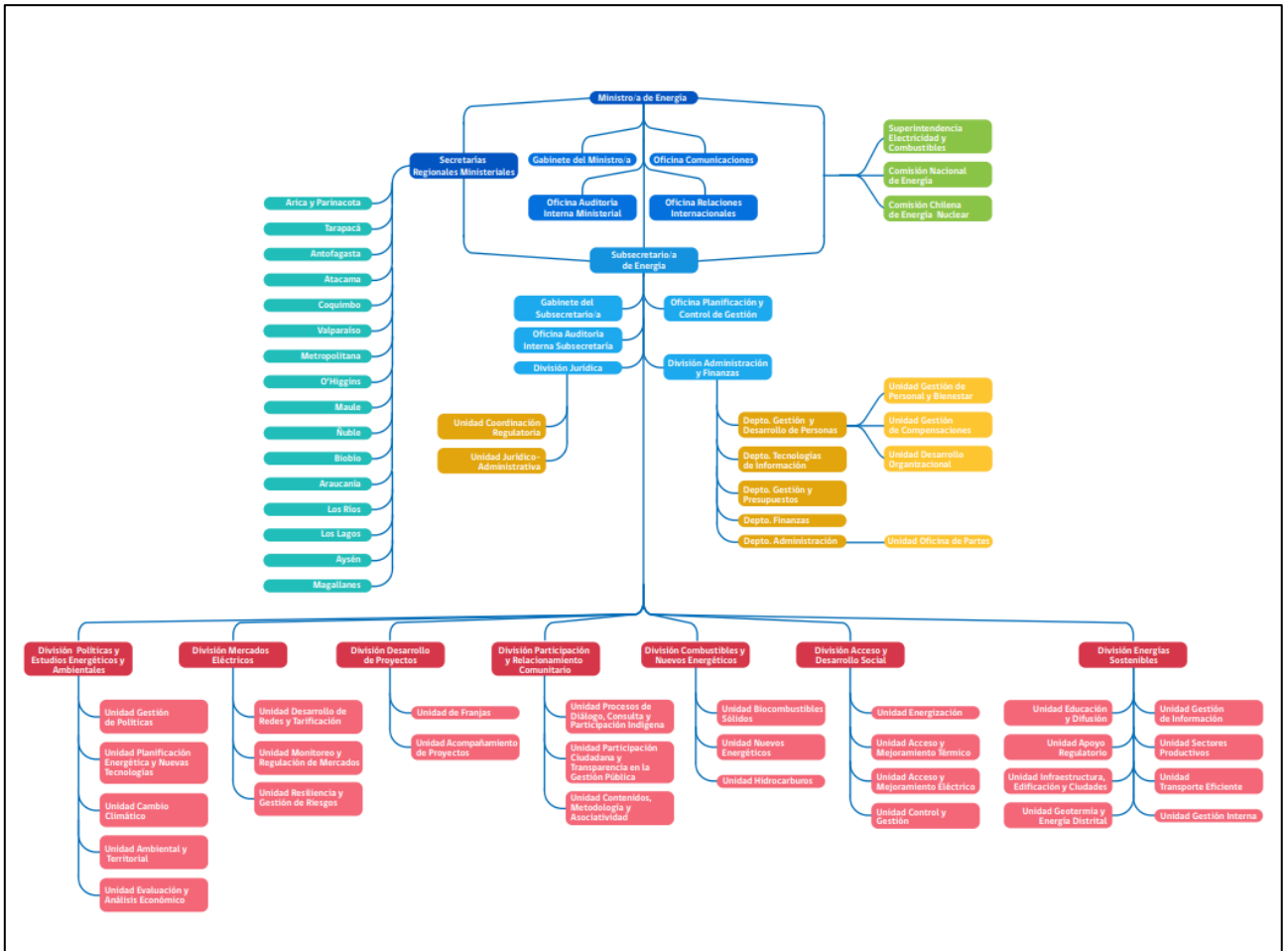


Ilustración 1: Organigrama del Ministerio de Energía.

Las instalaciones eléctricas asociadas a Generación, Transmisión y Distribución tienen la obligación de operar de forma coordinada, con el objetivo principal de suministrar la energía eléctrica al mínimo costo, y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Los servicios de Transmisión y Distribución, debido a sus particularidades, son consideradas monopolios naturales, por lo cual la Ley las constituye como segmentos regulados, cuyas líneas son bienes de uso público, y les exige garantizar el libre acceso a sus redes. Además, les obliga a definir tarifas reguladas.

Por su parte, los precios de las transferencias de potencia son determinadas por la CNE, a partir de la determinación de los precios de nudo. Los nudos son los puntos principales de los sistemas de transmisión, a los cuales concurren las líneas alimentadoras de las generadoras, y las líneas de alimentación de las empresas distribuidoras, desde donde estas últimas realizan los retiros de energía para llevarla a los consumidores finales [5].

El precio de nudo de energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante

el periodo de estudio.

El precio de nudo de potencia es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico, considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema.

Así, las empresas generadoras pueden decidir si vender su energía a consumidores finales de manera directa, cuyos precios deben negociar libremente, o vender su energía a empresas distribuidoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE, a precios de nudo. Cualquier diferencia entre sus ventas y su producción, es vendida o comprada, según sea el caso, a otras generadoras al precio de mercado spot.

2.2 Sistemas de distribución

2.2.1 Descripción general

Las empresas de distribución son adjudicadas mediante procesos de licitación pública llevados a cabo por la CNE, de acuerdo con lo introducido en la LGSE por la Ley N° 20.805 en 2015. Cada año la comisión realiza una proyección y estimación del crecimiento de la demanda, y a partir de esos resultados ve la necesidad o no de realizar licitaciones [10].

Hasta la fecha, las empresas concesionarias existentes y sus respectivas regiones donde operan se muestran en la siguiente figura:

Grupo	Empresa	Región de Distribución	Clientes al 31/12/18	Ventas Gwh al 31/12/18
CGE	CGE	XV, I, II, III, IV, V, RM, VI, VII, VIII y IX	2,865,800	11,910.5
	EDELMAG	XII	62,006	310.0
Chilquinta	CHILQUINTA ENERGÍA	V	596,402	2,587.5
	LITORAL	V	61,106	100.0
	ENERGÍA DE CASABLANCA	V y RM	6,155	50.8
	LUZ LINARES	VII	33,831	119.0
	LUZ PARRAL	VII y VIII	24,448	91.0
EEPA	E.E. PUENTE ALTO	RM	59,522	282.6
EneI	ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	1,895,502	16,680.3
	COLINA	RM	27,157	92.6
	LUZ ANDES	RM	2,327	9.5
Saesa	FRONTEL	VIII y IX	356,752	982.0
	SAESA	IX, X y XIV	440,343	2,287.6
	EDELAYSEN	X y XI	47,054	153.8
	LUZSORNO	X y XIV	23,030	148.5
No Asociados	EMELCA	V	6,044	16.3
	TIL-TIL	V y RM	4,036	15.8
	COPELAN	VIII	23,458	90.5
	CODINER	IX	13,786	71.5
	CEC	VII	11,359	121.2
	COPELEC	VIII	61,769	171.0
	COELCHA	VIII	15,549	37.0
	SOCOPEPA	XIV	7,366	34.7
	COOPREL	X-XIV	7,975	36.0
	CRELL	X	28,059	82.3
Total Nacional			6,680,836	36,481.8

Ilustración 2: Concesionarias de distribución existentes, región de operación y cantidad de clientes.

Las empresas de distribución tienen la obligación de prestar sus servicios a todos los clientes, tanto libres o regulados, debiendo respetar los precios regulados definidos por la CNE para aquellos clientes sometidos a regulación de precios (clientes regulados).

2.2.2 Esquema de tarifas en distribución

Dado que las empresas distribuidoras son monopolios naturales, estas deben ser reguladas por parte de un ente estatal y por un organismo fiscalizador, es decir, legisladas por el estado. Para definir el precio que pagan los clientes finales, estas se definen en relación con las tarifas de generación, los costos por peajes en sistema de transmisión y el valor agregado de distribución. El valor agregado por concepto de distribución (VAD) corresponde a la anualidad del valor de inversión (AVI) más los costos de operación, mantención y administración (COMA) de la respectiva distribuidora, homologada como empresa modelo operando en el país. Es fijado cada cuatro años en el informe

técnico realizado por el Ministerio de Energía. [6]

Con estos los precios finales pueden ser representados por la siguiente formula:

$$\text{Precio final} = \text{tarifa de generacion} + \text{Precio transmisión} + \text{VAD}$$

$$\text{VAD} = \text{AVI} + \text{COMA}$$

Las fórmulas tarifarias aplicables a suministros sujetos a precios regulados, con que las distribuidoras pueden cobrar a sus clientes regulados, son establecidas por resolución exenta cada 4 años, junto con la definición del precio de nudo de largo plazo, y publicadas por Decreto Oficial.

De acuerdo con el Decreto N° 11T vigente, existen 9 opciones tarifarias para clientes en baja tensión, y 9 para clientes en alta tensión. La diferencia entre cliente de alta o de baja tensión, está en sí obtiene suministro de un alimentador de más de 400 V (cliente en alta tensión), o de 400 V o menos (cliente en baja tensión). Las 18 opciones tarifarias vigentes, en baja o alta tensión, respectivamente, son: [4]

- BT1/TRAT1
- TRBT2/TRAT2
- TRBT3/TRAT3
- BT2/AT2
- BT3/AT3
- BT4.1/AT4.1
- BT4.2/AT4.2
- BT4.3/AT4.3
- BT5/AT5

Todos los clientes pueden elegir libremente una de las opciones tarifarias existentes, siempre que cumplan con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso, y que se encuentren dentro del nivel de tensión que les corresponda.

El Decreto N° 11T hace diferenciación entre clientes residenciales y no residenciales. Al respecto, define como clientes residenciales a aquellos que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

- Que cuente con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.
- Que su suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva concesionaria se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

Las condiciones de aplicación de las tarifas de baja tensión son:

- BT1: Opción para clientes residenciales en baja tensión, que cuenten con medidor simple de energía, y con potencia conectada igual o inferior a 10 kW, o que cuenten con un limitador de potencia para cumplir con esa condición.
- TRBT2: Opción para clientes residenciales en baja tensión, que cuenten con medidor inteligente para energía y para demanda máxima, con distinción horaria, y cuya potencia sea igual o inferior a 10 kW.
- TRBT3: Opción para clientes residenciales en baja tensión, que cuenten con medidor inteligente para energía y para demanda máxima, con distinción horaria, y cuya potencia sea superior a 10 kW.
- BT2: Opción para clientes en baja tensión con potencia contratada, de acuerdo con los limitadores de potencia disponibles en el mercado, que cuenten con medidor de energía, con medición de demanda con distinción horaria, y con medición de energía reactiva. La demanda contratada tiene una vigencia de 12 meses.
- BT3: Opción para clientes en baja tensión, que cuenten con medidor de energía, con medición de demanda con distinción horaria, y con medición de energía reactiva.
- BT4.1: Opción en baja tensión para clientes con dos potencias contratadas con distinción horaria (una en horas de punta, y la otra de potencia máxima), con medidor de energía y medición de energía reactiva.
- BT4.2: Opción en baja tensión para clientes con potencia máxima contratada, con medidor de energía, de demanda máxima en horas de punta, y de energía reactiva.
- BT4.3: Opción en baja tensión para clientes con medidor de energía, de demanda máxima en horas de punta, de demanda máxima mensual, y de energía reactiva.
- BT5: Opción en baja tensión para clientes no residenciales, que cuenten con medidor inteligente de energía y de potencia con distinción horaria, y con medición de energía reactiva.

Por otro lado, todas las tarifas tienen asociados los siguientes cargos, que se sumarán a la factura o boleta cuando corresponda:

- Cargo Fijo Mensual: es un cobro que cubre los gastos operacionales de cada distribuidora. Se cobra todos los meses, su valor es independiente del consumo, y se aplica incluso si éste es nulo. Se factura a precios que dependen de cada compañía de distribución, de cada comuna y de cada tarifa.
- Cargo por Uso del Sistema de Transmisión: es un cobro por uso de las líneas

de transmisión. Se factura a precios que dependen de cada comuna, de manera proporcional al consumo de energía.

- **Cargo por Servicio Público:** es un cobro por el uso de líneas de transmisión y de distribución, que son bienes de uso público, y con el que se financian el Coordinador, el Panel de Expertos, entre otros. Se factura al mismo precio para todas las comunas del país y para todas las tarifas, de manera proporcional al consumo de energía, y no se le aplica impuesto al valor agregado.
- **Cargo por Energía:** Es un cobro asociado a la energía consumida desde las centrales generadoras. Se factura como a un precio que depende de cada comuna, y de cada tarifa, de manera proporcional al consumo de energía.
- **Cargos por Potencia:** Es un monto que busca financiar la infraestructura necesaria para satisfacer las demandas máximas del sistema. La forma en que se factura la potencia depende fuertemente de cada tarifa.

En La siguiente figura se resumen los cargos de las tarifas vigentes:

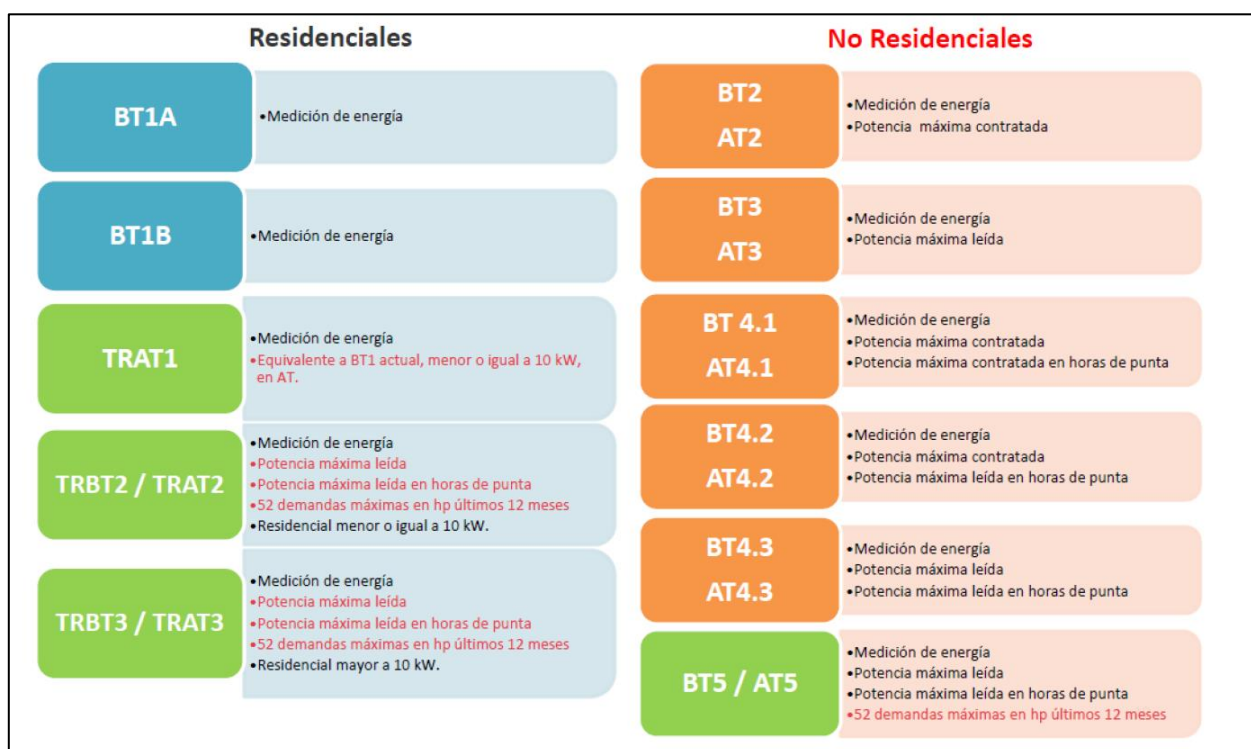


Ilustración 3: Resumen de cargos de facturación por energía y potencia de las tarifas vigentes.

2.3 Generación Distribuida

2.3.1 Ley N°20.571

Esta ley define a los medios de generación no convencionales como aquellos que utilizan como fuente primaria a alguna de las siguientes ERNC: [11]

- Biomasa, que consiste en materia orgánica y biodegradable.
- Energía solar obtenida en forma de radiación.
- Energía hidráulica con una potencia instalada menor a 2 MW.
- Energía eólica, que corresponde a la energía cinética del viento.
- Energía de los mares, que se consigue del movimiento de las mareas, las olas, las corrientes y los gradientes térmicos de los mismos.
- Otras energías especificadas por la comisión nacional de energía (CNE).

Establecido en lo anterior, la ley 20.571 especifica que los usuarios finales que posean equipos de generación eléctrica que utilicen ERNC cuya capacidad instalada no supere los 300 kW nominal y que hayan sido diseñados para su autoconsumo, podrán inyectar los excedentes de energía eléctrica generada a la red de distribución por medio del referente empalme, y dichas inyecciones serán valoradas y descontadas de su facturación. En otras palabras, la compañía distribuidora comprará las inyecciones de energía hechas por el cliente. La empresa distribuidora deberá velar porque las instalaciones o modificaciones realizadas a las mismas cumplan con las exigencias impuestas por la ley. Además, debe asignar un contrato, en el que se especifique las condiciones de liquidación de la energía inyectada por el consumidor final. En cuanto a los costos de inversión y obras adicionales necesarios para permitir la conexión al sistema de distribución, estos deben ser solventados por el consumidor final y no deben figurar costos. [11]

Este reglamento define las condiciones para la instalación de plantas de generación de energía a base de ERNC en el domicilio del cliente final. Además, incluye la forma en que la empresa distribuidora deberá cancelar las inyecciones de excedentes por parte de los clientes finales.

La distribuidora debe permitir la conexión del cliente final para inyectar potencia sin perjuicio de cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, por lo que debe tener a disposición de los usuarios la información técnica de sus instalaciones.

Para la correcta conexión y remuneración del sistema, se tiene el reglamento de la ley 20.571, al cual es necesario atenerse y cumplir los requisitos solicitados en este.

El reglamento es el Decreto 71, norma aprobada por el Ministerio de Energía. El reglamento se resume en el siguiente diagrama de flujo proporcionado por la Superintendencia de electricidad y combustibles: [12]

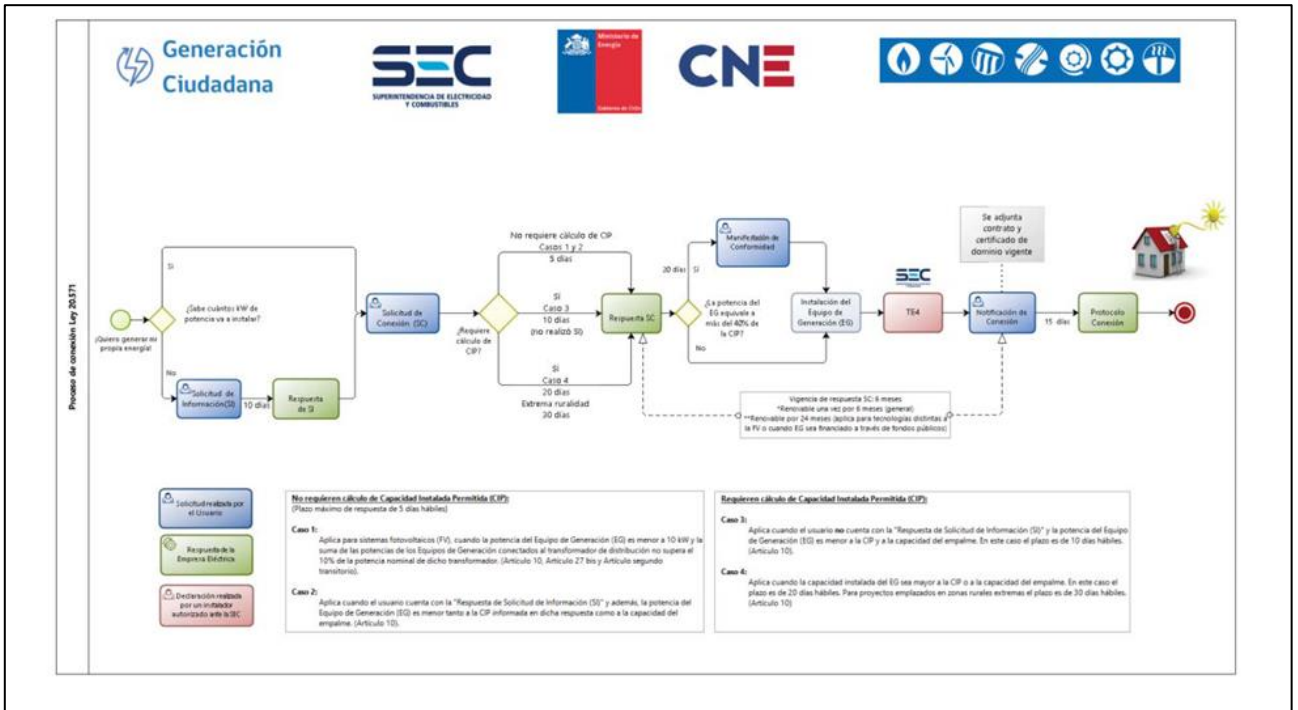


Ilustración 4: Diagrama de conexión proporcionado por la SEC.

Del diagrama de conexión mostrado se tiene lo siguiente:

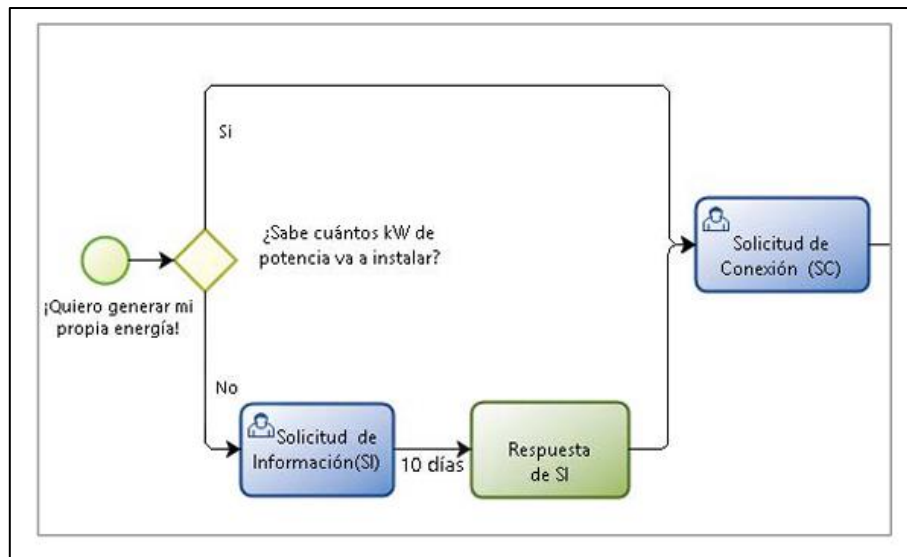


Ilustración 5: Diagrama de conexión, etapa 1.

Para iniciar el proceso de conexión se puede realizar la Solicitud de Información (SI), esta entrega la información de las condiciones en el punto de conexión y la Capacidad Instalada Permitida (CIP) en el caso de no conocerla.

Este procedimiento no es obligatorio, pero entrega esta información útil para el dimensionamiento del sistema. Luego en segundo paso es necesario enviar una Solicitud de Conexión (SC) a la

empresa distribuidora con los antecedentes del equipo de generación a conectar, sus características y capacidad a instalar.

Luego de enviar la SC es necesario esperar distintos plazos según los siguientes casos mostrados en la Ilustración 6:

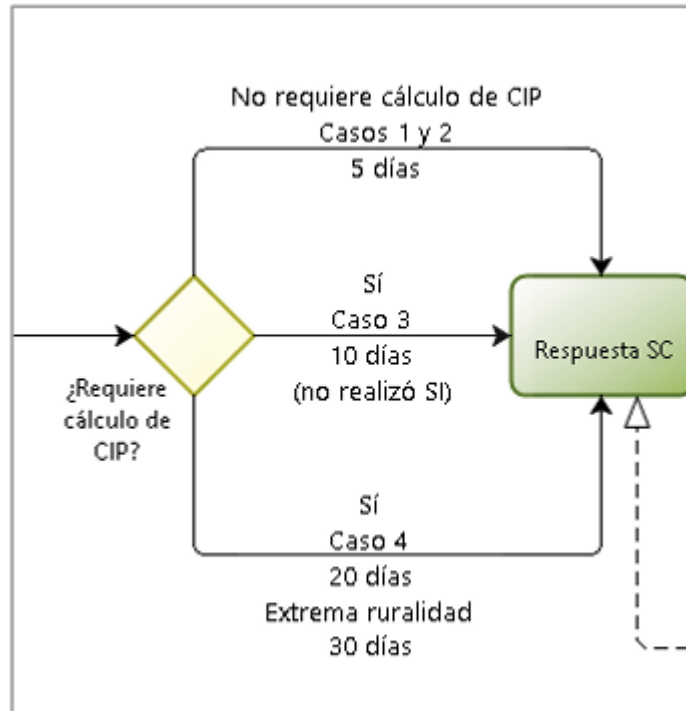


Ilustración 6: Diagrama de conexión, etapa 2.

Los plazos según los distintos casos son los siguientes:

No requieren cálculo de CIP (plazo máximo de respuesta 5 días hábiles):

Caso 1: Aplica para sistemas fotovoltaicos, cuando la potencia del equipo de generación es menor a 10 kilowatts y la suma de las potencias de los equipos de generación conectados al transformador de distribución no supera el 10% de la capacidad nominal de dicho transformador.

Caso 2: Aplica cuando el usuario cuenta con la Respuesta a la Solicitud de Información y, además, la potencia del equipo de generación es menor tanto a la CIP informada en dicha respuesta como a la capacidad del empalme.

Requieren cálculo de CIP:

Caso 3: Aplica cuando el usuario no cuenta con la Respuesta a la Solicitud de Información y la potencia del equipo de generación es menor a la CIP y a la capacidad del empalme, en este caso el plazo es de 10 días hábiles

Caso 4: Aplica cuando la capacidad instalada del equipo de generación sea mayor a la CIP o a la capacidad del empalme. En este caso el plazo es de 20 días hábiles. Para proyectos emplazados en zonas rurales extremas el plazo es de 30 días hábiles.

La respuesta a la Solicitud de Conexión por parte de la empresa distribuidora contiene la siguiente información [11]:

- La ubicación geográfica del punto de conexión del equipamiento de generación a su red de distribución eléctrica, de acuerdo con el número de Usuario o Cliente Final
- La propiedad y capacidad del empalme asociado al Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.
- La capacidad instalada permitida para conectar en el punto de conexión solicitado.
- Las condiciones de conexión bajo las cuales se autoriza la capacidad a conectar antes mencionadas, tales como cambio de empalme u obras adicionales necesarias para la conexión del Equipamiento de Generación, si se requiriesen, junto con su valoración, plazo de ejecución y modalidad de pago.
- El modelo de contrato de conexión que deberá firmarse una vez presentada la notificación de Conexión.
- El costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión del Equipamiento de Generación.

Luego como se ve en la Figura 2-4, si la potencia del equipo de generación equivale a más del 40% de la CIP, se debe realizar una Manifestación de Conformidad:

En el caso de ser menor al 40% de la CIP y al finalizar la instalación del equipo de generación el cliente debe hacer una declaración de la puesta en servicio a través del Formulario TE4 SEC, completado por instaladores autorizados clase A o B.

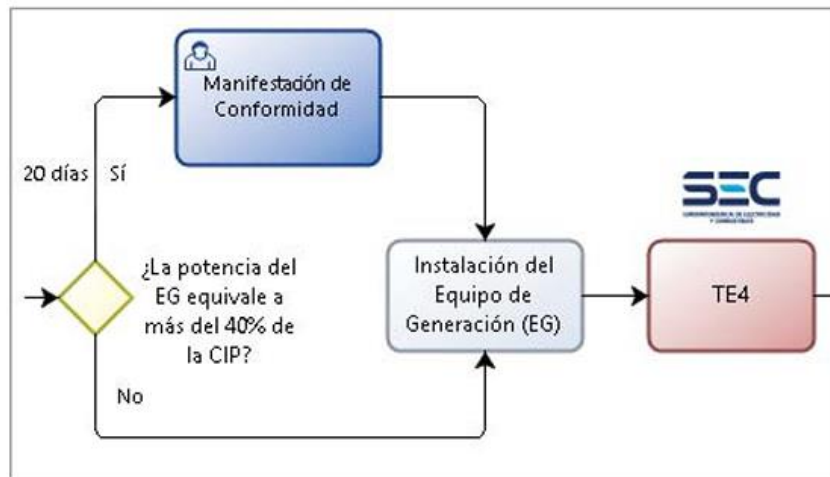


Ilustración 7: Diagrama de conexión, etapa 3.

Luego el último procedimiento se explica en la siguiente ilustración:

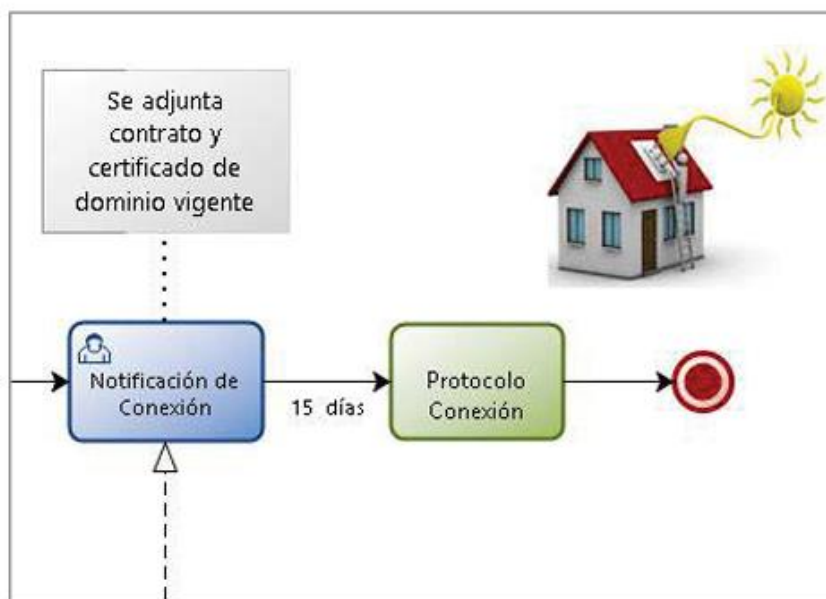


Ilustración 8: Diagrama de conexión, etapa 4.

Con el formulario TE4 aceptado, se debe presentar la notificación de conexión y una vez firmado el contrato, la distribuidora conectará o supervisará la conexión del equipamiento, según la fecha acordada en el contrato, la cual no podrá ser superior a 15 días hábiles respecto de la suscripción de este. La conexión o supervisión se realizará en función de lo indicado en el protocolo respectivo.

2.3.2 Disposiciones técnicas

Dentro del marco regulatorio existe la ley 20.571, el decreto 71 el cual es el reglamento de la ley y

además es necesario adecuar al proyecto para seguir la “Instrucción Técnica RGR N°2/2020”. la cual define los requisitos de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Esta norma es entregada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. [9]

Respecto a los paneles e inversores, ambos equipos deben estar correctamente certificados para su uso en Chile por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles SEC.

La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.

Para la instalación, limpieza y mantenimiento del sistema fotovoltaico en techumbres, se deberá contar con el espacio físico para poder colocar o apoyar una escalera que permita un acceso seguro. Se debe considerar que los paneles fotovoltaicos y su estructura en ningún caso deberán sobresalir del perímetro del techo. Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra, de todas las fuentes de energía y de forma simultánea.

La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve y sismos.

Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución deberán tener protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio. [9]

Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte, pasillos técnicos y las carcasas de los equipos.

Para efectos del procedimiento de conexión, se deben entregar y validar los siguientes documentos respecto al proyecto, según su nivel de capacidad instalada:

Proyectos iguales o mayores a 10 kW y menores a 30 kW para instalaciones fotovoltaicas.

- Memoria explicativa.
- Planos.
- Informe de ensayos y mediciones del generador.
- Informe de imágenes en formato Word o PDF que muestre la instalación ejecutada.

- Check-list de autoevaluación realizado por el instalador.
- Informe de operación de la unidad generadora y declaración del propietario.

Proyectos iguales o mayores a 30kW y menores o iguales a 100kW para instalaciones fotovoltaicas.

- Memoria explicativa.
- Memoria de cálculos de estructura.
- Informe de ensayos y mediciones del generador.
- Check-list de autoevaluación realizada por el instalador.
- Informe de imágenes en formato Word o PDF que muestre la instalación ejecutada.
- Informe de operación de la unidad generadora y declaración del propietario.

2.4 Sistema de generación fotovoltaica

Un sistema de generación fotovoltaica es un conjunto de dispositivos que permiten la generación de electricidad utilizando la radiación solar. Estos sistemas pueden ser catalogados en dos grandes grupos; conectados a la red o sistemas aislados. A nivel general una instalación fotovoltaica se constituye principalmente de lo siguiente:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor fotovoltaico
- Sistema de almacenamiento de energía
- Regulador de carga
- Estructura de montaje

Fuera de esta lista, según la legislación vigente, también se ha de disponer de los sistemas de conexión, protección y operación correspondientes. [9]

En la actualidad los sistemas de almacenamiento de energía quitan rentabilidad a los sistemas residenciales, por lo que en este trabajo se omiten junto al regulador de carga. Por lo tanto, la estructura básica de un sistema fotovoltaico considerado en el presente trabajo consiste en:

- Paneles FV
- Inversor FV
- Estructura de montaje

En este trabajo se consideran los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución bajo la regulación de la ley 20.571.

2.4.1 Paneles fotovoltaicos

Es el dispositivo encargado de convertir la radiación electromagnética en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, un panel fotovoltaico está formado a partir de células conectadas en serie y/o paralelo. La interconexión de un número de paneles conforma un arreglo, el que al conectarse a un inversor con los sistemas de protección y control adecuados conforman un sistema fotovoltaico.

Un arreglo solar es la conexión de varios paneles solares. Una manera de conectar paneles es en serie, que es conocido como “string” y tiene el efecto de aumentar la tensión de salida. A la vez, al conectar strings en paralelo se obtiene mayor corriente, consiguiendo aumentar la potencia instalada. En la siguiente figura se observa el efecto en la curva característica del arreglo.

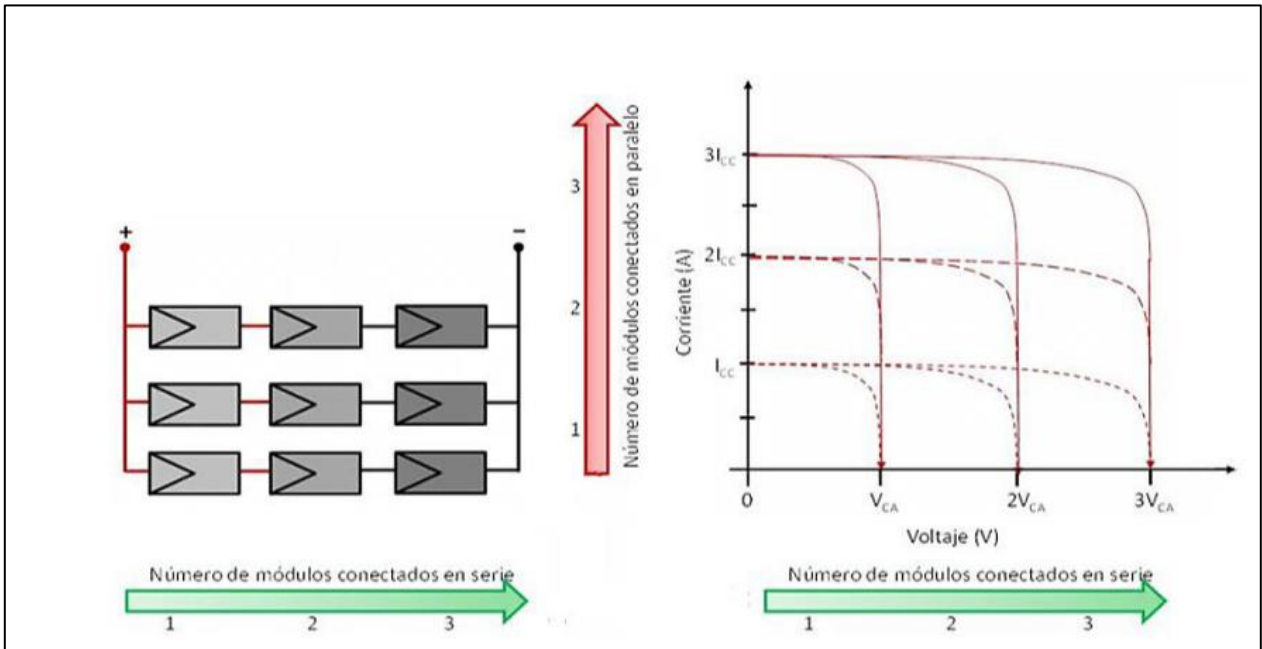


Ilustración 9: Curva característica configuración de paneles en serie.

Existen distintos tipos de paneles, que se clasifican según el material utilizado en su construcción o el método de fabricación, y son los siguientes: [4]

- **Monocristalinos:** Las celdas están hechas con una rodaja de Silicio de alta pureza, es decir, un solo cristal; su proceso de fabricación es costoso, pero alcanzan mejores rendimientos, cercanos al 16%.
- **Policristalino:** Sus celdas están hechas con pedazos de Silicio ubicados desordenadamente en forma de cristales pequeños, tienen menor rendimiento que los anteriores (14% aproximadamente) debido a que se produce una recombinación no deseada.
- **Amorfo:** Hecho de Silicio con fabricación más simple que en los casos anteriores, por lo que son más económicos, pero su eficiencia alcanza sólo el 12% y presentan una degradación inicial más rápida al ser expuestos al sol.
- **Lámina delgada:** Para su construcción se usan materiales como Silicio Amorfo (rendimiento del 8% aproximadamente), Teluro de Cadmio (rendimiento del 8%), Arsénico de Galio (rendimiento del 20%), Diseleniuro de Cobre en Indio (rendimiento

del 9%).

- **Paneles Bifaciales:** En los últimos años han comenzado a implantarse cada vez más paneles bifaciales. La particularidad de estos paneles es que además de las células fotovoltaicas de la cara frontal, poseen células en la cara trasera de modo que recogen la radiación reflejada en la superficie de la tierra o albedo (el % de radiación reflejada depende del tipo de superficie, siendo más elevado cuanto más clara sea esta). El objetivo de la tecnología bifacial no es tanto el de aumentar la eficiencia del módulo, sino el de generar la mayor electricidad posible para maximizar la producción.

2.4.2 Inversor

Los inversores corresponden a un elemento principal de una planta fotovoltaica, son convertidores electrónicos, que reciben la energía eléctrica a la salida de los paneles, la cual viene en forma de corriente continua y es transformada mediante el circuito de electrónica de potencia, en corriente alterna, cuya amplitud y frecuencia es definida y controlada para su uso en los consumos.

Se considera el equipo principal del sistema, encargado del tratamiento y análisis de las señales eléctricas. Se compone básicamente de un convertidor DC-DC para aumentar el nivel de tensión a la salida del arreglo fotovoltaico, un MPPT (máximo power point tracker – seguidor de punto de máxima potencia) que permite maximizar la transferencia de potencia y un convertidor DC-AC que es el encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna para su utilización directa o para inyectar la energía a la red eléctrica. En la siguiente figura se presenta un diagrama monofásico de un inversor.

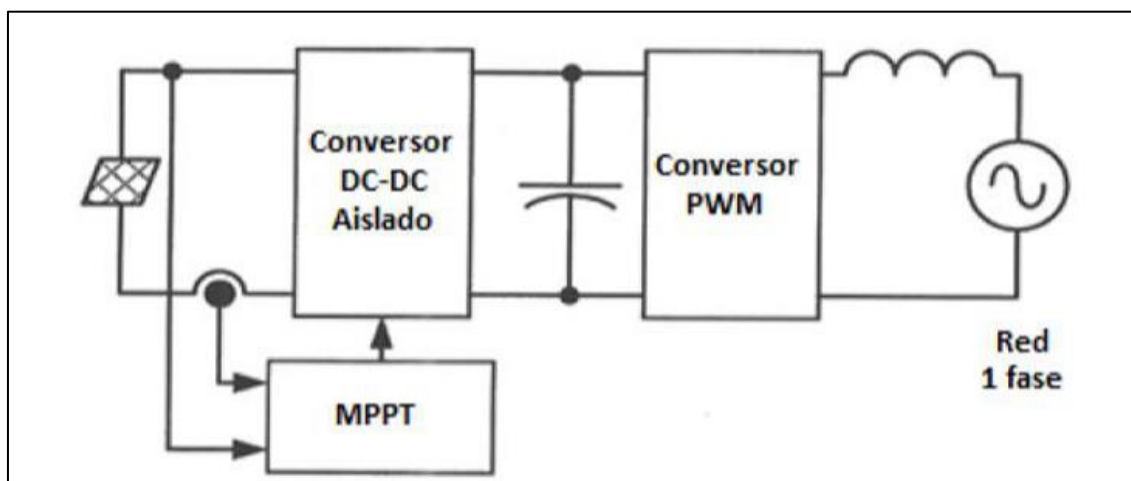


Ilustración 10: Diagrama Inversor.

Los inversores se pueden clasificar de dos formas, la primera por sus fases de salida, monofásicos y trifásicos. Los inversores actuales tienen una eficiencia cercana al 97%, además la mayoría incluye conexión a internet y los fabricantes entregan la posibilidad de realizar monitoreo en línea de la producción de energía, lo que permite conocer en tiempo real la producción, realizar mantenimientos preventivos, limpiezas programadas y conocer posibles fallas del sistema.

Capítulo 3 Modelo de negocio ESCO

3.1 Definición

Es un modelo de negocio técnico-financiero, que permite una relación comercial para el desarrollo de todo el espectro de proyectos en materia de Eficiencia Energética y ERNC. Este tipo de financiamiento es ofrecido por empresas privadas y se les denominan con el nombre de Energy Services Companies (ESCO) las cuales son quienes facilitan el acceso al financiamiento para la inversión de estos proyectos.

Las ESCO al momento de financiar un proyecto de cualquier índole, son las que asumen los riesgos y el cliente tiene la condición de pagar pasivamente la inversión a través de los ahorros o ingresos económicos generados por la implementación de la medida de Eficiencia Energética o ERNC, las condiciones son establecidas a través de un Contrato por Desempeño Energético (CDE), este se basa en una relación contractual estable y de tiempo definido entre la empresa ESCO y el cliente. [13]

Desde el comienzo del proyecto la ESCO garantiza ahorros de energía los que se traducen en ahorros económicos que se utilizarán para amortizar las inversiones del equipamiento del proyecto, asumidas inicialmente por ella. [14]

En resumen, los servicios que ofrece una ESCO son:

- Una ESCO ofrece a sus clientes servicios integrales que abarcan desde la identificación de las oportunidades de ahorro, pasando por la implementación de medidas de eficiencia energética, hasta la verificación del ahorro logrado.
- Una ESCO ofrece compartir el riesgo técnico a través de los contratos ESPC, frente a la posibilidad de no lograr los ahorros con sus clientes
- Una ESCO proporciona apoyo para los acuerdos de financiamiento de los proyectos de inversión, ya sea mitigando el riesgo técnico del proyecto mediante el apoyo a sus clientes en la preparación de la solicitud de préstamo, o incluso ofreciéndoles financiamiento directo, además de sus servicios.

3.2 Modelo ESCO en Chile

En Chile, el mercado para las ESCO recién está surgiendo. Solamente a partir del año 2005 la eficiencia energética comenzó a ser parte de las discusiones de política pública, a raíz de la creación del Programa País de Eficiencia Energética (PPEE) en el Ministerio de Economía.

Actualmente, el Ministerio de Energía ha identificado al menos 17 empresas que ofrecen el modelo ESCO como alternativa de financiamiento para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Cabe destacar, que mayoritariamente las empresas ESCO de autoconsumo no son las mismas que se dedican a financiar proyectos de Eficiencia Energética, puesto que en general, son desarrolladoras de proyectos fotovoltaicos que cuentan con un fuerte financiamiento nacional o extranjero que les permite hacer frente a estas demandas. [13]

En general los contratos ofrecidos por las ESCOs fluctúan entre 10 a 20 años de plazo y los descuentos sobre la tarifa de distribución van desde 5 % al 20 %. Su ámbito de financiamiento incluye proyectos desde los 20 kWp hasta los 9 MW. [14]

3.3 Modelo ESCO destinado a autoconsumo

En este caso la ESCO es dueña de la planta fotovoltaica y se encarga de diseñar, construir, instalar, operar y mantener la planta fotovoltaica en los bienes comunes limitados por el cliente, con el objeto de suministrar la energía generada al comprador y la ESCO cobra por dicha energía un precio por unidad suministrada (kWh), permitiendo la inyección a la red eléctrica de los excedentes de energía generados y no consumidos por el cliente. [14]

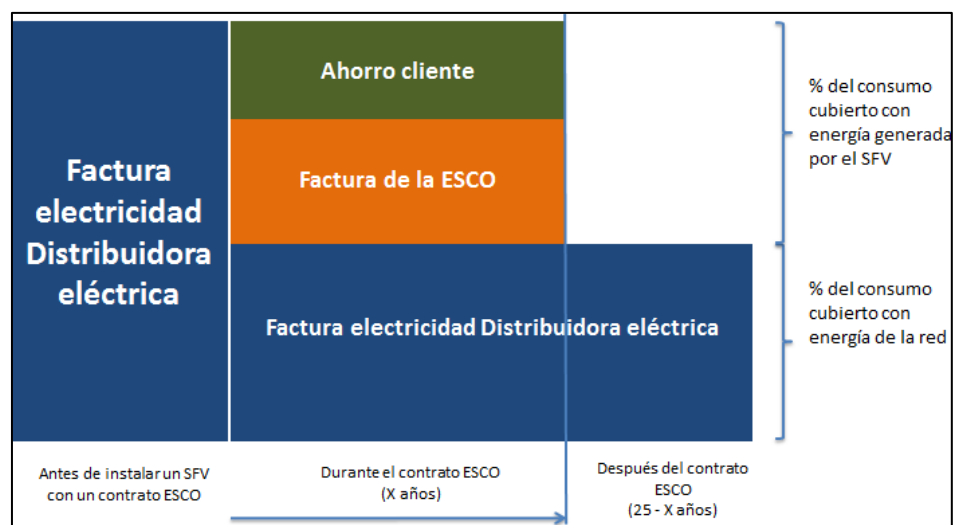


Ilustración 11: Modalidad de cobro empresa ESCO a cliente

Las principales ventajas para los clientes que requieran un proyecto fotovoltaico por medio de una

ESCO son:

- Baja o nula inversión inicial por parte del cliente.
- Externalización operación y mantención del proyecto a la ESCO.
- El cliente solamente paga por la energía generada.
- No tiene riesgos financieros asociados para tu empresa.
- Permite volver más sustentable la estrategia de la organización, ayudando a mejorar la imagen de la empresa.

Capítulo 4 Proyecto de la Planta Fotovoltaica de 300 KW

4.1 Consideraciones generales

4.1.1 Identificación y estudio del terreno

El terreno donde se emplaza la planta Fotovoltaica se encuentra a 16 kilómetros al sur de la comuna de Casablanca siguiendo la ruta 68 en dirección a Santiago. Este está definido por las siguientes coordenadas V1,V2,V3,V4 como mostrado en las ilustraciones 12 y 13:



Ilustración 12: Ubicación y croquis proyecto fotovoltaico.

Localización geográfica		
	X	Y
V1	-33.360152	-71.312713
V2	-33.361809	-71.313567
V3	-33.361936	-71.313297
V4	-33.360277	-71.312457

Tabla 1: Localización geográfica Proyecto fotovoltaico.

Los propietarios del terreno son los dueños de la empresa vitivinícola Viñedos Emiliana.

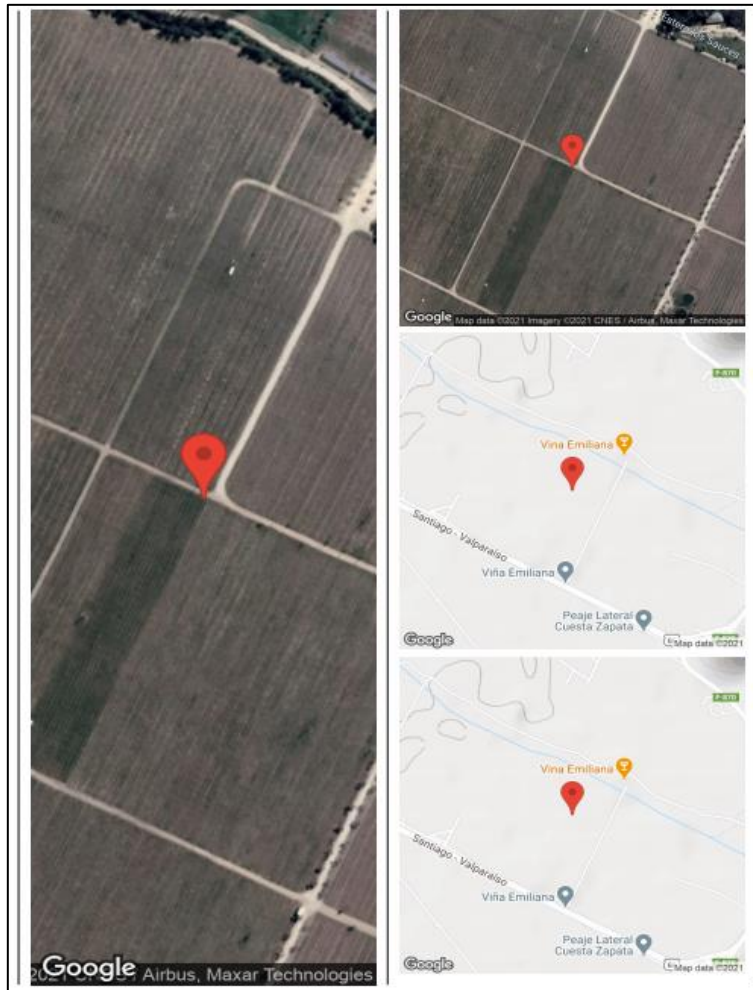


Ilustración 13: Ubicación proyecto fotovoltaico.

La superficie requerida (11 hectáreas) se demuestra en la cláusula 4.1.6 de este capítulo.

4.1.2 Viabilidad para conexión a red 12 kV

Para la conexión del proyecto fotovoltaico, se decide utilizar la red de 12kV existente en la cercanía del terreno, la cual cruza a lo largo del Viñedo y conecta en la cercanía con la red eléctrica

perteneciente con la distribuidora Energías Casablanca, tal como se muestra en plano Anexo. Se deben obtener los permisos de conexión a la red de 12 kV de la empresa distribuidora y asegurar la viabilidad del proyecto.

4.1.3 Dimensionamiento técnico de la instalación

El proyecto de generación busca utilizar la energía radiante del sol para la producción de energía eléctrica. Esta transformación de tipo de energía es llevada a cabo en paneles fotovoltaicos que son capaces de generar energía aprovechándose de las propiedades de conducción de los elementos que los componen.

4.1.4 Cálculos Radiación solar y energía generable

La radiación anual que pueden captar los paneles fotovoltaicos en la ubicación donde se ubicará el proyecto fotovoltaico está conformada por la suma de las radiaciones global horizontal, global inclinado, directa normal y difusa horizontal. Los datos de la simulación entregados por el “Explorador Solar” están basados por modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmosfera y datos satelitales de alta resolución validados con observaciones, sin embargo, no deben ser tomados como definitivos antes de corroborarlos con mediciones en el lugar.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Directa	7,05	6,18	5,08	3,37	1,96	1,73	1,89	2,42	3,59	4,88	6,17	7,14
Difusa	1,18	1,1	0,97	0,91	0,84	0,7	0,75	0,95	1,17	1,3	1,3	1,22
Global	8,23	7,28	6,05	4,28	2,8	2,43	2,64	3,37	4,76	6,18	7,47	8,36

Tabla 2: Radiación anual directa y difusa.

Para estimar la energía que será generada por el sistema fotovoltaico de 300 [kW] nominales, que ha sido proyectado, utilizando como herramienta el Explorador Solar de la Universidad de Chile. En la tabla 3, se muestra la generación promedio de la planta en capacidad instalada por paneles. En ilustración 14 e ilustración 15, se ha obtenido el siguiente resumen diario y anual de la planta fotovoltaica.

Total Diario	1928,56 kWh
Total Anual	703,92 MWh
Factor de Planta	19%

Tabla 3: Radiación diaria y anual.

Tabla 4: Generación promedio anual.

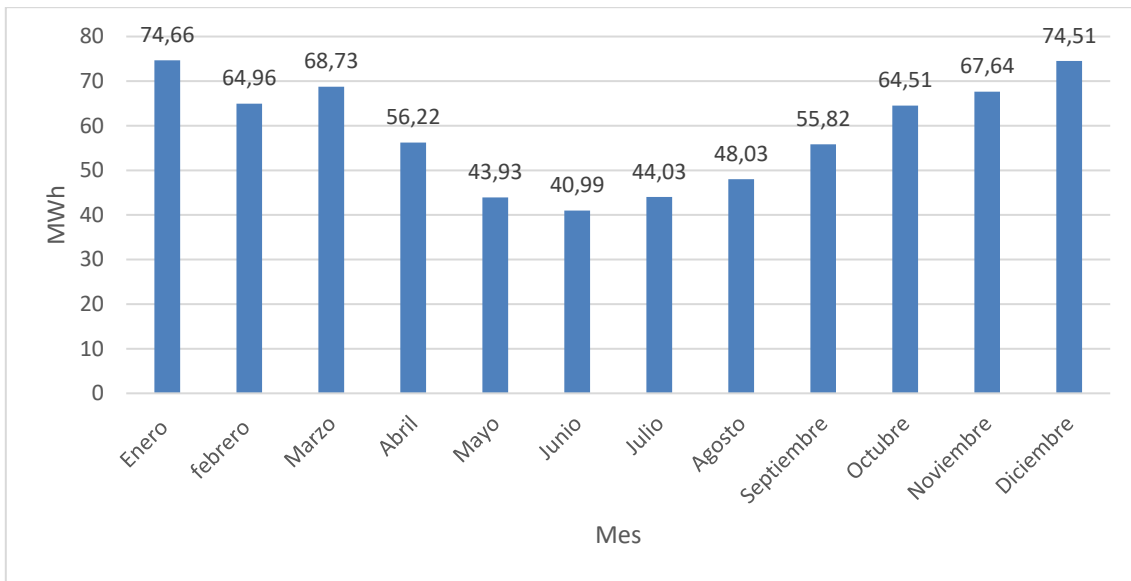


Ilustración 14: Generación anual planta fotovoltaica.

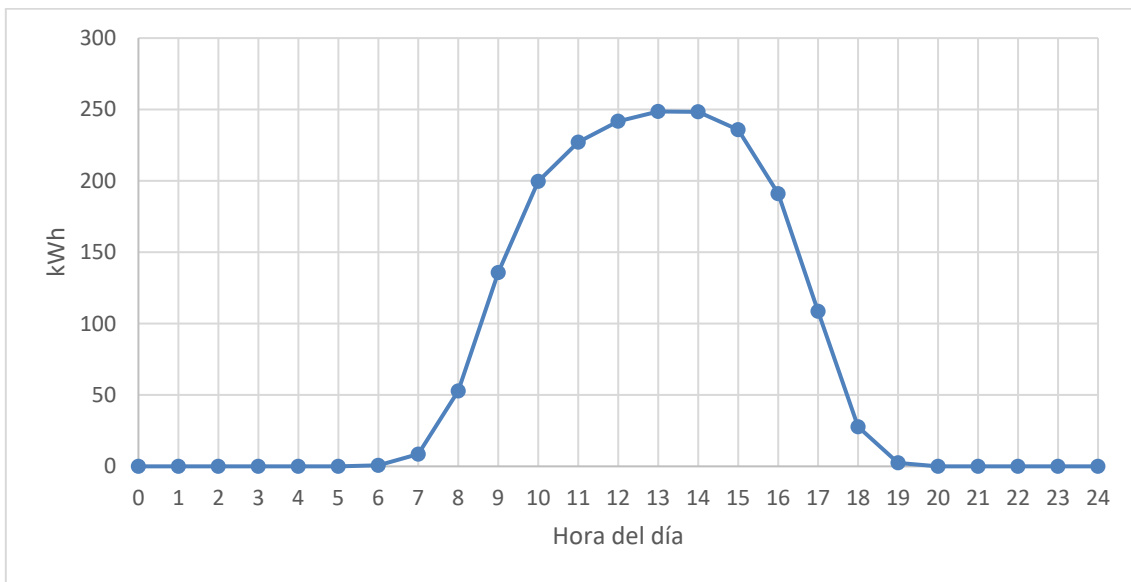


Ilustración 15: Generación fotovoltaica diaria promedio.

4.1.5 Cálculos paneles fotovoltaicos e inversores.

- **Paneles fotovoltaicos:**

Los módulos monocristalinos y policristalinos son los más comercializados, sin embargo, ya que el terreno cuenta con una superficie limitada de 8.800 m² se opta por la elección de módulos monocristalinos, los cuales poseen mayor eficiencia que los policristalinos, pero son más costosos a nivel unitario, esto con el fin de aprovechar de mejor forma el espacio disponible y aumentar la

capacidad peak instalada del proyecto. Además, por compatibilidad de la estructura, se utilizarán módulos monofaciales, es decir, módulos que recogen los rayos del sol solamente por la cara expuesta.

Para que los paneles solares brinden su máxima potencia deben estar orientados 100% hacia el norte, con una inclinación que esté entre de 30° respecto a la superficie del suelo.

En consecuencia, para lograr el mayor sobredimensionamiento en relación con la potencia nominal buscada de 300kW se utilizan 960 módulos de 450Wp dando un total de 432 kWp instalados.

En Especifico se utilizan los paneles de la marca Canadian Solar modelo Hiku C23W-450. Las principales características del panel considerado son:

STC	Hiku C23W-450
Nominal Maximun Power (Pmáx)	450W
Optimum Operating Voltage (Vpm)	41,1V
Optimum Operating Current (Ipm)	10,96A
Open Circuit Voltage (Voc)	49,1V
Short Circuit Current (Isc)	11,96A
Module Efficiency	20,40%
Operating Temperature	-40°C ; +85°C
Maximun System Voltage	1500V
Maximun Series Fuse Rating	20A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 - 10W
Dimensions	1134x2125x40 mm

Tabla 5: Datos técnicos a condiciones normales de operación paneles Canadian Solar Hiku C23W-450.

Otras cualidades para destacar de los paneles son las siguientes:

- Tiene certificación S.E.C. para uso según lo exigido en Ley 20571 y Ley 21118.
- Recubrimiento de grafeno.
- Tolerancia a la potencia de $\pm 3\%$ en STC
- Baja degradación por la exposición al sol
- Producto con 12 años de garantía
- Garantía de potencia de salida a 25 años 84 %.

Donde la tolerancia de potencia es el rango en que las especificaciones pueden variar, la eficiencia del módulo es la capacidad de conversión de radiación en electricidad (coeficiente input/output) en condiciones estándar y el coeficiente de temperatura es el aumento o disminución de voltaje producto de la temperatura del panel. Para ver más especificaciones del panel dadas por el

fabricante véase Anexo I: Ficha técnica del panel fotovoltaico.

- **Inversores**

Para transformar la energía de corriente continua a alterna se ocuparán 5 inversores de la marca Huawei Technologies modelo SUN2000-60KTL-M0, los cuales se denominarán con las letras A, B, C, D y E, de 60 KW llegando a una potencia nominal de 300 KW.

Las características de los inversores se presentan en la siguiente tabla 6:

Modelo	SUN2000-60KTL-M0
Potencia nominal DC	61.2 kW
Potencia nom. CA	60 kW
Potencia DC máx	87.4 kW
Potencia AC máx.	66 kVA
Consumo Standby	2.5 W
Corriente máx. de entrada	132 A
Tensión máxima de entrada	1100 V
Tensión nominal DC	600 V
Número de fases	3
Número de entradas DC (strings)	12
Número de Mppts	6
Eficiencia	98%

Tabla 6: Datos técnicos Inversor Huawei SUN200-60KTL-M0.

Ya que cada inversor posee 12 entradas de alimentación de corriente continua, la forma más eficiente y respetando los límites técnicos de conectar los paneles a los inversores es mediante la siguiente configuración:

- El número de paneles por strings o cadena será de 16 módulos.
- Se conectarán 2 strings por cada Mppt.
- Cada inversor posee un total de 6 Mppts, lo que dará un total de 192 paneles por inversor
- En consecuencia, cada inversor tendrá una potencia DC conectada de $192 \times 450\text{W} = 86.400 \text{ W}$, o 86,4 kW. Lo que está dentro de los parámetros del equipo (Potencia DC máx = 87,4 kW)

Dado lo anterior, la planta contara con un total de 960 paneles, 192 por inversor, teniendo una potencia DC instala de 432 kW.

El esquema de conexión eléctrica por inversor se muestra en la ilustración 16.

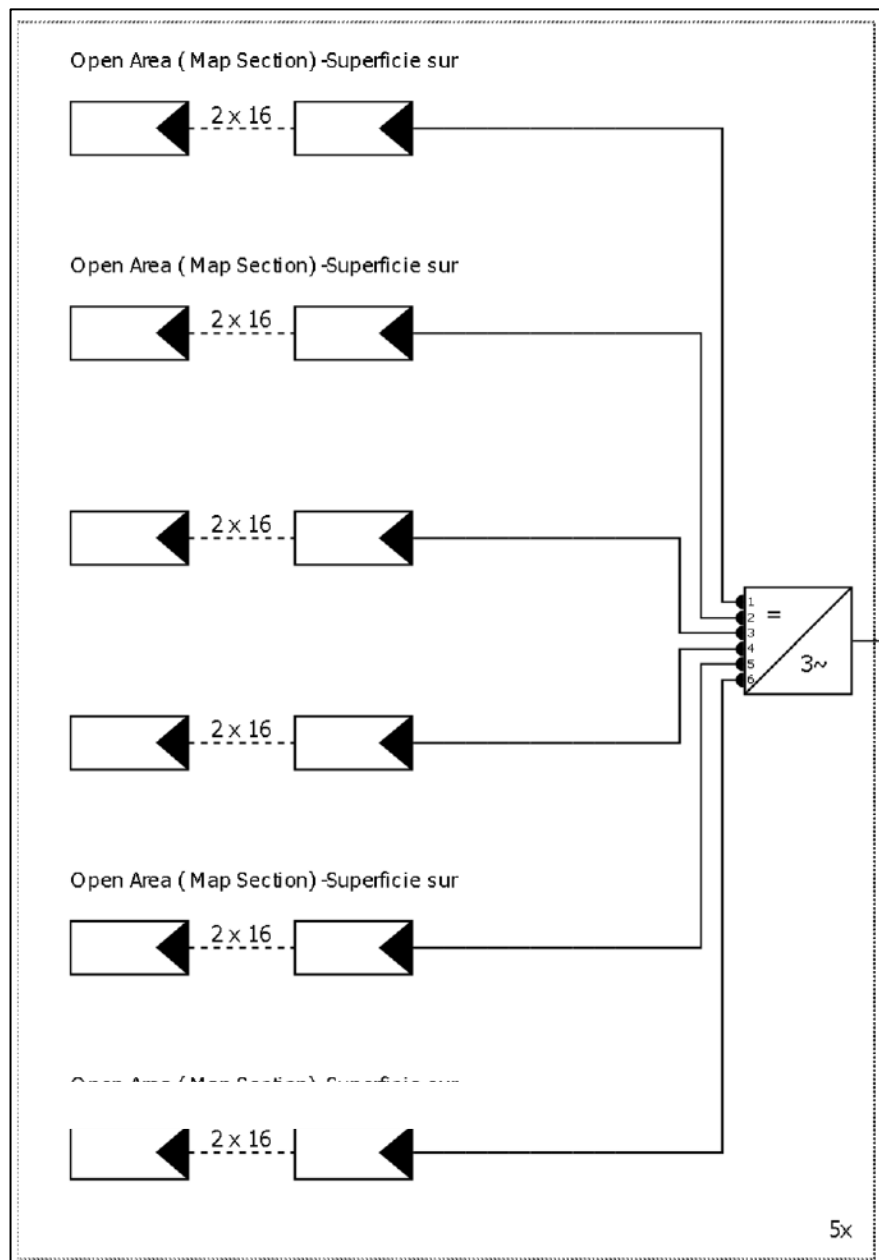


Ilustración 16: Esquema conexión eléctrica DC por inversor.

4.1.6 Calculo superficie de ocupación de la central fotovoltaica

El layout de la planta incorpora la ubicación de las corridas de paneles, inversores, cámaras de registro, caminos a construir además de la subestación elevadora y la línea de media tensión existente.

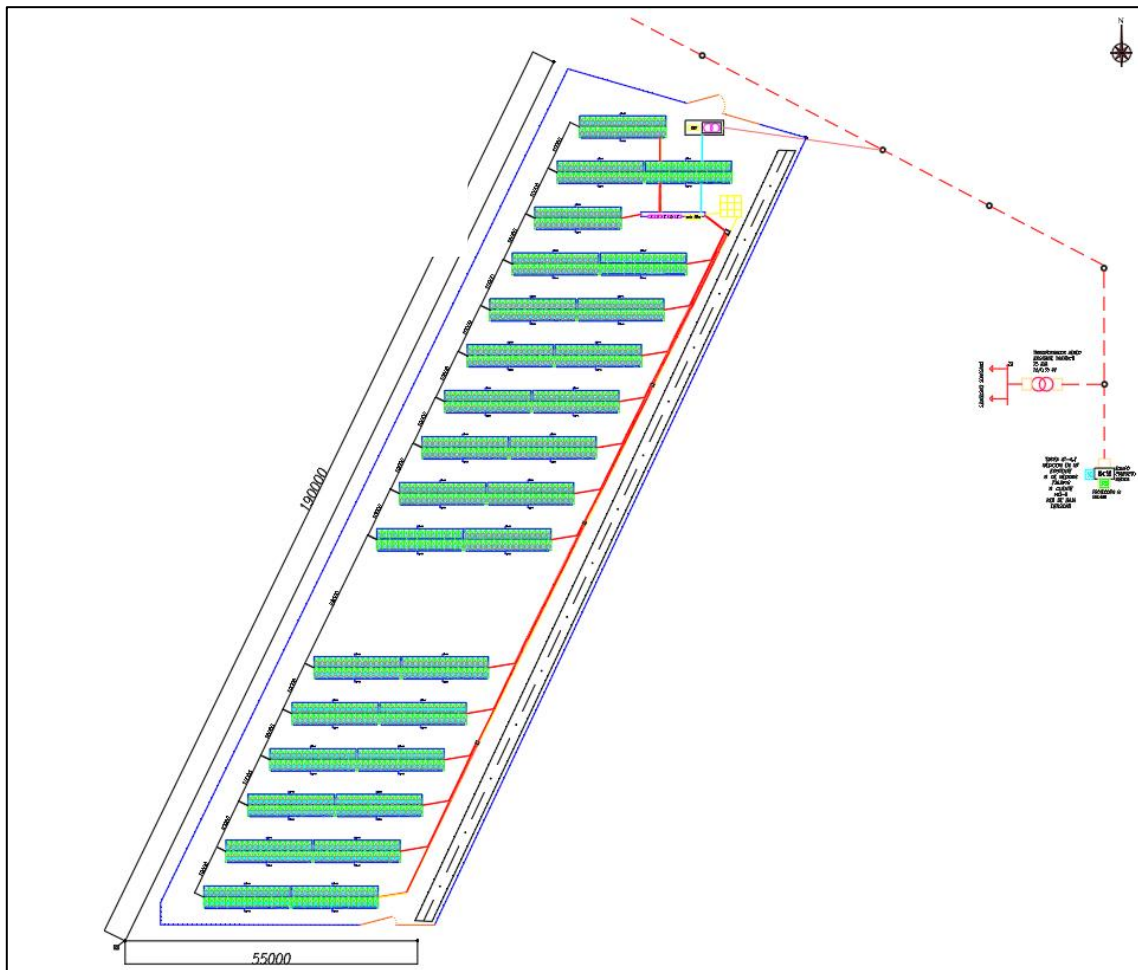


Ilustración 17; Layout proyecto fotovoltaico.

La planta FV requiere la instalación de 960 paneles con dimensiones 1025 mm de ancho y 2105 mm de largo, 5 inversores, tres Tableros Eléctricos más una subestación tipo pad mounted, todos estos equipos que se muestra en la figura nro.7 anterior.

A partir de los datos indicados, la instalación de la planta requiere de la preparación de una superficie de 10.780 metros cuadrados de terreno ($X=196$ m, $Y=55$ m), además de la construcción de dos caminos de 100 metros (lateral) y 500 metros de cerco perimetral. Se deberán cavar zanjas para la canalización de corriente continua de aproximadamente 180 metros de largo, y construir obras civiles para el equipamiento eléctrico.

4.1.7 Dimensionamiento de conductores y canalización en BT

En las cláusulas siguientes se incluye el dimensionamiento de los siguientes conductores y canalizaciones respectivas:

- a.- Justificación y cálculo de conductor CC por caída de tensión.
- b.- Justificación y cálculo de conductor CC por capacidad de transporte.
- c.- Justificación y cálculo de conductor CA.

- d.- Justificación y cálculo de canalización en CC.
 e.- Justificación y cálculo de canalización en CA.

Para el dimensionamiento de los conductores es necesario tener en consideración los siguientes antecedentes:

Resistividad del cobre (ρ_{cu})		$0,0172 \cdot 10^{-6} [\Omega \cdot m]$
Resistividad del aluminio (ρ_{al})		$0,0282 \cdot 10^{-6} [\Omega \cdot m]$
Voltaje y corriente de operación panel Canadian solar	V_{pm}	41,1 [V]
	I_{pm}	10,96 [A]

A continuación, se desarrolla cada uno de los dimensionamientos indicados anteriormente en el mismo orden de numeración:

a.- Justificación y cálculo de conductor en CC por caída de tensión

Para dimensionar el conductor que conectara los strings o cadena de paneles a los inversores en corriente continua, primero se debe calcular el voltaje total de la cadena de módulos. Este voltaje viene dado por:

$$V_{String} = 16 \times 41,1 [V] = 657,6 [V] \quad (1)$$

Para escoger la sección del conductor, se considerará la mayor caída de tensión que permite la norma RGR n° 01/2020 [13] la cual posee un valor máximo de 1,5% de caída de tensión por tramo en corriente continua. Por consecuencia, utilizando la expresión que se presenta a continuación, se puede estimar el conductor considerando el caso más desfavorable, es decir, el caso donde se presenta la mayor caída de tensión. Este caso viene dado para los paneles más lejanos de los inversores en donde la distante de recorrido se estima de 138 metros.

$$\Delta V = \frac{(2 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I_{mp})}{S} \quad (2)$$

Donde:

ΔV : caída de tensión [V]

ρ_{cu} : resistividad del cobre [$\Omega \cdot m$]

L: largo del conductor

I_{mp} : Corriente de operación del string

S: Sección de conductor

Ahora bien:

$$\Delta V = 1,5\% \times 657.6 = 9,86 [V] \quad (3)$$

$$\Delta V = \frac{(2 \cdot \rho_{Cu} \cdot L \cdot I_{mp})}{S} = \frac{(2 \cdot 0,0172 \cdot 10^{-6} \cdot 138 \cdot 10,96)}{S} = 9,86 [V] \quad (4)$$

$$S = \frac{(2 \cdot 0,0172 \cdot 10^{-6} \cdot 148 \cdot 10,96)}{9,86} = 5,83 \text{ mm}^2 \quad (5)$$

Dado lo anterior, se escoge un conductor con una sección de 6mm^2 , superior a los $5,83\text{mm}^2$ calculados, y esto permitirá que la caída de tensión sea la adecuada a cada tramo del proyecto en corriente continua.

A continuación, se presentan los diferentes tramos de canalización de corriente continúa identificando la caída de tensión.

INVERSOR	MPPT	N° STRING	CONDUCTOR			CAÍDA DE TENSIÓN	
			SECCIÓN (mm ²)	CORRIENTE Máx (A)	LARGO (m)	(V)	%
A	1	1.1	6	11,96	48	2,98	0,45
		1.2	6	11,96	48	2,98	0,45
	2	2.1	6	11,96	38	2,36	0,36
		2.2	6	11,96	38	2,36	0,36
	3	3.1	6	11,96	38	2,36	0,36
		3.2	6	11,96	38	2,36	0,36
	4	4.1	6	11,96	28	1,74	0,26
		4.2	6	11,96	28	1,74	0,26
	5	5.1	6	11,96	18	1,12	0,17
		5.2	6	11,96	18	1,12	0,17
	6	6.1	6	11,96	18	1,12	0,17
		6.2	6	11,96	18	1,12	0,17

Tabla 7: Niveles de caída de tensión strings Inversor A.

INVERSOR	MPPT	N° STRING	CONDUCTOR			CAIDA DE TENSIÓN	
			SECCIÓN (mm ²)	CORRIENTE Máx (A)	LARGO (m)	(V)	%
B	1	1.1	6	11,96	17	1,06	0,16
		1.2	6	11,96	17	1,06	0,16
	2	2.1	6	11,96	29	1,80	0,27
		2.2	6	11,96	29	1,80	0,27
	3	3.1	6	11,96	29	1,80	0,27
		3.2	6	11,96	29	1,80	0,27
	4	4.1	6	11,96	38	2,36	0,36
		4.2	6	11,96	38	2,36	0,36
	5	5.1	6	11,96	38	2,36	0,36
		5.2	6	11,96	38	2,36	0,36
	6	6.1	6	11,96	48	2,98	0,45
		6.2	6	11,96	48	2,98	0,45

Tabla 8: Niveles de caída de tensión strings Inversor B.

INVERSOR	MPPT	N° STRING	CONDUCTOR			CAIDA DE TENSIÓN	
			SECCIÓN (mm ²)	CORRIENTE Máx (A)	LARGO (m)	(V)	%

C	1	1.1	6	11,96	28	1,74	0,26
		1.2	6	11,96	28	1,74	0,26
	2	2.1	6	11,96	28	1,74	0,26
		2.2	6	11,96	28	1,74	0,26
	3	3.1	6	11,96	38	2,36	0,36
		3.2	6	11,96	38	2,36	0,36
	4	4.1	6	11,96	38	2,36	0,36
		4.2	6	11,96	38	2,36	0,36
	5	5.1	6	11,96	48	2,98	0,45
		5.2	6	11,96	48	2,98	0,45
	6	6.1	6	11,96	48	2,98	0,45
		6.2	6	11,96	48	2,98	0,45

Tabla 9: Niveles de caída de tensión strings Inversor C.

INVERSOR	MPPT	Nº STRING	CONDUCTOR			CAIDA DE TENSIÓN	
			SECCIÓN (mm ²)	CORRIENTE Máx (A)	LARGO (m)	(V)	%
D	1	1.1	6	11,96	98	6,09	0,93
		1.2	6	11,96	98	6,09	0,93
	2	2.1	6	11,96	98	6,09	0,93
		2.2	6	11,96	98	6,09	0,93
	3	3.1	6	11,96	108	6,71	1,02
		3.2	6	11,96	108	6,71	1,02
	4	4.1	6	11,96	108	6,71	1,02
		4.2	6	11,96	108	6,71	1,02
	5	5.1	6	11,96	118	7,33	1,11
		5.2	6	11,96	118	7,33	1,11
	6	6.1	6	11,96	118	7,33	1,11
		6.2	6	11,96	118	7,33	1,11

Tabla 10: Niveles de caída de tensión strings Inversor D.

INVERSOR	MPPT	Nº STRING	CONDUCTOR			CAIDA DE TENSIÓN	
			SECCIÓN (mm ²)	CORRIENTE Máx (A)	LARGO (m)	(V)	%
E	1	1.1	6	11,96	128	7,95	1,21
		1.2	6	11,96	128	7,95	1,21
	2	2.1	6	11,96	128	7,95	1,21
		2.2	6	11,96	128	7,95	1,21
	3	3.1	6	11,96	138	8,57	1,30
		3.2	6	11,96	138	8,57	1,30
	4	4.1	6	11,96	138	8,57	1,30
		4.2	6	11,96	138	8,57	1,30
	5	5.1	6	11,96	148	9,19	1,40
		5.2	6	11,96	148	9,19	1,40
	6	6.1	6	11,96	148	9,19	1,40
		6.2	6	11,96	148	9,19	1,40

Tabla 11: Niveles de caída de tensión strings Inversor E.

b.- Justificación y cálculo de conductor en CC por capacidad de transporte

El conductor escogido tiene como sección 6 mm² y el catálogo indica que posee una capacidad de transporte de corriente máxima de 70 [A] Anexo 1 datasheet conductor solar. Por lo tanto, se

obtiene la capacidad del conductor utilizada:

Por otro lado, la corriente de operación de cada módulo fotovoltaico es de $I_{\text{omp}}=11,96$ [A], y considerando que la conexión de los paneles es en serie, se tiene que el porcentaje de transporte del conductor es el siguiente:

$$I\% = \frac{I_{\text{max}}}{70} \cdot 100\% = \frac{11,96}{70} \cdot 100\% = 16,37\% \quad (6)$$

Esto quiere decir que al conducir la corriente de operación que permiten los paneles fotovoltaicos, el conductor de cable solar tendrá una solicitud de carga de 16.57 % con respecto a su capacidad de transporte de corriente dada por el fabricante, cumpliendo con la normativa.

c.-Justificación y cálculo de conductor en CA

Desde los inversores hasta el punto de conexión tendremos 5 secciones a distinto amperaje. Por lo que se debe dimensionar de manera independiente cada tramo, pero con la condición de cumplir que la caída de tensión total del sistema no supere el 3% permitido por la norma técnica RGR n° 02/2020.

Las 5 secciones por considerar son:

Sección	
Desde	Hasta
INVERSORES A, B y C	Tablero de distribución fotovoltaico 1 (TDFV 1)
INVERSORES D y E	Tablero de distribución fotovoltaico 2 (TDFV 2)
TDFV 1	Tablero general fotovoltaico (TGFV)
TDFV 2	Tablero general fotovoltaico (TGFV)
Tablero general fotovoltaico (TGFV)	Transformador 300kVA

Tabla 12: Sección en corriente alterna proyecto fotovoltaico.

Para estimar la sección de cada conductor, procedemos a identificar la potencia trifásica en cada punto. Dado esto, podemos calcular la corriente AC que transite por el conductor con la siguiente expresión:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I \quad (7)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{ff}} \text{ [A]} \quad (8)$$

Con:

P: Potencia nominal [kW]

V_{ff} : Voltaje fase - fase [V] = 380 [V]

I: Corriente nominal [A]

Utilizando la expresión anterior, se estima la corriente por fase de cada tramo.

Desde	Hasta	Potencia (kW)	Corriente nominal [A]
INVERSORES A, B y C	Tablero de distribución fotovoltaico 1 (TDFV 1)	60	91,16
INVERSORES D y E	Tablero de distribución fotovoltaico 2 (TDFV 2)	60	91,16
TDFV 1	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	180	273,48
TDFV 2	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	120	182,32
Tablero general fotovoltaico (TGFV)	Transformador 300kVA	300	455,8

Tabla 13: Cálculo de la corriente por tramos.

La norma RGR n° 01/2020 [13] nos pide que el conductor este dimensionado de tal forma que soporte el 25% más de capacidad de corriente nominal de operación, con esto calculamos la corriente sobredimensionada un 25%. [16]

Desde	Hasta	Potencia (kW)	Corriente nominal [A]	Corriente ajustada un 25% [A]
INVERSORES A, B y C	Tablero de distribución fotovoltaico 1 (TDFV 1)	60	91,16	113,95
INVERSORES D y E	Tablero de distribución fotovoltaico 2 (TDFV 2)	60	91,16	113,95
TDFV 1	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	180	273,48	341,85
TDFV 2	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	120	182,32	227,9
Tablero general fotovoltaico (TGFV)	Transformador 300kVA	300	455,8	569,75

Tabla 14: Cálculo de la corriente con ajuste del 25%.

Con los valores de corriente determinados se puede estimar la sección del conductor utilizando la

siguiente tabla entregada en el pliego técnico normativo RIC N°4 Conductores y canalizaciones. La cual nos indica la sección del conductor según el tipo de canalización. [16]

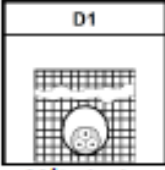

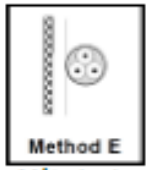
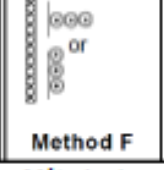
CABLES PARA TENDIDO FIJO TEMPERATURA DE SERVICIO 90°C. APLICA a THHN, RV, RV-K,RZ1, RZ1-K.					
Sección nominal [mm ²]	Sección en sistema americano [AWG] o [kcmil]	 D1 Método de instalación D1. Temp. ambiente 20°C	 D2 Método de instalación D2. Temp. ambiente 20°C	 Method E Método de instalación E. Temp. ambiente 30°C	 Method F Método de instalación F. Temp. ambiente 30°C
		1,5	-	19	23
2,08	14	30	31	28	-
2,5	-	33	38	32	-
3,31	12	38	39	38	-
4	-	42	59	42	42
5,26	10	48	69	50	50
6	-	52	74	54	55
8,37	8	63	89	67	68
10	-	68	98	75	77
13,3	6	80	114	89	93
16	-	89	128	100	105
21,1	4	103	147	114	128
25	-	113	161	127	141
26,7	3	117	167	133	147
33,6	2	132	189	154	172
35	-	136	194	158	176
42,4	1	150	216	178	200
50	-	159	230	192	216
53,5	1/0	170	245	207	234
67,4	2/0	192	278	240	273
70	-	197	282	246	279
85	3/0	218	315	278	318
95	-	232	339	298	342
107,2	4/0	248	362	322	371
120	-	263	386	346	400
126,7	250	270	396	358	415
150	-	296	431	399	464
152	300	299	437	402	468
177,3	350	325	474	444	518
185	-	332	486	456	533
202,7	400	349	510	483	567
240	-	382	563	538	634
253,3	500	393	576	557	657
300	-	431	629	621	736

Ilustración 18: Capacidad de transporte de corriente de conductores de cobre aislados.

Además, se escoge el método de instalación D1, el cual se define como: Cables monoconductores o multiconductores (3 conductores con carga) instalados en ductos enterrados. Mencionado lo anterior tenemos que, para las corrientes antes calculadas, las secciones de los conductores a utilizar son:

Desde	Hasta	Potencia (kW)	Corriente nominal [A]	Corriente ajustada un 25%	Sección nominal del conductor [mm ²]
INVERSORES A, B y C	Tablero de distribución fotovoltaico 1 (TDFV 1)	60	91,16	113,95	33,6
INVERSORES D y E	Tablero de distribución fotovoltaico 2 (TDFV 2)	60	91,16	113,95	33,6
TDFV 1	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	180	273,48	341,85	177,3
TDFV 2	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	120	182,32	227,9	85
Tablero general fotovoltaico (TGFV)	Transformador 300kVA	300	455,8	569,75	2x177,3

Tabla 15: Sección nominal del conductor AC.

En la práctica es más habitual comprar los conductores por su sección en unidad de sistema americano, AWG o MCM, por lo que la equivalencia de las secciones viene dada por:

Desde	Hasta	Sección nominal del conductor [mm ²]	Sección nominal del conductor en sistema americano [AWG o MCM]
INVERSORES A, B y C	Tablero de distribución fotovoltaico 1 (TDFV 1)	33,6	8 AWG
INVERSORES D y E	Tablero de distribución fotovoltaico 2 (TDFV 2)	33,6	8 AWG
TDFV 1	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	177,3	350 MCM
TDFV 2	Tablero general fotovoltaico (TGFV)	85	3/0 AWG
Tablero general fotovoltaico (TGFV)	Transformador 300kVA	2x177,3	2x350 MCM

Tabla 16: Sección nominal del conductor en sistema americano.

Conociendo el tipo de conductor a utilizar, se procede a calcular la caída de tensión y la capacidad

de transporte. Según la norma técnica, la caída de tensión en AC no puede superar el 3% por tramo y un 5% total hasta el punto de conexión. Además, que el conductor no supere el 80% de la capacidad de transporte. [15]

Para estimar la caída de voltaje se utiliza la expresión:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I}{S} \quad (9)$$

Donde:

ΔV : caída de tensión [V]

ρ_{cu} : resistividad del cobre [$\Omega \cdot m$] = $0,0172 \cdot 10^{-6}$ [$\Omega \cdot m$]

L: largo del conductor

I_{mp} : Corriente de operación del string

S: Sección de conductor

CUADRO DE CAÍDA DE TENSIÓN EN ALIMENTADORES CA								
TRAMOS DEL ALIMENTADOR		Corriente nominal (A)	Tensión [V]	CONDUCTOR			CAÍDA DE TENSIÓN	
				AISLACIÓN	SECCIÓN (mm ²)	LONGITUD (m)	ΔV	%
TDFV 2	INVERSOR A	91,16	380	SUPERFLEX	33,6	10	0,808266	0,21%
	INVERSOR B					10	0,808266	0,21%
TDFV 1	INVERSOR C	91,16	380	SUPERFLEX	33,6	11	0,889092	0,23%
	INVERSOR D					12	0,969919	0,26%
	INVERSOR E					13	1,050745	0,28%
TDFV 1 - Tablero general fotovoltaico (TGFV)		183,32	380	SUPERFLEX	85	7	0,449757	0,12%
TDFV 2 - Tablero general fotovoltaico (TGFV)		273,48	380	SUPERFLEX	177,3	7	0,321665	0,08%
Tablero general fotovoltaico (TGFV) - TRANSFORMADOR		455,8	380	SUPERFLEX	354,6	10	0,382935	0,10%

Tabla 17: Estimación caída de tensión en conductores AC.

De la tabla anterior, se puede observar que la caída de tensión en ningún tramo supera el valor entregado por la norma de 1.5%. Por otro lado, el valor total de caída de tensión es de 1,49%, valor que tampoco supera los 5% entregado por la normativa técnica.

Para determinar la carga solicitada al conductor respecto de su capacidad de transporte de corriente dada por el fabricante, se utiliza la fórmula:

$$I\% = \frac{I}{I_{m\acute{a}x}} \cdot 100\% \quad (10)$$

Para la cantidad de conductores utilizados la normativa exige, según sección 8.1 de la norma 4/2003, que la corriente nominal no supere el 80% de la capacidad de transporte de corriente dada por el fabricante.

A continuación, se muestra en la tabla 17 la capacidad de transporte de corriente para cada tramo.

TRAMOS DEL ALIMENTADOR		Corriente nominal [A]	Corriente conductor [A]	Porcentaje capacidad de transporte
TDFV 2	INVERSOR A	91,16	137	67%
	INVERSOR B			
TDFV 1	INVERSOR C	91,16	137	67%
	INVERSOR D			
	INVERSOR E			
TDFV 1 - Tablero general fotovoltaico (TGFV)		183,32	240	76%
TDFV 2 - Tablero general fotovoltaico (TGFV)		273,48	375	73%
Tablero general fotovoltaico (TGFV) - TRANSFORMADOR		455,8	750	61%

Tabla 18: Capacidad de transporte de corriente para cada tramo en AC.

La corriente de cortocircuito después del transformador en la parte trifásica de corriente alterna viene dada por la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = \frac{S_n}{U_2\sqrt{3}} * \frac{100}{U_{cc}(\%)} \quad (11)$$

Donde:

S_n : Potencia aparente del transformador (300 kVA)

U_2 : Tensión del secundario del transformador (12000 kV)

$U_{cc}(\%)$: Caída de tensión del transformador en cortocircuito

Con esto tenemos que:

$$I_{cc} = \frac{S_n}{U_2\sqrt{3}} * \frac{100}{U_{cc}(\%)} = \frac{300000}{12000\sqrt{3}} * \frac{100}{5} = 14,43 \text{ kA} \quad (12)$$

d.- Justificación y cálculo de la canalización Circuitos CC

Como se determinó anteriormente, para el cableado en corriente continua se escogió un conductor de cable solar de 6 mm², el cual según datasheet, posee un diámetro externo de 7,1 mm (un radio de 3,55 mm). Luego, el caso más desfavorable viene dado cuando se canalizan 4 strings, es decir, 4 cables solar por ducto.

En el pliego técnico normativo RIC N°4 Conductores y canalizaciones, se indica que la máxima ocupación porcentual en el para el área de ocupación para más de 2 conductores activos es de 33%. Dado esto, se puede determinar el diámetro nominal de la canalización considerando el porcentaje máximo de ocupación cuando se canalizan 4 strings en el ducto (caso más desfavorable).

Para esto, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Área utilizada} = \frac{\text{Área total de conductores activos}}{\text{Área nominal del ducto}} \cdot 100 < 33\% \quad (13)$$

$$\frac{4 \cdot (3,55)^2 \cdot \pi}{\text{Área nominal del ducto}} \cdot 100 < 33\% \quad (14)$$

$$\frac{4 \cdot (3,55)^2 \cdot \pi}{33} \cdot 100 < \text{Área nominal del ducto} \quad (15)$$

$$479,9 \text{ [mm}^2\text{]} < \text{Área nominal del ducto}$$

Conociendo el área que cumpla con la condición del 33% de ocupación, de manera sencilla se puede determinar el diámetro.

$$479,9 \text{ [mm}^2\text{]} < \text{Área nominal del ducto} \quad (16)$$

$$479,9 \text{ [mm}^2\text{]} < (\text{Radio})^2 \cdot \pi \quad (17)$$

$$\text{Radio} = \sqrt{\frac{479,9}{\pi}} \text{ [mm]} \quad (18)$$

$$\text{Radio} = 12,35 \text{ [mm]} \quad (19)$$

Por lo que el diámetro para que cumpla la condición de máxima ocupación es de 24,7 mm o 1 pulgada. Por lo que cualquier canalización con diámetro mayor no tendrá problemas a nivel normativo. Es por esto por lo que se utilizará una canalización de diámetro de 40 mm o 1,5 pulgadas para canalizar los conductores en DC.

e. Justificación y cálculo de la canalización Circuitos AC

El tipo de canalización estará determinada por los tramos antes mencionados. Al igual que el escenario para corriente continua, se debe respetar el porcentaje máximo de ocupación de la canalización de un 33%. Análogamente, para todos los casos, se estima el diámetro del ducto.

- Desde los inversores A y B hasta tablero de distribución fotovoltaico 2 TDFV2:

Este tramo considera 4 conductores activos 2 AWG, los cuales poseen un diámetro exterior de 11,5mm, por inversor, teniendo un total de 8 conductores, los cuales estarán canalizados por la bandeja B.P.B 200x100x3000 mm. Con esto, el porcentaje de ocupación viene dado por:

$$\text{Área utilizada} = \frac{8 \times 39,59}{20000} \cdot 100\% = 1,58\% \quad (20)$$

- Desde los inversores C,D y E hasta tablero de distribución fotovoltaico 1 TDFV1:

Este tramo considera 4 conductores 2AWG, los cuales poseen un diámetro exterior de 11,5mm, por inversor, teniendo un total de 12 conductores, los cuales estarán canalizados por la bandeja B.P.B 200x100x3000 mm. Con esto, el porcentaje de ocupación viene dado por:

$$\text{Área utilizada} = \frac{12 \times 39,59}{20000} \cdot 100\% = 5,1\% \quad (21)$$

- Desde TDFV 1 hasta Tablero general fotovoltaico (TGFV):

Este tramo considera 4 conductores 3/0AWG, los cuales poseen un diámetro exterior de 16,3mm, teniendo un total de 4 conductores, los cuales estarán canalizados por tuberías de 105 mm de

diámetro. Con esto, el porcentaje de ocupación viene dado por:

$$\text{Área utilizada} = \frac{4 \times 208,67}{\pi(105/2)^2} \cdot 100\% = 9,63\% \quad (22)$$

- Desde TDFV 2 hasta Tablero general fotovoltaico (TGFV):

Este tramo considera 4 conductores 350 MCM, los cuales poseen un diámetro exterior de 22,9mm, teniendo un total de los cuales estarán canalizados por tuberías de 105 mm de diámetro. Con esto, el porcentaje de ocupación viene dado por:

$$\text{Área utilizada} = \frac{4 \times 411,87}{\pi(105/2)^2} \cdot 100\% = 19,02\% \quad (23)$$

- Desde Tablero general fotovoltaico (TGFV) hasta Transformador:

Este tramo considera doble conducto de 350 MCM, los cuales poseen un diámetro exterior de 22,9mm, teniendo un total de 8 conductores, los cuales cada circuito por separado estará canalizado en tubería tipo PVC Conduit de 90mm de diámetro. Con esto, el porcentaje de ocupación por circuito viene dado por:

$$\text{Área utilizada} = \frac{4 \times 411,87}{6361,72} \cdot 100\% = 25,89\% \quad (24)$$

Como se puede apreciar, en ningún caso se sobrepasa el porcentaje de ocupación exigidos por el pliego técnico normativo RIC N°4 Conductores y canalizaciones.

4.1.8 Diseño cámaras de baja y media tensión

Para el diseño de las cámaras de inspección de baja y media tensión hay que considerar el pliego técnico normativo RIC N°4 conductores y canalizaciones, en donde se nos indica que para el nivel de tensión en el cual se está desarrollando el proyecto, 380 [V] en baja tensión y 15 [kV] en media tensión es necesario incorporar cámaras del tipo “B”, las cuales se definen como:

“Cámaras tipo “B”. Serán de dimensiones tales que permitan la fácil manipulación de los conductores, la inspección desde el exterior y, eventualmente penetrar a su interior para trabajos de guía del alambrado, ejecución de mufas de protección de derivaciones o similares. Este tipo de cámara se usará en instalaciones de menor envergadura que las cámaras tipo "A".”

Las dimensiones de este tipo de cámara se detallan a continuación:

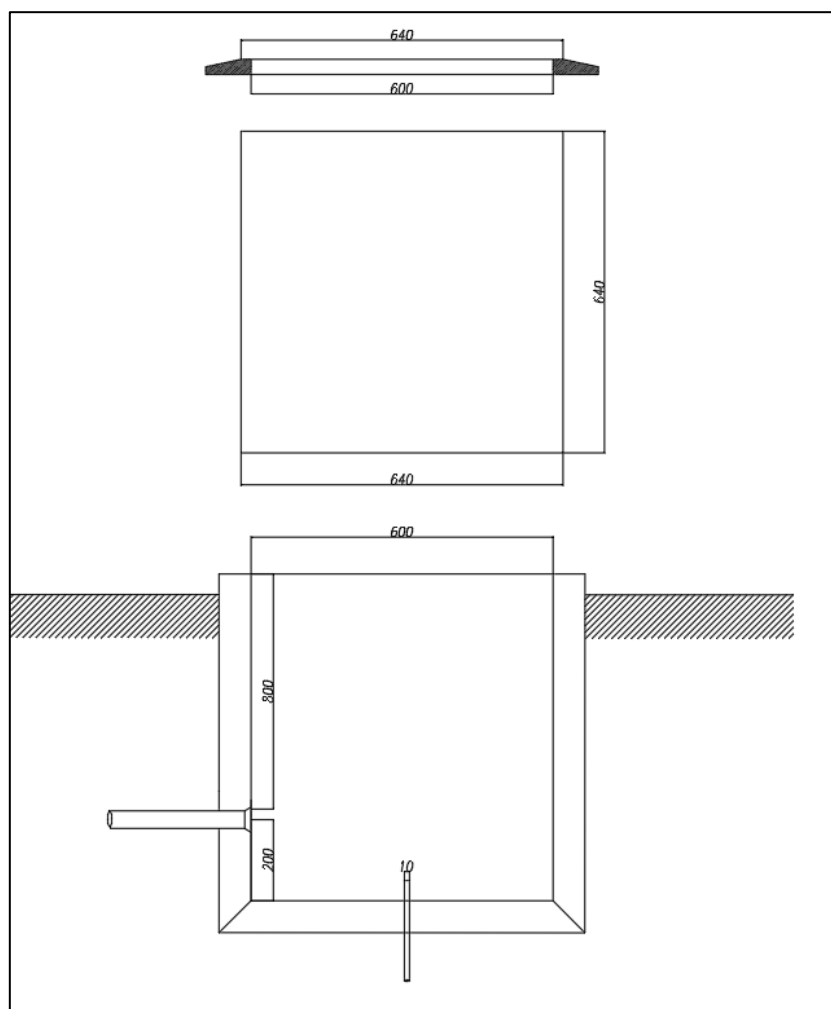


Ilustración 19: Dimensiones Cámara tipo B.

4.1.9 Sistema de control y protecciones planta fotovoltaica

Este sistema se encarga del monitoreo en tiempo real de lo que pasa en la planta en los diferentes centros de control y seguridad. Este incorpora un computador y plataforma software de control interactivo que ayude a la interpretación de los datos generados, así como la gestión, mantenimiento y explotación de la planta.

La protección RI debe dar una orden de apertura sobre el interruptor de acoplamiento (mando eléctrico).

Una vez revisados los componentes de la planta se procede a modelar la generación de la planta. Para esto se incorporan una serie de pérdidas y eficiencias, contrastando los resultados del modelamiento con las salidas de software comerciales desarrollados específicamente con estos fines.

4.1.10 Dimensionamiento de las protecciones y de los equipos eléctricos.

Protecciones:

El proyecto contempla las siguientes protecciones eléctricas:

- Protección contra corriente inversa.

Como lo estipula el reglamento vigente y, en referencia a las protecciones de los strings, cuando estos llevan más de 2 strings por MPPT es necesario usar un dispositivo fusible para la protección de corriente inversa. Como vimos en el detalle de paneles e inversores, el inversor Huawei SUN2000KT, posee 2 strings por MPPT, por lo que esta protección no es necesaria.

- Protección en los inversores.

El inversor Huawei SUN2000KT, utilizado para el proyecto contempla las siguientes protecciones a nivel de electrónica interna:

- Medición de aislamiento CC.
- Comportamiento de sobrecarga de potencia (desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia).
- Seccionador CC.
- Protección contra polaridad inversa.
- Protecciones termomagnéticas y diferenciales en cada TDFV individuales por inversor. NEMA 51 y 87

Como se pudo estimar en la sección de dimensionamiento y justificación de conductor y canalización del proyecto. Se estimó que para el inversor Huawei SUN2000KT de 60kW de potencia nominal AC de salida posee una corriente nominal de operación de 91,16 [A] y, además, el conducto con el cual se utilizará para el transporte de dicha corriente posee una corriente nominal de 137 [A].

Con los valores antes mencionados, es posible estimar el valor de la corriente nominal de operación de los equipos de maniobra, la cual debe estar en un valor medio entre la corriente de operación, 91,16 [A] y la corriente nominal de transporte del conductor 137 [A]. Esto ya que la protección debe poseer la capacidad de no activarse para un uso normal de protección, pero que se active para corrientes menores que la corriente nominal del conductor con el fin de protegerlo.

Es por esto por lo que se escogen protecciones de 100 [A] nominal de operación para cumplir con las condiciones antes mencionadas.

Ahora bien, según la norma técnica RGR n° 01/2020. Cada unidad generadora, en este caso los

inversores, debe contar con al menos un equipo de protección que vele por las tres fases más el neutro. Además, para los equipos de protecciones diferenciales, estos deben contar con un ajuste mínimo de 300mA. Con esto, se detallan las características de ambos equipos a continuación:

Inversor	Corriente nominal de Operación [A]		
Huawei SUN2000-60KTL	91.2 A		
Características protección			
Interruptor automático			
Curva	Polos	Corriente	Corriente de ruptura
C	4	100 A	30 kA
Diferencial			
Tipo	Polos	Corriente	Ajuste
A-SI	4	100 A	300 ms

Tabla 19: características equipos de protección Inversores.

- Protección general para toda la planta en TGFV.

Al igual que el caso anterior, para estimar la corriente nominal de operación de la protección general de la planta fotovoltaica, se debe verificar la corriente de operación nominal dada la potencia AC nominal de la planta y la capacidad de transporte del conductor del tramo más agua arriba de la instalación.

Es decir, se debe buscar una protección tal, que no opere por debajo de la corriente nominal de operación y que opere para amperajes mayores a los soportados por el conductor.

Con esto, sabemos que la planta tiene una potencia nominal de 300 kW que opera a una tensión AC de 380 [V] fase. Por lo que la corriente por fase es de 455,8 [A], la cual circulara por un doble circuito del conductor de 350 MCM con capacidad de transporte de 375 [A], pero al ser doble circuito posee una capacidad de transporte de 750 [A].

Es por esto por lo que se escoge una protección trifásica de 500 [A] nominal de operación para cumplir con las condiciones antes mencionadas.

- Protección RI

Según la norma técnica RGR N°02/2020 Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con una protección RI, la cual puede estar integrada al inversor o ser externa al inversor en conformidad a lo establecido en la NT Netbilling:

Para instalaciones con potencia nominal mayor a los 100 kW, que es el caso, se debe instalar una protección RI centralizada, la cual debe enviar señales de apertura a la protección de acoplamiento en caso de que se presenten valores inadmisibles de tensión o frecuencia en la red del sistema de distribución. Esta protección se puede ubicar en diferentes puntos de la instalación. En nuestro caso, se instala en la cercanía del empalme del cliente, monitoreando los parámetros de tensión y corriente directamente del equipo de compacto de medida de la distribuidora.

La protección de acoplamiento que se encargará de recibir las señales desde la RI, será un interruptor con mando motorizado, el cual cumplirá la función de desacople de la planta a la red de distribución en casos de perturbaciones en los parámetros y también cumplirá la función de interruptor general del sistema fotovoltaico. [15]

Por último, se detallan los parámetros para los cuales la protección RI tanto centralizada como integrada operan. [15]

VALOR PROTECCIÓN RI INTEGRADA (INVERSORES) – Vn=220 V				VALOR PROTECCIÓN RI CENTRALIZADA (VMD460) – Vn=220 V			
TIEMPOS DE DESPEJE SEGÚN RANGO DE TENSIÓN		VALOR LIMITE	TIEMPO DE DESPEJE	TIEMPOS DE DESPEJE SEGÚN RANGO DE TENSIÓN		VALOR LIMITE	TIEMPO DE DESPEJE
PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$V < 0.5V_n$	110 [V]	160 [ms]	PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$V < 0.5V_n$	110 [V]	160 [ms]
PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$0.5V_n < V < 0.9V_n$	198 [V]	2 [s]	PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$0.5V_n < V < 0.9V_n$	198 [V]	2 [s]
PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$1.1V_n < V < 1.2V_n$	242 [V]	1 [s]	PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$1.1V_n < V < 1.2V_n$	242 [V]	1 [s]
PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$1.2V_n < V$	264 [V]	160 [ms]	PROTECCIÓN CONTRA CAÍDAS DE TENSIÓN	$1.2V_n < V$	264 [V]	160 [ms]
TIEMPOS DE DESPEJE SEGÚN RANGO DE FRECUENCIA		VALOR LIMITE	TIEMPO DE DESPEJE	TIEMPOS DE DESPEJE SEGÚN RANGO DE FRECUENCIA		VALOR LIMITE	TIEMPO DE DESPEJE
MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$f < 47.5$	47,5 [Hz]	100 [ms]	MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$f < 47.5$	47,5 [Hz]	100 [ms]
MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$47.5 < f < 49$	49,0 [Hz]	90 [s]	MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$47.5 < f < 49$	49,0 [Hz]	90 [s]
MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$51 < f < 51.5$	51,0 [Hz]	90 [s]	MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$51 < f < 51.5$	51,0 [Hz]	90 [s]
MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$51.5 < f$	51,5 [Hz]	100 [ms]	MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	$51.5 < f$	51,5 [Hz]	100 [ms]
RECONEXIÓN: MONITORIZACIÓN DE TENSIÓN Y FRECUENCIA		VALOR LIMITE	TIEMPO DE RECONEXIÓN	RECONEXIÓN: MONITORIZACIÓN DE TENSIÓN Y FRECUENCIA		VALOR LIMITE	TIEMPO DE RECONEXIÓN
MARGEN INFERIOR DE LA TENSIÓN	$V < 0.92V_n$	202,4 [V]	300 [s]	MARGEN INFERIOR DE LA TENSIÓN	$V < 0.92V_n$	202,4 [V]	300 [s]
MARGEN SUPERIOR DE LA TENSIÓN	$1.08V_n < V$	237,6 [V]	300 [s]	MARGEN SUPERIOR DE LA TENSIÓN	$1.08V_n < V$	237,6 [V]	300 [s]
MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	49,6 [Hz]	49,6 [Hz]	300 [s]	MARGEN INFERIOR DE LA FRECUENCIA	49,6 [Hz]	49,6 [Hz]	300 [s]
MARGEN SUPERIOR DE LA FRECUENCIA	50,4 [Hz]	50,4 [Hz]	300 [s]	MARGEN SUPERIOR DE LA FRECUENCIA	50,4 [Hz]	50,4 [Hz]	300 [s]

Tabla 20: parámetros de operación protección RI integrada y centralizada.

- **Equipos Eléctricos:**

- Dimensionamiento Subestación Pad Mounted 300 kVA

El transformador tipo pedestal (PAD Mounted) para la instalación exterior o interior, utilizado como parte de un sistema de distribución subterráneo, con compartimientos sellados para alta y baja tensión, cuyos cables de alimentación entran por la parte inferior e instalado sobre una base o pedestal.

La instalación del transformador debe realizarse en un sitio de fácil acceso donde se garantice el acceso y retiro mediante vehículo grúa o montacarga, con capacidad de izar y transportar el transformador.

El transformador debe quedar instalado en un lugar con área libre suficiente que permita la apertura de las puertas del gabinete del transformador. El transformador se ubicará sobre una base de concreto. Es de considerar que las dimensiones de la base estarán de acuerdo con la capacidad del transformador y es un dato que debe ser suministrado por el fabricante del transformador.

La base de concreto sobre la que se anclará el transformador estará colocada sobre una capa de suelo compactado y rodeada de una capa de grava para contener el 100% del aceite del transformador para un eventual derrame. Las dimensiones de la franja de grava son 50 cm de ancho y 20 cm de profundidad. En caso de que el aceite del transformador sea vegetal, no se requerirá foso ni dique con grava para contener el aceite siempre y cuando, se ubique en un terreno descampado (normalmente suelo de tierra) donde se pueda absorber completamente el aceite derramado.

La malla de hierro que constituye el refuerzo estructural de la base pedestal de concreto se deberá unir a la malla de puesta a tierra del transformador. El conector debe ser de un material tal que evite la corrosión y el par galvánico en la unión entre el hierro y el cobre.

Del borne neutro del transformador se conectará un conductor, en el mismo calibre del conductor de neutro, hacia la malla de puesta a tierra. El tanque o chasis del transformador se conectará también a la malla de puesta a tierra. A esta tierra se deben conectar sólidamente todas las partes metálicas que no transporten corriente y estén descubiertas.

- Dimensionamiento Cables de 12 Kv:

Análogamente al caso en baja tensión, para estimar la sección del conductor que se utilizará para el tramo de media tensión, procedemos a identificar la potencia trifásica en cada punto. Dado esto, podemos calcular la corriente AC que transite por el conductor con la siguiente expresión:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I \quad (25)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{ff}} [A] \quad (26)$$

Donde, el valor de la tensión fase fase es de 12.000 [V] en media tensión. Y la potencia de salida es de 300 kW.

Dado esto, tenemos que:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot I \quad (27)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{ff}} = \frac{300.000}{\sqrt{3} \cdot 12.000} = 14,43 [A] \quad (28)$$

Con lo anterior, tenemos que circularan 14,43 [A] en media tensión, por lo que se propone un alimentador de sección 120 mm² con una capacidad de transporte sobre los 100 [A] nominal.

No obstante, debido a que estamos presente de una canalización subterránea, se debe especificar sobre la correcta aislación del cable. Por lo anterior, se propone un conductor con las siguientes características:

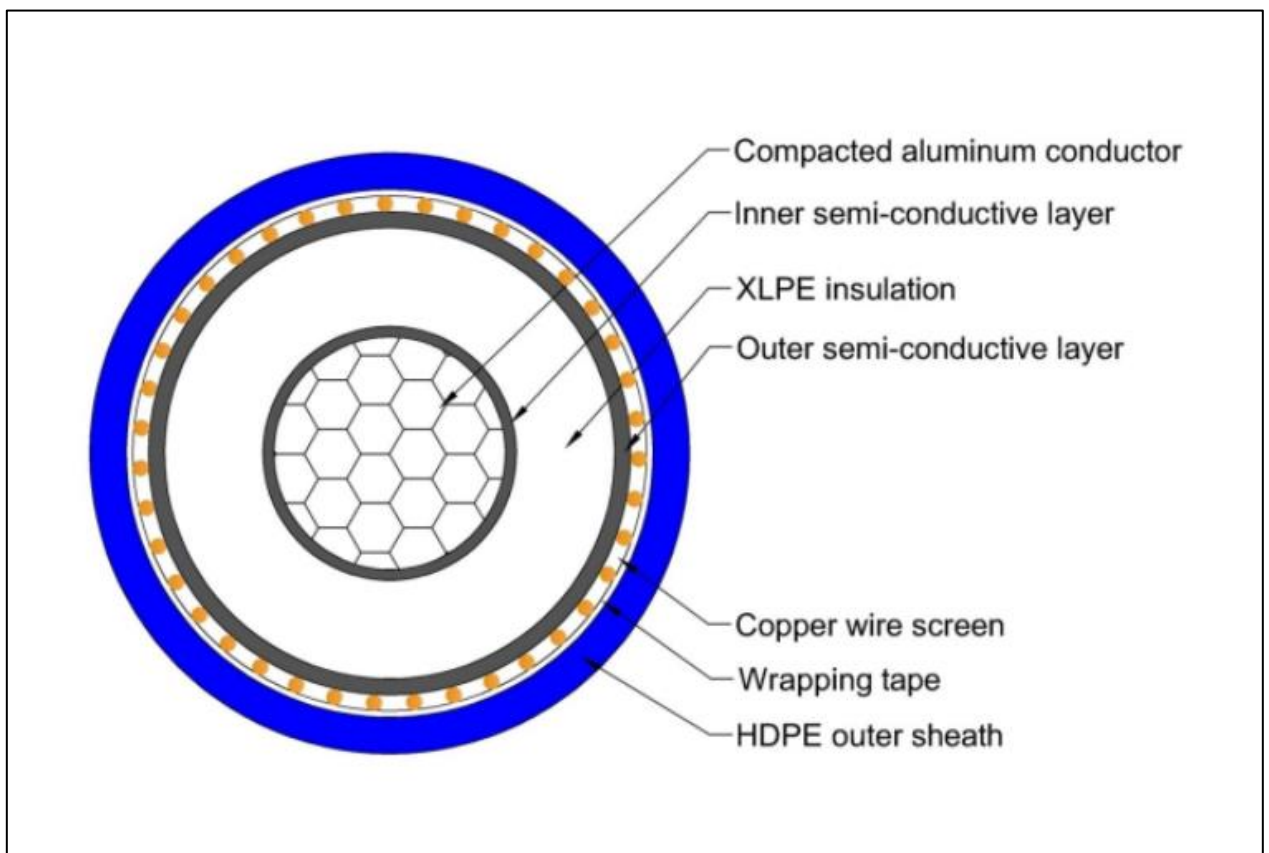


Ilustración 20: Características conductor XLPE.

ITEM	DESCRIPTION	UNIT	1X120/25 sq.mm
1	Rated voltage	KV	15/25
2	Conductor		
	Conductor Material	--	Stranded Aluminium Wire, compacted round
	Conductor Cross-sectional Area	mm ²	120
	Min. Stranding Number	No.	37
	Approx. Conductor Diameter	mm	12.3—13.5

4.1.11 Diseño Malla de Tierra CC y CA

Se buscará determinar el calibre del conductor utilizando la resistividad equivalente del terreno, se realiza un dimensionamiento de los electrodos a tierra para su uso como sistema de puesta a tierra de protección y se determinará la resistencia de malla a tierra teórica de acuerdo con los parámetros recopilados y los cálculos propuestos. [15]

Los datos de resistividades obtenidas en terreno se presentan en la Tabla 1.

n°	a [m]	na [m]	R [Ω]	n	ρ [Ω·m]
1	1	0,5	20	0,5	94,2477796
2	1	1	9,3	1	116,867247
3	1	1,5	3,5	1,5	82,4668072
4	1	2	1,9	2	71,6283125
5	1	2,5	1,1	2,5	60,4756586
6	1	3	0,94	3	70,8743303
7	1	3,5	0,6	3,5	59,3761012
8	1	4	0,37	4	46,4955713
9	1	4,5	0,24	4,5	37,3221207
10	1	5	0,17	5	32,0442451
11	1	5,5	0,12	5,5	26,954865
12	1	6	0,09	6	23,7504405
13	1	6,5	0,06	6,5	18,378317
14	1	7	0,04	7	14,0743351
15	1	7,5	0,01	7,5	4,00553063

Tabla 21: Resistividades calculadas mediante mediciones en terreno.

Con las resistividades calculadas en ambos ensayos se genera una curva patrón en escala logarítmica, utilizando software IP2Win:

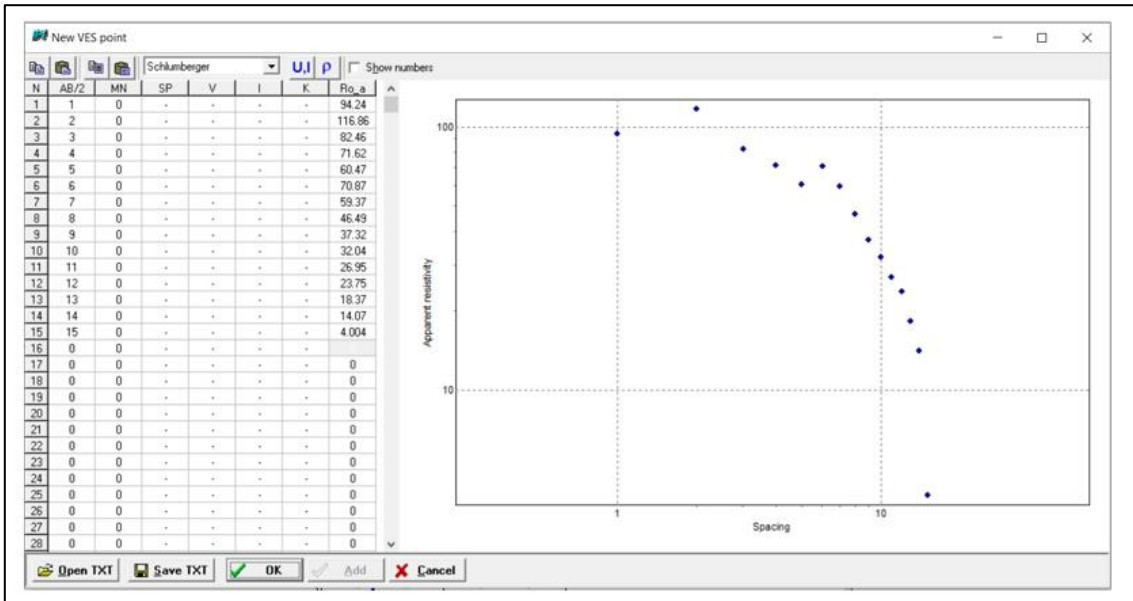


Ilustración 21: Curva característica software IP2WIN.

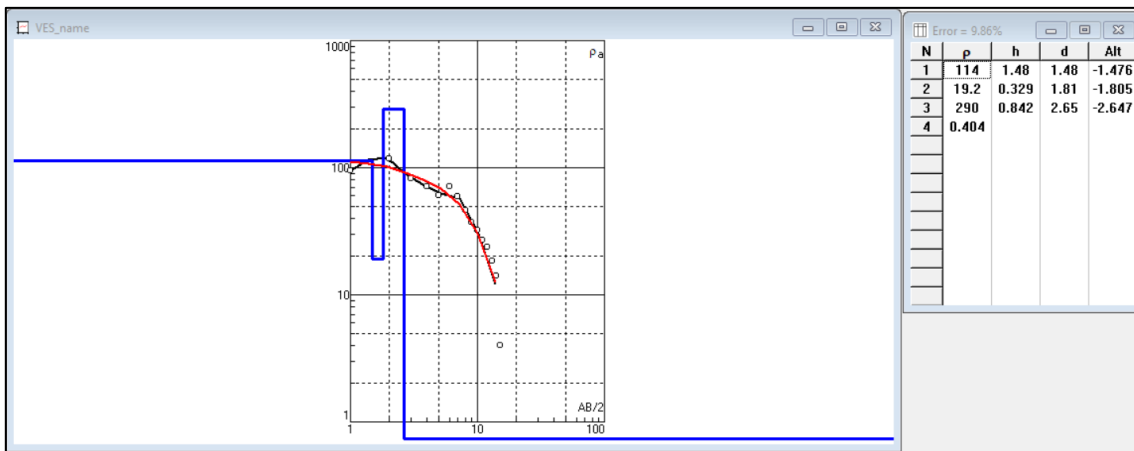


Ilustración 22: Capas obtenidas con software IPIwin.

La curva obtenida se compara con las curvas de Orellana – Mooney y se determina, con ayuda del software, la cantidad de capas, su resistividad y profundidad aparentes.

Para obtener el valor de la resistividad equivalente e incorporar las distintas capas obtenidas, se utiliza el método de Burgdorf – Yacobs. Este permite una resistividad equivalente del terreno estudiado, la cual permitirá un posterior diseño y configuración de la malla a tierra. Este proceso es iterativo y se realiza con un software especializado, ya que se debe establecer a priori la profundidad y área de la futura malla a tierra. En este caso, se establece:

$$A = 9 \text{ m}^2$$

$$h = 0,8 \text{ mts}$$

Luego, se utilizan las siguientes ecuaciones para determinar la resistividad equivalente a través del método de Burgdorf y Yacobs:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (29)$$

$$r_o^2 = r^2 - h^2 \quad (30)$$

$$q_o^2 = 2 * r * (r + h) \quad (31)$$

$$u_i^2 = q_o^2 - r_o + h_i^2 \quad (32)$$

$$v_i^2 = 0,5 * (u_i^2 - \sqrt{u_i^4 - 4 * q_o^2 * r_o^2}) \quad (33)$$

$$F_i = \sqrt{1 - \frac{v_i^2}{r_o^2}} \quad (34)$$

$$\rho_{equiv} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\rho_i} * (F_i - F_{i-1})} \quad (35)$$

Donde:

- r : radio equivalente geométrico de la malla a tierra prediseñada.
- r_o^2 : parámetro auxiliar de cálculo.
- q_o^2 : parámetro auxiliar de cálculo.
- u_i^2 : parámetro auxiliar de cálculo para la capa i .
- v_i^2 : parámetro auxiliar de cálculo para la capa i .
- F_i : parámetro auxiliar de cálculo para la capa i .
- ρ_{equiv} : resistividad equivalente del terreno.

Luego, la resistividad equivalente calculada corresponde a:

$$\rho_{equiv} = 118,39 [\Omega \cdot m]$$

Se propone una malla a tierra de baja tensión con las siguientes características:

Largo de la malla [m]	3
Ancho de la malla [m]	3
Área de la malla [m ²]	9
Cantidad de retículos	12
Profundidad de la malla [m]	0,8
Largo del conductor [m]	24
Calibre del cable	2 [AWG]

Tabla 22: características malla propuesta.

Las uniones en terminales y confección de retículos se deben hacer a través de termofusión, tal como indica la normativa.

Por último, para determinar la resistencia de malla a tierra equivalente, se propone el método de Schawarz:

$$R_{ms} = \left(\frac{\rho_{eq}}{\pi * L_m} \right) * \left[\ln \left(\frac{2 * L_m}{\sqrt{d * h_e}} \right) + K_1 * \left(\frac{L_m}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right]$$

$$K_1 = 1,43 - \left(\frac{8 * h_e}{\sqrt{A}} \right) - \left[0,044 * \left(\frac{a}{b} \right) \right]$$

$$K_2 = 5,5 - \left(\frac{8 * h_e}{\sqrt{A}} \right) + \left[0,15 - \left(\frac{h_e}{\sqrt{A}} \right) * \left(\frac{a}{b} \right) \right]$$

Donde:

- R_{ms} : Resistencia teórica de la malla [Ω]
- ρ_{eq} : Resistividad del terreno equivalente [$\Omega * m$]
- L_m : Longitud total de los conductores de la malla en metros [m]
- d : Diámetro del conductor [m]
- h_e : Profundidad de la malla [m]
- a : Ancho de la malla [m]
- b : Largo de la malla [m]
- A : Superficie de la malla [m^2]

Obteniendo una resistencia de malla a tierra, sin agregar aditivos al terreno, de:

Expresión de Schawarz						
Diámetro del conductor [m]	ancho de la malla [m]	largo de la malla [m]	Resistividad [Ohm x m]	Sección [m ²]	Largo conductor [m]	Resistencia de malla a tierra [Ohm]
0,0077	3	3	118,39	9	24	14,68

Tabla 23: Valores teóricos de la expresión de Schawarz.

El cálculo de cortocircuito es entregado por la empresa distribuidora en el archivo “FORMULARIO 2: RESPUESTA A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN”, en donde se dan a conocer tres parámetros de potencia de cortocircuito para diseñar:

$S_{CC_{trafo}}$: nivel de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado.

$S_{CCredPC}$: nivel de cortocircuito en el punto de conexión.

$S_{CCredFA}$: Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del alimentador de MT o BT al cual se desea conectar un Cliente, expresada en kVA.

En el caso particular del proyecto, las potencias de cortocircuito son:

$$S_{CC_{trafo}} = 154,4 \text{ [MVA]}$$

$$S_{CC_{red\ PC}} = 32,3 \text{ [MVA]}$$

$$S_{CC_{red\ FA}} = 15,2 \text{ [MVA]}$$

El cálculo de mínima sección admisible del conductor en MCM para un conductor de cobre, según norma IEEE Std.80-2000 se define por la siguiente fórmula simplificada:

$$S = 7,06 \cdot I_F \cdot \sqrt{t_c} \quad (36)$$

Donde:

- S : Sección del conductor en MCM.
- I_F : Corriente de falla en kA.
- t_c : Tiempo de despeje de protecciones s.

Nota: El factor 7,06 es usado para conductores de cobre comercial y es obtenido por tabla en la norma IEEE Std.80-2000.

Dada la potencia de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado, se obtiene el valor de corriente de falla I_F como:

$$I_F = \frac{S_{CC_{red\ PC}}}{\sqrt{3} \cdot 380} = \frac{32,2}{\sqrt{3} \cdot 380} = 49,07 \text{ kA} \quad (37)$$

Para conocer t_c se debe estudiar la curva de disparo del interruptor general de la planta fotovoltaica.

Luego,

$$S = 7,06 \cdot 19,9 \cdot \sqrt{0,02} \quad (38)$$

$$S = 48,99 \text{ [MCM]} = 24,89 \text{ [mm}^2\text{]} \quad (39)$$

La sección mínima que debe tener el conductor de cobre para soportar el esfuerzo térmico dado por la peor falla y corriente de cortocircuito más alta (19,9 [kA]) será de 48.99[MCM]. El equivalente de este conductor es 24,89 [mm²], por lo tanto, se escoge un conductor de 2 [AWG] de cobre desnudo, con sección de 33,6 [mm²] efectiva. Esta solicitud térmica se calcula con un tiempo máximo de 20 [ms] de despeje de falla obtenido de la curva de disparo de las protecciones en la instalación.

Para calcular los voltajes de paso de la malla, se considera lo siguiente:

Paso 1: Calcular los voltajes tolerables por el ser humano según Ley de Dalziel:

$$V_c = \frac{116+0,174 C p_s}{\sqrt{t}} \quad (40)$$

$$V_p = \frac{116+0,696 c p_s}{\sqrt{t}} \quad (41)$$

Donde:

V_p : voltaje de paso en volt

V_c : voltaje de contacto en volt

R_s = resistividad superficial (ohmxm)

t = tiempo despeje falla (0,5 s o 1 seg).

C = Factor de corrección por capa superficial (igual a 1,0).

Paso 2: Calcular Voltajes de malla V_p y V_m (V_c) según IEEE-80-2000:

$$V_p = K_s * K_i p_e * \frac{I}{L} \quad (42)$$

$$V_m = K_m * K_i p_e * \frac{I}{L} \quad (43)$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D+h} + \frac{1}{3D+h} + \dots + \frac{1}{(n-1)D+h} \right] \quad (44)$$

$$K_m = \frac{1}{2*\pi} * \left[\ln \frac{D^2}{16*h*d} + \frac{(D+2*h)^2}{8*D*d} - \frac{h}{4h} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2*n-1)} \right] \quad (45)$$

$$K_i = 0,65 + 0,172n \quad (46)$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \quad (47)$$

Definición parámetros en K_m , K_s , K_i , K_{ii} :

I = Corriente de falla trif. o monof a tierra ($I_f = 3x I_o$).

L = Largo total conductor Cu, (m).

h = Profundidad enterramiento Cu (m).

D = Separación entre conductores (m).

n = Número de conductores Cu en eje x e y.

Con esto tenemos los siguientes resultados:

$$V_c = 550 [V]$$

$$V_p = 439[V]$$

Ahora, se verifica que la tensión de paso y contacto de la malla cumplen con lo establecido por la norma. Para esto tenemos lo siguiente:

Tensión de paso para un cuerpo de 70 kg.

- Datos Resistencia del cuerpo humano: $R_s = 1000 \Omega$
- Factor C_s : 1
- Resistividad del terreno: $118,39 \Omega \text{ m}$
- Duración de la corriente de falla: $T_s = 0.1 \text{ s}$

$$E_p = (R_c + 6C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (48)$$

$$E_p = (1000 + 6 * 1 * 118,39) * \frac{0.157}{\sqrt{0,1}} = 849,14 \quad (49)$$

Teniendo un valor aproximado de 850 [V].

Tensión de contacto

$$E_p = (R_c + 1,5C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (50)$$

$$E_p = (1000 + 1,5 * 118,39) * \frac{0.157}{\sqrt{0,1}} = 584,64 \quad (51)$$

Teniendo un valor aproximado de 585 [V].

Por lo anterior se cumple que la tensión de paso y de contacto de la malla de 550 y 439 [V] respectivamente, son menores a las tensiones tolerables a un cuerpo humano de 70 kg, cumpliendo con las exigencias.

4.1.12 Definición del punto de conexión y equipos

Para definir el punto de conexión se debe seleccionar un poste de la red de 12 kv existente que tenga las características suficientes para realizar el tap-off.

Para conectar la planta fotovoltaica se instalará un transformador a nivel de piso con una potencia nominal de 300 [kVA] con un nivel de tensión en el primario de 380 [V] y en el secundario de 12 [kV]. Esta subestación elevadora permitirá conectar la planta fotovoltaica a la red de media tensión existente la cual posee una tensión fase de 12 kV. Esta red de media tensión conecta directamente con el sistema de distribución por parte de la empresa energías Casablanca.

Los equipos que permitirán esta conexión se componen principalmente por: el transformador de 300 [kVA], un interruptor general para la celda de baja tensión con una corriente nominal de operación de 500 amperes y por el lado de media tensión fusibles de hilo los cuales

permitirán proteger la línea de media tensión en casos de sobre corriente producidas por variaciones de voltaje en la red.

El interruptor de acoplamiento exigido en la norma técnica PMGD se muestra en el plano ANEXO.

Las características técnicas del interruptor son las siguientes:

- Tensión nominal 600 V
- Corriente nominal 500 A
- Mando motorizado y manual.
- Alimentación Motor carga resorte 220 Vca.
- Tipo montaje fijo.
- Contactos auxiliares (2 NC, 2 NA)
- Nivel de cortocircuito 25 KA/1 seg.
- Protección termo magnética ajustable.

4.1.13 Comunicaciones

Se implementará un sistema de comunicación entre la planta, inversiones ESCO y el dueño de los viñedos Emiliana vía Internet. Este sistema permitirá en tiempo real la comunicación entre los diferentes actores de la planta.

Además, se considera un sistema de comunicaciones entre la planta y la empresa de distribución de energía Casa blanca. La información entregada en tiempo real a la empresa distribuidora será la exigida en la NT. Se incluye la información entregada por el Medidor de Energía Bidireccional.

4.1.14 Sistema de Vigilancia y seguridad

Las instalaciones de seguridad contempladas consideran un subsistema de Circuito Cerrado de cámaras, un subsistema de Intrusión Perimetral y un subsistema de Control de accesos.

- Subsistema de cámaras: Incorpora cámaras fijas distanciadas 80 metros entre en el borde perimetral. Estas cámaras estarán conectadas a un sistema de almacenamiento y visualización remota. Se plantea instalar estas cámaras a una distancia de 4 metros sobre el piso.
- Subsistema de Intrusión perimetral: Incluye análisis de video y monitores infrarrojos montados en los postes de las cámaras.
- Subsistema de control de accesos: Portero y equipo de seguridad 24 horas, para mantener controlado el acceso de personal al recinto.

4.1.15 Caseta eléctrica

A continuación, se presentan las características principales de la sala eléctrica:

Ubicación: Se ubica dentro del terreno del proyecto, entre las mesas de paneles 2 y 4.

Dimensiones:

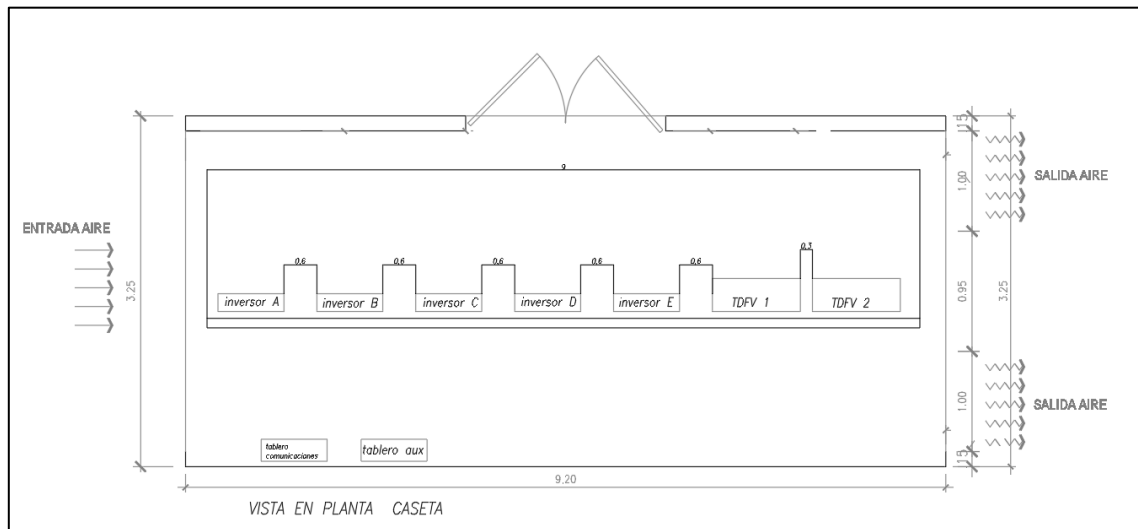


Ilustración 23: Dimensiones sala eléctrica.

La figura 23 muestra las dimensiones de la sala eléctrica. La altura en toda la sala es de 2,2 [m]. Área de la sala = 30 [m²] aproximados y un volumen de la sala = 66 [m³]

Materiales de construcción:

Todas las paredes de la sala están construidas de aglomerado hueco y poseen un espesor de 20 [cm]. Se realiza una base de hormigón H25 que cubre toda la superficie de la sala. La sala cuenta con y una puerta de doble hoja con un área de 9 [m²], no cuenta con ventanas, pero si un sistema de ventilación para permitir la salida del aire dentro de la sala.

Ocupantes:

Dentro de la sala no hay personas trabajando permanentemente.

Equipos eléctricos existentes:

Los equipos dentro de la sala eléctrica son principalmente los siguientes:

- 5 inversores de 60kW de potencia.

- 2 tableros eléctricos de 1200x800x300 mm destinados a contener los elementos de maniobra y medición de la planta fotovoltaica.
- 2 tableros de 800x600x200 destinados a la iluminaria y control de la planta fotovoltaica
- La estructura de fijación de los inversores y tableros, bastidor, de acero galvanizado.

4.1.16 Estimación de pérdidas de la planta fotovoltaica

Antes de empezar a calcular los componentes de la instalación, es importante saber que la generación de esta se ve afectada por el rendimiento de todo el conjunto de elementos que forman parte de ella.

Existen numerosos factores que hacen que la producción eléctrica real sea menor de la esperada en la situación ideal. Algunos de ellos son:

Orientación de los módulos fotovoltaicos: al tratarse de un sistema de paneles fijos, la cantidad de radiación solar que los paneles son capaces de captar es menor que si estuvieran perpendiculares a los rayos solares en todo momento. La orientación e inclinación de los módulos ha de optimizarse en función de las necesidades, como ya se comentó en el apartado de características de la estructura de soporte.

Sin embargo, grandes desviaciones en orientación, sobre los 20° respecto al norte, e inclinación de 10° no suponen grandes pérdidas (menores del 5%).

Sombreado de los paneles: el hecho de que se produzcan sombras debido a árboles o edificaciones cercanas sí podría originar grandes pérdidas de rendimiento por lo que se ha tenido muy en cuenta a la hora de diseñar la instalación.

Suciedad de los paneles: si se acumula una cantidad excesiva de suciedad debido a una falta de mantenimiento o a una frecuencia de lluvias insuficiente, se puede dejar de producir entre un 4 y un 15% de la energía. Para este caso en particular, se estimó un porcentaje de pérdida del 4% en la generación anual de la planta fotovoltaica.

Efecto de la temperatura en las células fotovoltaicas: tal y como se ha comentado al explicar los paneles fotovoltaicos, el exceso de temperatura afecta negativamente a la potencia generada. Dicho efecto se suele traducir en pérdidas del 4% por cada 10°C de incremento respecto de la temperatura en condiciones estándar, 25°C. Cabe resaltar que un módulo fotovoltaico puede alcanzar los 70°C en función de la irradiancia y la temperatura ambiente. Una fórmula empírica usada frecuentemente es la siguiente:

Pérdidas en el cableado: se producen básicamente por efecto Joule y dependen de las secciones y longitudes de cable empleados.

Autoconsumos: los inversores presentan un determinado autoconsumo de entre 5 y 25 mA. Esto se suele incluir en las pérdidas relativas al rendimiento del inversor.

Rendimiento del inversor: la transformación de energía no es perfecta, por lo que se producen pérdidas. Los inversores usados presentan rendimientos mayores del 96% y consumos nocturnos nulos.

4.1.17 Dibujo de Planos

Se realizan un total de 8 planos los cuales se presentan en la sección de Anexos. Las cualidades de cada documento se describen a continuación:

- PLANO DE IMPLEMENTACION PLANTA FOTOVOLTAICA 300 kW

Esta lamina tiene como objetivo mostrar el layout general de la planta, ubicación, coordenadas, croquis de disposición, entre otras cosas.

Además, incorpora los detalles de la estructura de montaje de los paneles fotovoltaicos, como también la instalación de estos. Incluye por otra parte, detalles de las cámaras tipo B, la construcción de la malla de puesta a tierra y el detalle de la zanja para canalizar los conductores bajo tierra.

- INSTALACION INVERSORES Y TABLEROS TDFV1 - TDFV2

En esta lámina se muestra cómo se instalarán los tableros eléctricos y los equipos de maniobra para la protección de la planta fotovoltaica. Además, se incluirá la disposición del transformador que permitirá elevar la tensión para conectar la planta con la línea de media tensión existente. Esta lámina detallará todos los componentes de los equipos y características tanto eléctricas como mecánicas del conjunto.

- DIAGRAMA UNILINEAL CONEXIONADO DE INVERSORES

En esta lámina se detalla el cómo irán conectados los paneles a los inversores, que string corresponder a cada inversor. Además de identificar la canalización del circuito.

- DIAGRAMA UNILINEAL GENERAL PLANTA FV

En esta lámina se especifica la distribución de los componentes de protección para cada circuito del proyecto.

Se muestran además los componentes como luces piloto, multímetro, entre otros los cuales

son exigidos para cualquier instalación eléctrica según la normativa de pliegos RIC (reglamento instalaciones de consumo) N°1 al 19.

Por último, se detalla la conexión a la red de media tensión existente y la conexión de la protección RI a la red de distribución.

- CUADRO DE GENERACION CC y CA

Esta lámina detalla los valores de la caída de tensión para las unidades generadores del proyecto, diferenciando entre ellos cuando son circuitos de corriente continua o alterna.

- VIÑEDO EMILIANA ESQUEMA DE DISPOSICIÓN INSTALACIÓN EXISTENTE Y FUTURA PLANTA FV

Esta lámina cuenta con un layout general, identificando las instalaciones existentes como la proyección de la planta fotovoltaica.

- CROQUIS

Esta lámina cuenta con el emplazamiento del terreno, identificando las instalaciones existentes tanto eléctricas como de servicio.

4.2 Simulación planta fotovoltaica

4.2.1 Software

El software PVSOL es un programa que permite realizar simulación de sistemas fotovoltaicos de manera segura, gracias a sus constantes actualizaciones y versiones, permite realizar los diseños fotovoltaicos con información reciente y así lograr gran precisión de rendimiento de acuerdo a las coordenadas de ubicación específicas; también se complementa con el acceso a las bases de datos, lo cual permite mejorar la interacción y el acceso a los datos desde la virtualidad, debido a que almacena cada dato registrado por el usuario y se actualizan con cada versión que genere el software, en la parte de graficar las modelaciones en 3D, el programa tiene compatibilidad con planos de planta, catastrales como por ejemplo Google Earth y así poder ejecutar los proyectos a escala.

El software permite realizar simulación dinámica para el diseño y optimización de sistemas fotovoltaicos en combinación con electrodomésticos, sistemas de baterías y vehículos eléctricos. Con PVSOL se puede diseñar y simular todo tipo de sistemas fotovoltaicos modernos.

Las Principales características del Software son:

- **Interconexión cómoda:** Cálculo automático de la interconexión óptima del inversor y Adaptación manual de la interconexión con asistencia óptima.
- **Introducción de superficies de módulos fotovoltaicos de diversas formas:** Determinación del número de módulos y visualización de la superficie del módulo a partir de una fotografía de la casa, distribución automática de módulos con cualquier forma de superficie. Parametrización sencilla de las superficies de los módulos.
- **Evaluación y presentación óptimas de los resultados:** Simulación horaria de rendimiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red en paralelo. Pronósticos económicos detallados con las principales magnitudes de resultados. Documentación de proyecto configurable.
- **Otras características:** Planificación de instalaciones fotovoltaicas con consumo propio / inyección de excedente. Cálculo de las pérdidas de CA, CC y en la línea. Selección de datos climáticos mediante código postal y mapa.

4.2.2 Escenarios

Se procede a simular un único escenario de diseño, utilizando la información climática y datos de radiación proveniente de la base de datos SOLARGIS la cual es una base de datos de nivel internacional que presta servicios para simular sistemas fotovoltaicos.

Además, para la simulación se incluyen los valores físicos de la estructura de montaje de los

paneles solares, como también las características eléctricas de los inversores y módulos y por último, las características de conexión de paneles fotovoltaicos.

Los datos que se ingresan son los siguiente:

Descripción del emplazamiento	
Nombre del sitio	Valparaíso
Coordenadas	33° 21' 38.58" S, 71° 18' 45.39" W
Elevación	306 m
Pendiente	1°
Orientación	349° norte

Tabla 24: Datos del emplazamiento PVSOL Fuente: Solargis

Mes	Ghm	Ghd	Dhd	T24
ene	265,5	8,56	1,86	20,4
feb	211,5	7,55	1,73	20
mar	191,9	6,19	1,43	19
abr	129,6	4,32	1,3	17
may	89,5	2,89	1,13	14,4
jun	70,3	2,34	0,94	12,5
jul	82,8	2,67	1	11,2
ago	101	3,26	1,32	12,1
sep	135,7	4,52	1,74	13,4
oct	185,9	6	2,02	15,3
nov	230,7	7,69	2,08	17,5
dic	264	8,52	2,01	19,4
año	1958,4	5,37	1,55	16

Tabla 25: Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática PVSOL Fuente: Solargis.

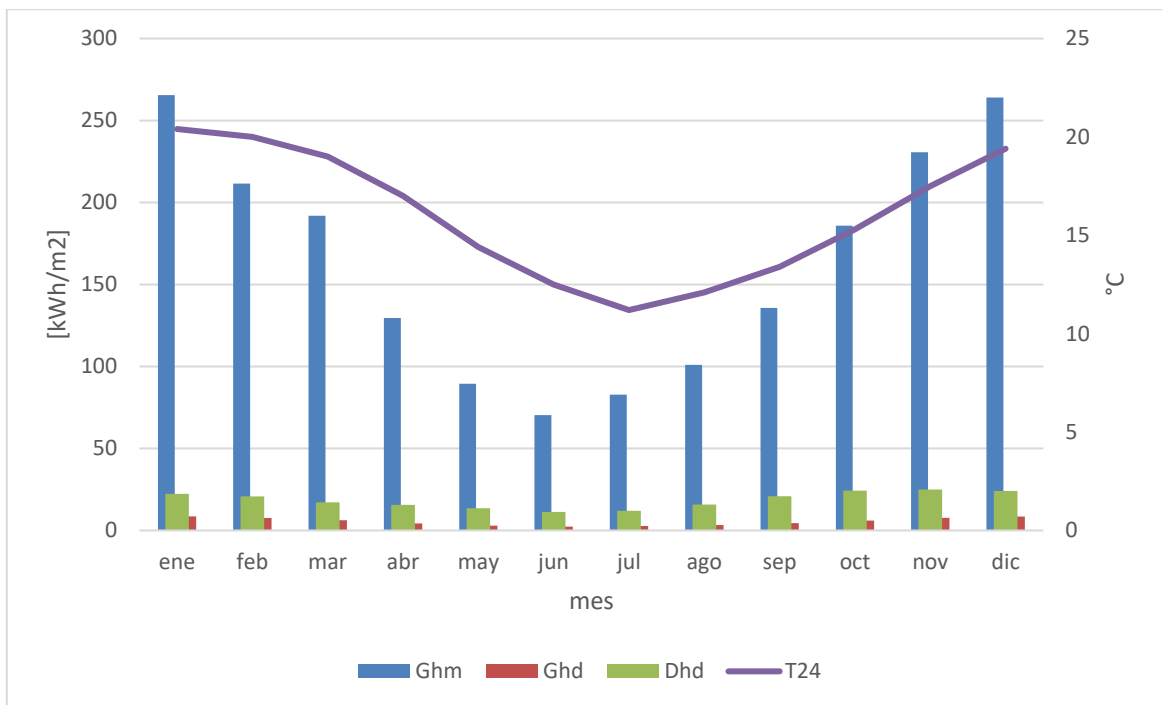


Ilustración 24: Valores climáticos e irradiación - Fuente: Solargis

Donde:

Ghm: Irradiación global mensual [kWh/m²]

Ghd: Irradiación global diaria [kWh/m²]

Dhd: Irradiación difusa diaria [kWh/m²]

T24: Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

Como se mencionó con anterioridad, se deben ingresar los valores del sistema de montaje del proyecto fotovoltaico, esto debido a que se consideran aspectos relevantes como puede ser la distancia entre mesas, posición de los paneles, orientación, entre otros factores.

Los valores de la estructura de montaje que pide PVSOL, para una correcta simulación son los siguientes:

- Orientación de los módulos y número de módulos por fila:

La estructura que se considera para el proyecto es una estructura fija, con 2 módulos ubicados de manera vertical.

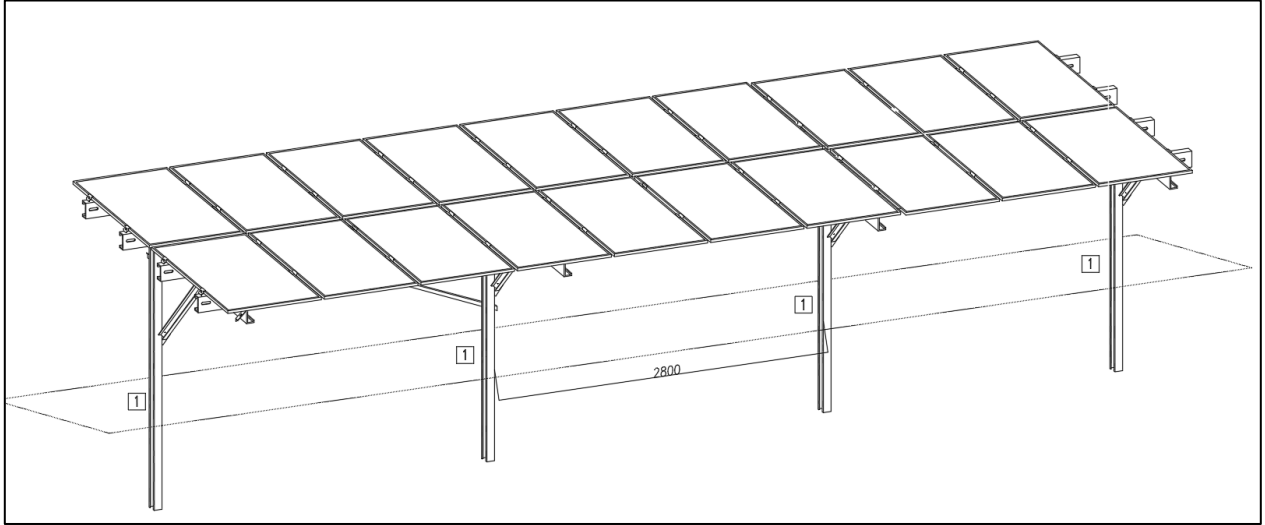


Ilustración 25: Estructura de montaje.

Donde la distancia horizontal y vertical entre paneles es de 18 milímetros.

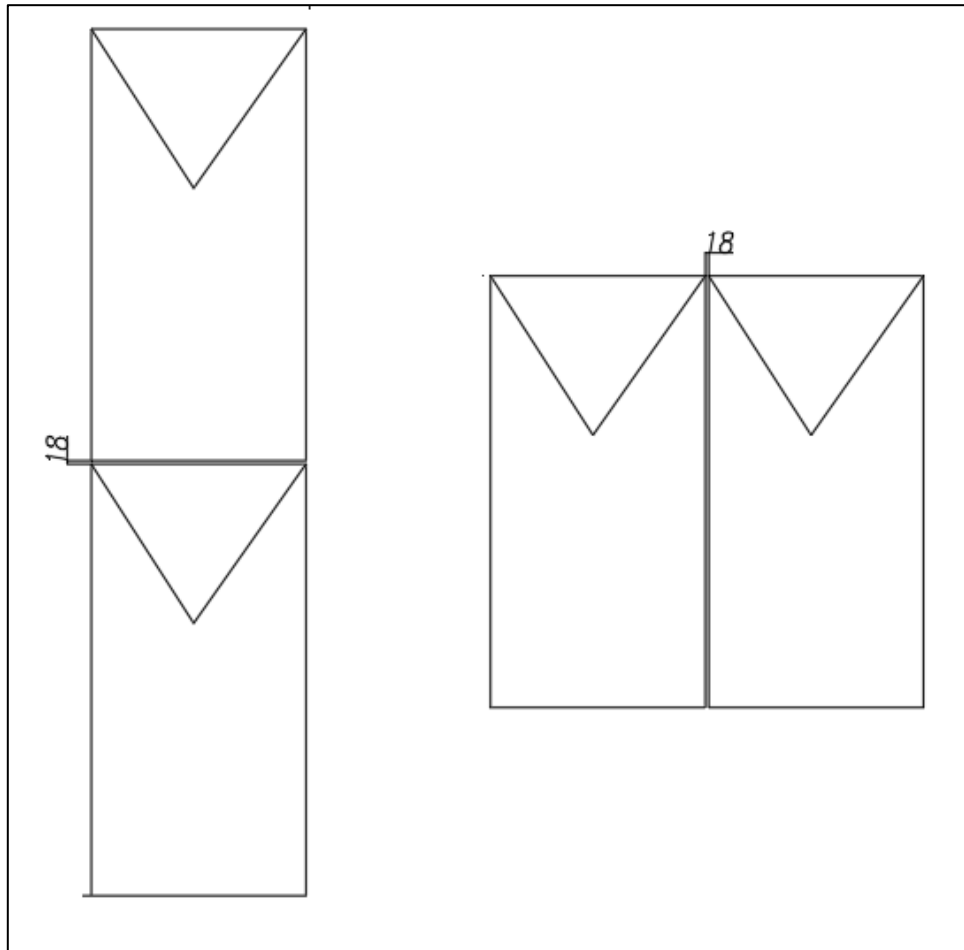


Ilustración 26: Distancia vertical y horizontal entre módulos fotovoltaicos.

- Orientación:

La estructura presenta posibles variaciones dentro de los 20° hasta los 35° de inclinación. Para este escenario se escogió un ángulo de inclinación de la estructura es de 30° con respecto al horizontal. El suelo no presenta inclinación o desnivel por lo que no es necesario ajustar esta medida.

Por otro lado, la orientación del proyecto es 100% norte, es decir, la estructura se encontrará orientada completamente al norte.

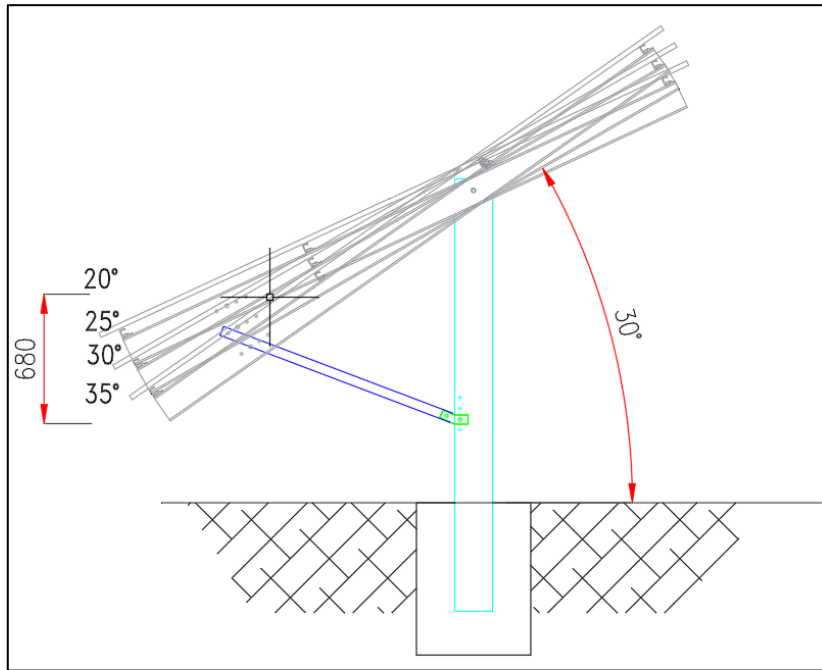


Ilustración 27: ángulos de inclinación de la estructura.

- Colocación:

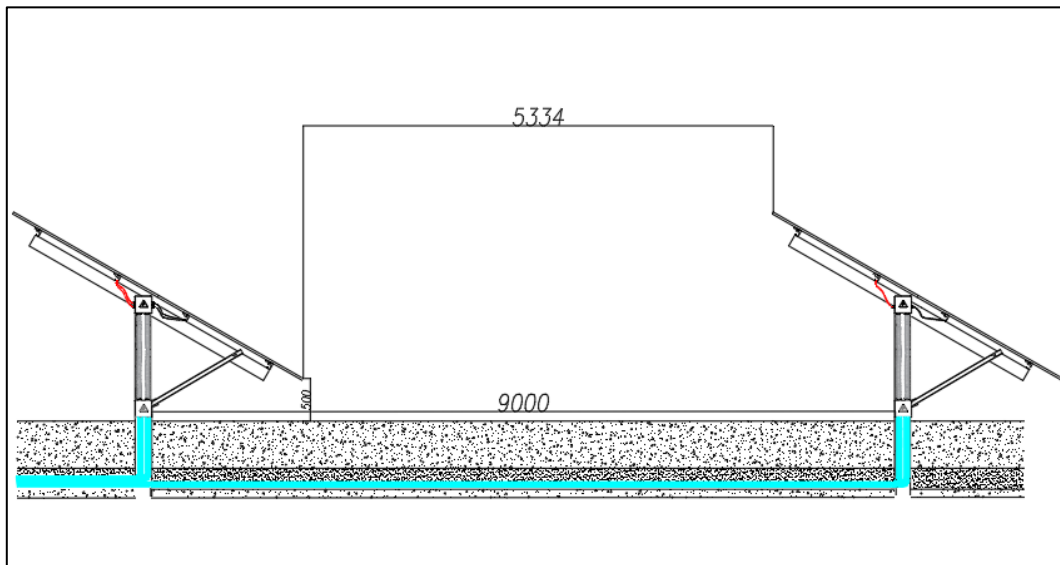


Ilustración 28: Colocación montaje de estructura.

Los valores descritos son ingresados a la configuración del sistema de estructura como se muestra a continuación:

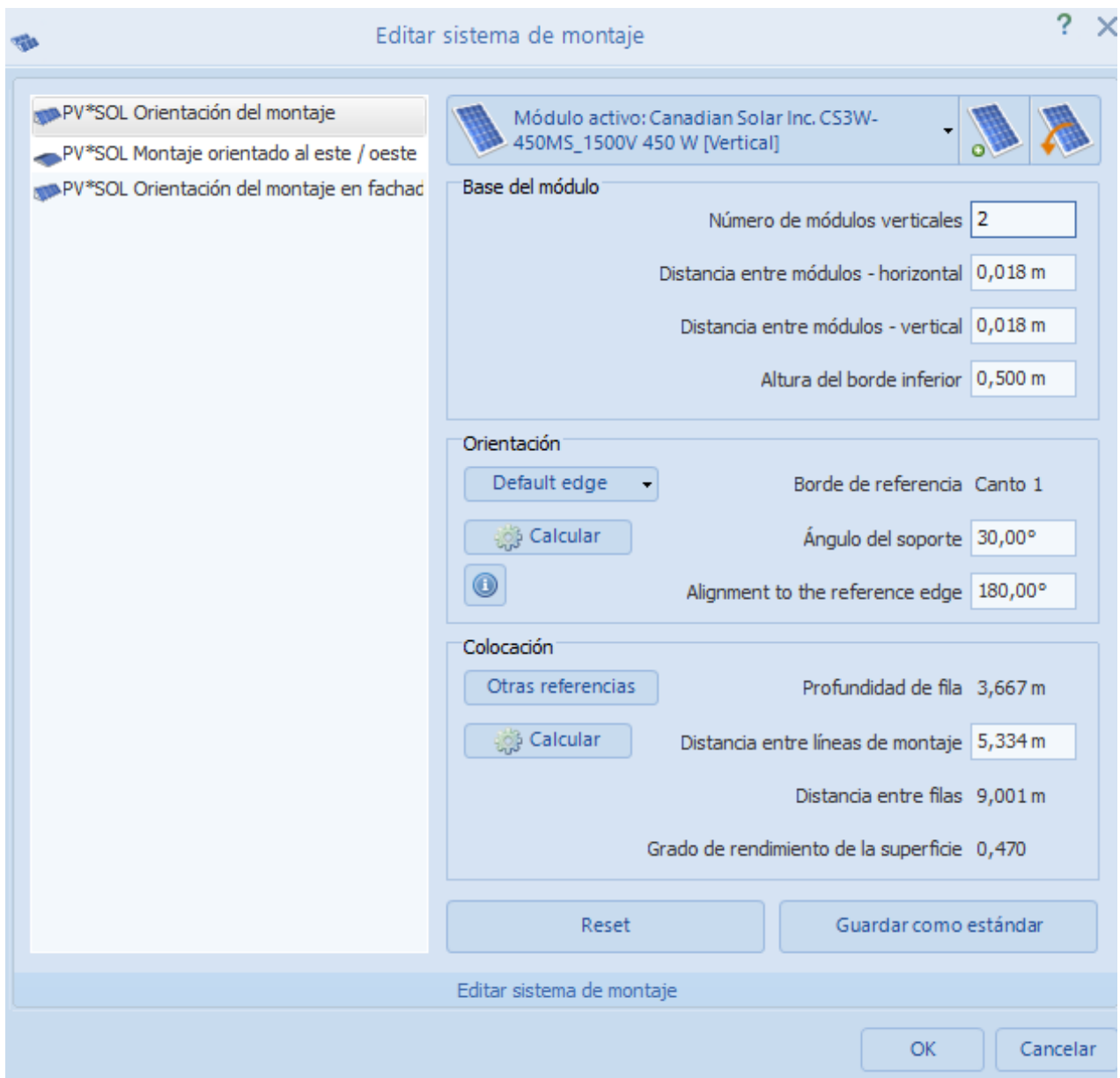


Ilustración 29: Valores del sistema de montaje - PVSOL.

Para terminar, es necesario especificar las conexiones de los módulos fotovoltaicos. Hay que recordar que para un correcto dimensionamiento de la planta fotovoltaica y para un óptimo funcionamiento, se designó que cada inversor, tendrá asignado 192 módulos, que irán distribuidos en 60 strings (líneas) de 16 paneles cada uno.



Ilustración 30: Valores de propuesta de conexión.

Dando el siguiente mapa de conexión.

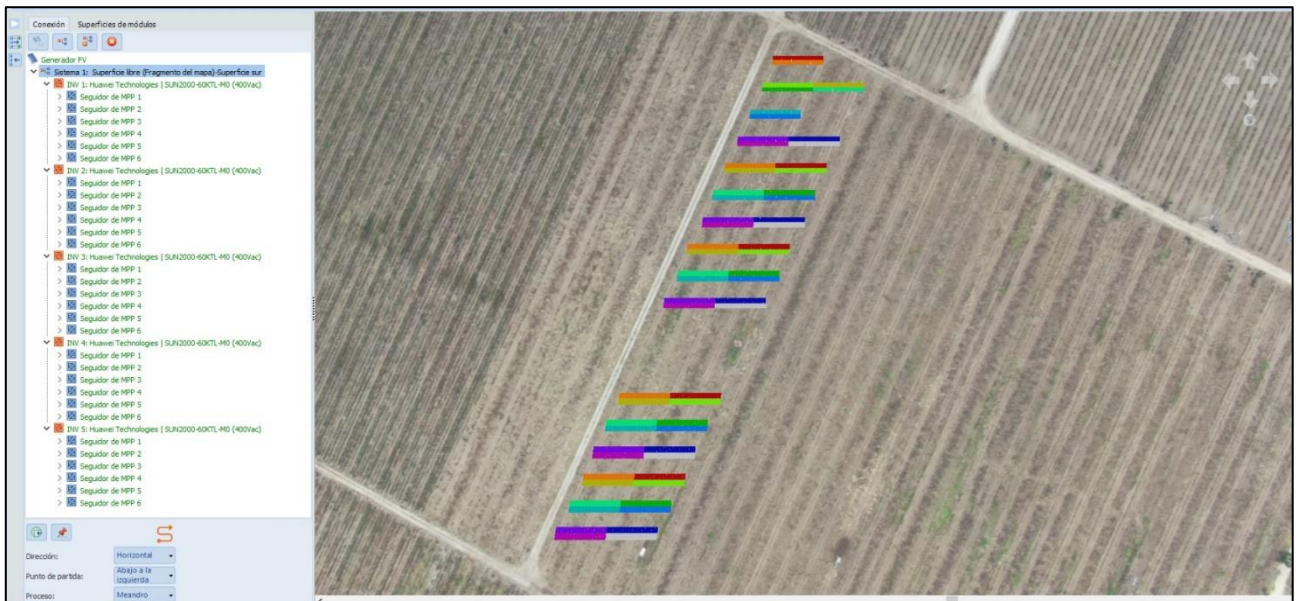


Ilustración 31: Mapa de conexión proyecto fotovoltaico.

Una vez, ingresado los parámetros antes mencionados, se deben incorporar los factores de pérdida.

Estos factores son, pérdida por ensuciamiento, pérdida por cableado, y degradación del módulo fotovoltaico.

Para las pérdidas por cableado, se estima el peor caso, visto en el capítulo anterior, de un 3% de pérdida. Mientras que las pérdidas por ensuciamiento oscilan entre un 2 y 3%. Por último,

para la degradación del módulo fotovoltaico, este valor se obtiene directo del datasheet, entregando un valor de decaimiento de 84% dentro de los primeros 25 años de uso. Con todos los parámetros ya ingresados, es posible obtener una simulación correcta.

4.2.3 Resultados de la simulación

Los resultados obtenidos del balance energético de la planta fotovoltaica se presentan a continuación:

Instalación FV	
Potencia generador FV	432 kWp
Rendimiento anual espec.	1,675.16 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	79.1 %
Reducción de rendimiento por sombreado	0.6 %/Año
Inyección en la red	723,727 kWh/Año
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	721,226 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	56 kWh/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	340,125 kg / año

Ilustración 32: Resultados simulación instalación fotovoltaica.

En este caso, podemos observar los valores de rendimiento esperado en la planta fotovoltaica. Lo primero a comentar es el rendimiento anual de la planta fotovoltaica, el cual tiene un valor de 1675,16 kWh/kWp. Este indicador nos dice cuánta energía (kWh) es generada por cada kWp de capacidad instalada de módulos FV en el transcurso de un año. Por otro lado, se nos da el valor del coeficiente de rendimiento de la instalación o PR, este se expresa como porcentaje y describe la relación entre la producción de energía real y teórica de la planta fotovoltaica. Como se puede apreciar, este indicador tiene un valor de 79,1%.

Por último, se nos indican valores no relevantes, como el consumo de los inversores en horas de no generación (standby), emisiones de CO₂ evitadas.

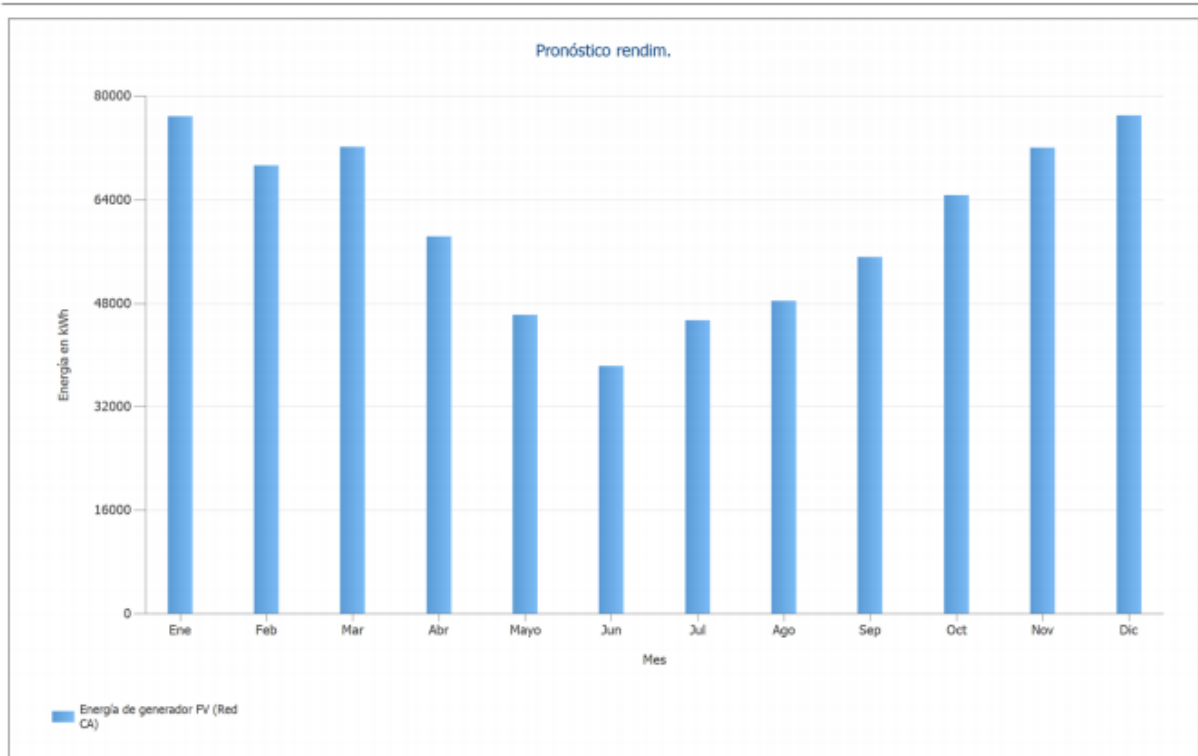


Figura: Pronóstico rendim.

Ilustración 33: Pronostico de generación planta fotovoltaica.

Se nos entrega un gráfico con los valores de generación mensuales dentro del primer año de generación de la planta fotovoltaica. Manteniendo un comportamiento acorde a los calores de irradiación entregados en un principio, donde meses como mayo, junio y julio presentan menor irradiación incidente por lo que se esperaría una menor generación del conjunto solar, mientras que los meses de diciembre y enero, donde mayor es la irradiación, hay mayor generación de energía eléctrica.

Balance energético de instalación fotovoltaica

Balance energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	1,957.40 kWh/m²	
Desviación del espectro estandar	-19.57 kWh/m ²	-1.00 %
Reflexión del suelo (albedo)	25.96 kWh/m ²	1.34 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	151.28 kWh/m ²	7.70 %
Sombreado independiente del módulo	0.00 kWh/m ²	0.00 %
Reflexión en la superficie del módulo	-36.37 kWh/m ²	-1.72 %
Irradiación global sobre módulo	2,078.69 kWh/m²	
	2,078.69 kWh/m ²	
	x 2120.817 m ²	
	= 4,408,526.36 kWh	
Irradiación global fotovoltaica	4,408,526.36 kWh	
Ensuciamiento	-132,250.00 kWh	-3.00 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 20.39 %)	-3,404,337.06 kWh	-79.61 %
Energía fotovoltaica nominal	871,939.30 kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	-7,073.20 kWh	-0.81 %
Rendimiento con luz débil	-7,182.22 kWh	-0.83 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-31,488.77 kWh	-3.67 %
Diodos	-222.11 kWh	-0.03 %
Inadecuación (datos del fabricante)	-16,519.46 kWh	-2.00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	-1,037.76 kWh	-0.13 %
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor	808,415.78 kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	-25.09 kWh	0.00 %
Regulación por rango de tensión MPP	0.00 kWh	0.00 %
Regulación por corriente CC máx.	0.00 kWh	0.00 %
Regulación por potencia CC máx.	0.00 kWh	0.00 %
Regulación por potencia CA máx. / cos phi	-55,036.64 kWh	-6.81 %
Adaptación MPP	-81.97 kWh	-0.01 %
Energía FV (DC)	753,272.08 kWh	
Energía en la entrada del inversor	753,272.08 kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-1,249.48 kWh	-0.17 %
Conversión DC/AC	-13,525.58 kWh	-1.80 %
Consumo Standby (Inversor)	-56.19 kWh	-0.01 %
Pérdida total de cables	-14,769.94 kWh	-2.00 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	723,670.89 kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	723,727.08 kWh	

Ilustración 34: Balance energético planta fotovoltaica.

Por último, se nos detalla el balance energético anula, donde en color verde tenemos los balances positivos de generación y en color naranjos, valores asociados a pérdidas dentro del conjunto.

Se obtiene un valor de generación anual de 732.727 kWh.

4.2.4 Identificación del Potencial de ahorro

Para identificar el potencial de ahorro del proyecto fotovoltaico, es necesario comparar los

consumos del cliente con los valores de generación mensual entregados en la simulación. Con esto se puede estimar a través de un balance energético, cuando dinero puede ahorrar la planta fotovoltaica en un año de operación.

Se recopilan los consumos del cliente durante el año 2020, [adjunto boletas Anexo]

MES	CONSUMO MENSUAL [kWh]	GENERACIÓN [kWh]
Enero	64.500	75.985,2576
Febrero	56.750	70.919,57376
Marzo	45.450	73.090,58112
Abril	13.050	57.169,86048
Mayo	12.000	44.867,48544
Junio	975	43.420,1472
Julio	900	47.038,4928
Agosto	825	49.038,4928
Septiembre	2.100	50.656,8384
Octubre	34.050	65.853,88992
Noviembre	42.375	72.366,912
Diciembre	51.675	77.432,59584
Total	324.650	723.669,12

Tabla 26: Comparativa consumo y generación planta fotovoltaica.

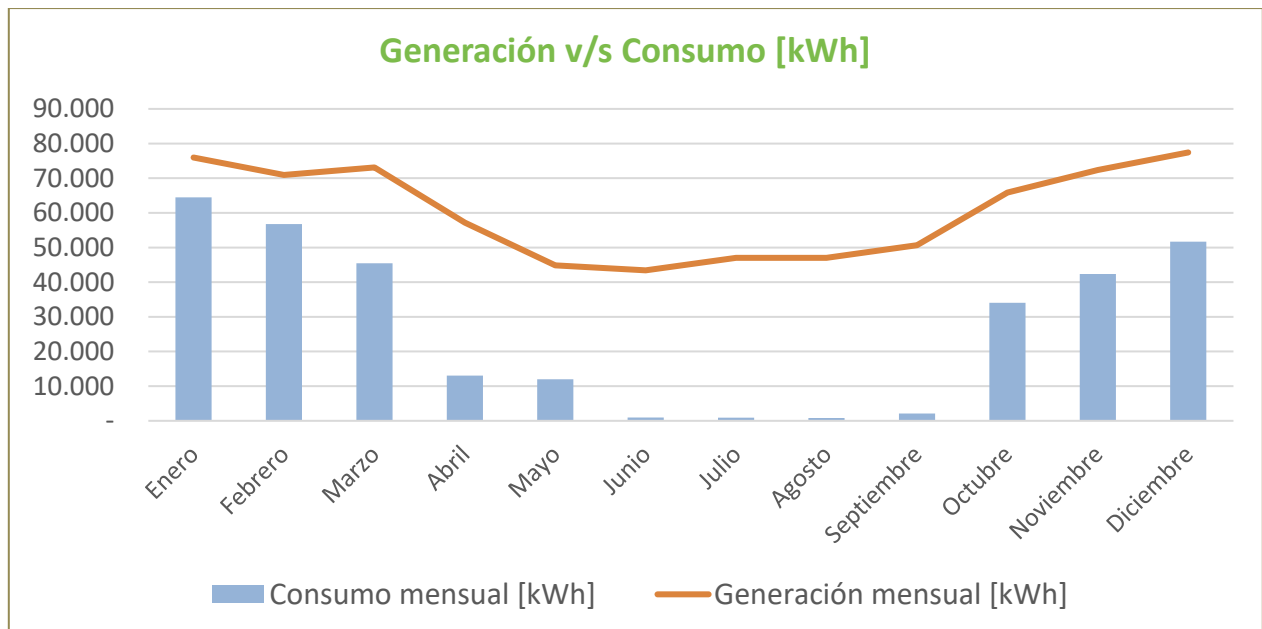


Ilustración 35: Generación vs consumo.

Como se puede apreciar, la generación de la planta fotovoltaica es mayor durante todos los meses del año a los consumos registrados por el cliente durante el año 2020. Por lo que se puede justificar

un alto potencial de ahorro del proyecto fotovoltaico. En el capítulo de evaluación económica se detallará al respecto.

4.3 Construcción de la Planta fotovoltaica y pruebas

4.3.1 Preparación plataforma de la planta FV

A continuación, se describen lineamientos para realizar las obras civiles asociadas a fundaciones de soporte de estructura. A su vez, lineamiento general de uso de hormigón desde camión mixer. Para lo anterior, se debe considerar los planos asociados a cada trabajo, materiales y requerimientos constructivos mencionados en el presente documento.

Preparación del terreno:

- Se deberá realizar la excavación correspondiente a la estructura a construir.
- Toda excavación se hará según los planos de ingeniería correspondientes a la estructura y acorde al procedimiento de excavaciones y zanjas.
- Se debe realizar una compactación de la subrasante.
- De realizarse escarpe, el material escarpado debe ser transportado de inmediato a botadero autorizado, con el fin de evitar contaminación en las excavaciones o su uso en rellenos dentro de la obra, esto de acuerdo con el procedimiento de movimiento de tierras.
- Se debe retirar el material orgánico para que no sedimente en las zonas inferiores de las fundaciones u zona de hormigonado.
- Se procura que en el fondo de cada excavación ésta sea pareja y libre de obstáculos indeseables como, por ejemplo; escombros, rocas u otros elementos.
- Se realizan las excavaciones considerando las dimensiones mínimas de 600 x 600 mm para cada fundación.
- Se realiza la excavación cumpliendo con la profundidad mínima requerida de 0,8 m y se encuentra el horizonte 3 en la profundidad.

4.3.2 Construcción Malla de Tierra

Primero, se deben realizar las excavaciones de acuerdo con las especificaciones indicadas. Una vez verificada la excavación o lugar donde se instalará la malla, se procede a revisar la placa identificación del molde de termo fusionado, la cual indica el tipo de conexión, tamaño de los conductores a ser soldados y el tipo de cápsula a ser usada.

El personal que efectuará las soldaduras exotérmicas debe ser experimentado en la labor y designado por el supervisor del área eléctrica. Antes de utilizar las cargas para la soldadura, deberán asegurarse de que se encuentren exentas de humedad y que hayan sido almacenadas adecuadamente.

La malla a tierra proyectada se construirá de acuerdo con lo indicado en la memoria de cálculo; el

tamaño y la cantidad de cobre desnudo vendrá dado por dicha memoria. Usualmente, la distancia entre sus retículos es de 1 [mts]; sin embargo, dependerá de las características del proyecto a desarrollar.

Para comenzar con la construcción de la malla, es necesario formar el contorno de ésta; es decir, hacer un rectángulo con las medidas proyectadas y luego cortar los conductores de acuerdo con el diseño propuesto, como se puede ver en la figura 1.

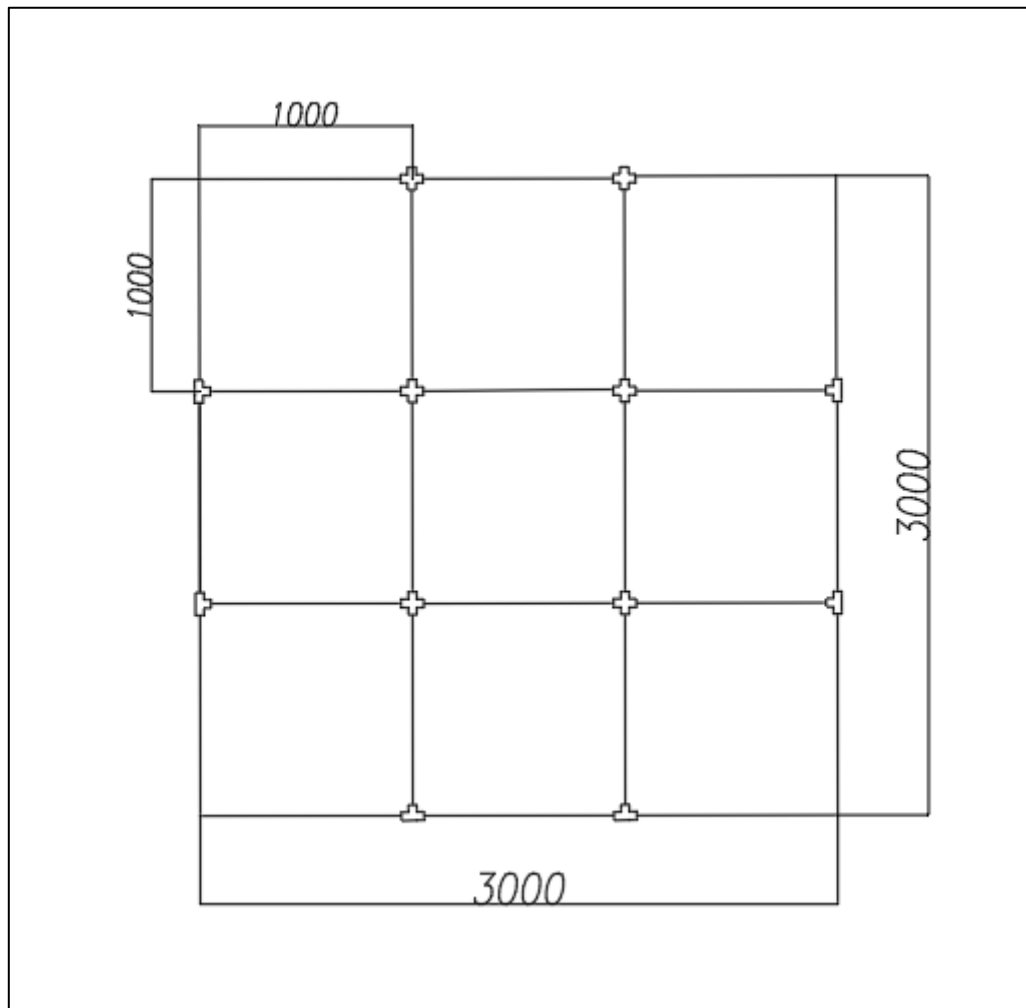


Ilustración 36: Malla a tierra proyectada.

Para lograr la unión de los conductores y el reticulado, se debe realizar el proceso de soldadura exotérmica que se detalla a continuación:

Dependiendo de la unión a realizar, ya sea unión en T o unión en cruz, se debe escoger el molde de grafito adecuado.

4.3.3 Montaje Equipos

Hincado, se realiza a través máquina utiliza un molde especial con la forma del perfil y se golpea

repetidas veces la cabeza de éste, introduciéndolo progresivamente en el terreno hasta llegar a la profundidad requerida según proyecto.

Una vez finalizado la etapa de hincado, se da comienzo a la instalación de sistema estructural fotovoltaico.

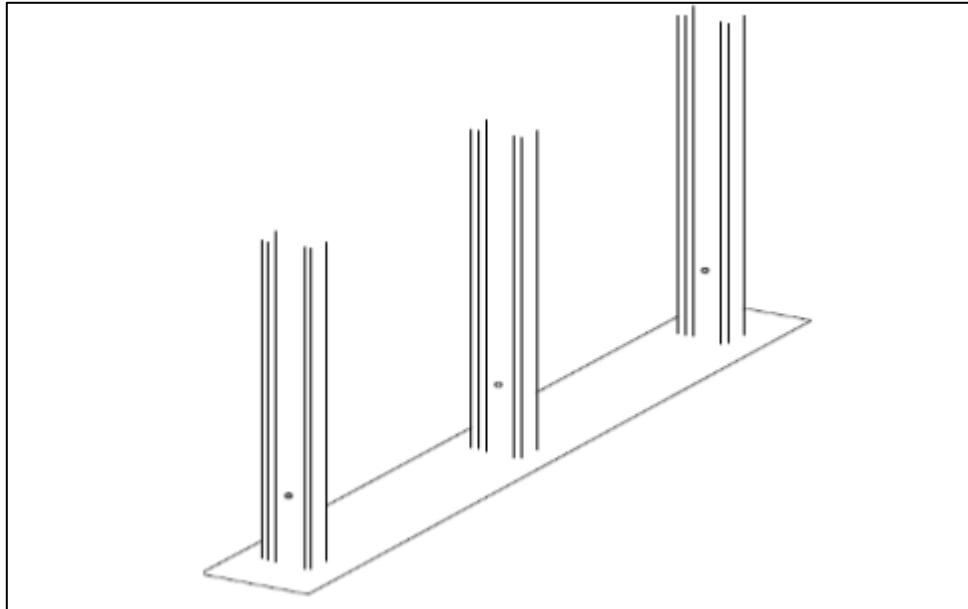


Ilustración 37: Hincado de pilares.

Con los pilares en su lugar, se procede a la instalación de ménsula como se puede ver en la figura 37.

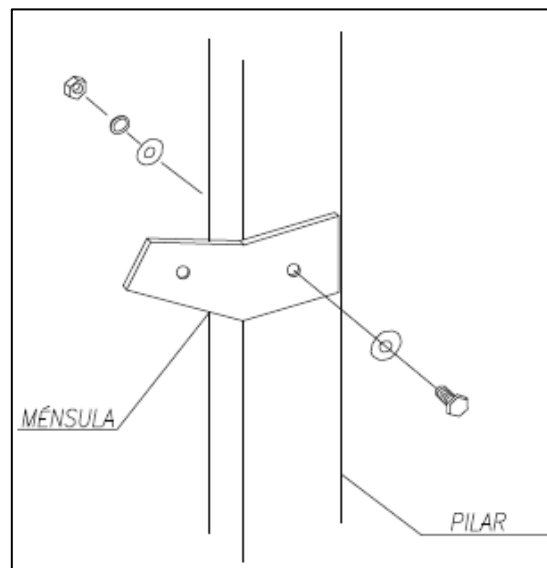


Ilustración 38: Montaje de ménsula

Con la ménsula ya instalada, se debe instalar el brazo rigizador como se muestra en la ilustración 44:

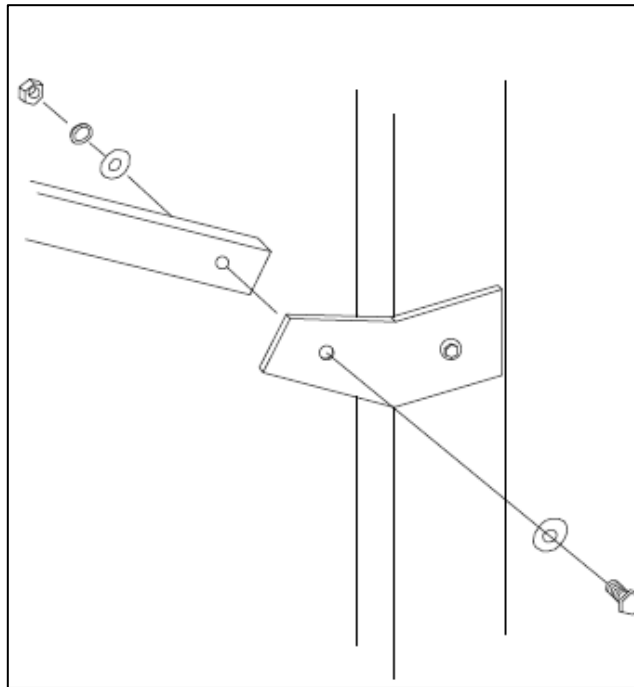


Ilustración 39: Montaje de brazo rigizador.

Al terminar el montaje del brazo rigizador es necesario instalar la mordaza.

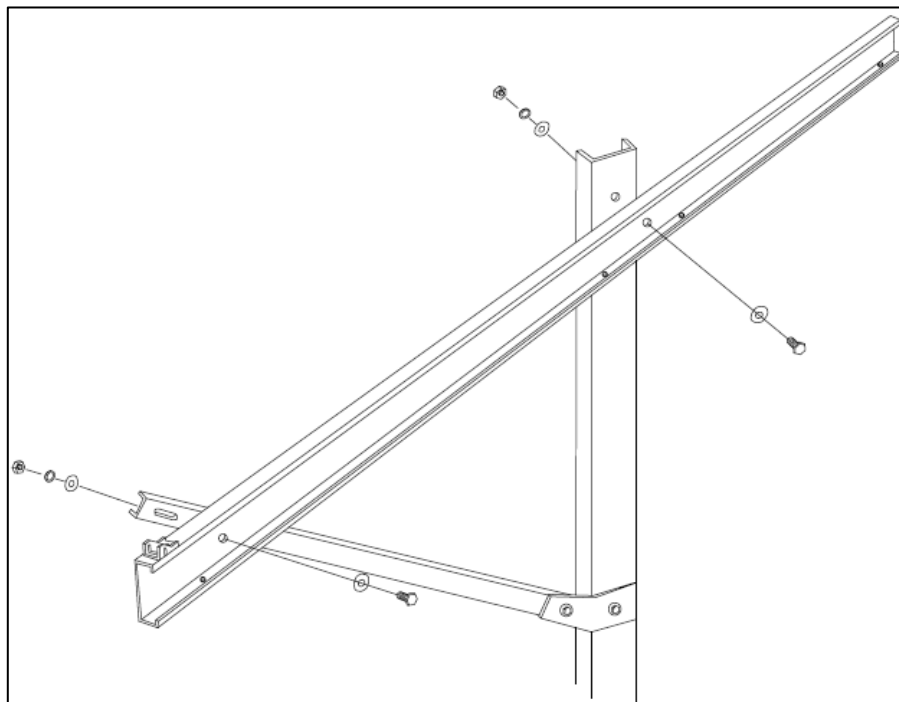


Ilustración 40: Instalación de viga inclinada.

Finalizada la instalación de la viga inclinada se debe instalar el tensor entre pilares como se puede ver en la ilustración 46.

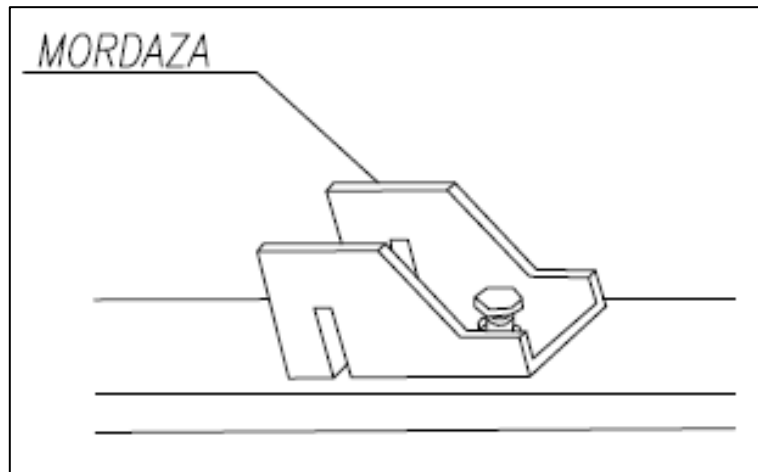


Ilustración 41; Mordaza.

El siguiente paso es el montaje de la viga inclinada, en un extremo al pilar, y el otro extremo a el brazo rigizador como se muestra en la ilustración 47:

4

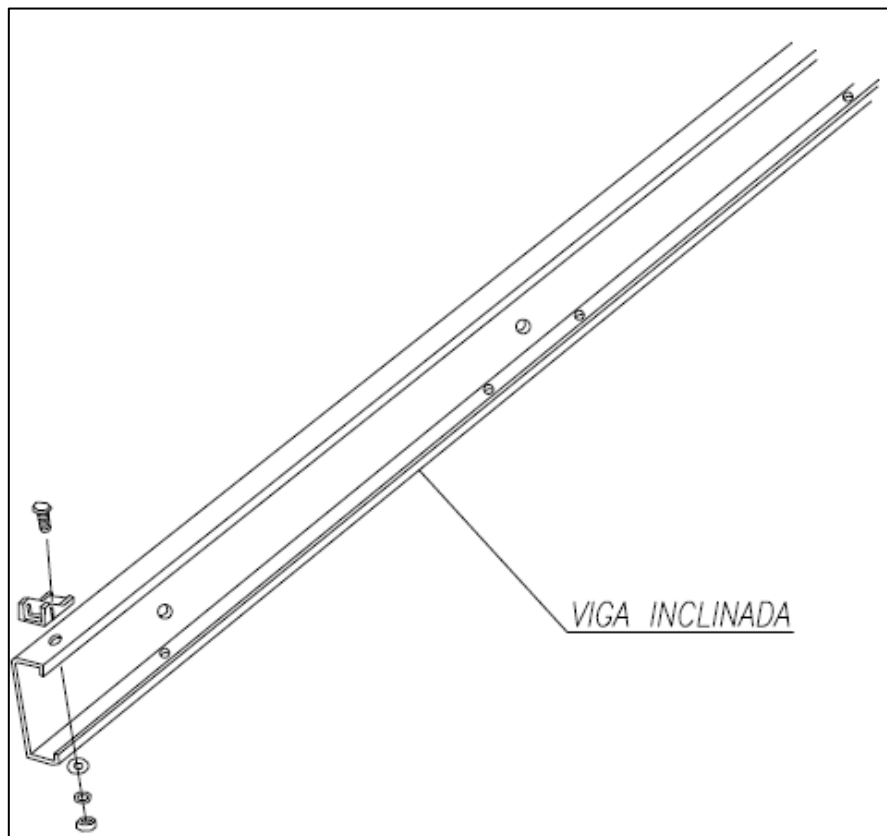


Ilustración 42: Mordaza instalada en viga inclinada.

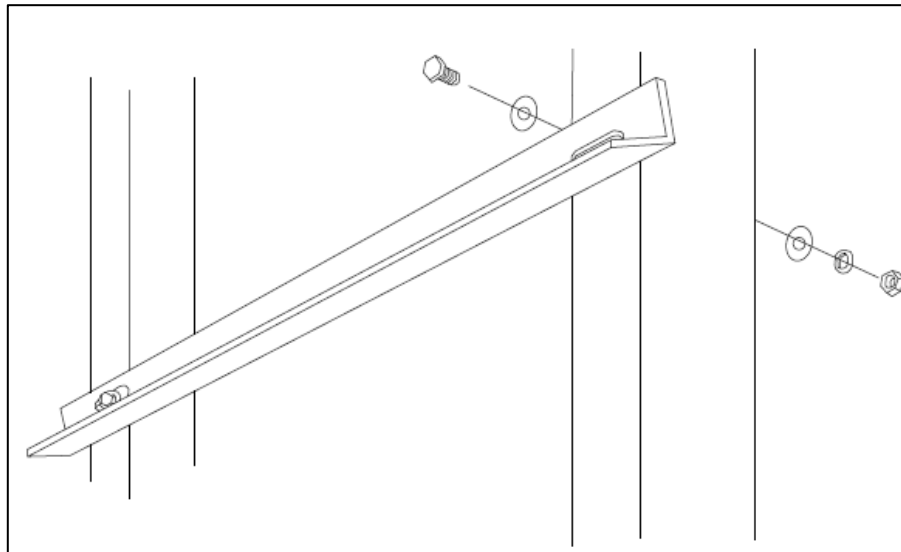
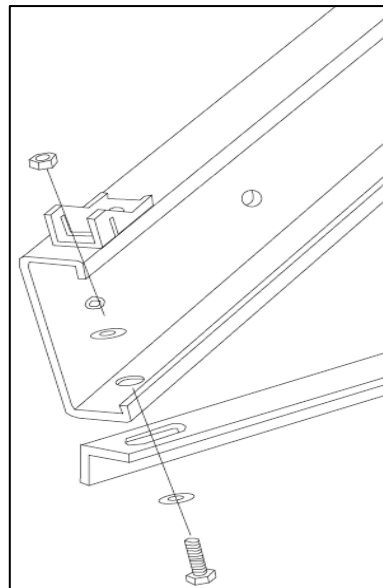


Ilustración 43: Montaje de tensor entre pilares.

Con el tensor entre pilares instalado se procede a instalar el tensor entre viga inclinada como se muestra en las siguientes ilustraciones:



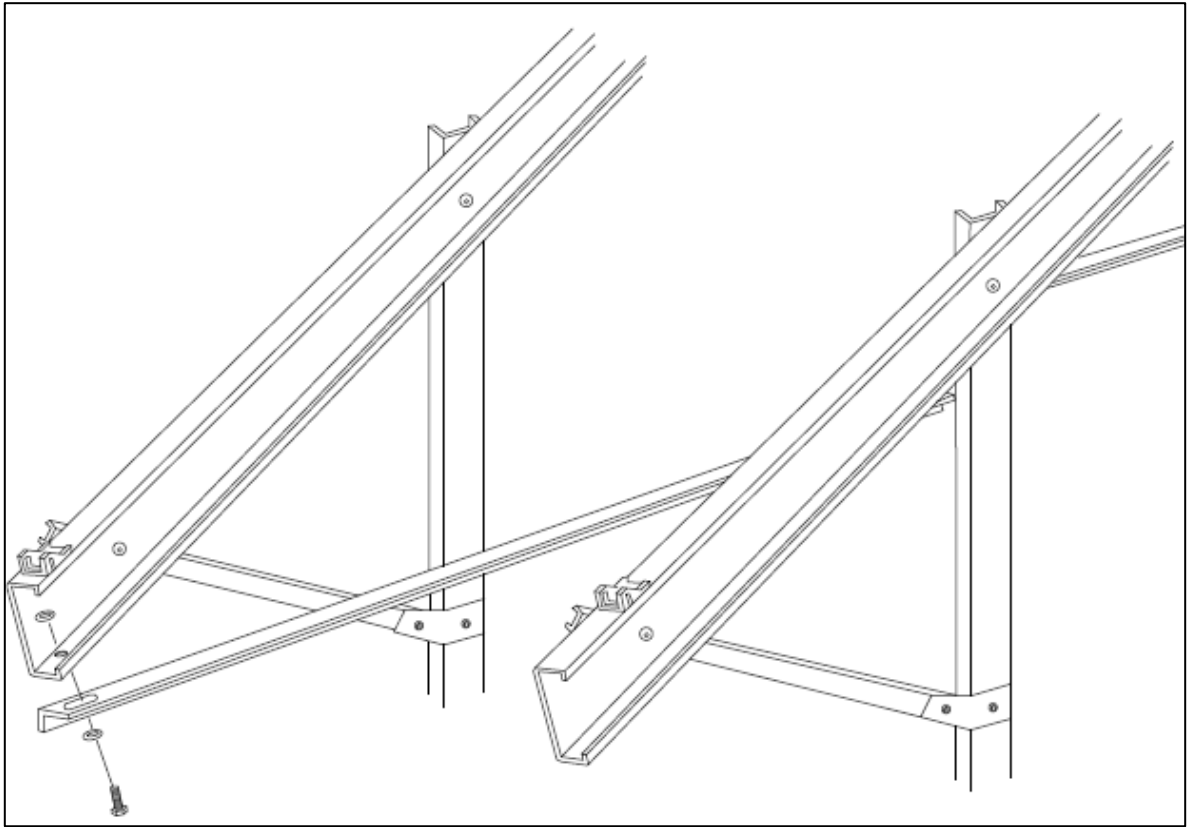


Ilustración 44: Montaje de tensor a viga inclinada.

El próximo paso es instalar las costaneras sobre las vigas inclinadas como se muestra en la ilustración 50.

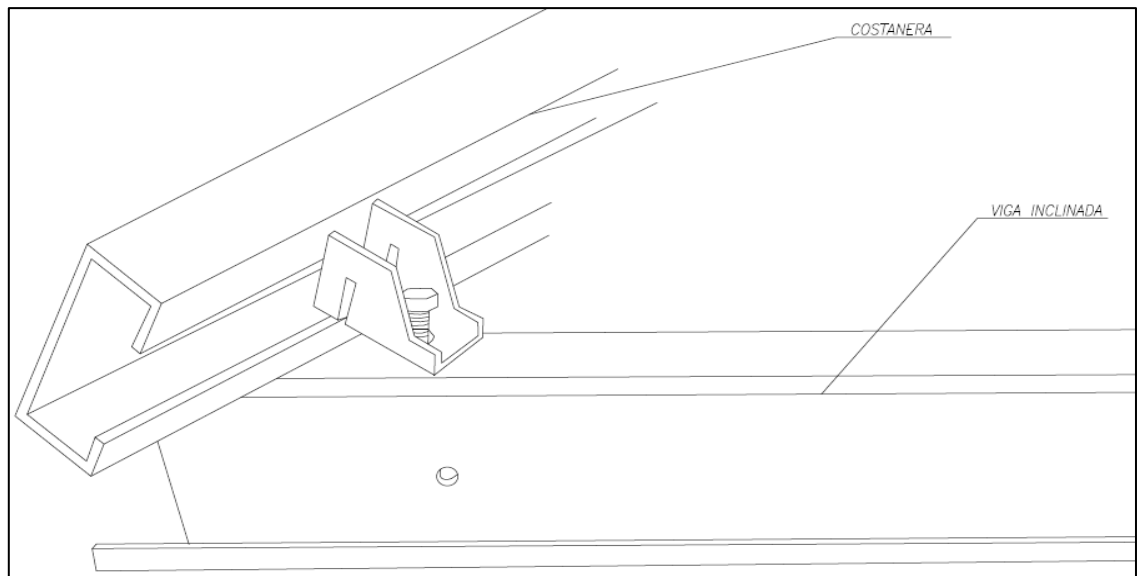


Ilustración 45: Montaje de costaneras a vigas inclinadas.

Una vez finalizada la instalación de costaneras sobre las vigas inclinadas se da paso al montaje del

primer panel fotovoltaico. Su fijación es mediante una abrazadera end clamp como lo muestra a continuación:

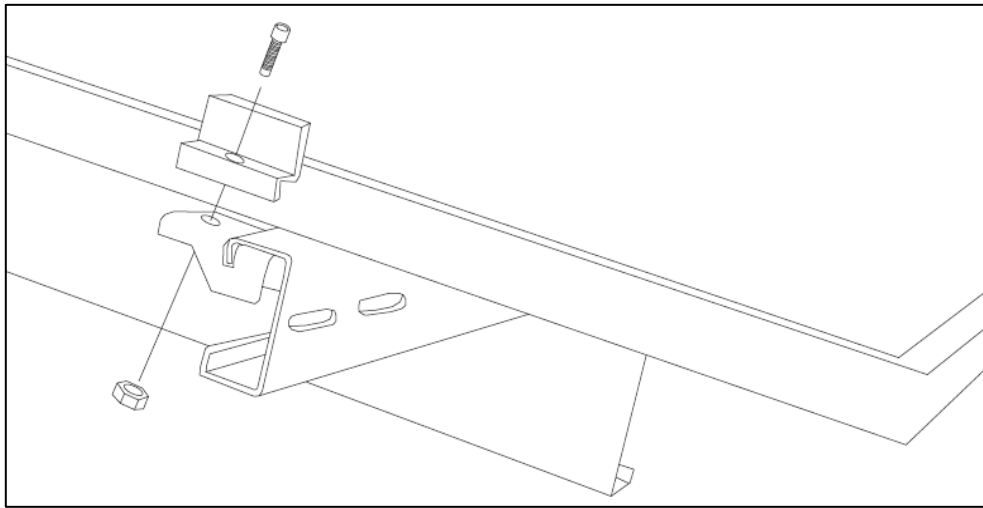


Ilustración 46: Fijación end clamp.

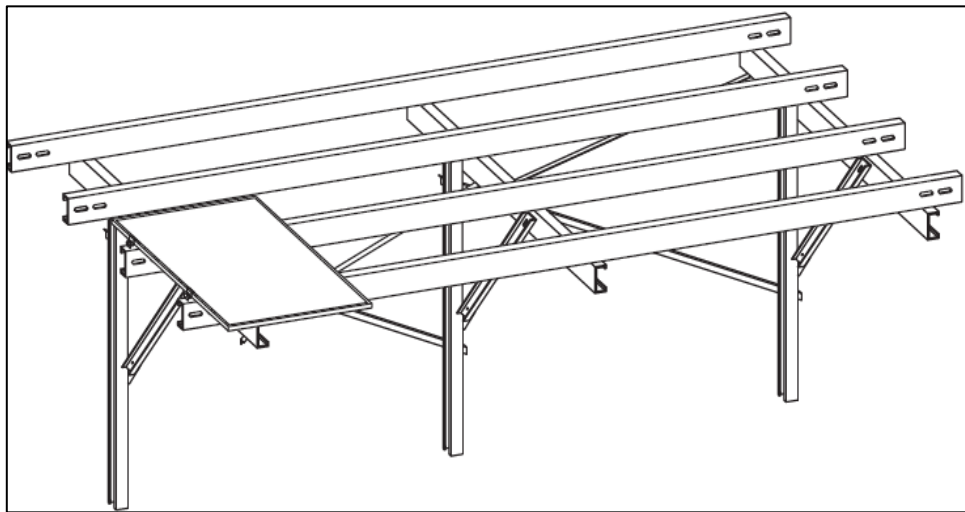


Ilustración 47: Panel fotovoltaico instalado en estructura.

Para finalizar la instalación del sistema estructural fotovoltaico se deben montar los paneles restantes. El sistema de fijación entre paneles es mediante midclamps como se puede ver en la ilustración 53.

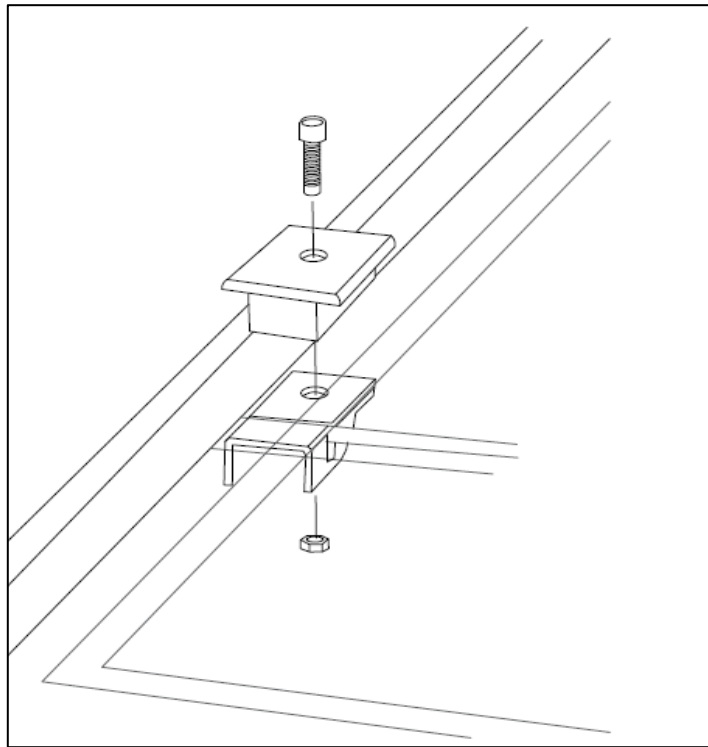


Ilustración 48: Fijación entre paneles mediante mid clam.

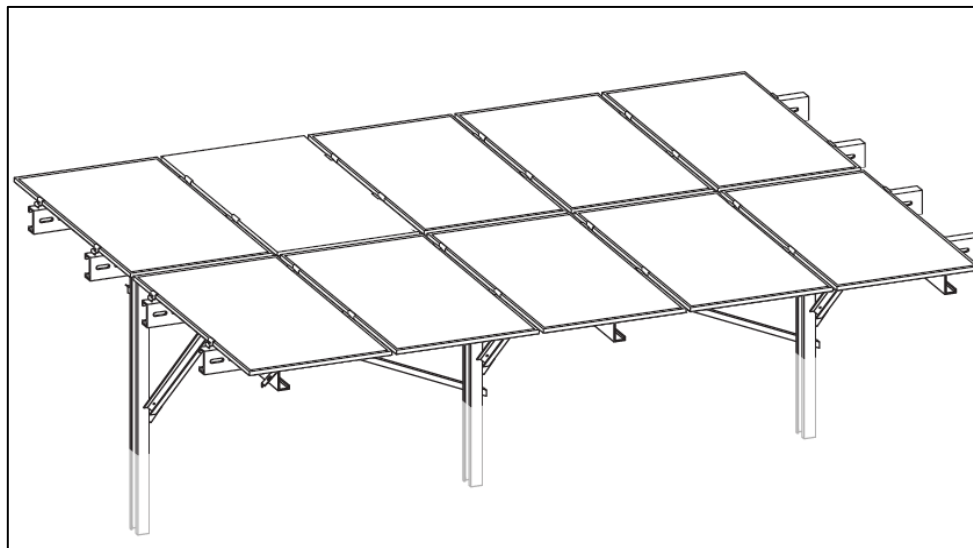


Ilustración 49: Instalación de estructura y paneles finalizada.

4.3.4 Alambrados externos en CC y CA

Conexión de paneles y canalización en corriente continua

Posterior a la instalación de la estructura de suelo y la disposición final de los paneles fotovoltaicos se procede a conectar cada uno de ellos formando cadenas de paneles llamados “string”, los cuales pueden estar formados por 17, 18, 19 o 20 paneles e ir cambiando en la medida que avanza la

tecnología; dependiendo de las características técnicas y económicas del proyecto. En este caso se realizan conexiones de 16 paneles en strings.

Cada “string” es canalizado hacia su respectivo inversor y es conectado al equipo, esto se realiza por medio de la instalación de flexible metálico de tránsito pesado, tuberías EMT, tuberías galvanizadas, tuberías PVC Conduit, tuberías PVC Schedule o bandejas porta conductores de diferentes tamaños según corresponda.

Paralelamente a esto, se realiza el aterrizaje de cada uno de los paneles entre sí, como también de la estructura soportante al cable desnudo de cobre que recorre la totalidad de las mesas hasta el tablero de distribución fotovoltaico o la malla a tierra diseñada para el proyecto según corresponda.

Una vez canalizados todos los “string” del proyecto se da paso al montaje de los inversores.

Confección de estructura soportante y montaje de inversores.

Previo a la instalación de los inversores, generalmente es necesario la confección de una estructura metálica que permita el anclaje de los inversores. Esta estructura puede ir a nivel de piso o en altura, según las condiciones técnicas de diseño. En el caso de que sea en terreno, ésta se instala a nivel de suelo generalmente atrás de los paneles fotovoltaicos.

Una vez confeccionada la estructura metálica, ésta se ancla en el lugar correspondiente y se procede a instalar los inversores.

Instalados los inversores se conecta la corriente continua previamente canalizada.

Paralelamente a esto, se monta el tablero de distribución fotovoltaico que alberga las protecciones de cada uno de los inversores y elementos eléctricos necesarios para una correcta operación de la unidad generadora, con el fin de cumplir con la normativa vigente.

Se aterrizan todos los tableros eléctricos a la tierra de protección (barra de cobre) y tierra de servicio (malla), cumpliendo con la normativa.

Conexión desde tablero fotovoltaico hasta punto de inyección

Instalados los inversores y el tablero de distribución fotovoltaico, toca canalizar los conductores de corriente alterna hasta el punto de conexión. Este punto de conexión puede ser un tablero eléctrico general preexistente o puede ser uno nuevo que es confeccionado para el proyecto.

Para esto se debe tener la precaución de cortar la energía aguas arriba del punto de conexión, y verificar que no existirá generación aguas abajo por el accionamiento de interruptores de transferencia manual o automáticos (generadores de respaldo). Este corte de energía siempre es coordinado previamente con el cliente del proyecto.

4.3.5 Puesta en marcha

La energización del proyecto solar consiste en conectar a la red eléctrica los equipos necesarios para generar energía de origen solar.

En el caso particular de este proyecto, los principales equipos son los siguientes:

- Placas fotovoltaicas.
- Cable de corriente continua (CC), del tipo solar.
- Inversores.
- Cables de corriente alterna (CA).
- Tableros y equipos de maniobra.
- Transformador.

Para iniciar la energización del proyecto solar se debe tener en cuenta la premisa de que todos los equipos de maniobra a operar deben estar previamente en la posición de abierto (off), impidiendo la circulación de corriente. Entiéndase por equipo de maniobra los siguientes:

- Desconectores CC ubicados en los inversores.
- Interruptores termomagnéticos y diferenciales ubicados en el tablero de la Planta Fotovoltaica.
- Interruptor general del Tablero de la Planta Fotovoltaica.
- Interruptor réplica en el Tablero General (punto de conexión).

El símbolo utilizado para identificar un equipo de maniobra en este documento es el de la siguiente figura:



Ilustración 50: simbología: interruptor.

Como segunda premisa, se asume que la red eléctrica está energizada hasta los terminales de baja tensión (BT) del transformador de distribución asociado, y que este se encuentra en el rango normal de tensión de la red a 380 volt fase-fase.

Previo a la energización se debe verificar lo siguiente:

1. Verificar que todos los operarios estén debidamente equipados con sus EPP, los cuáles deben estar en óptimas condiciones. Además, el operario debe tener pleno conocimiento del fenómeno eléctrico al que está expuesto, y los cursos de acción para evitar situaciones de riesgo.
2. Verificar que todos los equipos de maniobra aguas abajo del punto de conexión estén en posición de abierto (off). Esto incluye al interruptor réplica FV instalado en el punto de conexión (Tablero General) y a todos los equipos de maniobra aguas abajo.

3. Verificar la diferencia de tensión respecto a la tierra de protección de todos los terminales en los equipos de maniobra mencionados en el punto 2, los cuáles deben indicar el valor cero (a excepción de los terminales en el lado de red del interruptor réplica FV, los cuales estarán energizados)
4. Verificar que las masas de todo el proyecto estén debidamente conectadas a la tierra de protección

Una vez verificado los puntos anteriores, se debe efectuar la siguiente inspección en terreno:

1. Inspeccionar el estado de los aprietes de terminales, tanto en las barras como en los equipos de maniobra del proyecto: no deben quedar aprietes sueltos.
2. Verificar el correcto cierre de todos los pares de terminales tipo MC4 del proyecto, tanto en los paneles fotovoltaicos como en la bandeja porta conductores BPC en la zona de inversores.
3. Verificar que todos los tableros estén cerrados y en posición de bloqueo.
4. Antes de continuar con la energización, es importante dar aviso en las instalaciones y a las personas que hacen uso de la red eléctrica a la que se conectará la planta fotovoltaica.

El proceso de energización es como sigue (se debe seguir el orden estricto que se indica a continuación):

1. Abrir el Tablero General y verificar la tensión línea-línea en los terminales aguas arriba del interruptor réplica FV, lo cual debe indicar tensión en rangos normales: 380[V].
2. Subir el interruptor réplica FV a la posición de cerrado (ON) y verificar la tensión línea-línea en los terminales del interruptor, lo cual debe indicar tensión en rangos normales: 380[V]. Posteriormente, cerrar y bloquear el Tablero General.
3. Abrir el Tablero Fotovoltaico y verificar la tensión línea-línea en los terminales aguas arriba del interruptor general, lo cual debe indicar tensión en rangos normales: 380[V].
4. Subir el interruptor general a la posición de cerrado (ON) y verificar la tensión línea-línea en los terminales del interruptor, lo cual debe indicar tensión en rangos normales: 380[V].
5. Subir el interruptor diferencial del “INVERSOR A” a la posición de cerrado (ON). Seguido a esto, subir el interruptor automático del “INVERSOR A” a la posición de cerrado. A partir de ahora, el “INVERSOR A” se encuentra energizado tanto en el lado de CA como en el lado de CC.
6. Observar la pantalla del equipo “INVERSOR A”, el cual debe indicar operación normal. De indicar algún error, proceder a desconectar el inversor desde el Tablero Fotovoltaico, abriendo el interruptor general e interruptor diferencial asociado al equipo, y repetir el Paso 5 con el siguiente inversor.
7. Accionar el desconectador CC ubicado en el “INVERSOR A” a la posición de cerrado (ON). Esto energizará el equipo y permitirá acceder a la configuración de este.

8. Verificar los parámetros de protección del inversor, los cuales deben estar en conformidad con el documento SEC TE4 de puesta en servicio de la instalación.
9. Repetir los Pasos 5 a 6 con todos los inversores del proyecto. Posteriormente, cerrar y bloquear el Tablero Fotovoltaico
10. Inspeccionar los equipos de forma visual y auditiva, reconociendo una operación normal en todos los artefactos involucrados en el proyecto: Paneles Fotovoltaicos, Conectores, Inversores, equipos de maniobra, Tablero Fotovoltaico, Tablero General y Transformador.

Al finalizar, el proyecto quedará totalmente energizado hasta el tablero general. Esto implica que habrá circulación de corriente y presencia de tensión en todo el circuito de alimentación del proyecto.

Una vez lograda la consigna de potencia nominal del proyecto fotovoltaico, se sugiere usar termografía en el apriete de los terminales de la instalación, al igual que en los pares MC4 de la planta. De igual forma, se sugiere volver a inspeccionar el proyecto de forma visual y auditiva.

4.4 Mantenimiento y limpieza de los paneles.

La etapa de operación y mantenimiento se enfoca en concentrar el mayor aprovechamiento posible en la planta fotovoltaica, obteniendo la mayor eficiencia posible que implica el mayor ahorro actual y futuro.

A continuación, se explican a fondo los tres componentes principales que un plan de mantenimiento debe poseer: mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y mantenimiento predictivo.

4.4.1 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo tiene como propósito evitar y/o minimizar las consecuencias de fallas de los equipos, aumentando su disponibilidad para operar, lo que, a su vez, incrementa el rendimiento y la vida útil de la planta. Los protocolos de mantenimiento preventivo dependen del sistema, tamaño, diseño y entorno. Las condiciones ambientales también afectan el mantenimiento, algunas de estas son: humedad, temperatura, nieve, polen, población de aves, ambientes marinos, altos niveles de viento, emisiones industriales o polvo.

Todo el sistema eléctrico está equipado con sensores de monitoreo que deben ser observados e interpretados continuamente. Este monitoreo da señales de alarma automáticas en caso de fallas graves, sin embargo, es posible identificar futuros problemas analizando manualmente los datos del sistema. Así es posible prevenir fallas graves antes de que ocurran. Pero de todas maneras existen excepciones donde es muy complejo la detección de posibles fallas.

Limpieza paneles:

Cualquier obstrucción que impida el ingreso de la energía solar en las células fotovoltaicas ocasiona una disminución de energía eléctrica generada. Ejemplos de suciedad o estorbo en la superficie de los módulos son: polvo, hojas, papeles, excremento de animales, ramas de árboles, entre otros.

Antes de realizar la limpieza de los módulos se deben considerar algunas precauciones de seguridad:

- Leer instructivo de limpieza del fabricante.
- Tomar las medidas de seguridad: EPP, plataforma elevadora y/o andamio.
- Confirmar circuito desconectado del inversor.
- No caminar sobre los módulos fotovoltaicos. Se deben usar bastones telescópicos no conductores y mangueras de alcance.
- Verificar que no haya paneles rotos. Nunca rociar agua sobre paneles rotos.
- Identificar suelos resbaladizos cercanos que puedan ser zonas de riesgo en caso de esta húmedas o mojadas.
- Planificar hacia dónde va a escurrir el agua al ser rociada, idealmente hacia drenajes.
- En caso de uso de sustancias químicas se debe recoger el agua.
- Revisar la temperatura de los módulos antes de mojar. Grandes diferencias de temperatura entre el módulo y el agua podrían causar fisura o fractura del vidrio. Realizar rocío de agua cuando la diferencia de temperatura sea pequeña.
- Verificar la presencia de una fuente de agua cercana o si es necesario traerla de una fuente externa a través de una manguera o cisterna.
- No usar agua destilada.
- Usar agua con baja concentración de cal.
- Usar agua desionizada y con baja concentración de calcio o componentes que dejen rastros sobre el vidrio.

Durante la limpieza de los módulos se recomienda:

- Usar cantidades abundantes de agua (sin detergentes o disolventes) junto con un utensilio de limpieza de cerdas suaves.
- No cepillar con instrumentos rígidos o metálicos, que puedan rayar la superficie del vidrio. Esto es particularmente importante cuando el módulo tiene capa antirreflejo.
- No usar dispositivo limpiador de alta presión. Se recomienda una presión de entre 50 y 70 [psi] (aproximadamente entre 350 y 480 [kPa]).

La frecuencia con que se limpian los módulos depende de su rendimiento y del lugar donde fueron instalados, considerando clima, lluvia, contaminación y polvo en suspensión. Generalmente se recomienda realizar limpieza con mayor frecuencia entre octubre y marzo, que es la temporada de mayor generación.

Revisión de las condiciones del entorno:

La sombra sobre los paneles reduce la generación de energía y además provoca que se sobrecalienten debido a un flujo de corriente mayor en menor superficie, lo cual reduce su vida útil. Es por esto, que se debe evitar que objetos en el entorno tapen los paneles de la radiación solar. Basta con una revisión visual para identificar objetos que produzcan sombra, y así, poder retirarlos.

Inversores:

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia diseñado para operar protegido de la intemperie y lluvia para evitar fallas por temperatura y humedad. Por lo general, los inversores requieren poco mantenimiento. Lo principal es verificar que el área alrededor del inversor se encuentre limpia, seca, bien ventilada y que no sea perturbada por insectos u otros animales, en cuyo caso se debe notificar a un especialista **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** En caso de que el inversor tenga un índice de protección bajo se debe instalar en un gabinete eléctrico ventilado que asegure su buen funcionamiento. Su ventilación (ventiladores, filtros, disipadores de calor, etc.) debe ser revisada de manera regular, ya que, en caso de mal funcionamiento, aumenta la temperatura, lo que repercute en el rendimiento, limitando la potencia temporal del sistema completo.

4.4.2 Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo es todo procedimiento de sustitución o reparación de partes que permitan continuar con el funcionamiento correcto del sistema. Es imposible que el mantenimiento preventivo evite toda falla en el sistema, por ende, es importante estar al tanto de las maniobras a seguir en caso de una falla no prevista.

Inversores:

Los inversores son dispositivos muy confiables, sin embargo, son los que mayor pérdida ocasionan si les ocurre algún fallo. Los periodos en que el inversor esta inoperativo, son los que causan las mayores pérdidas del sistema. Algunas de las razones de falla del inversor son:

- Mal mantenimiento o falla en la red pueden causar interrupción total del inversor.

- Trabajo en el circuito de carga del inversor, por ejemplo: reparación del circuito de autoconsumo del establecimiento, puede causar interrupción total del inversor.
- Activación de protecciones en la red.
- Falla de los ventiladores por sobreacumulación de material acumulado.
- Corriente residual demasiado alta.
- Corriente de fuga demasiado alta.
- Corriente continua demasiado alta.
- Limitación de potencia debido a temperaturas demasiado elevadas.
- Limitación de potencia debido a sobrecarga.

Una vez confirmado el mal funcionamiento del inversor, a través de las alarmas de monitoreo, el usuario debe tener en conocimiento las indicaciones del manual de fábrica. El manual explica que hacer para detectar la causa de la falla y de qué forma solucionarla (si es posible). Además, contiene el contacto de asistencia profesional para el caso en que sea necesario.

Para la circunstancia en que se produzca una interrupción o falla repetitiva originada por un comportamiento irregular de la red (tensión cambiante), la compañía distribuidora debe hacerse presente. También es posible realizar un reclamo en la página web de la SEC (www.sec.cl), explicando el problema existente en la red.

Paneles Fotovoltaicos:

Para los paneles fotovoltaicos, al ser la base de la absorción de la energía, es fundamental operar sin fallas, ya que esto afecta el funcionamiento global del sistema. Sus principales causas de falla son:

- Degradación del laminado: El rol del laminado es proteger el interior del panel. Evita humedad y contaminación, refuerza la estructura y sirve de aislante eléctrico entre celdas. El laminado es generalmente de EVA (Etileno Vinil Acetato). Al encontrarse expuesto a la intemperie, se le ocasiona una coloración amarillo-marrón. Esta degradación del laminado afecta la intensidad de energía solar que ingresa a la celda y paralelamente genera corrosión que desencadena una serie de fallas internas.
- Delaminación: Esto se genera por incompatibilidad de materiales, laminado viejo, impurezas del vidrio, entre otros. Al comienzo no afecta el rendimiento, sin embargo, no es posible estimar su influencia durante la vida útil del panel.
- Interconexión Defectuosa: Cada celda fotovoltaica está conectada a través de cables finos soldados a una barra común. Si la soldadura no posee un buen contacto, el flujo de corriente genera calor debido a su alta resistencia eléctrica. Esta alta temperatura puede llevar a quemaduras de laminado y folio de la parte posterior.
- Falla Diodo bypass: Ubicados en la caja de conexión del panel, los diodos bypass permiten el funcionamiento del panel si es que éste es parcialmente sombreado o

tapado. Comúnmente, los paneles poseen 3 diodos bypass y si uno de ellos falla, el panel funcionará a un tercio de su potencia nominal. Los diodos pueden ser destruidos por sobretensión causada por una mala conexión del cableado. La manera de detectar su falla es con una cámara termográfica o medir la característica Voltaje-Corriente.

- Roturas y microroturas: Las roturas y microroturas pueden ser causadas por estrés mecánico o térmico de la celda durante su fabricación, transporte, instalación o condiciones ambientales (viento, nieve, etc.). Son difíciles de evitar debido a la tecnología fina de las celdas actuales. El grado de perjuicio depende de la cantidad, longitud y orientación de las roturas o microroturas. Aún no existe una clasificación científica de la reducción de rendimiento causada por roturas de celdas. Siempre existe el riesgo de que microroturas se agranden, produciendo roturas que originen reducción de rendimiento. Por ende, es importante mantener constante observación e informar las roturas al fabricante.
- Puntos y celdas calientes (Hot spots): Al tapar o cubrir una celda cuando un panel está en operación ocurre sobrecalentamiento. La celda está conectada en serie y si no autogenera diferencia de tensión (por la absorción de energía solar) entre sus extremos esta pasa a ser una carga, es decir, un disipador de energía en forma de calor. El diodo bypass es el responsable de que no circule corriente por la celda sombreada, evitando ser carga. Así se incrementa la vida útil del panel. A pesar de que las pérdidas de potencia por puntos calientes son mínimas, parte de la celda queda dañada de forma irreversible. Se puede detectar de manera visual o con una cámara térmica.

Cableado y conexiones

Es importante revisar el cableado y conexiones que están expuestas de manera regular, principalmente para identificar roturas en el aislamiento. Fallas en el aislamiento pueden provocar arcos eléctricos e incendios. Las conexiones “plug in” (o enchufables) deben ser mutuamente correspondientes y enchufadas correctamente. La conexión de cables y conectores debe ser efectuada con las herramientas adecuadas, sujeta a las instrucciones del fabricante.

Estructura de montaje

La estructura deber ser revisada regularmente, advirtiéndole que los tornillos y uniones se mantengan apretados y fijos de forma correcta. Además, se debe poner atención si es que existe corrosión entre materiales.

4.4.3. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es utilizar la información en tiempo real de la condición de la planta para ejecutar medidas preventivas y/o correctivas, anteponiéndose a fallas o

encontrándolas tempranamente. Las medidas activadas por mantenimiento predictivo son las mismas que las de mantenimiento preventivo y correctivo. El objetivo es reducir la frecuencia de medidas preventivas y su gasto involucrado. Lo principal para el mantenimiento predictivo es mantener el monitoreo en tiempo real de la planta.

Monitoreo:

El sistema de monitoreo almacena la información de la planta fotovoltaica y su entorno, así los operadores tienen acceso en todo momento a los datos importantes del proceso. El inversor tiene una función de recibir los datos de los sensores para presentar el rendimiento, valores eléctricos y parámetros del entorno (irradiación, temperatura). La información se presenta en portales de monitoreo de manera cómoda (tablas, gráficos, diagramas, etc.), facilitando el análisis manual para detectar y predecir problemas. Comúnmente, el fabricante del inversor ofrece un portal web donde presenta la información centralizada de los sistemas fotovoltaicos propios, permitiendo su comparación a lo largo del tiempo. También existen funciones de reporte o avisos automáticos de generación y fallas que pueden configurarse a voluntad. Estas alarmas no reemplazan el control regular de los datos de monitoreo, y menos aún la mantención preventiva, porque no todas las fallas pueden ser detectadas automáticamente. Lo principal del portal de monitoreo es:

- Visualización de datos eléctricos de la planta en tiempo real.
- Visualización de datos ambientales de los sensores.
- Configuración de mensajes de alarma. Aviso de cuando los datos divergen respecto a los parámetros establecidos por el usuario.
- Realización de consultas y exportación de datos y gráficos comparativos.
- Informes personalizados para análisis manual de datos y dispositivos.
- Presentación de mapa de la o las plantas fotovoltaicas.

Monitorear la planta no sustituye el visitar la planta. Algunas fallas no pueden ser detectadas sin una inspección presencial visual de la infraestructura.

4.5 Guía de diseño

En la presente guía se describen paso a paso y en forma resumida las actividades a realizar para desarrollar un proyecto correspondiente a una planta Fotovoltaica en el marco Netbilling:

4.5.1 Paso 1: Ingeniería Conceptual

La Ingeniería Conceptual consiste en un estudio inicial con datos muy generales del proyecto que permiten definir su alcance y sus características técnicas básicas. En esta etapa es fundamental conocer las necesidades del cliente y las condiciones de radiación solar de la

zona. Con esta información se analizan entre otros los requerimientos del terreno o espacio disponible (m²) junto con su orientación, teniendo en cuenta que, para un rendimiento óptimo, los paneles deben tener orientación norte. Además, se debe evitar en lo posible la existencia de elementos u objetos que puedan ocasionar sombra.

Por otra parte, en el estudio de Ingeniería Conceptual se procede a definir en forma general los elementos que formaran parte de la planta, como los módulos fotovoltaicos (paneles), inversores y el tipo de estructura metálica necesaria para soportar los paneles. El diseño preliminar de la planta se realiza mediante un software el cual permite simular el funcionamiento de la planta, obtener datos básicos y dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación. El software posee una base de datos meteorológica y permite realizar una simulación del movimiento del sol durante el día, además permite proyectar las sombras que pudieran interferir para un funcionamiento óptimo de la planta.

Al término del estudio se emite un informe, en el cual se entrega un resumen de los resultados obtenidos de manera general, un presupuesto estimado y una recomendación señalando si es conveniente o no seguir con el desarrollo del proyecto.

Este informe es presentado al cliente con la finalidad de ponerlo en conocimiento de lo que se está proyectando y contar con su aprobación para continuar o no con el desarrollo del proyecto hasta llegar a la etapa de ingeniería de detalle y construcción.

4.5.2 Paso 2: Radiación Solar

En este paso la principal herramienta pública para la estimación de la radiación solar y la energía fotovoltaica para el autoconsumo es el “Explorador Solar”. Este sitio web presenta la información pública más detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile, el cual fue elaborado mediante un trabajo colaborativo entre el Ministerio de Energía y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

El Explorador Solar permite obtener de manera rápida información aproximada y resumida de la radiación solar y simular la producción de electricidad de un sistema fotovoltaico, en cualquier ubicación del país.

Como alternativas, se dispone de diferentes sitios web que permiten obtener información de los recursos naturales de diferentes partes del mundo, incluyendo Chile. Como lo es el sitio web “Solargis” que funciona similar al “Explorador Solar”, pero requiere de una cuenta con suscripción pagada.

Una vez obtenida la irradiación solar específica de la zona, se debe simular el proyecto fotovoltaico en un software especializados más avanzado que el utilizado en la etapa de

Ingeniería Conceptual. El más popular dentro del rubro es el llamado “PVSOL” el cual es una herramienta computarizada que permite calcular los valores de generación en anuales de la planta incluyendo las condiciones reales de la instalación.

Al termino de esta etapa se obtienen los datos de radiación solar (W/m²) y energía solar (kWh/año) que se emplearán durante el desarrollo de la etapa de Ingeniería Básica, que es previa a la licitación del proyecto.

4.5.3 Paso 3: Consumos y excedentes de potencia

En este paso se debe obtener una proyección de consumos y excedentes de potencia, cabe señalar que no existe una proyección única, ya que ésta depende del perfil de consumo que tenga el cliente y cuanta energía excedente se inyecte al sistema de distribución. Lo anterior impacta en la tarifa a la cual se valorizará el kWh de energía que produce el sistema de generación, es decir depende de la cantidad de energía que sea autoconsumo y de la cantidad de energía que se inyecta a la red.

De acuerdo con lo anterior, se pueden tener rangos de ahorro energético hasta de un 100% y más, ya que puede existir un cliente domiciliario o industria (no olvidar que el límite de potencia de la ley es hasta 300kW) que su factura puede ser cero o tener excedentes acumulados los cuales deberán ser pagados en una fecha determinada por la distribuidora.

Por lo tanto, un sistema de generación fotovoltaico puede ser tremendamente atractivo ya que puede cubrir totalmente la demanda de energía eléctrica y a su vez considerar que para clientes con tarifa AT4.3 la valorización de la energía es un 1 a 1 respecto al valor de la distribuidora.

4.5.4 Paso 4: Estudio de factibilidad:

En este paso se debe realizar un estudio de factibilidad que determine la factibilidad técnica y económica del proyecto señalando claramente eventuales riesgos, beneficios y ahorro energético esperado.

Si el resultado del estudio indica que el proyecto es factible se continua con su desarrollo y se pasa a la etapa de Ingeniería Básica, caso contrario se rechaza el proyecto o bien se buscan fórmulas para levantar los inconvenientes y se repite el estudio de factibilidad.

4.5.5 Paso 5: Permisos

En este paso se deben tramitar los permisos medio ambientales, municipales y otros como el permiso de conexión a la red de distribución en la zona próxima al proyecto como se explica a continuación:

Para dar inicio al proceso de conexión, el cliente debe comenzar llenando el documento denominado Formulario N°1 que corresponde a la Solicitud de Información de parte de la empresa distribuidora. Los datos a llenar contemplan la identificación del propietario de la planta, características básicas de la planta fotovoltaica, localización donde se va a instalar y el punto de conexión con la red de distribución entre otros. Una vez completado este formulario debe ser entregado a la empresa distribuidora local, la cual tiene un plazo máximo de 10 días hábiles para responder la solicitud del cliente.

La respuesta de la empresa distribuidora al requerimiento planteado en el formulario 1 se recibirá a través del documento denominado “Respuesta a la Solicitud de Información” o también conocido como formulario 2. Este documento contiene antecedentes respecto de las características del empalme del cliente con la red existente de distribución.

Una vez que el cliente dispone de la respuesta entregada por la empresa eléctrica a través del Formulario N°2, y éste satisface los requerimientos establecidos, entonces este puede continuar con el proceso completando y entregando a empresa distribuidora un nuevo formulario, “Solicitud de Conexión” que sería el formulario Nro.3 llenado por el cliente.

En este formulario 3 nuevamente se deben completar los datos personales (en forma similar al Formulario N°1), además se debe agregar la información técnica referente al equipamiento de generación a instalar, así como, por ejemplo, su potencia instalada, y si es capaz o no de modificar su factor de potencia, entre otras. Junto a este formulario se debe además acompañar documentación legal respecto a certificados de dominio de la propiedad donde se instalará el conjunto fotovoltaico, entre otros.

Una vez recibido el formulario 3, la empresa eléctrica tiene un plazo máximo de 20 días hábiles para responder al cliente. La respuesta debe hacerla mediante la emisión del Formulario N°4, “Respuesta a Solicitud de Conexión”. Es importante destacar que el Formulario N°4, hace referencia a la Capacidad Instalada Permitida (CIP), al costo asociado a la conexión y si es necesario o no realizar obras adicionales en el sistema eléctrico de la empresa distribuidora a causa de la conexión de la planta fotovoltaico.

En caso de que sean necesarias las obras adicionales se deben especificar cuáles son las obras y sus costos adicionales, normalmente puede ser un refuerzo de la línea existente, modificaciones en el empalme del cliente, entre otros. Esto hace necesario generar un modelo de contrato para que las obras se realicen adecuadamente y éstas sean pagadas según se establezca en dicho contrato.

A partir de la recepción de la respuesta a la solicitud de conexión (Form4), y si el cliente está de acuerdo con los requisitos establecidos en esta, se deberá manifestar la conformidad con ello. Esto se realiza mediante el documento conocido como “Manifestación de Conformidad”.

El cliente tiene como máximo 20 días hábiles para responder a la empresa eléctrica y manifestar su conformidad a través del Formulario N°5ª “Manifestación de Conformidad”. En este documento el cliente debe completar sus datos personales, completar además los datos de la empresa distribuidora, complementar con los datos de todo el proceso de conexión y finalmente firmar el documento manifestando la conformidad de lo indicado en el Formulario N°4 Respuesta de Solicitud de Conexión.

Una vez manifestada la conformidad con los requisitos establecidos por la empresa distribuidora, se puede comenzar con la instalación del sistema de generación fotovoltaico. Los trabajos deben ser ejecutados por un instalador eléctrico autorizado.

4.5.6 Paso 6: Ingeniería Básica

La Ingeniería Básica es una etapa más avanzada a la de Ingeniería Conceptual, a la de Ante proyecto y al Estudio de Factibilidad donde se incluye más información sobre el proyecto con márgenes de error más bajos del orden de +/- 10%.

El propósito final de esta etapa es desarrollar y generar las bases de licitación y poder así llamar a licitación del proyecto

Dentro de la ingeniería básica se dibujan planos eléctricos y planos de disposición y se desarrollan especificaciones técnicas y cálculos para los equipos incluidos en la planta fotovoltaica, como lo siguiente: cantidad de paneles necesarios para alimentar el consumo en los meses más críticos, es decir en invierno, especificación malla de tierra, capacidad inversores, conexión paneles y strings, dimensionamiento de cables, tipos de canalizaciones, sistema de control y protecciones y otros necesarios para el correcto funcionamiento de la planta. Además, se elabora un presupuesto estimado del proyecto con un margen de error de +/-10%.

Deben tenerse en cuenta las restricciones de espacio existentes en el lugar de emplazamiento.

Como producto final de este paso se deben tener listas las Bases Técnicas y las Bases Administrativas para posteriormente realizar un llamado a licitación del proyecto y poder adjudicar el proyecto a un Contratista.

4.5.7 Paso 7: Ingeniería de Detalle

Una vez adjudicado el proyecto al contratista ganador en el proceso de licitación se debe realizar la ingeniería de detalle que incluya ingeniería para construcción, adquisición de equipos y materiales, obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio.

Los entregables en la etapa de Ingeniería de Detalle son entre otros los siguientes:

- Organización de faenas.
- Desarrollos planos para construcción
- Memoria Explicativa
- Adquisición de equipos y materiales.
- Desarrollo Obras civiles.
- Montaje de equipos.
- Memorias de Cálculos: caída de tensión y cuadros de carga
- Cubicación de materiales y equipos
- Plano Layout general definitivo
- Disposición de módulos
- Distribución de string
- Conexionado de string
- Canalizaciones en media y baja tensión.
- Conexión de la planta con la red de distribución.
- Canalización Bastidor Detalles
- Estructura de soporte
- Estructura de fundaciones
- Sistema de aterrizaje
- Seguridad
- Sistema de Control y Protecciones
- Diseño de gabinete
- Comunicaciones.
- Pruebas de Puesta en Servicio

4.5.8 Paso 8: Financiamiento y garantías

Existe el financiamiento convencional que consiste en comprar el sistema FV, ya sea con recursos propios, crédito o leasing de alguna entidad financiera. Para este modelo de financiamiento se requiere de capital para el pago total de la inversión o un pie para suplementar el préstamo.

Dependiendo de la capacidad de pago de la empresa, se puede acceder a financiamiento para la implementación del sistema FV a través de créditos comerciales o leasing. Algunas entidades nacionales, como por ejemplo Banco Estado, tiene un financiamiento especial para este tipo de inversiones, enmarcado en su línea de financiamiento para proyectos de autoconsumo con energías renovables y eficiencia energética.

Entre los requisitos para solicitar este crédito, se encuentran: ser una pequeña empresa, persona natural con giro comercial o persona jurídica sin protestos ni morosidades vigentes. Adicionalmente, CORFO tiene garantías que pueden ayudar a obtener financiamiento si la

empresa no cuenta con las garantías suficientes.

En el modelo de financiamiento convencional, el dueño de la instalación es responsable del mantenimiento. Sin embargo, algunas empresas instaladoras pueden también ofrecer contratos de mantenimiento para asegurar el sistema FV funcione de manera eficiente y confiable.

Se recomienda evaluar la posibilidad de financiamiento modelo ESCO como se explica a continuación:

El modelo ESCO consiste en un contrato de venta de energía a largo plazo con una empresa de servicios energéticos, también llamada ESCO (del inglés "Energy Service Company"), la cual diseña, financia, instala, opera y mantiene el sistema FV sin costo de inversión para el cliente, donde el cliente es el dueño de la planta FV y del terreno.

En general, los contratos tienen una duración de entre 10 y 20 años, donde se produce un "ahorro de energía" para el cliente debido al aporte que realiza la planta FV alimentando sus auto consumos e inyectando sus excedentes a la red de distribución.

Por esto, es importante que las empresas estudien adecuadamente la duración del contrato y el descuento ofrecido respecto a la tarifa de la empresa distribuidora. Una vez vencido el plazo del contrato, el cliente pasa a ser dueño del sistema FV y obtiene el beneficio económico de toda la energía que genere el sistema FV por el resto de su vida útil.

Este modelo puede operar con una cuota fija, tipo leasing o mediante un contrato de suministro de energía. En el caso de que el cliente opte por cancelar una cuota fija, mensual o anual, la ESCO debe asegurar el adecuado rendimiento del sistema, es decir, que se producirá un cierto valor mínimo de electricidad. En este escenario, las variaciones del clima y el rendimiento de los paneles fotovoltaicos en el tiempo se toman en cuenta. Si la generación solar no alcanza el mínimo establecido indicado en el contrato, puede obligarse a la empresa instaladora a compensar al cliente, dependiendo del contrato.

4.5.9 Paso 9: Normativas vigentes

Durante el desarrollo del proyecto se debe velar por el estricto cumplimiento de las normativas vigentes en particular la Norma de Técnica de Conexión y Operación de PMGD.

A continuación, se incluye un listado de la normativa nacional aplicable a sistemas conectados a red (On Grid) con inyección de excedentes:

- Ley de Generación Distribuida (Net-billing): Del año 2012, del Ministerio de Energía. Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales, así como la tramitación de la conexión.

- Decreto 71, del 4 de junio de 2014, del Ministerio de Energía: Reglamento de la Ley N° 20.571, que Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales, así como el Procedimiento de Comunicación de Puesta en Servicio de Generadoras Residenciales.
- RGR 01/2017 Establece la comunicación y declaración de la puesta en servicio de las instalaciones de generación.
- RGR 02/2017 Reglamenta el diseño y ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red aplicable en Chile.
- En el caso de sistemas conectados a la red, pero sin inyección de excedentes, y sistemas aislados la normativa se complementa con los PLIEGOS RIC / Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica- Decreto 08.
- Norma de Técnica de Conexión y Operación de PMGD.

4.5.10 Paso 10: Planos y Formularios

Los planos deberán ser confeccionados en un software de dibujo cad. En los planos se deberá indicar la ubicación geográfica en el rotulado correspondiente, indicando como mínimo tres calles de referencia, y las coordenadas geográficas (en coordenadas UTM). Las coordenadas geográficas deberán estar dentro del plano y contener al menos los siguientes datos:

- Coordenada X
- Coordenada Y
- Zona Datum

Los planos de proyectos que cuenten con convertidores deberán incluir una nota indicando lo siguiente:

- Nombre del perfil de protecciones de red chileno (en caso de que lo tenga)
- Convertidor permite o no mostrar la configuración de los ajustes
- Marca de protección RI externa y cuadro de ajustes (en caso de que la tengan)
- Indicar si es inversor unidireccional o inversor bidireccional.

Los planos deberán contar con un cuadro de generación donde se indique los valores particulares y totales de potencia, voltaje, corriente, sección, tipo de conductores, protecciones y todos los elementos eléctricos que forman parte de la unidad de generación, dando a conocer el valor total nominal y máximo del sistema de generación utilizado.

Además, deberán contar con cuadro de resumen de láminas y cuadro de resumen de potencias donde se indique claramente la potencia de cada unidad de generación, diferenciando la potencia declarada de la instalada.

Por último, deberán contar con un diagrama unilineal donde se especifique lo siguiente:

- Canalización, aislación, longitud, caída de tensión y sección del alimentador.
- Datos del tablero general, tales como cantidad y tipo de protecciones, valor de la corriente nominal, nivel de corriente de ruptura y curvas de operación, sección de barras de distribución y capacidad de transporte, capacidad nominal, tipo y sensibilidad de las protecciones diferenciales.
- Sistema de puesta a tierra, donde se indique el valor de la puesta a tierra, método de medición, instrumento empleado y todas las características técnicas de cada uno de los elementos pertenecientes a ésta.
- La información de planos y memorias explicativas deben cumplir con formato SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) y debe ser presentado a la SEC por un Instalador Eléctrico Autorizado. La SEC emitirá el formulario TE-1 como documento de aprobación de la instalación (plazo 10 días hábiles).
- Se debe llenar el Formulario TE-4 para la declaración de comunicación de puesta en servicio de generadoras residenciales (ley 20.751), el cual debe llenar un eléctrico o profesional autorizado por el reglamento de instaladores SEC.

Capítulo 5 Evaluación económica

5.1 Inversión

La inversión inicial estimada es de \$253.350.000 pesos chilenos o USD 312.768 considerando el dólar a 724 pesos chilenos.

Este valor considera todas las instalaciones descritas en el capítulo 4 que corresponde al desarrollo del proyecto FV y a lo indicado en la cláusula 4.3 que corresponde a la construcción de la planta y pruebas, además de los costos de Ingeniería y Estudio y sistema meteorológico. El detalle del presupuesto se puede ver en la sección Anexo Presupuesto.

5.2 Flujos de caja

Con el balance energético mensual, se valorizan los consumos de acuerdo con las tarifas vigentes. Cada mes los valores de las tarifas se actualizan, aunque en general no varían mucho de un mes a otro, aunque siempre van en aumento. Para la evaluación económica se requiere conocer el valor futuro de la energía eléctrica para valorizar el ingreso (ahorro) en cada período. La proyección tarifaria no es simple y está sujeta a numerosas variables con incertidumbres según la multiplicidad de escenarios nacionales e internacionales que se puedan considerar tanto para la generación eléctrica del sistema. Para nuestro caso, se considera un valor de tarifa de 74,22, pero que incluye los cargos por transmisión y servicios públicos, dando un total de 90,81 \$/kWh. Ahora bien, para simplificar el costo de la evolución de la tarifa, se considera un incremento del 2,8% anual a partir del primer año de generación de la planta fotovoltaica.

Se detalla el flujo anual del cliente con y sin la planta fotovoltaica, identificando los valores de inyección y remanentes a lo largo de los meses. Además, se considera el valor que debe pagar el cliente al ESCO mensualmente. Este valor es un cargo fijo correspondiente a un porcentaje del valor de la tarifa eléctrica total, que considera el valor fijo y los cargos por transporte y servicio público. En este caso corresponde al 23% del total de cargos del consumo de la energía total.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cargo por Energía [\$/[kWh]	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22
Cargo por Transmisión [\$/[kWh]	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10
Cargo por Servicio Publico [\$/[kWh]	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49
TOTAL COSTO ENERGIA [\$/[kWh]	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81
Consumo sin planta (KWh)	64.500	56.750	45.450	13.050	12.000	975	900	825	2.100	34.050	42.375	51.675
Generación de energía [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inyección de energía [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoconsumo de energía [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo con planta (KWh)	64.500	56.750	45.450	13.050	12.000	975	900	825	2.100	34.050	42.375	51.675
CUENTA SIN PLANTA FV												
Cargo Total por Energía	\$4.787.190	\$4.211.985	\$3.373.299	\$968.571	\$890.640	\$72.365	\$66.798	\$61.232	\$155.862	\$2.527.191	\$3.145.073	\$3.835.319
Cargo por Transmisión [\$/[kWh]	\$1.038.450	\$913.675	\$731.745	\$210.105	\$193.200	\$15.698	\$14.490	\$13.283	\$33.810	\$548.205	\$682.238	\$831.968
Cargo por Servicio Publico [\$/[kWh]	\$31.605	\$27.808	\$22.271	\$6.395	\$5.880	\$478	\$441	\$404	\$1.029	\$16.685	\$20.764	\$25.321
TOTAL CARGOS / VALOR BOLETA	\$5.857.245	\$5.153.468	\$4.127.315	\$1.185.071	\$1.089.720	\$88.540	\$81.729	\$74.918	\$190.701	\$3.092.081	\$3.848.074	\$4.692.607
Valorización Inyecciones	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
CUENTA TOTAL DISTRIBUIDORA	\$5.857.245	\$5.153.468	\$4.127.315	\$1.185.071	\$1.089.720	\$88.540	\$81.729	\$74.918	\$190.701	\$3.092.081	\$3.848.074	\$4.692.607
Remanente	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
CUENTA ESCO												
Cargo Energía ESCO [\$/[kWh]	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92
TOTAL CUENTA ENERGIA SOLCOR	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
CUENTA FINAL SIN PLANTA												
TOTAL CUENTAS ENERGIA	\$5.857.245	\$5.153.468	\$4.127.315	\$1.185.071	\$1.089.720	\$88.540	\$81.729	\$74.918	\$190.701	\$3.092.081	\$3.848.074	\$4.692.607
TOTAL REMANENTES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

Tabla 27: Producción y venta de energía eléctrica sin planta fotovoltaica.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cargo por energía [\$/kWh]	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22	\$74,22
Cargo por transmisión [\$/kWh]	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10	\$16,10
Cargo por Servicio Publico [\$/kWh]	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49	\$0,49
TOTAL CONSUMO ENERGIA [\$/kWh]	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81	\$90,81
Consumo sin planta (KWh)	64.500	56.750	45.450	13.050	12.000	975	900	825	2.100	34.050	42.375	51.675
Generación de energía [kWh]	75.985	70.920	73.091	57.170	44.867	43.420	47.038	49.038	50.657	65.854	72.367	77.433
Inyección de energía [kWh]	30.835	31.195	41.276	44.772	33.467	42.494	46.183	48.255	48.662	42.019	42.704	41.260
Autoconsumo de energía [kWh]	45.150	39.725	31.815	12.398	11.400	926	855	784	1.995	23.835	29.663	36.173
Consumo con planta (KWh)	19.350	17.025	13.635	653	600	49	45	41	105	10.215	12.713	15.503
CUENTA CON PLANTA FV												
Cargo Total por energía	\$1.436.157	\$1.263.596	\$1.011.990	\$48.429	\$44.532	\$3.618	\$3.340	\$3.062	\$7.793	\$758.157	\$943.522	\$1.150.596
Cargo por transmisión [\$/kWh]	\$311.535	\$274.103	\$219.524	\$10.505	\$9.660	\$785	\$725	\$664	\$1.691	\$164.462	\$204.671	\$249.590
Cargo por Servicio Publico [\$/kWh]	\$9.482	\$8.342	\$6.681	\$320	\$294	\$24	\$22	\$20	\$51	\$5.005	\$6.229	\$7.596
TOTAL CARGOS / VALOR BOLETA	\$1.757.174	\$1.546.040	\$1.238.194	\$59.254	\$54.486	\$4.427	\$4.086	\$3.746	\$9.535	\$927.624	\$1.154.422	\$1.407.782
valorización Inyecciones	\$2.288.593	\$2.315.261	\$3.063.474	\$3.323.005	\$2.483.957	\$3.153.897	\$3.427.739	\$3.581.467	\$3.611.682	\$3.118.642	\$3.169.521	\$3.062.324
CUENTA TOTAL DISTRIBUIDORA	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Remanente	\$531.419	\$769.221	\$1.825.279	\$3.263.751	\$2.429.471	\$3.149.470	\$3.423.652	\$3.577.721	\$3.602.147	\$2.191.018	\$2.015.099	\$1.654.542
CUENTA ESCO												
Cargo energía ESCO [\$/kWh]	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92	\$69,92
TOTAL CUENTA ENERGIA SOLCOR	\$5.313.170	\$4.958.959	\$5.110.764	\$3.997.528	\$3.137.301	\$3.036.097	\$3.289.105	\$3.428.953	\$3.542.114	\$4.604.748	\$5.060.162	\$5.414.374
CUENTA FINAL CON PLANTA												
TOTAL CUENTAS ENERGIA	\$5.313.170	\$4.958.959	\$5.110.764	\$3.997.528	\$3.137.301	\$3.036.097	\$3.289.105	\$3.428.953	\$3.542.114	\$4.604.748	\$5.060.162	\$5.414.374
TOTAL REMANENTES	\$531.419	\$769.221	\$1.825.279	\$3.263.751	\$2.429.471	\$3.149.470	\$3.423.652	\$3.577.721	\$3.602.147	\$2.191.018	\$2.015.099	\$1.654.542

Tabla 28: Producción y venta de energía eléctrica con planta fotovoltaica.

EVALUACION DE AHORRO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CUENTA FINAL SIN PLANTA												
TOTAL CUENTAS ENERGIA	\$5.857.245	\$5.153.468	\$4.127.315	\$1.185.071	\$1.089.720	\$88.540	\$81.729	\$74.918	\$190.701	\$3.092.081	\$3.848.074	\$4.692.607
TOTAL REMANENTES	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
CUENTA FINAL CON PLANTA												
TOTAL CUENTAS ENERGIA	\$5.313.170	\$4.958.959	\$5.110.764	\$3.997.528	\$3.137.301	\$3.036.097	\$3.289.105	\$3.428.953	\$3.542.114	\$4.604.748	\$5.060.162	\$5.414.374
TOTAL REMANENTES	\$531.419	\$769.221	\$1.825.279	\$3.263.751	\$2.429.471	\$3.149.470	\$3.423.652	\$3.577.721	\$3.602.147	\$2.191.018	\$2.015.099	\$1.654.542
TOTAL CUENTAS ENERGIA - TOTAL REMANENTES	\$4.781.751	\$4.189.738	\$3.285.485	\$733.777	\$707.830	-\$113.373	-\$134.547	-\$148.768	-\$60.033	\$2.413.730	\$3.045.063	\$3.759.831
AHORRO POR INSTALACION FV	\$1.075.494	\$963.730	\$841.830	\$451.293	\$381.890	\$201.912	\$216.276	\$223.686	\$250.734	\$678.351	\$803.011	\$932.775

Tabla 29: Tabla comparación ahorro energético.

Los ahorros producidos por la instalación fotovoltaica corresponden a la suma de la valorización de la energía eléctrica sustituida como autoconsumo más la vendida como excedente durante la vida útil del proyecto. Ambas cantidades de energía fueron descritas anteriormente.

Respecto de los precios, se deben distinguir valores diferentes para cada tipo de energía. Para valorizar la energía la de autoconsumo se utiliza la tarifa eléctrica proyectada, la cual establece para el primer año una tarifa de 74 \$/kWh. Para la venta de energía al sistema, dado que la instalación es de más de 100 kWp el precio de venta de la energía inyectada al sistema se rige por el reglamento de la ley N° 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las Generadoras Residenciales en el NetBilling (condición de <300 kW).

Para este caso en donde la planta es de 300 kW se consideró en forma optimista que como PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuidos) recibiría un precio de venta igual al de compra proyectado para los 20 años, esto es iniciando con 74\$/kWh y terminando con \$84,25 \$/kWh, según se puede ver en el cuadro siguiente. Para la evaluación económica del proyecto de instalación y operación de la planta fotovoltaica es necesario definir los principales parámetros y valores de entrada, los que se resumen en el siguiente cuadro.

Descripción	valor
Inversión [\$]	\$ 253.350.000
Autoconsumo, kWh	tabla 28
Degradación módulos FV	0,6%
Venta de excedentes, kWh	tabla 28
Costo inicial autoconsumo [\$/[kWh]	\$ 74
Precio inicial vta. Excedentes [\$/[kWh]	\$ 74
Mantenimiento [\$]	\$ 1.500.000
Depreciación	Lineal 10 años
Vida útil del proyecto	20 años

Tabla 30: Parámetros evaluación económica.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Años de generación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Incremento valor energía	0,0%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Precio distribuidor [\$/kWh]	\$74,22	\$76,30	\$78,43	\$80,63	\$82,89	\$85,21	\$87,60	\$90,05	\$92,57	\$95,16
Generación de energía [kWh]	723.669	719.327	715.011	710.721	706.457	702.218	698.005	693.817	689.654	685.516
Autoconsumo de energía [kWh]	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395
Inyección de energía [kWh]	626.274	621.932	617.616	613.326	609.062	604.823	600.610	596.422	592.259	588.121
Ahorro por autoconsumo [\$]	\$7.228.657	\$7.431.059	\$7.639.129	\$7.853.025	\$8.072.909	\$8.298.951	\$8.531.321	\$8.770.198	\$9.015.764	\$9.268.205
Ahorro por inyección [\$]	\$37.988.624	\$38.781.552	\$39.590.771	\$40.416.609	\$41.259.397	\$42.119.477	\$42.997.195	\$43.892.904	\$44.806.964	\$45.739.741
Ingresos totales [\$]	\$45.217.281	\$46.212.611	\$47.229.900	\$48.269.633	\$49.332.306	\$50.418.428	\$51.528.516	\$52.663.102	\$53.822.727	\$55.007.946
Costo por plan O&M [\$]	\$1.500.000	\$1.543.500	\$1.588.262	\$1.634.321	\$1.681.716	\$1.730.486	\$1.780.670	\$1.832.310	\$1.885.447	\$1.940.125
cambios inversores [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costos totales [\$]	\$1.500.000	\$1.543.500	\$1.588.262	\$1.634.321	\$1.681.716	\$1.730.486	\$1.780.670	\$1.832.310	\$1.885.447	\$1.940.125
Ahorro total [\$]	\$46.717.281	\$47.756.111	\$48.818.162	\$49.903.954	\$51.014.023	\$52.148.914	\$53.309.187	\$54.495.412	\$55.708.174	\$56.948.071
Ahorro acumulado [\$]	-\$206.632.719	-\$158.876.608	-\$110.058.446	-\$60.154.492	-\$9.140.469	\$43.008.445	\$96.317.632	\$150.813.044	\$206.521.218	\$263.469.289

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Años de generación	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Incremento valor energía	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Precio distribuidor [\$/kWh]	\$97,83	\$100,56	\$103,38	\$106,28	\$109,25	\$112,31	\$115,45	\$118,69	\$122,01	\$125,43
Generación de energía [kWh]	681.403	677.314	673.250	669.211	665.196	661.205	657.237	653.294	649.374	645.478
Autoconsumo de energía [kWh]	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395	97.395
Inyección de energía [kWh]	584.008	579.919	575.855	571.816	567.801	563.810	559.842	555.899	551.979	548.083
Ahorro por autoconsumo [\$]	\$9.527.715	\$9.794.491	\$10.068.737	\$10.350.661	\$10.640.480	\$10.938.413	\$11.244.689	\$11.559.540	\$11.883.207	\$12.215.937
Ahorro por inyección [\$]	\$46.691.611	\$47.662.953	\$48.654.157	\$49.665.619	\$50.697.741	\$51.750.936	\$52.825.623	\$53.922.228	\$55.041.187	\$56.182.943
	\$56.219.326	\$57.457.444	\$58.722.894	\$60.016.280	\$61.338.221	\$62.689.350	\$64.070.312	\$65.481.768	\$66.924.394	\$68.398.880
Costo por plan O&M [\$]	\$1.996.388	\$2.054.284	\$2.113.858	\$2.175.160	\$2.238.239	\$2.303.148	\$2.369.939	\$2.438.668	\$2.509.389	\$2.582.161
Costo por cambio de inversores [\$]	\$15.000.000	\$0	\$0	\$0	-\$17.010.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costos totales [\$]	\$16.996.388	\$2.054.284	\$2.113.858	\$2.175.160	-\$14.771.761	\$2.303.148	\$2.369.939	\$2.438.668	\$2.509.389	\$2.582.161
Ahorro total [\$]	\$73.215.714	\$59.511.728	\$60.836.752	\$62.191.440	\$46.566.461	\$64.992.498	\$66.440.251	\$67.920.436	\$69.433.783	\$70.981.042
Ahorro acumulado [\$]	\$336.685.003	\$396.196.731	\$457.033.482	\$519.224.922	\$565.791.383	\$630.783.881	\$697.224.132	\$765.144.567	\$834.578.351	\$905.559.393

Tabla 31: Flujos de caja evaluación económica de autoconsumo más venta de energía.

Al observar la tabla 30 que muestra el flujo de caja resultante de la evaluación económica de la instalación fotovoltaica para un horizonte de 20 años. Vemos que en el año 2021 el costo Total Anual neto de la Energía Eléctrica fue de \$45.217.281 mientras que el costo de solo la energía fue de \$37.988.624 lo cual representa un 84% del costo total.

La rentabilidad mostrada en los cálculos indicados en el caso base según se muestra en la siguiente tabla es VAN de \$261.312.657, con una TIR de 17,5% y un período de pago de la inversión de 5,2 años.

indicadores	
VAN	\$261.312.657
TIR (20 años)	19%
Años de payback	5,2

Tabla 32: Indicadores evaluación económica.

5.3 Análisis de sensibilidad

Luego de seleccionada la mejor solución, se realiza un análisis de sensibilidad, que muestra el comportamiento de la inversión ante cambios en ciertas variables, lo que permite tener distintos escenarios para evaluar el riesgo de la realización del proyecto de inversión. Para el análisis se considerarán 3 variables de riesgo, las cuales pueden modificar los índices de rentabilidad del proyecto, estas variables son las siguientes:

Precio de la energía: Esta es el principal factor de riesgo ya que de este se basa la remuneración del proyecto. Para el análisis respecto a esta variable se considerarán tres escenarios, uno pesimista con una caída en el precio de un 10%, uno probable donde el precio se mantiene y otro optimista con un aumento del 10%.

Porcentaje de inversión inicial: Este factor considera el caso de no poseer la capacidad de realizar una inversión inicial del 100% y recurrir a una entidad bancaria para obtener financiamiento. Para la evaluación de este factor se considerará un crédito a 12 años con tasa de interés de 8% anual en tres escenarios, uno con pie inicial de 20%, otro con pie inicial de 50%, y finalmente un escenario con el 100% de inversión inicial.

Ahorros en cargos de potencia: Este es un factor el cual es intrínseco de la realización del proyecto, es decir, si habrán ahorros por potencia ya que los equipos utilizados en la instalación que requieran potencia eléctrica al mismo tiempo en que el sistema esté generando, la utilizarán de este mismo y no de la red externa, pero es un factor que requiere un estudio en detalle de los equipos internos utilizados en conjunto con una auditoria energética de las instalaciones, que para este trabajo no está considerada, pero se evaluarán tres escenarios, uno pesimista, con 0% de ahorros, uno probable con 10% de ahorros y otro optimista con un 20% de ahorros por potencia eléctrica.

5.3.1 Sensibilidad respecto al precio de la energía

La siguiente tabla muestra los distintos escenarios respecto a la variación en el precio de la energía y como afecta en los parámetros de rentabilidad, donde se puede ver que, a pesar de tener un panorama pesimista, aun así, se tiene un VAN positivo el cual hace que sea una decisión de inversión válida.

Variación del precio de la energía		-10%	0%	10%
Ítem	Unidad	valor	valor	valor
Inversión Inicial	\$CLP	\$ 253.350.000	\$ 253.350.000	\$ 253.350.000
Tasa interna de retorno (TIR)	%	17%	19%	21%
Años de Payback	Años	5,7	5,2	4,7
VAN	\$CLP	\$211.776.894	\$261.312.657	\$310.848.421

Tabla 33: Análisis de sensibilidad por variación del precio de la energía.

5.3.2 Sensibilidad respecto a la inversión inicial

La Tabla muestra la sensibilidad respecto a la inversión inicial, como se puede ver, el VAN disminuye al reducir la inversión inicial, pero no se hace negativo, incluso al hacer una inversión inicial del 20% el proyecto es rentable. Además, se puede notar que la TIR aumenta al reducir la inversión inicial, por lo que se tienen dos criterios (VAN y TIR) que se comportan de forma distinta al variar la inversión inicial, pero aun así el proyecto es rentable por lo que se recomienda que el cliente decida el porcentaje de inversión inicial que realizará considerando su capacidad de deuda y liquidez al ‘momento de hacer la inversión.

Porcentaje de inversión inicial		0%	50%	80%
Ítem	Unidad	valor	valor	valor
Inversión Inicial	\$CLP	\$ 253.350.000	\$ 126.675.000	\$ 50.670.000
Tasa interna de retorno (TIR)	%	19%	29%	55%
Años de Payback	Años	5,2	5,0	4,7
VAN	\$CLP	\$261.312.657	\$387.987.657	\$463.992.657

Tabla 34: Análisis de sensibilidad por variación del porcentaje de inversión inicial.

5.3.3 Sensibilidad respecto al ahorro por potencia

La muestra tres escenarios respecto al ahorro por potencia, siendo todos favorables considerando al escenario de base calculado, ya que, si bien con la información actual no se puede asegurar ni valorizar esta variación positiva de ahorro, sí se sabe que estará presente en mayor o menor medida.

Porcentaje de ahorro por potencia		0%	10%	20%
Ítem	Unidad	valor	valor	valor
Inversión Inicial	\$CLP	\$ 253.350.000	\$ 253.350.000	\$ 253.350.000
Tasa interna de retorno (TIR)	%	19%	24%	24%
Años de Payback	Años	5,2	5,1	5,0
VAN	\$CLP	\$269.582.245	\$277.851.832	\$310.848.421

Tabla 35: Análisis de sensibilidad por variación del porcentaje de ahorro por potencia.

Capítulo 6 Conclusión

Se concluye que el trabajo cumplió con el objetivo general planteado inicialmente el cual estableció realizar una evaluación técnico-económica de un proyecto de generación fotovoltaico de 300 kW emplazado en Casa Blanca, V, región, bajo sistema de inversión ESCO.

A continuación, se resumen cumplimientos de objetivos y resultados:

El estudio de factibilidad económica permitió evaluar distintas opciones a realizar las que se describen en el texto y se eligió la mejor opción para obtener los mejores beneficios económicos. El dimensionamiento final del proyecto se seleccionó por el criterio del VAN con una inversión inicial total de \$253.350.000 pesos chilenos o USD 312.768.

El análisis de sensibilidad permitió analizar el comportamiento de los flujos de caja ante distintas condiciones, para así evaluar el riesgo de la inversión. Se demuestra en el texto que el proyecto sigue siendo rentable ante condiciones adversas y puede ser mucho más atractivo en condiciones favorables.

Se realizó un levantamiento de información sobre aspectos regulatorios y normativos asociados a la generación distribuida a nivel nacional. Se vio en la legislación vigente que hay un ánimo de promover la generación de energía por medio de fuentes renovables, incentivando la generación residencial con la implementación de la Ley 20.571 y su posterior modificación con la Ley 21.118.

Los resultados concluyen que la Ley 20.571 permite que los generadores de pequeña escala participen de la generación distribuida por medio de un esquema netbilling, mientras que la

segunda Ley 21.118 aumentó la capacidad permitida de 100 a 300 kW, y añadió la posibilidad de que varios clientes de la misma compañía de distribución se agruparan como copropietarios de un equipamiento de generación conjunto, entre otras modificaciones.

Se verificó que la participación de generación residencial de pequeña escala está completamente normada y reglamentada, debiendo seguirse un proceso de tramitación y certificación tanto con la compañía distribuidora como con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, lo que garantiza que la generación distribuida no afecte el normal funcionamiento de las redes de distribución, exigiendo el cumplimiento de estándares de calidad normados por la autoridad competente.

Se desarrollaron simulaciones mediante el software de aplicación denominado PVSoL que permitieron estimar la generación esperada de la instalación Fotovoltaica (FV), sus excedentes y el ahorro energético.

Los resultados de la simulación se consideran satisfactorios y se resumen como sigue:

- Generación anual esperada 732.727 kWh,
- Excedentes estimados 628.445 kWh
- Ahorro energético anual 87 %
- Potencia mxima:432 kW.

Se analizó el modelo de inversión ESCO el cual es ofrecido por empresas privadas y en lo principal facilitan el acceso al financiamiento para la inversión de estos proyectos. Sus principales características se resumen a continuación:

- Son de baja o nula inversión inicial por parte del cliente, conocida como inversión “inicial cero “
- Incluye la operación y mantención del proyecto ESCO,
- Disminuye los riesgos financieros asociados para la empresa dueña del proyecto,
- El modelo ESCO ha sido aplicado en el país en proyectos que requieran servir auto consumos y exportar sus excedentes como PMGD, por lo que se tienen referencias de las empresas que ofrecen este servicio.

Se consideraron en la etapa de dimensionamiento y diseño de las obras, algunas restricciones espaciales asociadas a superficies orientadas e inclinadas con ángulos fijos determinados, restricciones del consumo energético que debe abastecer la planta, y la capacidad máxima permitida por las redes de distribución, según consideraciones técnicas y reglamentación vigente. Dado el terreno disponible, la potencia máxima calculada para el diseño es de 432 kW y que para este caso permitiría el autoconsumo logrando excedentes para exportar a la red.

Se preparó una guía para Ingenieros Eléctricos que sirva como herramienta de apoyo para el

desarrollo de futuros proyectos fotovoltaicos bajo norma “Netbilling” con financiamiento ESCO.

Se verifico que técnicamente la Central Fotovoltaica Viñedos Emiliana 300 kW cumple con las características técnicas que permiten que su construcción y operación sea viable. La disponibilidad del recurso solar es adecuada y el punto de conexión en el sistema de 13,2 kV existente no presenta inconvenientes. La producción de la central presenta un factor de planta cercano al 20%, suficiente para un proyecto de paneles con inclinación fija emplazado en la V Región.

El resultado final de este trabajo muestra que el Proyecto fotovoltaico Viñedos Emiliana de 300 kW dedicado al autoconsumo es factible y que existen los incentivos normativos, técnicos y económicos para la incorporación de tecnología de energías renovables no convencionales, específicamente la generación fotovoltaica y que es aplicable dentro del esquema netbilling dedicado a la autogeneración, siendo la base de inversión el Modelo ESCO.

Bibliografía

[1] J. Romo, “Conversión Electromecánica de la Energía”, apuntes del curso EL4001, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, primavera 2014.

[2]D. Granger, EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE 3MW, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2015.

[3]E. Bianchi, “Cálculo de Conductores”, apuntes del curso EL6008, Departamento de Ingeniería Eléctrica, primavera 2017. 3

[4]Piedra, Javier. DIMENSIONAMIENTO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN ÁREAS RESIDENCIALES COMUNITARIAS CON CONEXIÓN A LA RED Y ESQUEMA NETBILLING. Departamento de Ingeniería eléctrica. Universidad de Chile. 2021

[5] Enel Chile, Memoria Anual 2018. Disponible en: <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-chile/reportes/memorias/2018/Memoria-Enel-Chile-2018.pdf>

[6] Ministerio de Energía. [En línea]. Disponible en: <https://www.energia.gob.cl/organigrama>

[7]Biblioteca del congreso nacional, «DFL-4,» [En línea]. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>.

[8]Gobierno de Chile, Ministerio de Energía, «Agenda Energética 2014: Un desafío país, progreso para todos,» 2014.

[9]Biblioteca del congreso nacional, «DS-71,» [En línea]. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257>.

[10]Biblioteca del congreso nacional, «Ley 20.805,» [En línea]. Disponible en: [https://www.leychile.cl/Navegar &r=1](https://www.leychile.cl/Navegar&r=1).

[11]Biblioteca del congreso nacional, «Tramitación ley 20571,» [En línea]. Disponible en: http://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php?boletin_ini=899908.

[12]SEC, «Diagrama de conexión ley 20571,» [En línea]. Disponible en: http://www.sec.cl/sitioweb/imagenes/netbilling/Proceso_de_Ley20571-2017.png.

[13]Gestión Energía, MiPyMeS. [Modelo ESCO] Disponible en: <https://mipymes.gestionaenergia.cl/modelo-esco>

[14] RisingSun Energía Solar, Financiamiento para empresas. Disponible en: <https://risingsunchile.cl/financiamiento-para-empresas-modelo-esco-y-credito-verde/>

[15] SEC, INSTRUCCIÓN TÉCNICA RGR N°02/2020, [En Línea]. Disponible en: www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/11/RGR-N-02-2020-v5-1.pdf

[16] SEC, «CONDUCTORES, MATERIALES Y SISTEMAS DE CANALIZACIÓN.,» [En línea]. Disponible en: <https://www.seital.cl/data/documents/RIC-N04-Conductores-y-Canalizaciones.pdf>

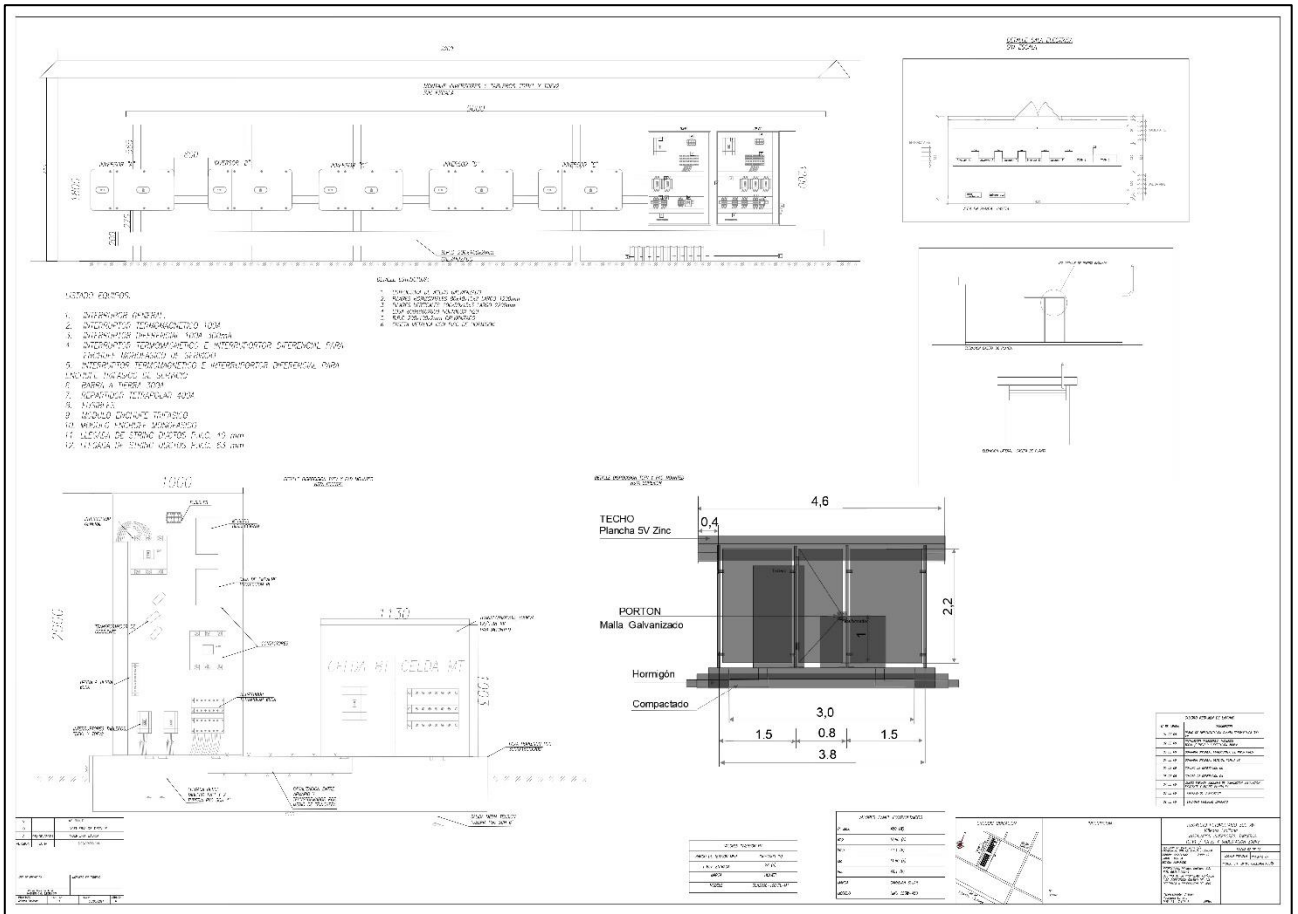


Ilustración 52: INSTALACION INVERSORES Y TABLEROS TDFV1 - TDFV2.

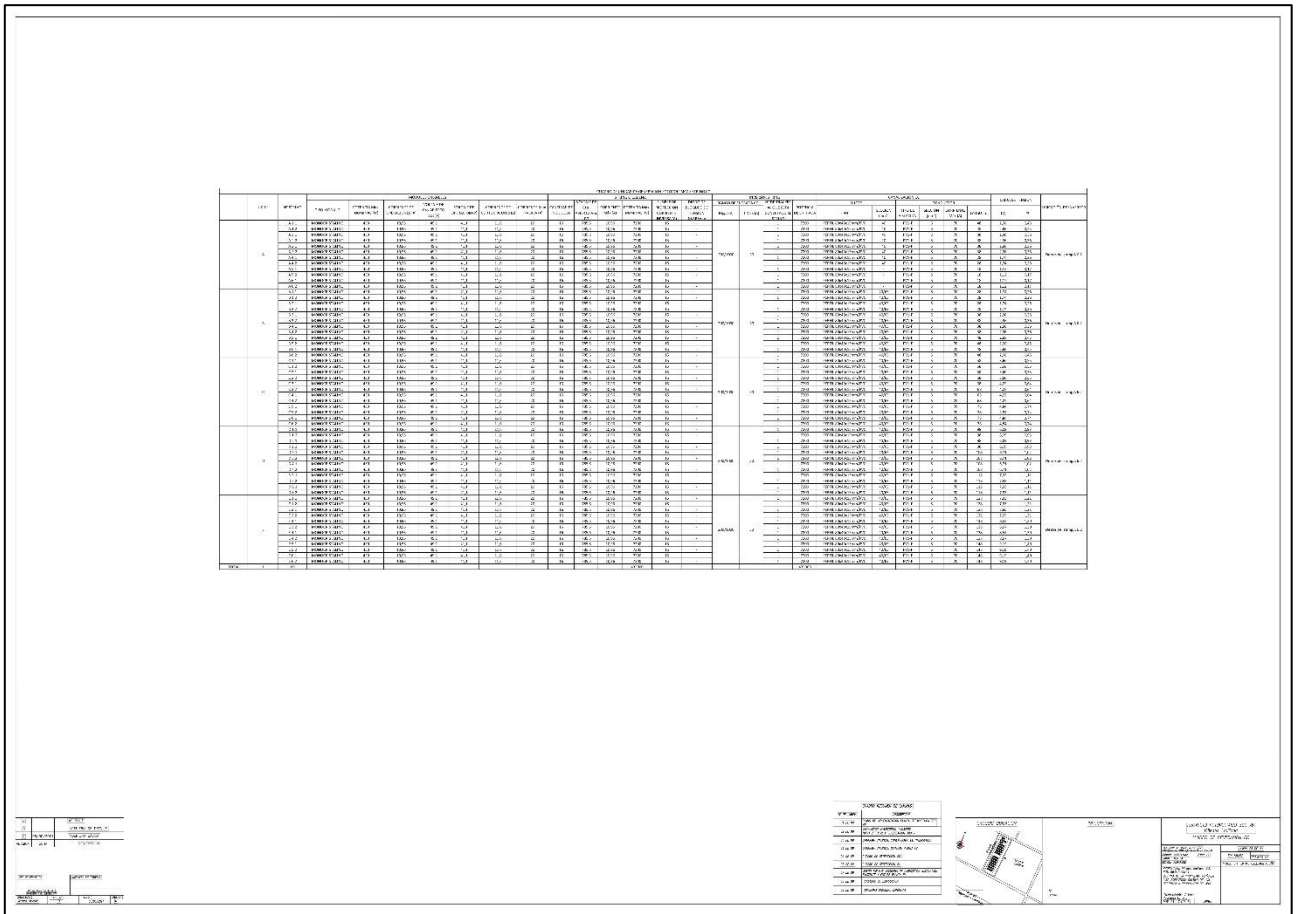


Ilustración 55: CUADRO DE GENERACION CC.

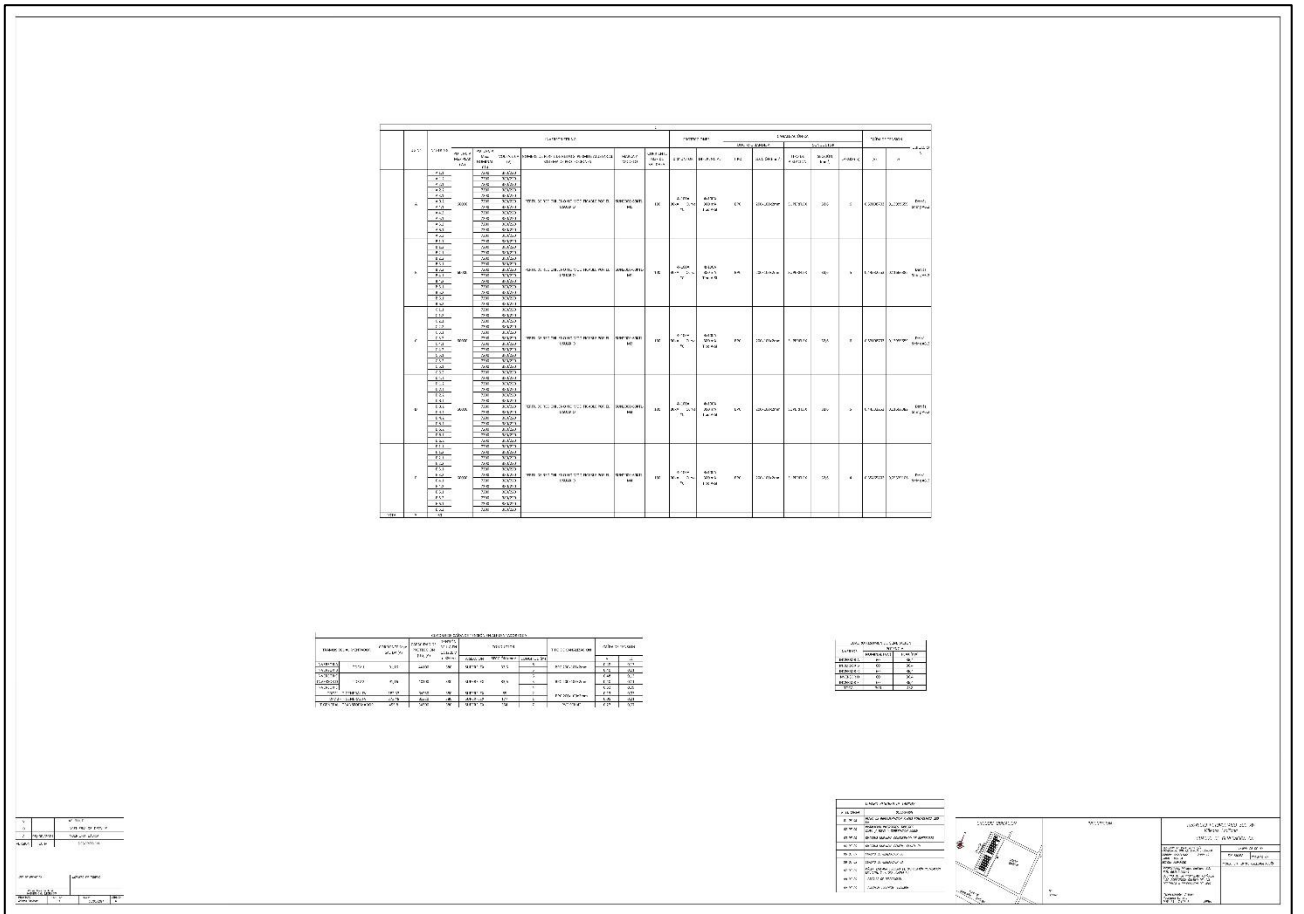


Ilustración 56: CUADRO DE GENERACION CA.

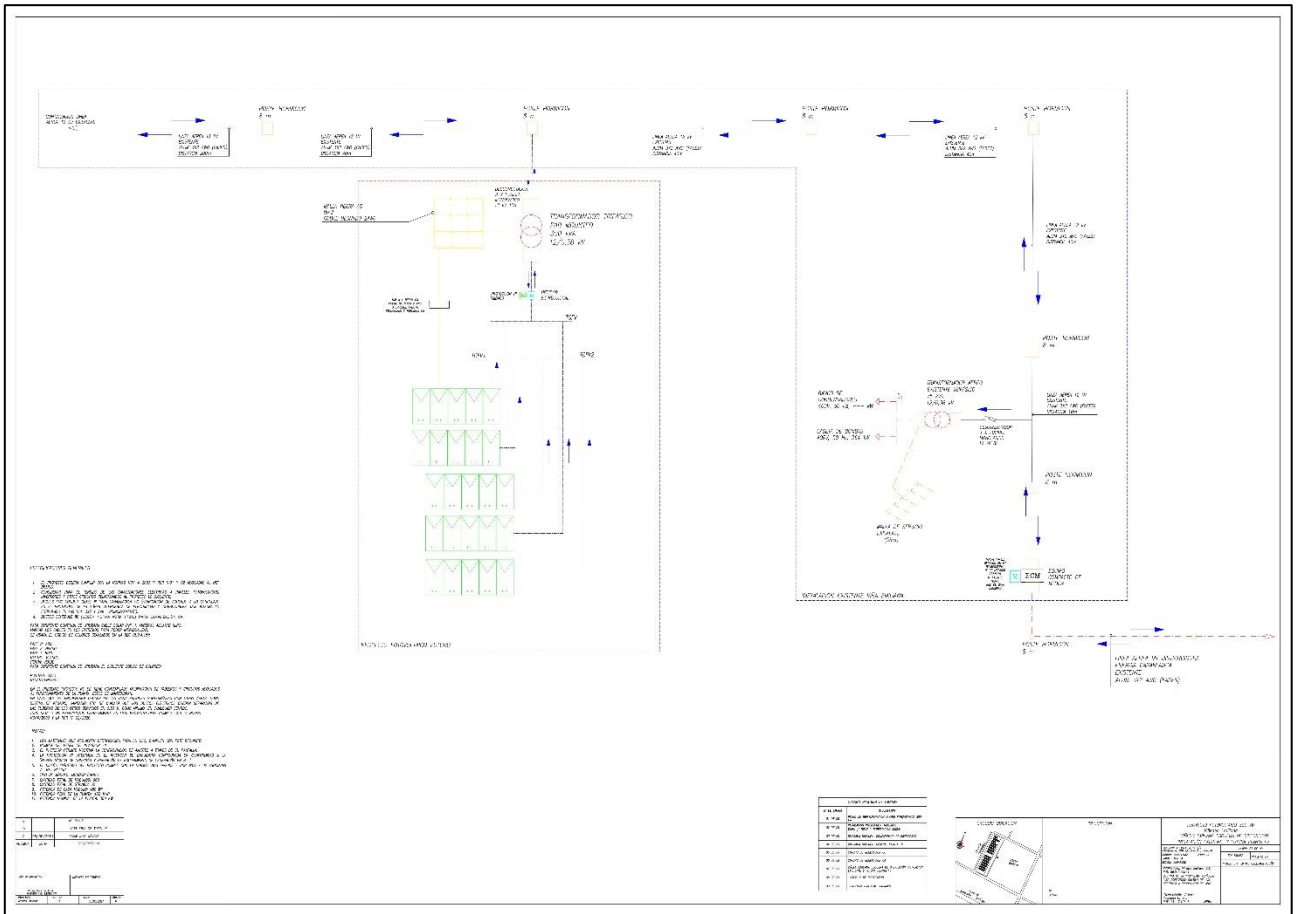


Ilustración 57: VIÑEDO EMILIANA ESQUEMA DE DISPOSICIÓN INSTALACIÓN EXISTENTE Y FUTURA PLANTA FV.

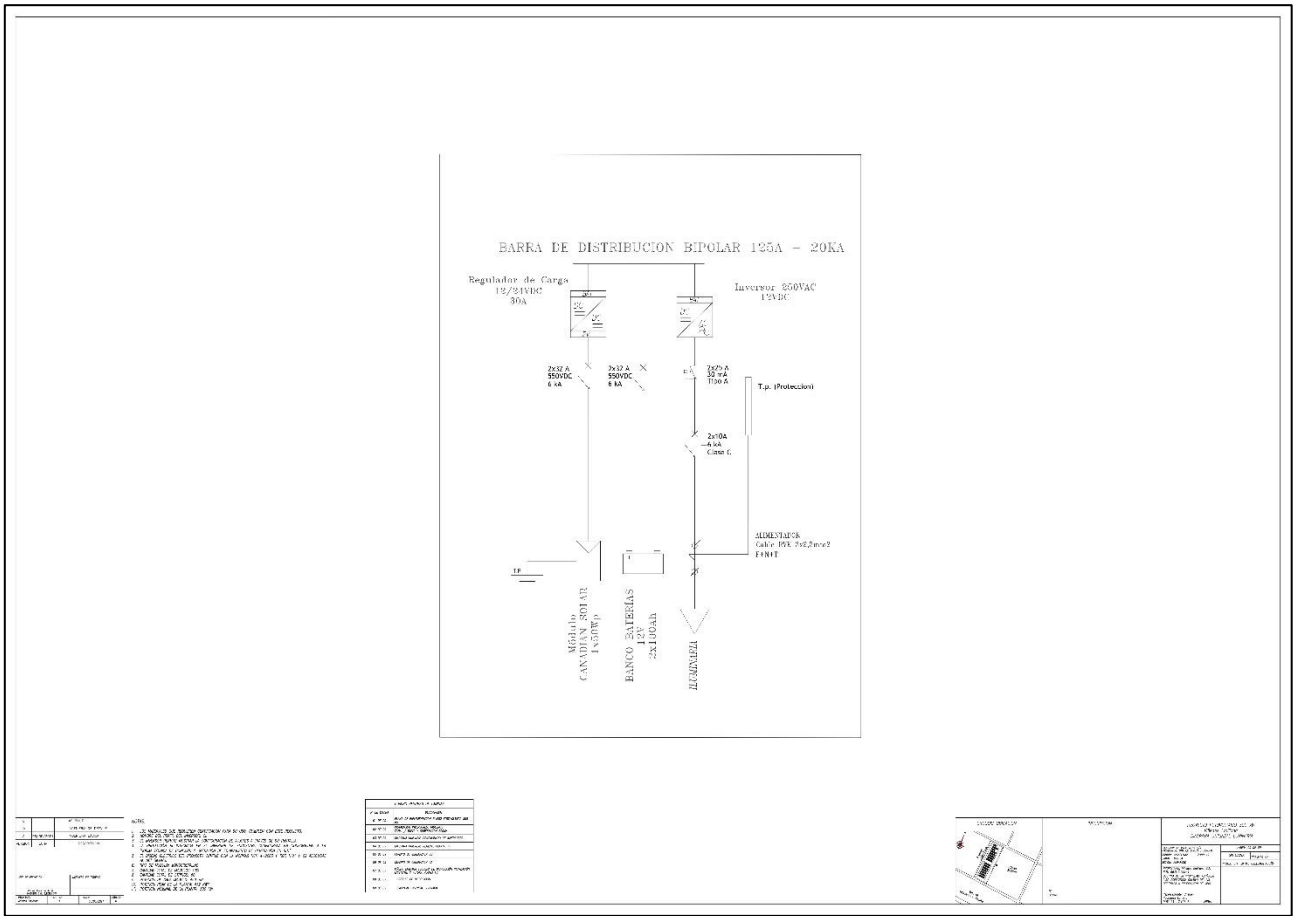



Ilustración 59: DIAGRAMA UNILINEAL LUMINARIA.

Anexo B: Fichas técnicas

Paneles Fotovoltaicos:









HiKu


SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE
430 W ~ 455 W
CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MS

MORE POWER

-  26 % more power than conventional modules
-  Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost
-  Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.35 % / °C
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Lower internal current,
lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*



25
years

linear power output warranty*



12
years

enhanced product warranty on materials
and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



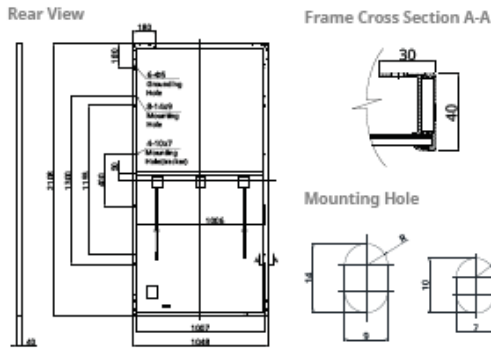
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

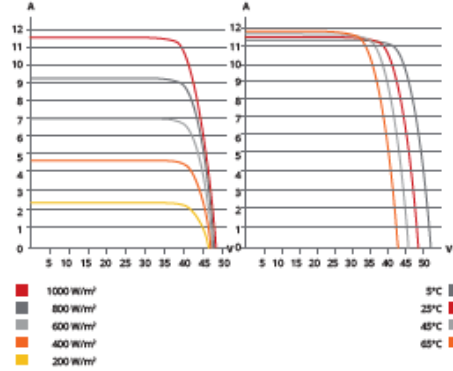
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-435MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	20 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	336 W	339 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.76 A	8.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.36 A	9.41 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Inversor:

SUN2000-60KTL-M0 Smart String Inverter

Smart

12 strings intelligent monitoring

Efficient

Max. efficiency 98.7%

Safe

Fuse free design

Reliable

Type II surge arresters for DC & AC

Efficiency Curve

Load [%]	520V Efficiency [%]	600V Efficiency [%]	800V Efficiency [%]
0%	96.5%	97.5%	98.5%
20%	97.5%	98.5%	99.0%
40%	98.0%	99.0%	99.5%
60%	98.5%	99.5%	99.8%
80%	98.7%	99.7%	99.9%
100%	98.7%	99.7%	99.9%

Circuit Diagram

SUN2000-60KTL-M0
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-60KTL-M0
Efficiency	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	6
Max. number of inputs	12
Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
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 adaptor + FuslonSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 Inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Hellios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Anexo C: Informe de simulación

Nombre del proyecto: Viñedos Emiliana 300

01-06-2021

SISTEMA FOTOVOLTAICO

Dirección de la instalación

La Vinilla Norte



Descripción del proyecto:

Modelo ESCO

Vista general del proyecto



Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red

Datos climáticos	Casablanca, CHL (2007 - 2015)
Potencia generador FV	432 kWp
Superficie generador FV	2.120,8 m ²
Número de módulos FV	960
Número de inversores	5

Viñedos Emiliana 300

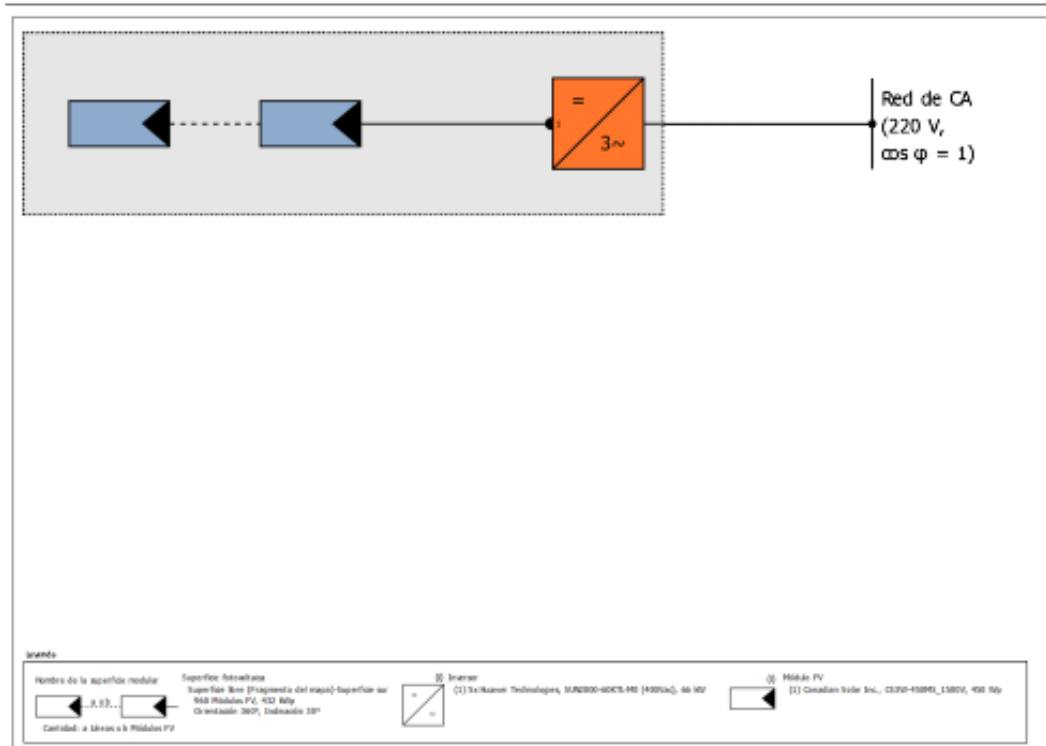


Figura: Diagrama esquemático

El rendimiento

El rendimiento

Energía de generador FV (Red CA)	748.221 kWh
Inyección en la red	748.221 kWh
Limitación en el punto de inyección	0 kWh
Proporción de consumo propio	0,0 %
Fracción de cobertura solar	0,0 %
Rendimiento anual espec.	1.731,87 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	81,8 %
Reducción de rendimiento por sombreado	0,6 %/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	351.638 kg / año

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV conectado a la red
Puesta en marcha	14-01-2021

Datos climáticos

Ubicación	Casablanca, CHL (2007 - 2015)
Resolución de los datos	1 h
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur

Nombre	Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur
Módulos FV	960 x CS3W-450MS_1500V (v1)
Fabricante	Canadian Solar Inc.
Inclinación	30 °
Orientación	Norte 360 °
Situación de montaje	Sobre soportes - superficie libre
Superficie generador FV	2.120,8 m ²



Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur

Degradación de los módulos, 1. Superficie fotovoltaica - Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur

Potencia restante al cabo de 25 años

84 %

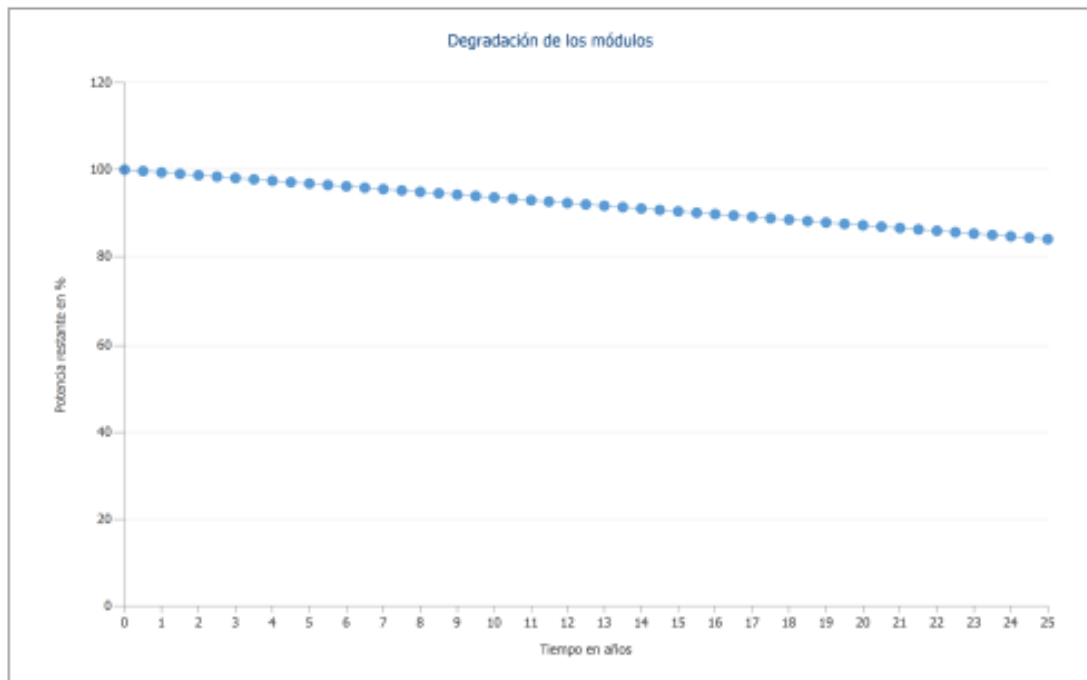


Figura: Degradación de los módulos, 1. Superficie fotovoltaica - Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur

Línea del horizonte, Planificación 3D

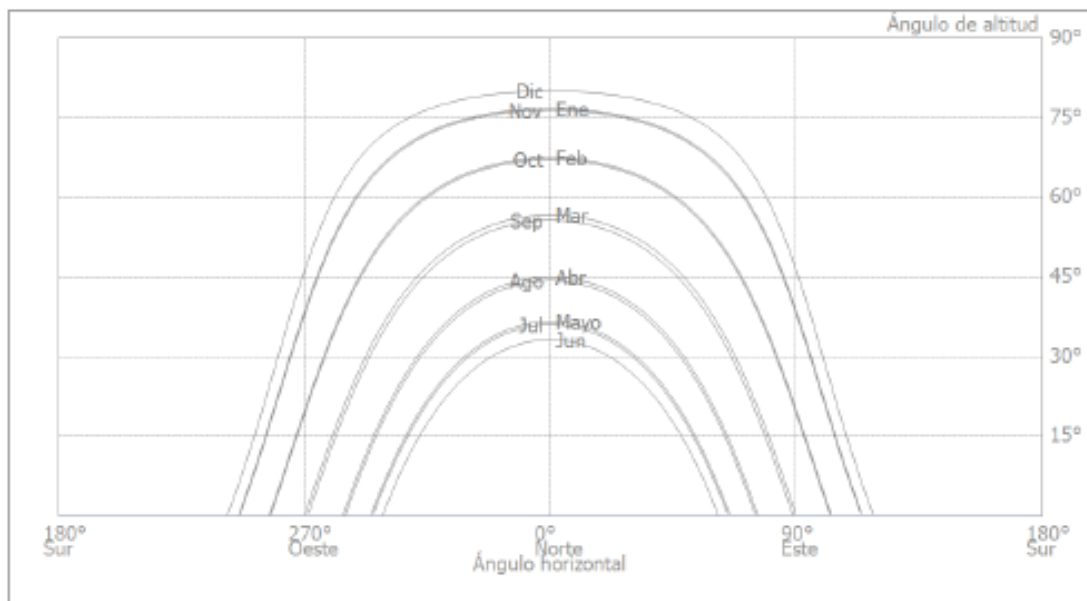


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur
Inversor 1	
Modelo	SUN2000-60KTL-M0 (400Vac) (v2)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	5
Factor de dimensionamiento	130,9 %
Conexión	MPP 1:
	2 x 16
	MPP 2:
	2 x 16
	MPP 3:
	2 x 16
	MPP 4:
	2 x 16
	MPP 5:
	2 x 16
	MPP 6:
	2 x 16

Red de CA

Red de CA

Número de fases	3
Tensión de red (monofásico)	220 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	432 kWp
Rendimiento anual espec.	1.731,87 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	81,8 %
Reducción de rendimiento por sombreado	0,6 %/Año
Inyección en la red	748.221 kWh/Año
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	745.637 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	55 kWh/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	351.638 kg / año

Gráfico de flujo de energía

Proyecto: Viñedos Emiliana 300



Todos los valores en kWh
Se puede producir alguna discrepancia en los datos debido a redondeos
realizados en PV*SOL

Figura: Gráfico de flujo de energía

Viñedos Emiliana 300

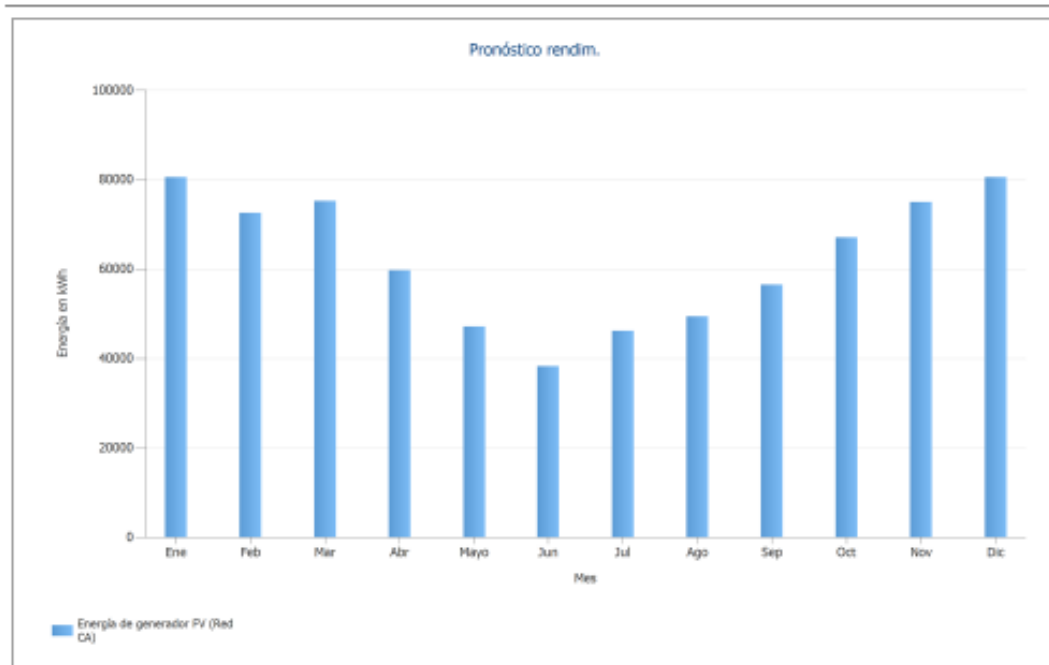


Figura: Pronóstico rendim.

Balance energético de instalación fotovoltaica

Balance energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	1.957,40 kWh/m ²	
Desviación del espectro estandar	-19,57 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexión del suelo (albedo)	25,96 kWh/m ²	1,34 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	151,28 kWh/m ²	7,70 %
Sombreado independiente del módulo	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflexión en la superficie del módulo	-18,37 kWh/m ²	-0,87 %
Irradiación global sobre módulo	2.096,69 kWh/m²	
	2.096,69 kWh/m ²	
	x 2120,817 m ²	
	= 4.446.703,24 kWh	
Irradiación global fotovoltaica	4.446.703,24 kWh	
Ensuciamiento	-133.396,33 kWh	-3,00 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 20,39 %)	-3.433.817,03 kWh	-79,61 %
Energía fotovoltaica nominal	879.489,88 kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	-7.529,61 kWh	-0,86 %
Rendimiento con luz débil	-17.129,57 kWh	-1,96 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-31.385,23 kWh	-3,67 %
Diodos	-232,29 kWh	-0,03 %
Inadecuación (datos del fabricante)	-16.464,26 kWh	-2,00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	-913,09 kWh	-0,11 %
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor	805.835,83 kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	-10,19 kWh	0,00 %
Regulación por rango de tensión MPP	-0,83 kWh	0,00 %
Regulación por corriente CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CA máx. / cos phi	-27.358,18 kWh	-3,40 %
Adaptación MPP	-84,67 kWh	-0,01 %
Energía FV (DC)	778.381,97 kWh	
Energía en la entrada del inversor	778.381,97 kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-892,65 kWh	-0,11 %
Conversión DC/AC	-13.998,28 kWh	-1,80 %
Consumo Standby (Inversor)	-55,01 kWh	-0,01 %
Pérdida total de cables	-15.269,82 kWh	-2,00 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	748.166,22 kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	748.221,22 kWh	

Hojas

Hoja de datos módulo FV

Módulo FV: CS3W-450MS_1500V (v1)

Fabricante	Canadian Solar Inc.
Suministr.	Sí
Datos eléctricos	
Tipo de célula	Si monocristalino
Sólo apto para transf. inversor	No
Número de células	144
Número de diodos de bypass	3
Módulo de media celda	Sí
Datos mecánicos	
Anchura	1048 mm
Alto	2108 mm
Profundidad	35 mm
Ancho del marco	35 mm
Peso	24,3 kg
Caract. U/I- STC	
Tensión en MPP	41,1 V
Corriente en MPP	10,96 A
Potencia nominal	450 W
Eficiencia	20,39 %
Tens. circ. abierto	49,1 V
Corriente de cortocircuito	11,6 A
Factor de forma	79,09 %
Aumento tensión de circuito abierto antes de estabil.	0 %
Características U/I con carga parcial (calculado)	
Fuente de los valores	Estándar (Modelo de Dos Diodos)
Resistencia en serie R_s	1,806e-03 Ω
Resistencia en paralelo R_p	6,067 Ω
Parámetro de corriente de saturación $Cs1$	340,7 A/K ³
Parámetro de corriente de saturación $Cs2$	-2,36e-13 A/K ^{2,5}
Parámetro de corriente fotovoltaica C1	9,874e-03 m ² /V
Parámetro de corriente fotovoltaica C2	5,8e-06 m ² /V
Corriente fotovoltaica	11,603 A
Varios	
Coefficiente de tensión	-132,6 mV/K
Coef. corriente	5,8 mA/K
Coefficiente de potencia	-0,35 %/K
Factor corr. angular	99 %
Tensión máxima del sistema	1500 V

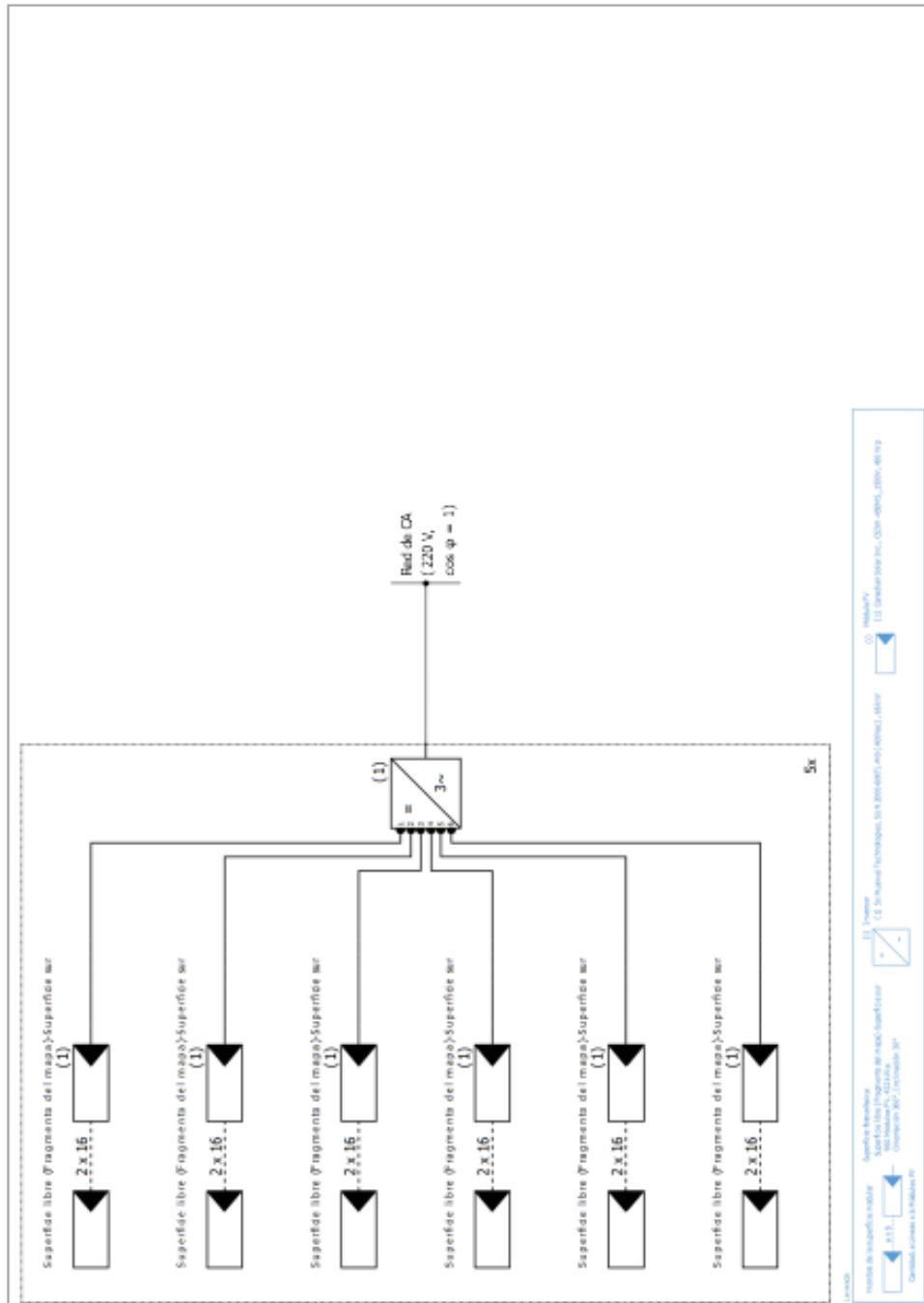
Hoja de datos inversor

Inversor: SUN2000-60KTL-M0 (400Vac) (v2)

Fabricante	Huawei Technologies
Suministr.	Sí
Datos eléctricos	
Potencia nominal DC	61,2 kW
Potencia nom. CA	66 kW
Potencia DC máx.	67,4 kW
Potencia AC máx.	66 kVA
Consumo Standby	2,5 W
Consumo nocturno	2,5 W
Mín. Potencia introducida	80 W
Corriente máx. de entrada	132 A
Tensión máxima de entrada	1100 V
Tensión nominal DC	600 V
Número de fases	3
Número de entradas DC	12
Con transf.	No
Modificación del grado de rend. en caso de desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	0,3 %/100V
Seguidor MPP	
Rango de potencia < 20% de la potencia nominal	99,95 %
Rango de potencia > 20% de la potencia nominal	99,99 %
Número de seguidores MPP	6
Corriente máx. de entrada	22 A
Potencia de entrada máx.	18 kW
Tensión MPP mín.	200 V
Tensión MPP máx.	1000 V

Planos y listado de piezas

Esquema eléctrico



Plan de acotación

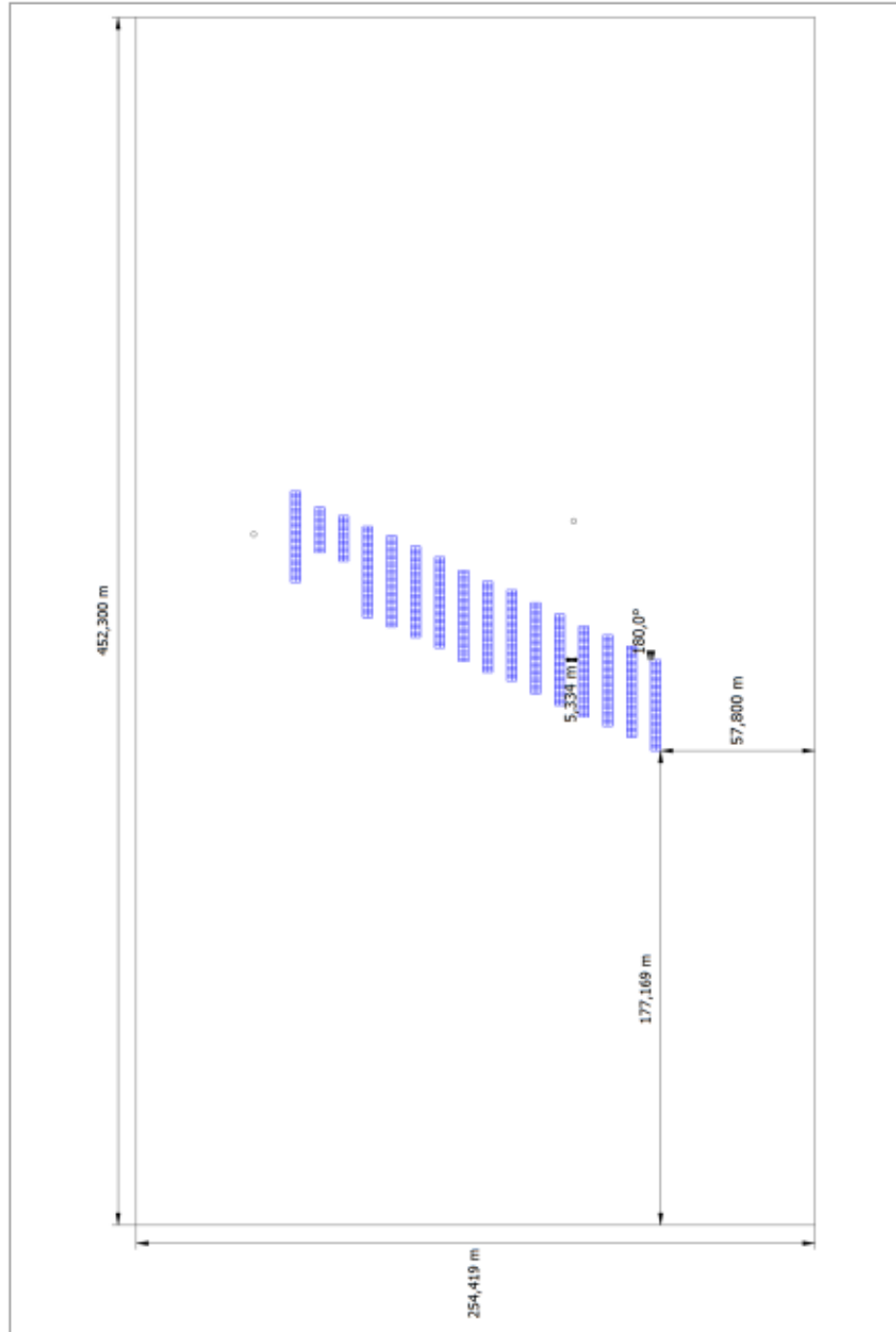


Figura: Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur

Plano de líneas

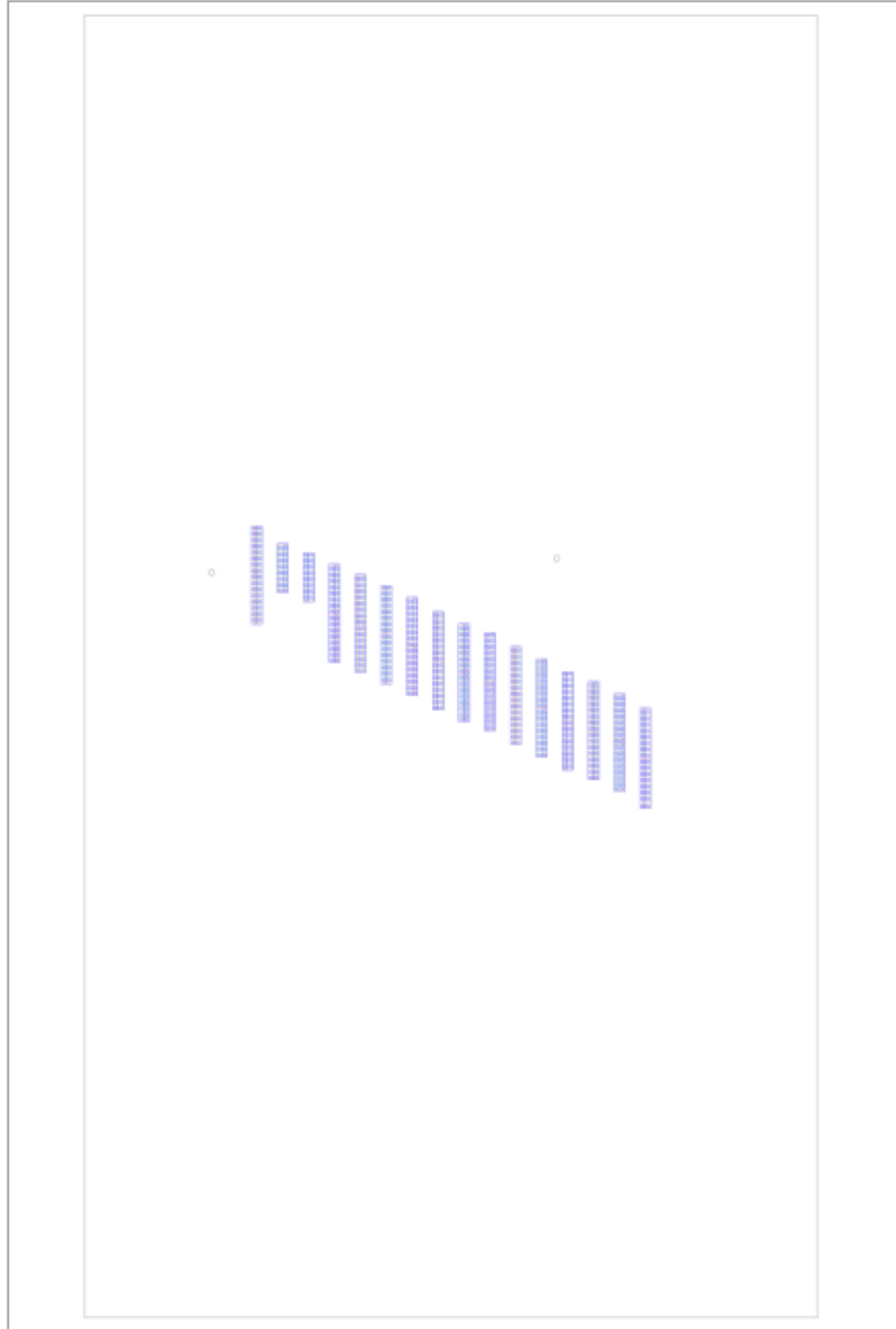


Figura: Superficie libre (Fragmento del mapa)-Superficie sur

Lista de piezas

Lista de piezas

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		Canadian Solar Inc.	CS3W-450MS_1500V	960	Pieza
2	Inversor		Huawei Technologies	SUN2000-60KTL-M0 (400Vac)	5	Pieza

Capturas de pantalla, Planificación 3D

Entorno



Figura: Captura de pantalla01



Figura: Captura de pantalla02