



UNIVERSIDAD DE TALCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL

DEFENSA

**ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN LA
EMPRESA CERVECERÍA BERNER SpA**

AUTOR:
OIER CHIVITE MUÑOZ

PROFESOR TUTOR:
ALFREDO IRIARTE

CURICÓ - CHILE
JULIO DE 2022

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente proyecto se presentan tres propuestas de instalación fotovoltaica con el objetivo de reducir los costos eléctricos en la empresa Cervecería Berner SpA. Para el desarrollo de las tres propuestas se han seguido los siguientes pasos.

En la primera etapa del proyecto se realiza un estudio de la situación actual donde se analizan aspectos meteorológicos, disponibilidad del espacio y análisis del contrato eléctrico y de normativas vigentes. En la segunda etapa se evalúa la mejor alternativa para cada instalación donde se calculan las sombras existentes y se comparan diferentes equipos y diferentes disposiciones de las placas. En la tercera etapa se dimensiona cada una de las tres instalaciones para abastecer el consumo requerido. En la cuarta y última etapa se realizan los planos y se hace un estudio de los impactos económicos, ambientales y sociales.

ABSTRACT

This project presents three proposals for photovoltaic installations with the aim of reducing electricity costs at the company Cervecería Berner SpA. The following steps have been followed to develop the three proposals.

In the first stage of the project, a study of the current situation was carried out, in which meteorological aspects, availability of space and analysis of the electricity contract and current regulations were analysed. In the second stage, the best proposal for each installation is evaluated, where the existing shadows are calculated and different equipment and different layouts and inclinations of the panels are compared. In the third stage, each of the three installations is dimensioned to supply the required consumption. In the fourth and final stage, the plans are drawn up and a study is made of the economic, environmental and social impacts.

LABURPENA

Proiektu honetan, instalazio fotovoltaikoko hiru proposamen aurkezten dira Cervecería Berner SpA enpresako kostu elektrikoak murrizteko asmoz. Hiru proposamenak garatzeko, hurrengo pausoak jarraitu dira.

Proiektuaren lehenengo fasean, gaur egungo enpresaren egoeraren azterketa egiten da, non aspektu meteorologikoak, espazioaren erabilgarritasuna eta kontratu elektrikoa zein indarrean dagoen lege eta araudiak aztertzen diren. Bigarren fasean, instalazio bakoitzerako proposamen onena ebaluatzen da. Horretarako itzalen kalkulu bat egiten da eta ekipamendu nahiz plaken antolamendu eta inklinazio desberdinak alderatzen dira. Hirugarren fasean, instalazio bakoitza hornitu nahi den kontsumorako dimentsionatzen da. Azkenik, laugarren fasean, planoak diseinatzen dira eta eragin ekonomiko, ingurumen eta sozialen azterketa bat egiten da.

Dedicatoria

A mi familia, mi madre María Carmen y mi padre Emilio por el constante apoyo,
cariño y por hacer posible la estadía en Chile.

A mi pareja Nerea que ha estado a lo largo de todo el proceso apoyándome en todo
momento y animándome a seguir adelante.

Agradecimientos

Transmitir mi más sincero agradecimiento a todos aquellos que me han ayudado a lo largo de esta etapa y han colaborado con el presente proyecto.

En primer lugar, a mi tutor, Alfredo Iriarte, por su ayuda en la planificación, información y organización en este Trabajo de Fin de Grado y a Juan Pablo Romero por abrirme las puertas de su empresa.

En segundo lugar, a los profesores de la carrera civil industrial por su comprensión y flexibilidad debido a mi estancia en el extranjero.

En tercer lugar, a mi compañera de intercambio Inés Sillero por su ayuda con la realización de los planos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y FORMALIZACIÓN DE LA OPORTUNIDAD A ESTUDIAR .	11
1.1 INTRODUCCIÓN.....	12
1.1.1 HISTORIA	13
1.1.2 MERCADO DE LA CERVEZA	16
1.1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO	16
1.1.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	20
1.2 LA OPORTUNIDAD	21
1.3 OBJETIVO	25
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	25
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
1.4 RESULTADOS TANGIBLES ESPERADOS.....	25
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO Y METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN.....	26
2.1 MARCO TEÓRICO.....	27
2.1.1 OPORTUNIDADES DE LAS ERNC EN CHILE.....	27
2.1.2 CONCEPTOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	28
2.1.3 CONCEPTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	61
2.1.4 ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO	64
2.1.5 HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS	66
2.2 MARCO METODOLÓGICO	69
2.2.1 EVALUACIÓN Y PREPARACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	69
2.2.2 METODOLOGÍA	70
2.2.3 DIAGRAMA DE GANTT	71
CAPÍTULO 3: DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	72
3.1 ESTUDIO TÉCNICO	73
3.1.1 ESTUDIO CLIMATOLÓGICO Y DE RECURSO SOLAR EN LA UBICACIÓN	73
3.1.2 LA UBICACIÓN DEL SOL DESDE LA PERSPECTIVA DE LA EMPRESA	76
3.1.3 DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO	77
3.1.4 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	82
3.2 CONTRATO DEL CLIENTE Y NORMATIVAS VIGENTES	82
CAPÍTULO 4: CONFIGURACIÓN TÉCNICA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	85
4.1 EVALUACIÓN TÉCNICA DE MEJOR ALTERNATIVA	86
4.1.1 ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO	86
4.1.2 ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	90
4.1.3 DISEÑO DE LAYOUT DE LA PLANTA	92
4.1.4 GENERACIÓN MÁXIMA DE LAS PLANTAS.....	98

4.1.5 GENERACIÓN NECESARIA DE LAS PLANTAS	100
4.1.6 ELECCIÓN DEL INVERSOR	101
4.1.7 CONFIGURACIÓN DE STRINGS Y CONEXIONADO CON EL INVERSOR	111
4.1.8 ELECCIÓN DE LA BATERÍA	118
4.2 ELECCIÓN DE ESTRUCTURA DE SOPORTE.	120
4.3 CABLEADO DE LAS INSTALACIONES	121
4.4 PROTECCIONES	122
4.4.1 PROTECCIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN	122
4.4.2 PROTECCIONES PARA LOS PANELES	124
4.5 DIAGRAMA UNIFILAR	124
4.6 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS	125
4.6.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	126
4.6.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	128
4.6.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO	131
4.7 DISEÑO DE PLANOS	132
CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN DE IMPACTOS	133
5.1 IMPACTO ECONÓMICO	134
5.1.1 ESTUDIO ECONÓMICO CON DATOS APROXIMADOS DE INVERSIÓN EXTRAÍDOS DE UN ESTUDIO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA (MÉTODO 1).....	134
5.1.2 ESTUDIO ECONÓMICO MANUAL (MÉTODO 2)	140
5.1.3 ESTUDIO ECONÓMICO MEDIANTE EL SOFTWARE PV*SOL (MÉTODO 3)	142
5.1.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	149
5.2 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	151
5.3 IMPACTO SOCIAL	157
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	158
BIBLIOGRAFÍA	163
ANEXOS	168
PLANOS.....	213
FICHAS TÉCNICAS	216

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Estilos de cerveza Berner	12
Ilustración 2: Barril	13
Ilustración 3: Nave industrial de la cervecería	14
Ilustración 4: Materias primas de la cerveza	17
Ilustración 5: Tanques de gas licuado.....	18
Ilustración 6: Aguas residuales.....	19
Ilustración 7: Estructura organizacional de Cervecería Berner	20
Ilustración 8: Producción (L) VS Consumo eléctrico (kWh)	21

Ilustración 9: Consumo eléctrico VS Precio del kWh	22
Ilustración 10: Precio medio del kWh en 2018-2022	23
Ilustración 11: Evolución del LCOE de diferentes tecnologías	28
Ilustración 12: Unión PN	29
Ilustración 13: Zona de depleción. Unión PN	29
Ilustración 14: Efecto fotovoltaico	30
Ilustración 15: Contactos metálicos superiores	30
Ilustración 16: Boceto de central termosolar	31
Ilustración 17: Central termosolar CCP.....	31
Ilustración 18: Radiación directa, difusa y reflejada	32
Ilustración 19: Factor de reflexión según el color	33
Ilustración 20: Factor de reflexión según textura y material.	34
Ilustración 21: Sistema OffGrid	35
Ilustración 22: Sistema OnGrid	36
Ilustración 23: Sistema Híbrido	36
Ilustración 24: Tipos de almacenamiento. Supercondensador.....	38
Ilustración 25: Tipos de almacenamiento. Volante de inercia.....	38
Ilustración 26: Batería de Ion-Litio.	40
Ilustración 27: Características de los sistemas de almacenamiento.....	40
Ilustración 28: Madurez tecnológica de los sistemas de almacenamiento.....	41
Ilustración 29: Comparación de almacenamientos según su eficiencia de carga-descarga	41
Ilustración 30: Vida útil de baterías.....	42
Ilustración 31: Tipos de paneles.	42
Ilustración 32: Célula, módulo, panel.....	44
Ilustración 33: Máximos y mínimos de temperaturas en Curicó.	45
Ilustración 34: Temperatura horaria	45
Ilustración 35: Pot, I, V de un módulo en STC	46
Ilustración 36: Influencia de la Tª en el I-V	46
Ilustración 37: Influencia de la temperatura en el PV	47
Ilustración 38: Influencia de la T/I en la potencia	47
Ilustración 39: Hoja de características módulo de ejemplo.	48
Ilustración 40: Curva de celdas en serie en condiciones normales de trabajo	48
Ilustración 41: Celdas en paralelo	49
Ilustración 42: Celdas (Paralelo + Serie).....	49
Ilustración 43: Sombreado en solsticio de invierno.....	51
Ilustración 44: Sombreado en el solsticio de verano	52
Ilustración 45: Ángulos para cálculo de sombras	53
Ilustración 46: Cálculo de distancia mínima entre paneles.....	53
Ilustración 47: Célula 1 y Célula sombreada en serie.....	54
Ilustración 48: Problema del punto caliente	55
Ilustración 49: Diodos de paso (bypass).....	56
Ilustración 50: Curva I-V con diodos de paso.....	56
Ilustración 51: Diodos de bloqueo.....	56
Ilustración 52: Ángulos Solares desde perspectiva hemisferio norte	57
Ilustración 53: Trayectoria solar ejemplo	58
Ilustración 54: Declinación solar	59
Ilustración 55: Solsticios, equinoccios + declinación	60
Ilustración 56: Comparación de modelos de financiamiento.....	65
Ilustración 57: Diferentes correlaciones entre variables	67
Ilustración 58: Estudio de viabilidad del proyecto	69
Ilustración 59: Metodología a seguir	70
Ilustración 60: Radiación global horizontal mensual en la Cervecería Berner	73
Ilustración 61: Radiaciones en la Cervecería Berner.....	74
Ilustración 62: Nubosidad en la empresa.....	75
Ilustración 63: Temperatura en Curicó en 2021	76
Ilustración 64: Diagrama solar de la ubicación de la Cervecería Berner	77
Ilustración 65: Superficie total de la empresa.....	78

Ilustración 66: Zona delantera	78
Ilustración 67: Zona trasera	79
Ilustración 68: Tejado nave	80
Ilustración 69: Paneles solares de focos	80
Ilustración 70: Tejado casa	81
Ilustración 71: Emplazamiento general de las 4 zonas	81
Ilustración 72: Esquema general de la instalación	86
Ilustración 73: Sombras sobre la zona trasera	87
Ilustración 74: Sombra de un árbol sobre tejado inclinado.....	88
Ilustración 75: Sombras sobre el tejado de la nave.....	89
Ilustración 76: Sombras en el tejado de la casa	90
Ilustración 77: Tabla comparativa de tres paneles fotovoltaicos	92
Ilustración 78: Cálculo de la inclinación óptima	94
Ilustración 79: Cálculo de la distancia mínima entre paneles.....	95
Ilustración 80: Configuración de paneles en la zona trasera. Capacidad máxima	95
Ilustración 81: Configuración de paneles con orientación norte y -44°. TEJADO NAVE	96
Ilustración 82: Configuración de paneles inclinados con distinta orientación. TEJADO NAVE.....	97
Ilustración 83: Configuración de paneles con distinta orientación. TEJADO CASA.	98
Ilustración 84: Generación máxima de las diferentes plantas con distinta orientación e inclinación.	99
Ilustración 85: Inclinaciones y orientaciones óptimas para cada planta.	100
Ilustración 86: Cantidad de paneles necesaria por planta para abastecer la energía anual de la empresa.....	101
Ilustración 87: Tipo de instalación según conexión al inversor.....	104
Ilustración 88: Ranking mundial de las marcas de inversores más vendidos.	104
Ilustración 89: Tabla de las características de 5 marcas de inversores.	106
Ilustración 90: Ranking de mejores inversores para zona de techumbres.	108
Ilustración 91: Ranking de mejores inversores para zona trasera.....	108
Ilustración 92: Opciones de conexión de inversores en la zona trasera y zona tejado casa	109
Ilustración 93: Opciones de conexión de inversores para la zona de tejado nave.	109
Ilustración 94: Instalación óptima de inversores para cada emplazamiento.	110
Ilustración 95: Tabla de características que influyen en el diseño del string del inversor SG8K-D.....	111
Ilustración 96: Esquema electrónico del convertidor SG8K-D.	112
Ilustración 97: Características del monocristalino Sungrow en condiciones STC.	112
Ilustración 98: Coeficientes de temperatura del panel solar.	113
Ilustración 99: Tabla de comprobación de cumplimiento de los márgenes del inversor en funcionamiento normal y condiciones extremas de temperatura.....	115
Ilustración 100: Características del inversor SG7.0RT necesarias para el diseño de string-s.....	116
Ilustración 101: Esquema electrónico del inversor SG7.0RT.....	116
Ilustración 102: Comprobación del cumplimiento de rangos establecidos por el fabricante del inversor SG7.0RT.....	117
Ilustración 103: Estructura de soporte de Natura Energy	120
Ilustración 104: Bandeja de cables.	121
Ilustración 105: Diagrama unifilar del emplazamiento tejado nave.	124
Ilustración 106: Diagrama unifilar del tejado de la casa y zona trasera.	125
Ilustración 107: Esquema de plan de mantenimiento	126
Ilustración 108: Módulo sucio.....	126
Ilustración 109: Mango telescópico.....	127
Ilustración 110: Corrosión en los módulos.	129
Ilustración 111: Delaminación del módulo.....	129
Ilustración 112: Soldadura defectuosa.....	130
Ilustración 113: Microroturas	130
Ilustración 114: Cable mordido por roedor.	131
Ilustración 115: Radio de curvatura insuficiente.	131
Ilustración 116: Vista isométrica del diseño en 3D.	132
Ilustración 117: Inversión aproximada de instalaciones según su potencia pico (USD/kWp)	135
Ilustración 118: Peso porcentual de los equipos en los costos totales	135
Ilustración 119: Tabla de Presupuestos / Inversiones del método 1	136
Ilustración 120: Tabla de cálculo del VAN método 1	138

Ilustración 121: Tabla de cálculo del payback del método 1	139
Ilustración 122: Tabla de cálculo del TIR del método 1.....	140
Ilustración 123: Tabla de cálculo de inversiones del método 2.	141
Ilustración 124: Cálculo del VAN, PAYBACK Y TIR del método 2.	142
Ilustración 125: Software PV*Sol paso 1.....	143
Ilustración 126: Software PV*Sol paso 2.....	143
Ilustración 127: Software PV*Sol paso 3.....	144
Ilustración 128: Software PV*Sol paso 4.....	144
Ilustración 129: Software PV*Sol paso 5.....	145
Ilustración 130: Software PV*Sol paso 6.....	145
Ilustración 131: Software PV*Sol paso 7.....	146
Ilustración 132: Software PV*Sol paso 8_1.....	146
Ilustración 133: Software PV*Sol paso 8_2.....	147
Ilustración 134: Software PV*Sol paso 9 (resultados en términos de energía)	147
Ilustración 135: Software PV*Sol paso 9 (resultados económicos).	148
Ilustración 136: Indicadores económicos (método 3).....	149
Ilustración 137: Valores del VAN según la variación de dos variables.....	150
Ilustración 138: Ecopuntos de diferentes tecnologías de generación eléctrica.	153
Ilustración 139: Emisiones a la atmósfera de CO2 por MWh generado por el sistema SEN.	156
Ilustración 140: Emisiones de CO2 evitadas con las instalaciones diseñadas.	156

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO I: TABLA DE CONSUMOS DEL PROCESO PRODUCTIVO.....	169
ANEXO II: PROCESO ADMINISTRATIVO PARA ACCESO A RED DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	171
ANEXO III: TABLA DE COSTOS DE INYECCIÓN EN BT Y MT.....	173
ANEXO IV: DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO PRODUCTIVO	175
ANEXO V: EFICIENCIA SEGÚN TECNOLOGÍA DEL PANEL.....	177
ANEXO VI: REFLECTANCIAS DE MATERIALES Y COLORES.....	179
ANEXO VII: MATRICES MULTICRITERIO DE PANEL FOTOVOLTAICO.....	181
ANEXO VIII: GENERACIÓN DE CADA PLANTA SEGÚN ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	183
ANEXO IX: MATRIZ MULTICRITERIO DE DISTRIBUCIÓN DE PLANTA.....	185
ANEXO X: ELECCIÓN DE MARCA DEL INVERSOR.....	188
ANEXO XI: TABLA DE CARACTERÍSTICAS DE 8 INVERSORES.....	190
ANEXO XII: MATRICES MULTICRITERIO PARA ELEGIR MEJOR INVERSOR.....	192
ANEXO XIII: VALORES HISTÓRICOS DEL PRECIO DEL NUDO ELÉCTRICO.....	195
ANEXO XIV: FLUJOS DE CAJA MÉTODO 1.....	197
ANEXO XV: CÁLCULO DE PRESUPUESTOS MÉTODO 2.....	201
ANEXO XVI: FLUJO DE CAJAS MÉTODO 2.....	203
ANEXO XVII: MATRIZ MULTICRITERIO PARA LA ELECCIÓN DE METODOLOGÍA A UTILIZAR.....	207
ANEXO XVIII: CÁLCULO DE DEPRECIACIÓN DE LOS ACTIVOS FIJOS.....	209
ANEXO XIX: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	211

GLOSARIO

Energía fotovoltaica: La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica,² o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Inversor: Un inversor es un dispositivo que cambia o transforma una tensión de entrada de corriente continua a una tensión simétrica de salida (senoidal, cuadrada o triangular) de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador.

MPPT: El seguidor de punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracking), a veces denominado seguidor de punto de potencia (PPT de Power Point Tracking), es una técnica utilizada generalmente con sistemas de turbinas eólicas y fotovoltaicos (PV) para maximizar la extracción de potencia en todas las condiciones. Este algoritmo suele estar programado en los inversores.

PERC (Passivated Emitter Rear Cell): Esta tecnología consiste en colocar una capa reflectante para aprovechar al máximo la radiación. O dicho de otro modo, es el proceso que añade una capa adicional en la parte trasera del panel solar. Dicha capa permite reflejar de nuevo hacia la célula parte de los fotones que atraviesan la célula, aumentando así la eficiencia total del panel.

Factor de emisión de GEI: El factor de emisión de gases de efecto invernadero se define como un valor representativo que intenta relacionar la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera con una actividad asociada a la emisión del contaminante. Estos factores son usualmente expresados como la masa del contaminante dividido por una unidad de peso, volumen, distancia o duración.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y FORMALIZACIÓN DE LA OPORTUNIDAD A ESTUDIAR

En este capítulo se presenta la empresa con sus características generales, estructura organizacional e historia. También se detalla la oportunidad, objetivos del proyecto y sus resultados tangibles esperados.

1.1 INTRODUCCIÓN

La empresa CERVECERÍA BERNER es una industria que se encuentra en la región de Maule (Chile) en la ciudad de Curicó, expresamente ubicado en Camino a los Niches km 2.5. Se trata de una zona industrial muy cerca del campus de Curicó de la UTALCA.

Como su nombre lo indica esta empresa se dedica a la elaboración y distribución de cerveza artesanal o independiente. En el etiquetado de los envases aparece la palabra “*CERVEZA CRAFT*”, es decir, un producto manufacturado derivado del trabajo, el arte y la destreza de un oficio artesanal. Es relevante destacar que la región de Maule es conocida por la producción de vino. Sin embargo, gracias a este tipo de emprendedores en los últimos años se está expandiendo la cultura cervecera. “Estamos enseñándole a la gente a tomar cerveza, distinguir estilos, poder guiar el gusto y el paladar de la gente en la región” (Juan Pablo Romero, 2017, El Economista).

En estos momentos la empresa cuenta con 6 estilos de cerveza en el mercado: VICHUQUÉN (Golden Ale), TORCA SPORT (Lager), PROTERO (Irish Stout), PETEROA (Lager Roja), MARTINA (Strong Ale) y AMERICAN (IPA).

Ilustración 1: Estilos de cerveza Berner



Fuente 1: berner.cl

La empresa distribuye estas cervezas en los formatos de latas (330mL) y barriles (30L para distribución o 50L para almacenaje interno). Las latas están dirigidas al consumo en el hogar como en establecimientos. Los barriles, en cambio, son dirigidos a *pub*-s y restaurantes donde es necesario el cañero para extraer la cerveza de estos recipientes.

Ilustración 2: Barril



Fuente 2:Elaboración propia

Además, cuenta con una plataforma digital donde se pueden realizar pedidos a domicilio.

1.1.1 HISTORIA

La Cervecería Berner empezó a dar sus primeros pasos en el año 2008 como un negocio familiar dirigido por Juan Manuel Romero, padre del actual gerente. Al principio se trataba de una pequeña planta que se ubicaba al lado de la nave industrial actual. Tan solo tenía una capacidad de producción de 150L/mes y se distribuía a familiares y amigos.

En el periodo entre 2008 y 2010 la empresa fue creciendo, la zona de influencia de la cervecería se expandió y las ventas fueron aumentando.

En el año 2010 se hizo una inversión para el aumento productivo de la planta, pero a causa del terremoto del 27 de febrero se retrasó su implementación. Esta demora se debió a que los productores de acero y hierro involucraron casi la totalidad de su producción en

la rehabilitación de las viñas dañadas, por lo que la empresa tuvo que esperar para hacer uso de estos elementos.

Entre los años 2010 y 2015 se consiguió aumentar su producción hasta 2000L/mes. Un aumento destacable.

En los años 2015 y 2016 Juan Pablo Moreno (gerente actual) coge el relevo de la empresa, pero duda en qué hacer con ella ya que él en esos momentos trabajaba en la Universidad de Talca.

En los tres años posteriores Juan delegó responsabilidades y la empresa continuó su producción gracias a un antiguo trabajador de su padre.

En el año 2019 entran nuevas fuentes de financiamiento con nuevos socios interesados y se decide trasladar la nave industrial a la casa adyacente donde se construyó una nave con mayor espacio. La nueva nave es la que actualmente existe y es la que se muestra en la siguiente ilustración. Con este nuevo espacio y una nueva inversión en maquinaria italiana de producción de cerveza, se consigue una capacidad de producción de 60000L/mes. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento es de 8000L/mes por lo que la capacidad de producción queda limitada. Para hacer frente a este problema de almacenamiento en un futuro próximo se quiere apostar por una inversión en nuevos tanques, aumentando el número de ellos de 3 a 6.

Ilustración 3: Nave industrial de la cervecería



Fuente 3: Tripadvisor Cervecería Berner

Sin embargo, el 18 de octubre se produjo el estallido social. Un estallido que duró entre octubre de 2019 y marzo de 2020 y que cogió forma de masivas manifestaciones y disturbios en las grandes ciudades de Chile. A causa de esta situación de inestabilidad política y social las ventas bajaron. Si esto no fuera poco, posteriormente vino la pandemia. Una pandemia que obligó al estado a tomar medidas como el cierre de establecimientos y confinamiento general.

Con el nuevo escenario pandémico la empresa tuvo que reinventar su producción. En la prepandemia el 80% de lo que se producía era envasado en barriles para bares y restaurantes y el restante en botellas de vidrio para ventas en la misma nave o a través de la página web. En el periodo de pandemia se decidió distribuir el 80% en botellas y el 20% en barriles puesto que los bares y restaurantes permanecían cerrados. Con la desescalada y disminución de restricciones sanitarias se empezaron a abrir los establecimientos y desde entonces la empresa mantiene el 50% de producción para barril y la otra mitad para botellas.

En los años 2020 y 2021 la cervecería da un paso al frente y decide realizar despachos a domicilio de las ventas conseguidas por la página web. Estos despachos se siguen haciendo a día de hoy y se realizan en el área geográfica entre la ciudad de Santiago y Talca.

A finales del año 2021 se produce un aumento del precio de la malta, lúpulo y cebada (materia prima de la cerveza) a causa de la alta exportación ya que existe una alta demanda extranjera. Por otro lado, el precio del vidrio también se incrementa y el proveedor de botellas de la empresa duplica su precio de venta. En esta situación el gerente de la empresa piensa en cambiar de formato de envasado. Se estudia la posibilidad de distribuir la cerveza en formato de latas ya que tenían la ventaja de que ya poseían alguna máquina para la producción de estas. En marzo de 2022 se empieza distribuir en latas.

El uso de latas conlleva una ventaja y es que no deja pasar la luz al interior del envase y esto hace que la cerveza se conserve de mejor manera. Esto se debe a que el lúpulo no soporta las ondas ultravioletas ya que dañan su fino y elegante aroma,

transformándolo en un aroma desagradable fruto de una reacción fotoquímica que genera componentes sulfurosos. (LAINFORMACIÓN)

1.1.2 MERCADO DE LA CERVEZA

Actualmente, el líder indiscutido de la industria de la cerveza nacional es CCU (Grupo Luksic y Heineken) con un 68% de participación del mercado, según datos de Euromonitor. Sus marcas Cristal y Escudo fueron las dos más vendidas en 2019 y entre las dos representaron el 27% de las ventas totales de cerveza en el país. Por su parte, Heineken ocupó el quinto lugar con el 5,5% de las ventas. (Emol.com)

Después, se ubica AB InBev con un 25,3% de la industria y marcas como Stella Artois, Budweiser, Báltica, Quilmes, Becker y Corona. Estas dos últimas fueron la tercera y cuarta más vendida en 2019 y representaron el 11,7% y 5,7% de las ventas totales de cerveza respectivamente. (Emol.com)

A esto se suma la dinámica de la cerveza artesanal que es también de suma relevancia considerar. En Chile este segmento ya llega al 4% del mercado total mientras que en otros países como Colombia o México están cerca del 1% y 0,3% respectivamente.

Aunque las cervecerías artesanales cuentan sólo con un 4% de mercado cervecero, se cree que en los años venideros crezca inevitablemente. La cercanía del proveedor con el consumidor, el km 0, como el respeto hacia el medio ambiente en el proceso productivo son aspectos que hoy en día se valoran entre los consumidores.

1.1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO

En este apartado se realiza la descripción del proceso productivo de la cerveza pero desde la perspectiva de flujo energético. Describiendo en cada proceso que tipo de energía se utiliza y en qué forma.

El proceso productivo de la cerveza debe ser de mucho control porque cualquier variación de lo programado puede cambiar totalmente el sabor y textura de la cerveza.

Este tiene un control más estricto que la elaboración del vino ya que el vino es más fácil de manipular y no es tan sensible a las reacciones químicas.

El proceso productivo empieza con la obtención de las materias primas. Por un lado, está el lúpulo que viene peletizado. Anteriormente venía en forma de hoja, pero era mucho más sucio. Últimamente se está produciendo una transición al lúpulo líquido ya que no genera residuos. Por otro lado, está la levadura (tipo neutra) y por último se encuentra la malta que ya viene malteada. El malteado se realiza en malterías y es un proceso de germinación controlado que es indispensable ya que se convierte el almidón en azúcar que posteriormente se convertirá en alcohol.

Ilustración 4: Materias primas de la cerveza



Fuente 4: Google imágenes

Después de este proceso la malta se muele en una moladora alimentada eléctricamente. Los granos molidos se introducen en un tanque con agua caliente donde se produce la maceración. En este proceso se hacen diferentes escalas de temperatura para que se vaya disolviendo todo lo que contiene el grano, el color, los azúcares, las proteínas y minerales. Después de un tiempo entre 1-2h (según el tipo de cerveza) el mosto se separa del grano en un filtro.

El mosto se transfiere a otra cuba mediante bombas donde se mezcla con el lúpulo a una temperatura de hervor. En esta etapa se esteriliza el mosto (eliminación de microorganismos para que no provoquen más reacciones químicas) y se extrae el amargor del lúpulo.

Luego se debe enfriar el mosto hasta una temperatura óptima de 10-15°C (Lager) o 18-24°C (Ale) para que la levadura se active. Este proceso tiene el nombre de

fermentación. En este tratamiento la levadura convierte el azúcar de la malta en alcohol y gas carbónico. Este proceso dura entre 5 o 10 días según el grado alcohólico de la cerveza que se quiera preparar.

Posterior a la fermentación se encuentra la maduración donde se baja la temperatura de la cerveza fermentada a 0 grados y se deja reposar entre 2 y 6 semanas. Este proceso se realiza en los mismos tanques de la fermentación. La empresa tiene 4 fermentadores, 3 atmosféricos y uno isobárico. En los atmosféricos no se trabaja con presión y la cerveza no sale carbonatada por lo que necesita otra etapa donde se carbonata (esto se consigue en una máquina llamada mecedora). El isobárico, sin embargo, trabaja a 3bares y sale carbonatada directamente para consumo.

Por último, se realiza el envasado en latas y barriles y se realiza su distribución o almacenamiento. El almacenamiento de los barriles se realiza en una nave frigorífica lejos de la planta productora. El tiempo de almacenamiento de un barril puede demorarse hasta 3 meses.

Volviendo al proceso productivo, por un lado, en todas las etapas donde hace falta subir la temperatura del mosto (o cerveza) se utiliza vapor de agua que es conseguida a través de la quema de gas natural. Por otro lado, en todos los procesos de enfriamiento, alimentación de motores (para la mezcla de la cerveza), transporte del mosto mediante bombas o almacenamiento de barriles en la nave frigorífica se utiliza la energía eléctrica.

Ilustración 5: Tanques de gas licuado



Fuente 5: Elaboración propia

Respecto a los residuos generados, por un lado, se encuentran los granos de malta que es aconsejable deshacerse de ellos lo antes posible ya que se descomponen

rápidamente y producen un olor muy fuerte. La empresa dona este residuo a un ganadero de la zona para la alimentación de cabras. Por otro lado, se encuentra el agua residual del proceso. Esta se introduce en una piscina de decantación para luego posteriormente con un camión cisterna extraerlo. El agua residual contiene productos de limpieza como el alcalino o ácido peracético. Estos se utilizan para realizar la limpieza de los tanques después de la elaboración de cada cerveza. Cada uno de ellos individualmente son contaminantes pero mezclados se neutralizan y se elimina contaminación alguna.

Ilustración 6: Aguas residuales



Fuente 6: Elaboración propia

Para todo este proceso se siguen las indicaciones marcadas por el SAG (Servicio Agrícola y Ganadero), un organismo público del Estado de Chile que pertenece al ministerio de agricultura. Este es el encargado en establecer las leyes para la elaboración de la cerveza ya que no se trata de un alimento puesto que tiene un porcentaje de alcohol mayor al 1%. Una de las leyes señala que el alcohol debe ser creado naturalmente a partir de los azúcares. Es decir, no pueden ser adulterados (SAG, LEY N° 18455, Artículo 44), esto complica la competitividad con empresas extranjeras de cerveza ya que muchos de ellos utilizan adulterantes y consiguen vender a precios más bajos y en mayor cantidad. Otra de las leyes indica que si la etiqueta del envase indica un porcentaje específico de alcohol solo se aceptará una tolerancia de 0,5 grados. (SAG, LEY N° 18455, Artículo 42)

Por último, se ha realizado un diagrama de flujo del proceso productivo (Anexo IV) para poder entender mejor el proceso y observar en que partes del proceso se hace uso las diferentes energías.

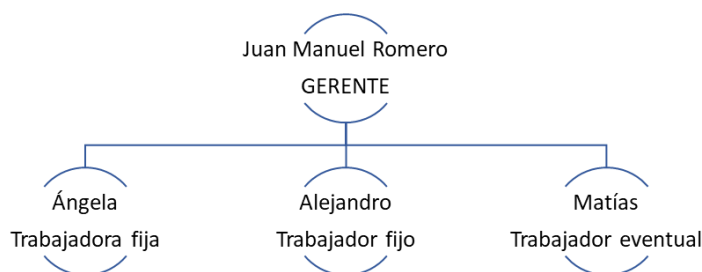
Además, se ha realizado una tabla de los consumos de potencia que tiene cada maquinaria del proceso con el objetivo de conocer más profundamente donde se encuentran los consumos más relevantes. Se puede observar la tabla en el Anexo I.

1.1.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La Cervecería Berner es una pequeña empresa por lo que no tiene muchos empleados. Asimismo, la elaboración de la cerveza se hace de una manera casi automatizada por lo que no se necesitan muchos trabajadores en la línea de productiva.

La estructura organizacional de la empresa está compuesta por el gerente general, dos trabajadores fijos y un tercero que es eventual. El gerente o dueño de la empresa se dedica a la administración, ventas y marketing, mientras que los trabajadores operan en la línea de producción.

Ilustración 7: Estructura organizacional de Cervecería Berner



Fuente 7: Elaboración propia en base a información proporcionada por la empresa

El área de actuación donde se va a llevar a cabo el proyecto es el área de operaciones junto al gerente que se encarga de supervisar las actividades cotidianas de la empresa. Es un proyecto que no influye en la línea de producción directamente por lo que este ámbito no será apenas estudiado.

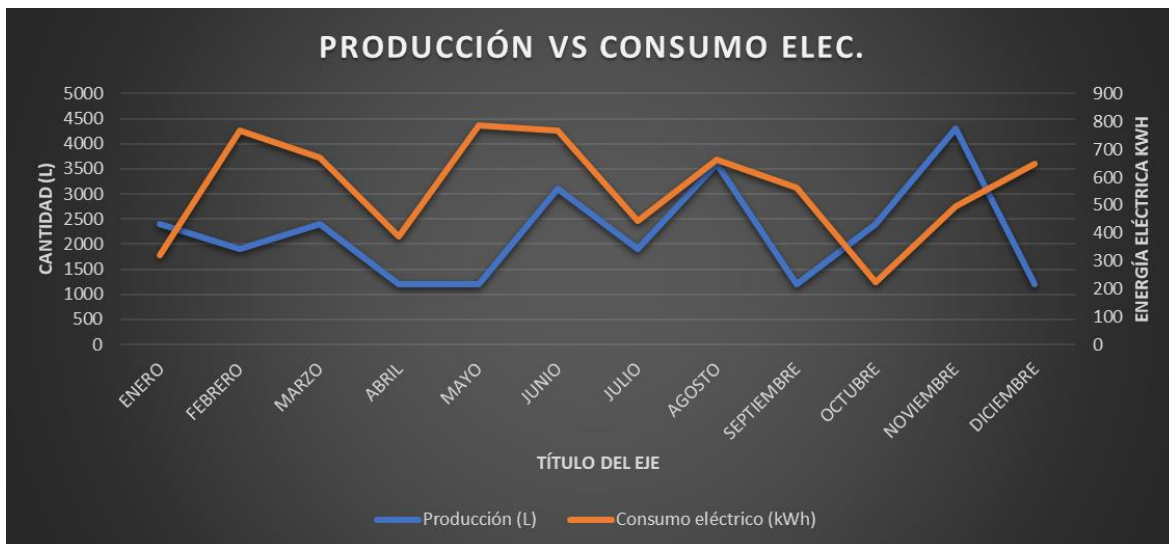
Para desarrollar el proyecto se le irá informando al gerente de todos los avances y se discutirá con él todas las decisiones que sean de significativa importancia.

1.2 LA OPORTUNIDAD

La cervecería tiene un consumo importante de energía eléctrica y térmica (gas licuado). La energía eléctrica se utiliza principalmente para la alimentación de la maquinaria y para la refrigeración de los barriles, mientras que la energía térmica se utiliza para la creación de vapor de agua para diferentes etapas del proceso.

El consumo eléctrico mensual varía entre los 200kWh y los 800kWh. En los meses de verano es donde más electricidad se consume. Esto se debe a que la demanda de cerveza es más alta y la potencia que consume la nave frigorífica es mayor ya que el diferencial de temperaturas entre el foco caliente y foco frío es más alto. Por el contrario, en invierno se consume menos, obteniendo su mínimo en septiembre - octubre. En la siguiente ilustración se compara la producción y el consumo eléctrico en el año 202. Este año ha sido un año de transición post pandémica por lo que no se ve de manera clara lo mencionado anteriormente. Aun así, se puede observar la relación que existe entre la producción y el consumo eléctrico, donde se tiene una correlación directa.

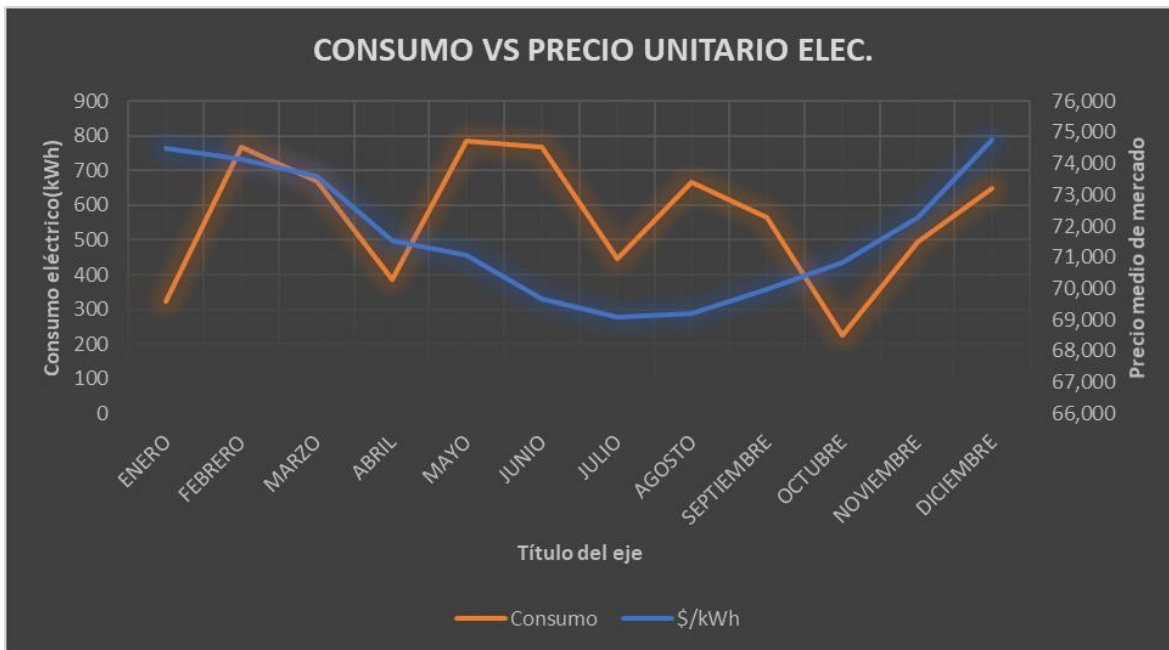
Ilustración 8: Producción (L) VS Consumo eléctrico (kWh)



Fuente 8: Elaboración propia en base a los datos ofrecidos por la empresa

Desde otro punto de vista, se ha realizado una gráfica comparando el precio unitario medio del kWh mensual del mercado eléctrico chileno y el consumo eléctrico de la empresa. Se observa que los meses donde más se consumió el precio del kWh era bajo por lo que se ahorró dinero. Pero esto no es lo habitual ya que en invierno donde el precio de la electricidad es más bajo la demanda de cerveza también suele ser más baja.

Ilustración 9: Consumo eléctrico VS Precio del kWh

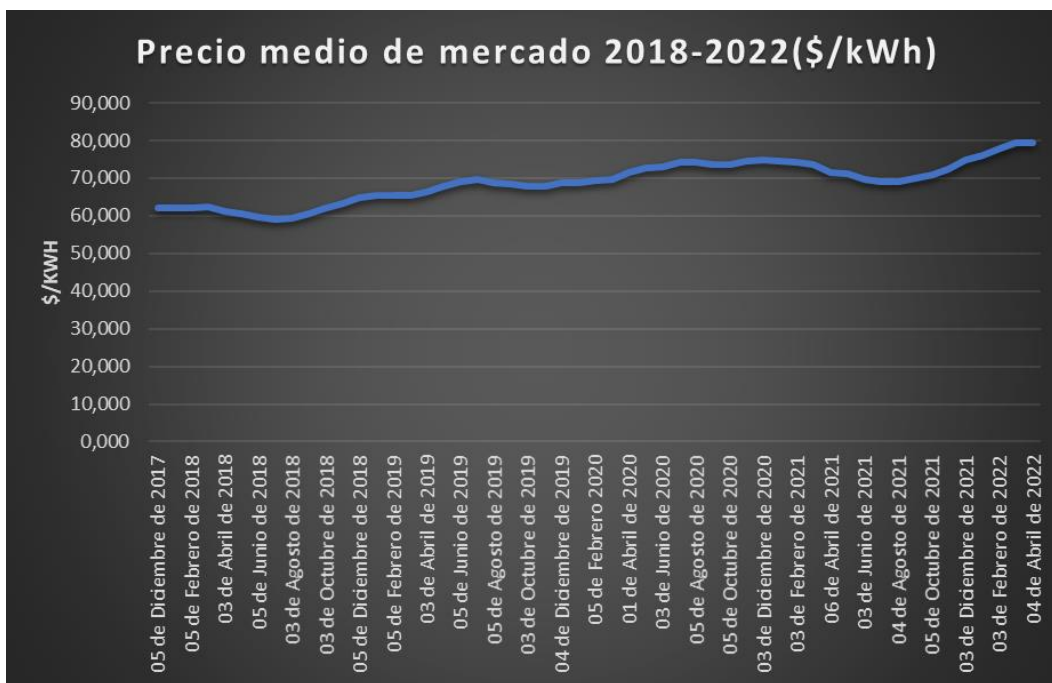


Fuente 9: Elaboración propia

En términos económicos en el año 2021 hubo un gasto de 1.158.471\$ (CLP). Este valor podría aumentarse en los siguientes años por dos razones, el aumento del precio de la electricidad (por cierre de centrales térmicas de carbón y menor producción de las hidroeléctricas) y por el posible aumento de producción de la cervecería. Esta última razón se debe a que ahora mismo se tiene un contrato eléctrico tipo BT3 con la empresa CEC (Cooperativa Eléctrica Curicó) con la que tiene contratada una potencia de 30kW de la que solo tiene instalada 5kW. Por esta razón y por el crecimiento constante de producción de la empresa se tiene pensado aumentar la producción en los próximos años. Esto conlleva nuevas instalaciones de maquinaria, más consumo eléctrico y más gastos.

En la siguiente ilustración se observa cómo el precio de la electricidad ha ido en aumento en los últimos años. Esta tendencia ascendente seguirá con la misma dinámica los próximos años a causa de lo comentado anteriormente.

Ilustración 10: Precio medio del kWh en 2018-2022



Fuente 10: Comisión nacional de energía

Volviendo a las energías utilizadas por la empresa, el gas licuado se quema en una caldera para la obtención de vapor. El consumo de este también depende mucho de la producción. En el año 2021 se gastaron 1.075.035\$. Es interesante plantear también que se podría cambiar la caldera de gas por una caldera eléctrica para así suprimir el gasto del gas y solo tener gasto eléctrico, ya que el gas es un recurso limitado y en los próximos años se estima que aumente su precio. Aunque para procesos de calentamiento y producción de vapor el uso de gas es la mejor opción ya que tiene la mejor relación precio-poder calorífico. Encima si se elige en suprimir el gas se debería invertir en una caldera nueva y nuevo equipamiento y esto sería muy costoso.

Las dos energías supusieron el 9,7% del gasto directo donde el 5,03% fue eléctrico. Dentro del gasto directo se encuentra el costo de la materia prima (cebada, lúpulos, lavadura), las cajas y las latas de envasado, gastos de transporte, el *merchandising*, etc.

Después de este breve diagnóstico resulta interesante estudiar alguna alternativa energética de autoconsumo para reducir el costo energético. Esto sería interesante para la

empresa ya que obtendría mayores beneficios netos. Entre las alternativas energéticas las más interesantes a estudiar son las EERR, entre ellas la energía eólica, la fotovoltaica o el uso de biomasa como combustible.

La energía eólica y fotovoltaica son dos energías que se complementan perfectamente. Esto se debe a que en los meses de verano donde existe mucho recurso solar sopla poco viento y en invierno ocurre lo contrario. Esto quiere decir que en todas las épocas del año se puede producir electricidad ya sea con fotovoltaica o eólica. Aunque la idea de hacer una instalación híbrida sea llamativa, para que la eólica sea suficientemente eficiente se deben instalar torres de grandes dimensiones, ya que la mini eólica en la teoría funciona bien, pero en la práctica nunca ha tenido una buena implementación. Además, genera mucho ruido, es más peligroso y su mantenimiento es mucho mayor al tener partes móviles.

La biomasa es un combustible prácticamente neutro en cuanto a emisiones de CO₂, gas que contribuye al efecto invernadero. Sin embargo, para conseguir la suficiente energía como para abastecer el consumo de la empresa se necesitan unas cantidades enormes de biomasa. Esto lo hace muy difícil su implementación en empresas pequeñas con poco espacio disponible.

La mejor alternativa es la fotovoltaica puesto que tiene numerosas ventajas como que no tiene partes móviles, tiene una implementación sencilla, su mantenimiento es mínimo y la vida útil son de 25 años aproximadamente. Asimismo, su integración en diferentes estructuras y zonas es muy buena. Se pueden colocar en los tejados, paredes, paradas de autobuses, techos de los automóviles, etc. Lugares que anteriormente no se les sacaba provecho.

En la empresa Berner existen diferentes localizaciones donde se puede llevar a cabo esta instalación.

1.3 OBJETIVO

A continuación se presentan los objetivos generales y específicos del proyecto de oportunidad.

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar una propuesta técnica y económica de una planta fotovoltaica de autoconsumo con el fin de reducir los costes eléctricos de la empresa Cervecería Berner SpA mediante diferentes herramientas de diseño de ingeniería industrial y eléctrica.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para poder satisfacer el objetivo general se deben de cumplir estos tres objetivos específicos:

- Realizar un diagnóstico actual normativo y de consumo para estudiar la viabilidad técnica del proyecto.
- Evaluar técnicamente de diferentes propuestas de planta para elegir la configuración óptima de la misma.
- Desarrollar un estudio económico y ambiental del proyecto para analizar sus posibles impactos.

1.4 RESULTADOS TANGIBLES ESPERADOS

Tanto el gerente como el proyectista esperan de este proyecto los siguientes resultados:

- Memoria del estudio técnico y normativo realizado.
- Planos de la instalación fotovoltaica.
- Estudio de viabilidad económica.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO Y METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

En este capítulo se recopila información sobre los conceptos teóricos que son necesarios para la correcta realización del proyecto y se presenta la forma en la que se realizará el proyecto, además de establecer los tiempos que se le dedicarán a cada actividad.

2.1 MARCO TEÓRICO

El marco teórico consiste en conocer los conceptos técnicos, económicos, de mercado, medioambientales y sociales necesarios para realizar una buena metodología en base a ellos.

2.1.1 OPORTUNIDADES DE LAS ERNC EN CHILE

Chile está teniendo una implantación muy rápida de proyectos renovables. Como ejemplo fue la meta de alcanzar el 20% en generación de ERNC que llegó en 2020, cinco años antes de lo previsto. Chile se establece un nuevo objetivo más ambicioso en materia de energías renovables; llegar a un 70% de la matriz cubierta por energías limpias en 2030 (ACERA,2021).

Esta nueva meta va muy bien encaminada, atendiendo al último reporte de la Comisión Nacional de Energía del país. Chile empezó el año 2021 con 144 proyectos de ERNC en construcción cuya entrada en operaciones se estima antes de febrero de 2023 (ACERA,2021).

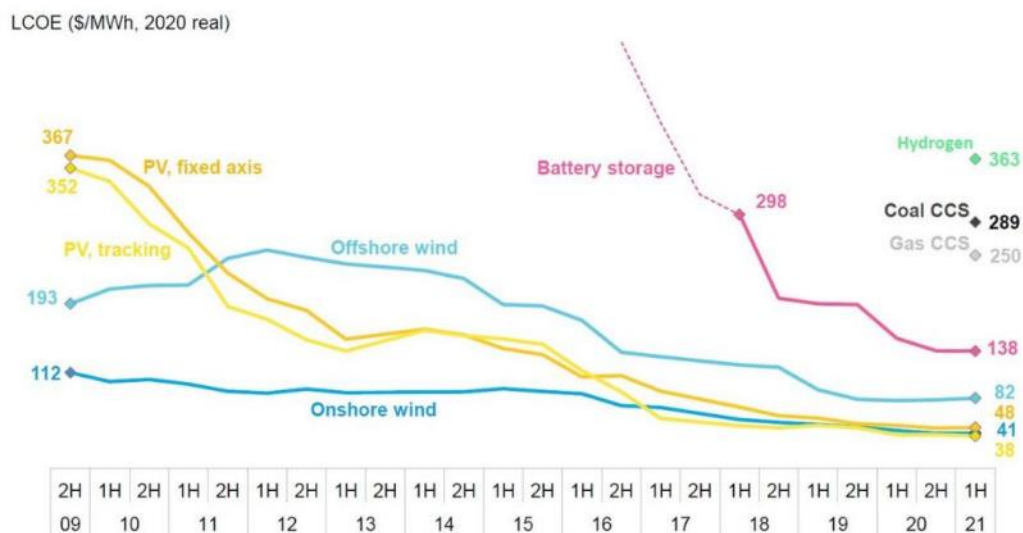
La participación ERNC acumulada del año 2022 corresponde al 36,5% de la matriz eléctrica, con la fotovoltaica liderando este cupo con un 19,2% del total (ACERA,2022).

Le sigue la eólica, con 12%. A mucha distancia se encuentran otras tecnologías como la biomasa o la hidráulica de pasada. El año ha comenzado bien para las ERNC chilenas, con respecto al mes de enero de 2021 la generación de energía eléctrica ERNC aumenta en un 41,7% (ACERA,2022).

La capacidad instalada actual de ERNC es de 11.755 MW. El aumento de la capacidad instalada ERNC se debe al ingreso de nuevas centrales de tecnología solar fotovoltaica, biomasa y minihidráulica. Respecto a la generación distribuida, la capacidad instalada de PMG llega ya a los 320 MW y a los 1.774 MW en el caso de los PMGD.

Las principales razones para que esté produciendo un incremento de los PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuido) o de las instalaciones de autoconsumo son la concienciación ambiental, las nuevas regulaciones que facilitan la inversión en esta energía, el elevado precio de la electricidad y la bajada de precios de la solar fotovoltaica que se puede observar en la ilustración 11.

Ilustración 11: Evolución del LCOE de diferentes tecnologías



Fuente 11: Enerdata

2.1.2 CONCEPTOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Cualquier implantación de un sistema de energía solar fotovoltaico sostenible lleva implícito la optimización de los recursos a utilizar. Para poder aprovechar al máximo este recurso se deben tener en cuenta diferentes conceptos teóricos y técnicos.

- ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA.

La energía solar es la energía madre de la Tierra. Gracias a la radiación solar, por ejemplo, las plantas realizan la fotosíntesis de la clorofila y ponen en marcha el proceso que permite la supervivencia de los seres vivos que habitan el planeta. La radiación solar también es el origen de los vientos, las mareas y los combustibles fósiles: el Sol es el motor principal de casi todas las formas de energía de nuestro planeta (Enel, 2022).

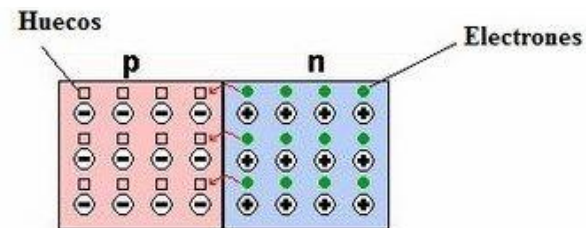
La energía solar es una energía renovable ya que en la escala de tiempo del ser humano este recurso es inagotable. Esta se obtiene a partir de la radiación electromagnética del Sol.

Para generar energía eléctrica la energía solar se puede extraer mediante diferentes métodos:

a) Energía solar fotovoltaica. La energía solar se puede transformar en energía eléctrica directamente mediante células fotovoltaicas.

Las células están fabricadas con láminas de silicio y se dopan para crear uniones PN, es decir, unión entre dos semiconductores tipo N y Tipo P. El semiconductor tipo N se dopa con fósforo y genera que haya una cantidad de electrones libres mayor a la de los huecos (ausencia de electrón). Por otro lado, para conseguir el de tipo P, el silicio se dopa con átomos de boro y se consigue una mayor cantidad de huecos que de electrones.

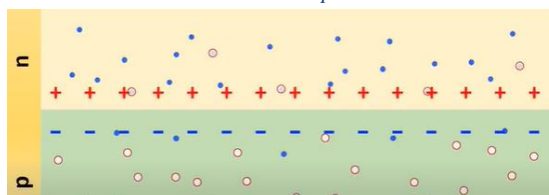
Ilustración 12: Unión PN



Fuente 12: Ingelibreblog

Hasta este punto ambas zonas son eléctricamente neutras, pero a causa de la agitación térmica del material de forma espontánea algunos electrones del lado N se mueven hacia el lado P ocupando algunos huecos y dejando otros huecos libres en el lado N. De esta manera en el lado P se genera una carga negativa neta y en el lado N una positiva. A esta zona se le llama zona de deplexión y crea un campo eléctrico.

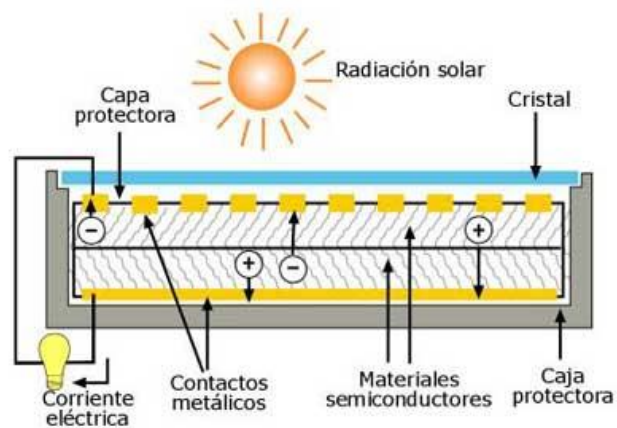
Ilustración 13: Zona de deplexión. Unión PN



Fuente 13: Ingelibreblog

La radiación electromagnética transporta unos paquetes de energía llamados fotones. Estos fotones deben ser capaces de llegar a la zona de deplexión, por ello las uniones PN se fabrican con un espesor menor de la capa N que de la capa P. Cuando el fotón le comunica su energía a un electrón de la zona de deplexión este se libera del hueco en el que se encontraba y gracias al campo eléctrico existente el electrón se impulsa hacia arriba (zona N). De la misma manera el hueco comportándose como una carga positiva se desplaza hacia abajo.

Ilustración 14: Efecto fotovoltaico

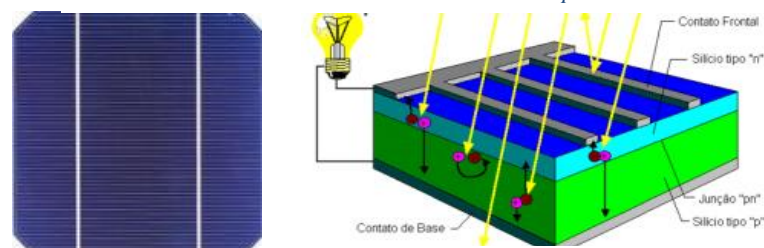


Fuente 14: Canaltic

Si se sueldan dos contactos metálicos en la zona superior y zona inferior y se unen ambos con un conductor, se consigue un flujo de electrones o corriente eléctrica.

Los contactos metálicos de la parte superior son barras horizontales y verticales muy finas que se distribuyen por toda la superficie de la placa. Es importante tener contactos eléctricos distribuidos por toda la placa para así extraer los máximos electrones posibles. Sin embargo, tiene el inconveniente de que si se colocan muchos contactos, estos pueden evitar que llegue apenas luz solar a la placa.

Ilustración 15: Contactos metálicos superiores

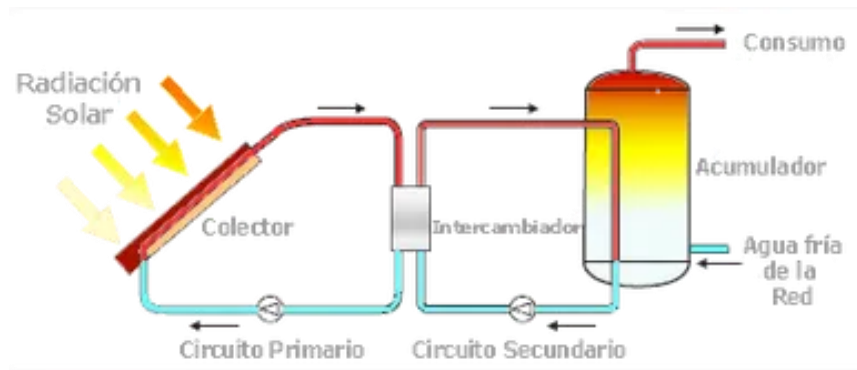


Fuente 15: EERR.UPNA

Por otro lado, el contacto metálico inferior suele ocupar toda la placa para así facilitar el flujo de electrones. Sin embargo, la plena ocupación de la placa impide el aprovechamiento de la radiación de albedo existente.

b) Energía solar térmica. Como su propio nombre lo indica este tipo de aprovechamiento consiste en utilizar la energía solar para calentar (energía térmica) un fluido caloportador (agua, aire o aceite) que posteriormente mediante un ciclo Rankine se transforma en energía eléctrica.

Ilustración 16: Boceto de central termosolar



Fuente 16: Masqueingenieria.com

Existen diferentes centrales termosolares según el tipo de colector solar y diseño de la planta; de torre central, de cilindros parabólicos (CCP), tipo Fresnel y tipo Stirling.

Ilustración 17: Central termosolar CCP.



Fuente 17: Energy.sener

Este tipo de tecnología tiene la ventaja de que los excedentes de energía generados se pueden almacenar en tanques de sales calientes para posteriormente producir electricidad cuando no exista recurso solar. Sin embargo, las desventajas son considerables, ya que su implementación es compleja debido a las diferentes partes móviles y a la necesidad de instalar un equipamiento específico para la manipulación del fluido caloportador, como bombas compresoras, intercambiadores de calor, etc.

■ TIPOS DE RADIACIONES

La radiación que un metro cuadrado de una superficie horizontal recibe es conocida como radiación global y es el resultado de la suma de la radiación directa, la radiación dispersa o difusa y la radiación reflejada o de albedo.

La irradiancia que llega del sol a través del espacio a nuestro planeta es de 1367W/m^2 . En el trayecto desde que entra a la atmósfera hasta llegar a la superficie de la tierra se pierde el 25-30%. Esto se debe a que las partículas como gotas de agua o polvo en suspensión, nubes y gases, reflejan, absorben y dispersan parte de la irradiancia. Por lo que a la tierra en el mejor de los casos llegan 1000 W/m^2 . La radiación directa es la que llega directamente del sol, mientras que la radiación difusa es radiación que se desvía de su dirección original a causa de las partículas en la atmósfera.

Ilustración 18: Radiación directa, difusa y reflejada



Fuente 18: *Ideam.gov.co*

La radiación reflejada o de albedo, como su nombre indica, es aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben. La radiación directa existe solo cuando el sol es visible. En invierno la radiación difusa es mucho mayor en porcentaje y en base anual, es equivalente al 55% de la global. En los cálculos de dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos a menudo es oportuno considerar la cantidad de radiación solar reflejada por las superficies contiguas a los módulos fotovoltaicos.

Todos los materiales opacos tienen un determinado factor de reflexión o reflectancia (r) que depende de sus características materiales, así como también de su textura superficial, rugosidad y de su color propio. Para orientar sobre las reflectancias de diferentes superficies según su color se pueden tomar los datos de la ilustración 19.

Ilustración 19: Factor de reflexión según el color

Reflectancias según el color			
Color	Claro	Medio	Oscuro
Amarillo	0,70	0,50	0,30
Beige	0,65	0,45	0,25
Marrón	0,50	0,25	0,08
Rojo	0,35	0,20	0,10
Verde	0,60	0,30	0,12
Azul	0,50	0,20	0,05
Gris	0,60	0,35	0,10
Blanco	0,80	0,75	-
Negro	-	0,07	0,00

Fuente 19: Universidad Politécnica de Valencia

Además, existen diferentes valores de reflectancia según su textura y material como se puede observar en la ilustración 19.

Ilustración 20: Factor de reflexión según textura y material.

Materiales según la textura	Reflectancias	
Aluminio óptico gris claro brillante	0,96	
Aluminio anodizado	0,75 variante según el color	
Acero inoxidable pulido	0,80	
Acero inoxidable mate (difusor)	0,75	
Espejo de vidrio-plata	0,85	
Pintura plástica o estuco planchado en caliente, brillante	0,70 variante según el color	
íd. satinado	0,60	íd.
íd. mate	0,55	íd.
Cerámica esmaltada	0,70	
Cerámica de obra vista	0,35	
Madera de Roble Claro	0,32	
Madera de Roble oscuros	0,18	
Madera de Caoba	0,08	
Hormigón visto claro con molde metálico	0,40	
Madera o corcho barnizado brillante	0,60	íd.
íd. molde de madera o de mortero	0,35	
Piedra arenisca	0,35	

Fuente 20: Universidad Politécnica de Valencia

La radiación de albedo se calcula mediante la siguiente expresión, donde beta es la inclinación que tiene la placa, la letra rho es el valor de reflectividad de la superficie y G_0 es la radiación global sobre la superficie horizontal:

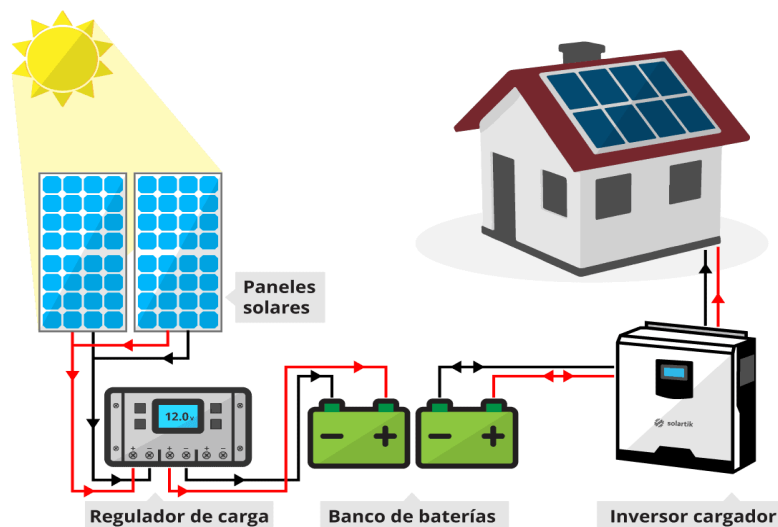
$$AL(\beta) = \rho * G_0 * \frac{1 - \cos(\beta)}{2}$$

■ TIPOS DE INSTALACIONES

Existen tres tipos de instalación fotovoltaica; OnGrid (conectado a red), OffGrid (sin conexión a red o aislado) e Híbridos. Además de esta clasificación se pueden distinguir entre sistemas con almacenamiento o sin él.

Los sistemas OffGrid o aislados no están conectados a la red. En la mayoría de los casos se debe a la ubicación remota (lejos de la red) de la instalación y el usuario. Es habitual su uso en viviendas aisladas y en proyectos humanitarios para proporcionar electricidad de una forma sencilla a zonas rurales no desarrolladas. Estas instalaciones suelen incluir baterías para almacenar energía cuando hay excedente de generación. El uso de batería es lo más adecuado en estos casos ya que a falta de recurso solar no se puede ayudar de la red eléctrica para proporcionar suministro.

Ilustración 21: Sistema OffGrid

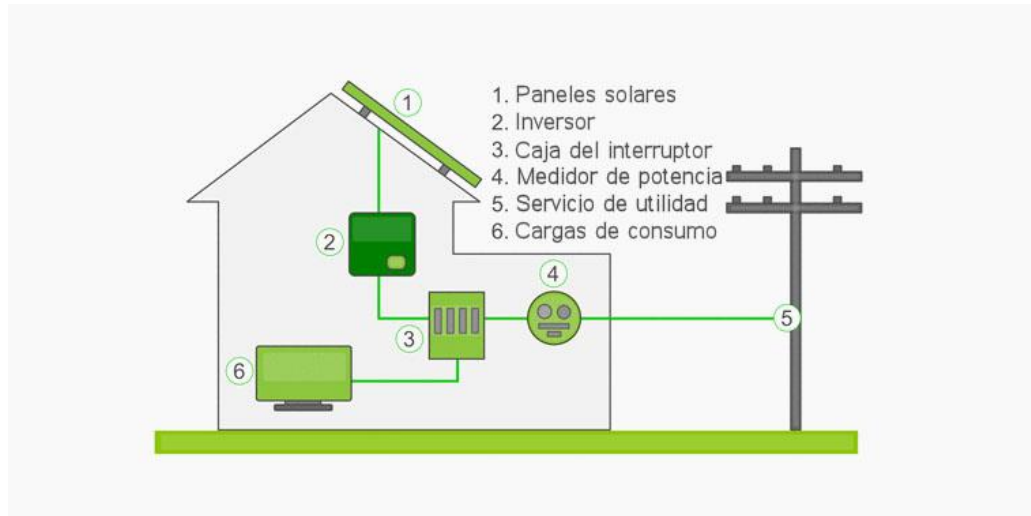


Fuente 21: Solartik

Los sistemas OnGrid son los que tienen conexión a red y pueden incluir baterías o no. Estos sistemas son los más utilizados para el autoconsumo en viviendas cerca de la red de distribución. En caso de que la generación no sea suficiente la red eléctrica o la batería proporciona el suministro. Por otro lado, en el caso de que la generación sea mayor al consumo, los excedentes se almacenan en las baterías o se inyectan a la red para distribuirse al consumo más cercano. Según la *Ley 20.571* se permite que cualquier cliente de una distribuidora eléctrica pueda autoconsumir la energía generada y a su vez pueda inyectar sus excedentes a la red, recibiendo un pago por cada kWh tarifado en el medidor. Para que se pueda cuantificar la cantidad de kWh inyectados a la red es necesario un medidor (o contador) bidireccional. En aquellos sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 MW,

y superior a 1.500kW, el precio de venta de kWh será el precio de nudo de energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al Usuario o Cliente Final.

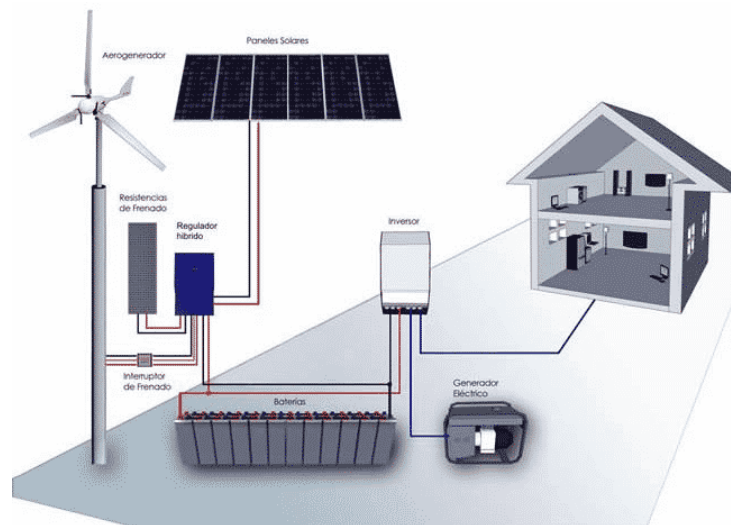
Ilustración 22: Sistema OnGrid



Fuente 22: Plataforma Solar

Por último, un sistema híbrido es aquel que combina en una sola instalación varias fuentes energéticas, conectadas a una mini-red de distribución. Están compuestos generalmente por fuentes renovables (fotovoltaica y eólica) y generación fósil (grupos electrógenos diésel), un sistema de control y pueden incluir baterías para acumular la energía producida. Es una buena opción en los casos donde no exista la red ya que por lo comentado anteriormente la eólica y la fotovoltaica se complementan perfectamente.

Ilustración 23: Sistema Híbrido



Fuente 23: Cumbre Pueblos

- TIPOS DE ALMACENAMIENTO

La energía eléctrica puede ser fácilmente generada, transportada y transformada. Sin embargo, hasta ahora no se ha logrado almacenarla de forma práctica, fácil y barata. Esto implica que la energía eléctrica debe generarse en todo momento de acuerdo con la demanda y, en consecuencia, las energías renovables —de naturaleza no gestionable— requieren el apoyo de los sistemas de almacenamiento para integrarse, evitar vertidos de energía limpia en períodos valle y dotar de mayor eficiencia y seguridad al sistema eléctrico (IBERDROLA, 2021).

Como ya se ha comentado, las energías renovables no convencionales no son gestionables ya que no se tiene un control sobre el recurso (el recurso es variable). Esto genera que su fiabilidad de suministro eléctrico al usuario no sea tan alta como en el caso de los generadores convencionales. Para mejorar la continuidad del suministro y su gestionabilidad es necesario el uso de sistemas de almacenamiento.

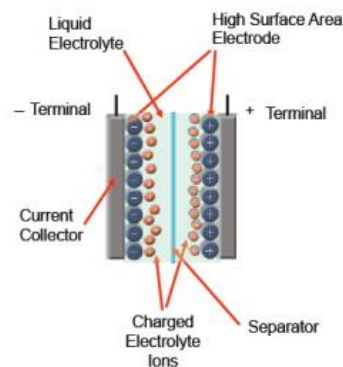
En estos momentos el almacenamiento a gran escala (nivel de generación y red de transporte/transmisión) no es eficiente dado su alto costo, pero en sistemas de autoconsumo son considerables. La energía eléctrica como tal no puede almacenarse y es necesario transformarla en otro tipo de energía, como la mecánica o la química. Los diferentes sistemas de almacenamiento son los siguientes:

Bombeo hidroeléctrico, aire comprimido (CAES), almacenamiento térmico, supercondensadores, superconductores magnéticos (SMES), volantes de inercia, baterías y pilas de combustible de hidrógeno.

Entre todos estos los usados a nivel de gran escala (GW) son la hidroeléctrica reversible (bombeo) y el almacenamiento térmico. Por otro lado, los usados a nivel de usuario son las baterías, supercondensadores y volantes de inercia.

Centrándonos en el almacenamiento a nivel de usuario con una planta de autoconsumo, por un lado se encuentran los supercondensadores que almacenan la energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas por lo que no hay reacciones químicas. Los supercondensadores pueden ser cargados y descargados en cuestión de segundos, siendo así ideales para responder a necesidades de puntas de potencia o a breves interrupciones del suministro. Además, tienen un elevado número de ciclos y pueden operar a baja temperatura ($<25^{\circ}\text{C}$). Aunque tiene la desventaja de la capacidad limitada de almacenamiento y un coste elevado.

Ilustración 24: Tipos de almacenamiento. Supercondensador.



Fuente 24: Generación distribuida y cogeneración. UPNA.

Los volantes de inercia son un sistema de almacenamiento mecánico consistente en un disco metálico que comienza a girar cuando se le aplica un par motor para, a continuación, intentar frenar el volante con un par resistente conservando la energía eléctrica en forma cinética. Tiene la ventaja de una vida útil de 20 años y un

Ilustración 25: Tipos de almacenamiento. Volante de inercia



Fuente 25: Google imágenes.

bajo coste de O&M, además de una rápida respuesta y alta seguridad. Como desventajas se encuentran los costes de capital y su baja densidad energética.

Por último, la batería es un dispositivo que almacena energía en compuestos químicos capaces de generar carga eléctrica. Existen multitud de tipos, como las pilas de Plomo Acido (Pb), Sulfuro de Sodio (NaS), Níquel-Cadmio (NiCd), Litio (Li) y Metal/Aire (Zn, Ni, Mg, etc.). Las principales ventajas de las baterías son su rapidez de respuesta —milisegundos—, su facilidad de instalación y escalabilidad, la buena adecuación a la demanda y la alta eficiencia del ciclo de carga/descarga ya que es una tecnología muy desarrollada. Sin embargo, tienen las desventajas de alto coste, un número reducido de ciclos de vida, la posibilidad de ser tóxicas y/o contaminantes y baja densidad de energía/kg y m³.

Las baterías de Pb/ácido son muy utilizadas y tienen un bajo coste, pero tienen la desventaja de que la energía que pueden entregar no es fija ya que depende de su velocidad de descarga.

Las de NiCd tienen una buena resistencia a altas temperaturas (adecuadas para estar a exposición del sol) y se comportan bien para mejorar la calidad de energía (huecos de tensión).

Entre las baterías la más interesante para hacerle frente a los retos de las energías renovables son las de ion de litio. El litio cuenta con un elevado potencial electroquímico y puede acumular grandes cantidades de energía. Tiene un reducido peso y una alta eficiencia, pero su precio sigue siendo elevado y no acaba por convertirse en la principal tecnología de almacenamiento. Sin embargo, según un reciente estudio de BloombergNEF (BNEF), el coste de las baterías de ion de litio se reducirá notablemente en los próximos años —más allá incluso de la reducción del 85% que se produjo entre 2010 y 2018—. En concreto, BNEF pronostica una reducción a la mitad de los costes de las baterías de ion de litio por kW/h para 2030, a medida que la demanda despegue en dos mercados diferentes: almacenamiento estacionario y vehículos eléctricos.

Ilustración 27: Batería de Ion-Litio.



Fuente 27: QKSOL

A continuación se muestra en la tabla las características técnicas de los diferentes sistemas de almacenamiento:

Ilustración 26: Características de los sistemas de almacenamiento.

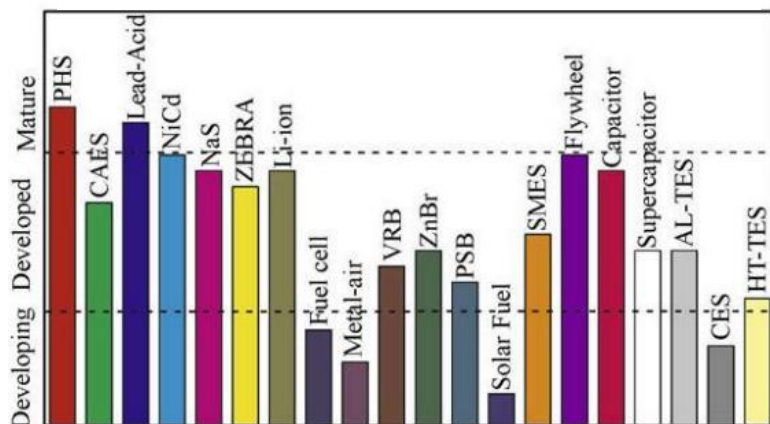
Tecnología		Densidad de potencia [W/kg]	Densidad de energía [Wh/kg]	Tasa de auto descarga diaria
Batería	Plomo-Ácido	75-300	30-50	0,1 – 0,3 %
	NiCd	150-300	50-75	0,2 – 0,6%
	NaS	150-230	150-240	20%
	ZEBRA	150-200	100-120	15%
	Li-ion	150-315	75-200	0,1 – 0,3%
Baterías de flujo	VRB	-	10-30	Despreciable
	ZnBr	-	30-50	Despreciable
	PSB	-	-	Despreciable
Volantes de inercia		400-1.500	10-30	100%
Condensadores		100.000	0,05-5	40%
Supercondensadores		100.000	2,5-15	20 – 40%
Superconductores		500-2.000	0,5-5	10 – 15%

Fuente 26: Generación Distribuida y cogeneración. UPNA.

La autodescarga es un fenómeno de reducción de la carga almacenada en baterías por medio de reacciones químicas internas sin que exista ninguna conexión entre los electrodos o cualquier circuito externo. Este fenómeno disminuye la vida útil de las baterías y da lugar a que inicialmente tengan una carga inferior a la completa cuando realmente se ponen en funcionamiento.

Por otro lado, se quiere mostrar la madurez tecnológica desarrollada de cada sistema hasta el momento, donde los sistemas que ya están desarrollados pueden reducir fácilmente sus costes, los que están por desarrollar habrá que esperar un tiempo para que sean rentables y donde los maduros ya no varían sus costes.

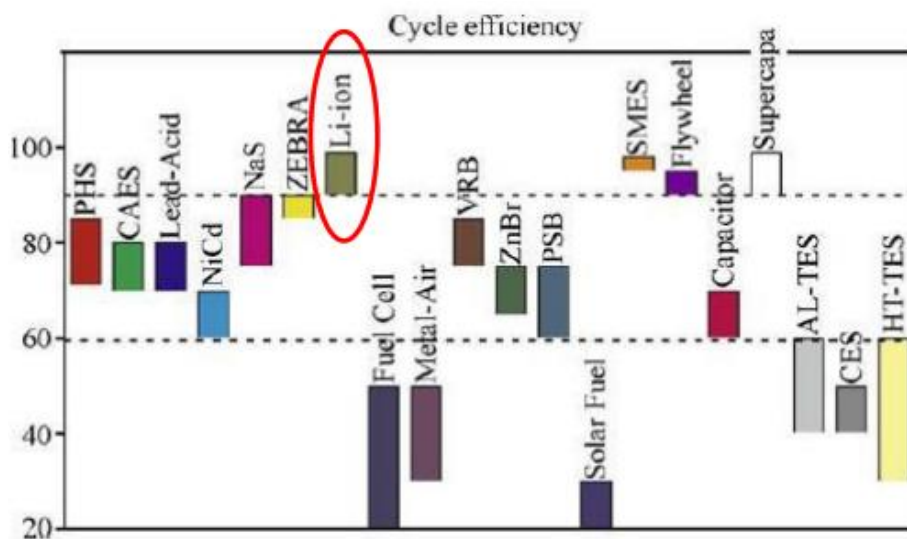
Ilustración 28: Madurez tecnológica de los sistemas de almacenamiento.



Fuente 28: Generación Distribuida y cogeneración. UPNA.

Desde otro punto de vista se quieren comparar las tecnologías según su eficiencia de ciclo carga-descarga. Esta eficiencia se refiere a estudiar si todo lo que se carga la batería es después descargada. En el gráfico de la ilustración 29 el eje vertical indica el porcentaje de descarga en base a la carga donde el Ion-Litio está el mejor posicionado.

Ilustración 29: Comparación de almacenamientos según su eficiencia de carga-descarga



Fuente 29: Generación distribuida y cogeneración. UPNA.

Por ultimo se comparan las baterías según su vida útil. Este factor será importante considerar a la hora de realizar la selección de la batería óptima para la instalación.

Ilustración 30: Vida útil de baterías

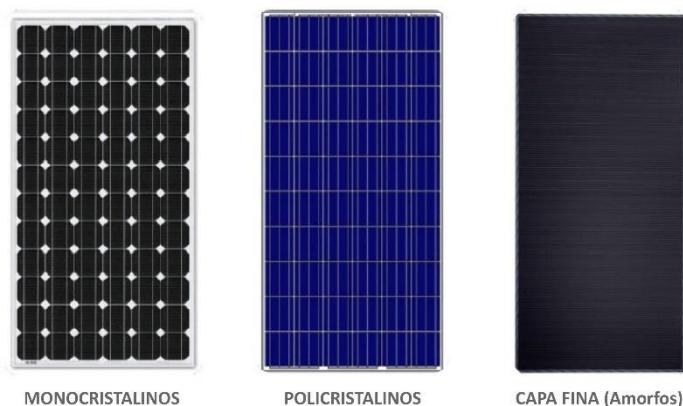
Tecnología		Vida útil [años]	Ciclos equivalente [ciclos]
Baterías	Plomo-Ácido	5-15	500-1.000
	NiCd	10-20	2.000-2.500
	NaS	10-15	2.500
	ZEBRA	10-14	2.500+
	Li-ion	5-15	1.000-10.000
Baterías de flujo	VRB	5-10	12.000+
	ZnBr	5-10	12.000+
	PSB	10-15	-

Fuente 30: Generación distribuida y cogeneración

TIPOS DE PANELES

Existen tres tipos de paneles, los monocristalinos, los policristalinos y los de capa fina. A continuación, se van a describir cada uno de ellos para conocer mejor sus características.

Ilustración 31: Tipos de paneles.



Fuente 31: Ecofener

El monocristalino tiene un tono azul-negro homogéneo y las esquinas recortadas. Estos paneles solares están fabricados predominantemente por silicio monocristalino (sc-Si). Para fabricarlas, el método utilizado se trata en obtener, mediante técnicas de corte, un lingote de sólo un cristal de silicio. Tienen una eficiencia mayor que los policristalinos. Su rendimiento de laboratorio es cercano al 24%, y su rendimiento comercial oscila entre 15 y el 20%. Este es un factor importante

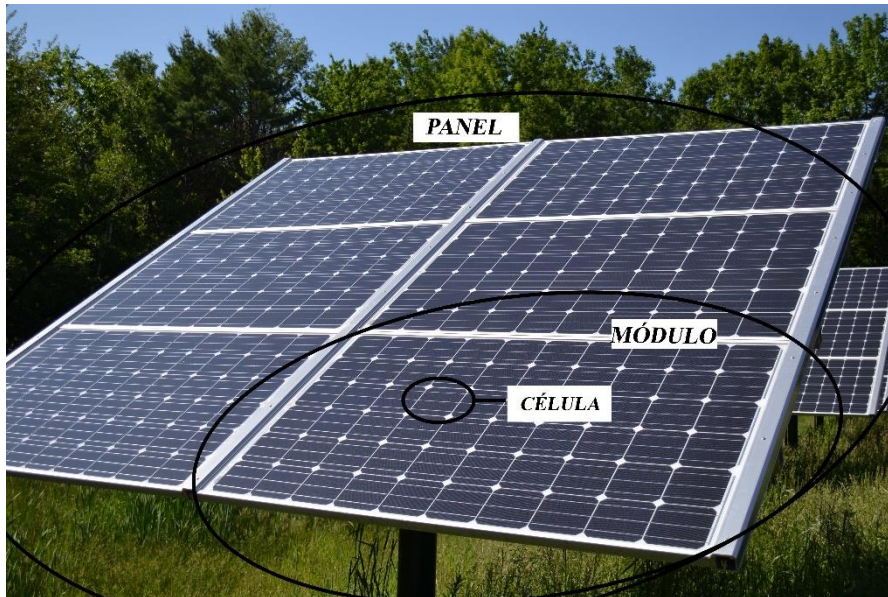
cuando no se dispone de mucha superficie para instalar paneles, ya que así se puede conseguir mayor potencia con el mismo espacio. Su vida útil también suele ser mayor que la de los paneles policristalinos y generalmente se comportan mejor con radiación difusa. Estos factores hacen que su precio sea ligeramente superior a los policristalinos (TRITEC, INTERVENTO).

Los paneles policristalinos se distinguen por sus distintos tonos azules. Se caracterizan por estar fabricados con un silicio menos puro y con una disminución de número de fases de cristalización. Tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 19-20%, y su rendimiento comercial oscila entre 12 y el 15%. A pesar de tener un rendimiento menor, los paneles policristalinos tienen un menor precio que los monocristalinos y un mejor comportamiento a altas temperaturas, con lo que bajo estas condiciones pueden generar más energía que el resto de paneles (TRITEC, INTERVENTO).

Los paneles de capa fina (thin film) se caracterizan por no tener ninguna estructura cristalina a diferencia de los anteriores, por lo que el silicio amorfo se forma por varias capas de Silicio depositadas al vacío sobre un cristal, plástico o metal. Generalmente tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 16%, y su rendimiento comercial oscila entre 7 y el 9%. Estos paneles se crearon básicamente para reducir costos de producción y salir de la posible escasez de silicio, haciendo que se empezara a investigar en celdas de otros materiales. Por lo tanto, una de sus principales ventajas, es que a pesar de necesitar mayor espacio para generar la misma energía que los paneles policristalinos o monocristalinos, su precio es mucho menor y muy atractivo. Además, tienen un buen comportamiento a temperaturas altas, y su aspecto estético es muy atractivo, lo que hace que se usen constantemente en aplicaciones para arquitectura (TRITEC, INTERVENTO).

Los paneles fotovoltaicos están formados por módulos y estos mismos por células. Las células y los módulos entre sí están conectados en serie y en paralelo.

Ilustración 32: Célula, módulo, panel



Fuente 32: Elaboración propia

- INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA Y LA IRRADANCIA EN EL FUNCIONAMIENTO DEL PANEL.

La temperatura y la irradiancia son factores que se deben tener en cuenta a la hora de hacer un uso óptimo de la planta.

El clima de Chile comprende un amplio rango de condiciones a través de una gran escala geográfica que se extiende por casi 40 grados de latitud. Generalizando, al analizar los diferentes territorios de la geografía de Chile, el norte tiene un clima más seco con temperaturas relativamente altas, mientras que el sur posee un clima más fresco y húmedo. La precipitación es más frecuente durante los meses de invierno.

En la región de Maule, que es donde se ubica nuestro proyecto, existe un clima mediterráneo. Los veranos son calurosos, secos y mayormente despejados y los inviernos son largos, fríos, mojados y parcialmente nublados.

Como se puede observar en la siguiente tabla las máximas temperaturas se obtienen en el mes de enero y las mínimas en el mes de Julio. Siendo el máximo anual 29,432°C y el mínimo 5,07°C.

Ilustración 33: Máximos y mínimos de temperaturas en Curicó.

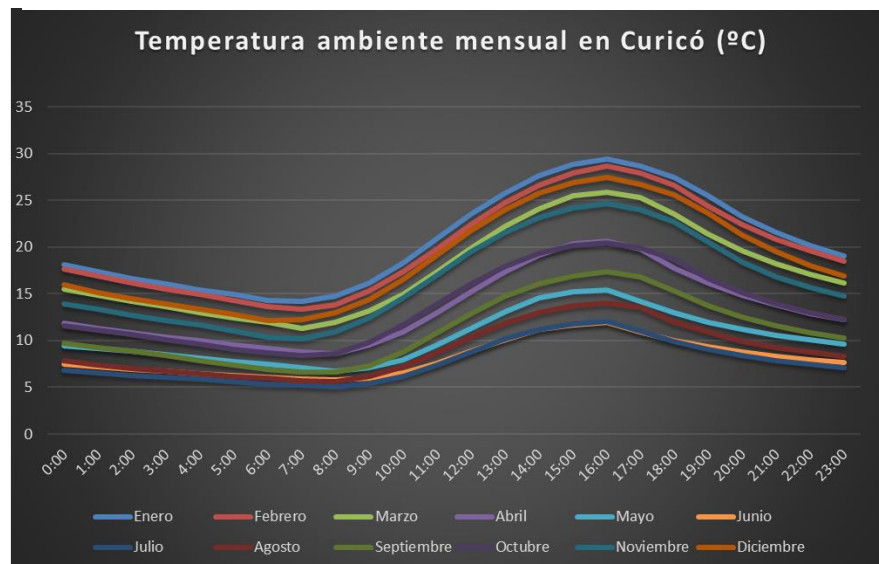
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO
MAX	29,43219	28,64502	25,88474	20,61734	15,41832	11,97243	12,05516
MIN	14,19432	13,36714	11,30421	8,57806	6,70818	5,81451	5,07171

	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
MAX	13,9622	17,33467	20,48626	24,63001	27,45423	29,43219
MIN	5,58806	6,59405	8,39175	10,18872	12,13823	5,07171

Fuente 33: Explorador Solar

En la siguiente gráfica se puede observar también que las horas más frías del día se encuentran entre las 05:00 y las 09:00 de la mañana y las más calurosas entre las 14:00 y las 18:00 de la tarde.

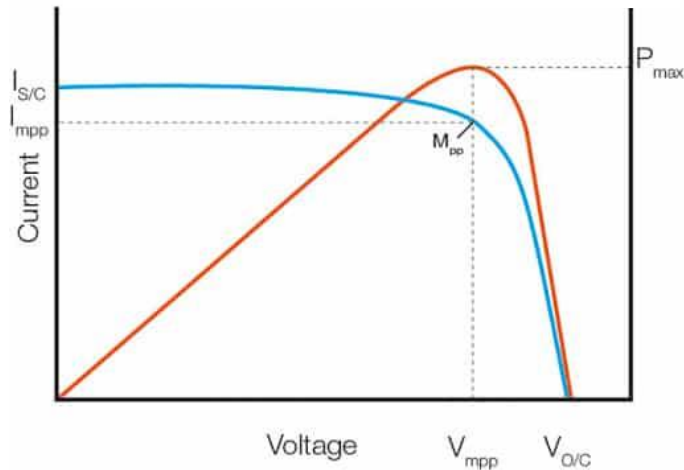
Ilustración 34: Temperatura horaria



Fuente 34: Explorador Solar

Ahora se procede a explicar cómo influye la temperatura y la irradiancia en el funcionamiento del panel. La tensión y corriente que puede ofrecer un módulo (o célula/panel) fotovoltaico en condiciones estándares de medida (1000W/m2 de irradiancia y 25°C de temperatura ambiente) se muestra en la siguiente ilustración.

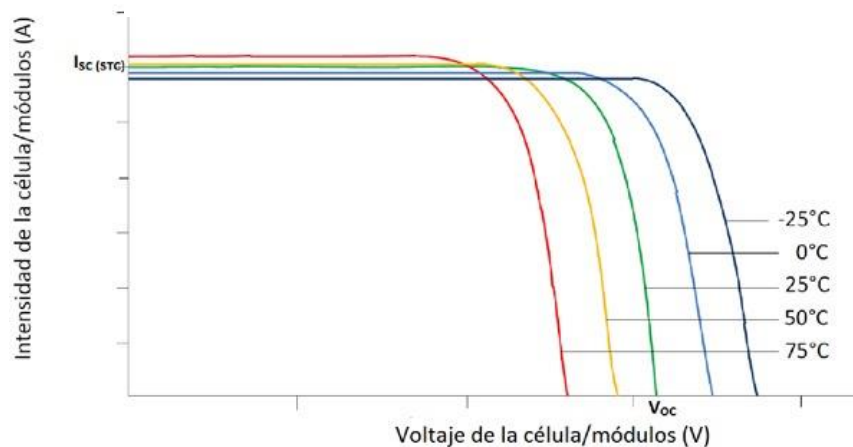
Ilustración 35: Pot, I, V de un módulo en STC



Fuente 35: CJM, Montajes y Servicios

La curva azul pertenece a la relación I - V y la roja corresponde a la relación P - V . V_{oc} es la tensión que el módulo ofrece en circuito abierto, I_{sc} es la corriente que proporciona el módulo en cortocircuito y I_{mpp} y V_{mpp} son la intensidad y voltaje con los cuales se consigue la máxima potencia.

Como se ha comentado anteriormente los módulos solares fotovoltaicos se prueban en laboratorios para determinar su eficiencia a una temperatura de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Con cualquier aumento de temperatura por encima de los $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ se deben considerar pérdidas de potencia. En la siguiente ilustración se muestra cómo influye la temperatura en el funcionamiento del módulo:

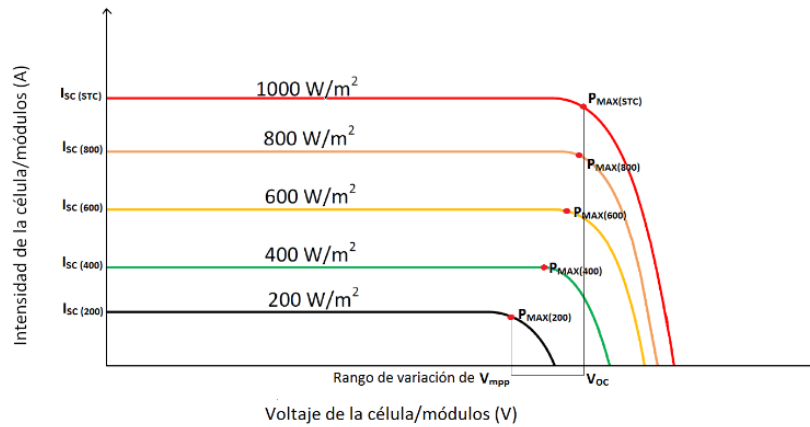
Ilustración 36: Influencia de la T° en el I-V

Fuente 36: Energías Renovables

Cómo se puede observar con el aumento de la temperatura el V_{oc} disminuye proporcionalmente y con ella la potencia. Sin embargo, se puede observar que existe un pequeño aumento de la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

Por otro lado, la irradiancia (W/m^2) también tiene una influencia directa sobre el funcionamiento de la placa. En la ilustración 37 se puede analizar:

Ilustración 37: Influencia de la irradiancia en el PV

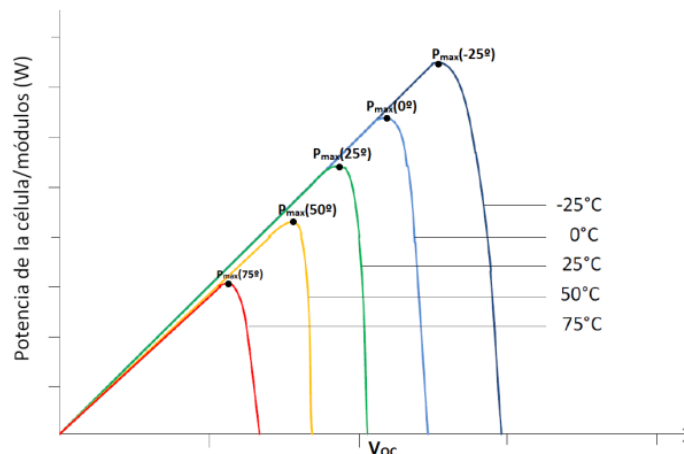


Fuente 37: Energías Renovables

La disminución de la irradiancia conlleva la disminución proporcional de la corriente de cortocircuito y también una ligera disminución del voltaje de circuito abierto.

Por causa de los anteriores factores la potencia también disminuye considerablemente.

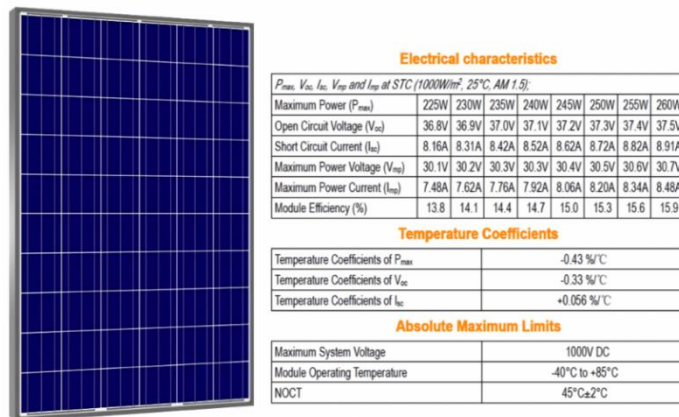
Ilustración 38: Influencia de la T/A en la potencia



Fuente 38: Ingelibre

Conocer las pérdidas por falta de irradiancia o aumento de temperatura es importante para calcular la eficiencia energética de la instalación y para comprobar si los módulos proporcionados por el fabricante generan lo prometido. Estas pérdidas se pueden calcular a través del coeficiente de temperatura y de irradiancia que suele proporcionar el fabricante del módulo en la hoja de características. Se puede observar como ejemplo la ilustración.

Ilustración 39: Hoja de características módulo de ejemplo.



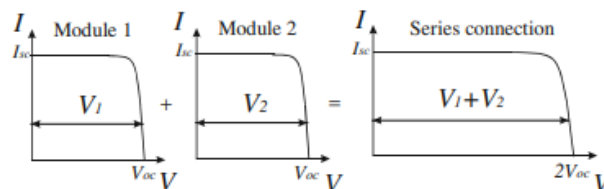
Fuente 39:Tecnosol

▪ PANELES EN SERIE O EN PARALELO

Una célula fotovoltaica individual sólo es capaz de proporcionar un voltaje entre 0,5 y 0,7 V y una intensidad de 1A aproximadamente. Estas magnitudes son pequeñas en términos de aplicación ya que para cualquier alimentación de dispositivos se necesita más. Para conseguir valores más altos de voltaje y de corriente es necesario realizar conexiones en serie y en paralelo de las celdas.

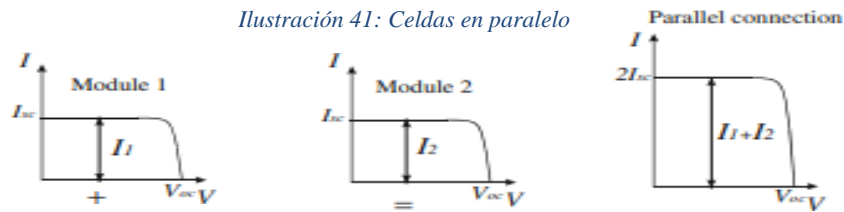
Si se quiere aumentar el voltaje deben conectarse más células en serie. Como ejemplo si se quiere conseguir 20V a la salida deben conectarse 34 celdas en serie ya que cada celda tiene 0,6V.

Ilustración 40: Curva de celdas en serie en condiciones normales de trabajo



Fuente 40: Universidad politécnica salesiana

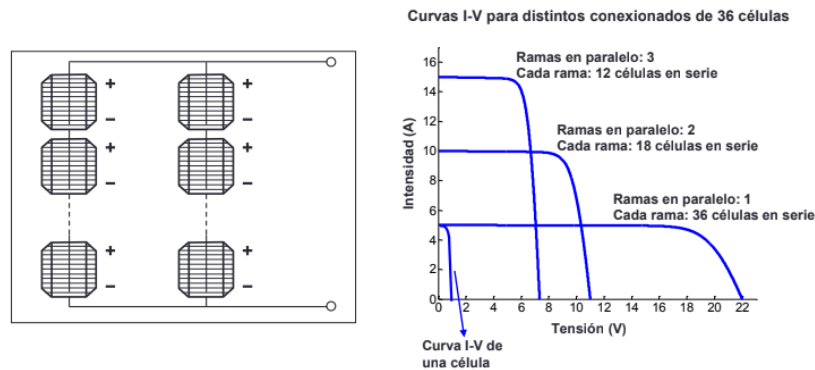
Por otro lado, si se quiere aumentar la corriente deben conectarse más celdas en paralelo:



Fuente 41: Universidad Politécnica Salesiana

Haciendo un mix de estas conexiones se obtienen strings y paneles con infinitas dimensiones y valores de voltaje y intensidad.

Ilustración 42: Celdas (Paralelo + Serie)



Fuente 42: EERR. UPNA.

TIPOS DE SEGUIDORES

Los paneles PV se pueden instalar fijos o móviles. Los móviles utilizan seguidores y tienen dos tipos de clasificación, según el algoritmo usado y según la libertad de movimiento de los paneles. En la clasificación del algoritmo se encuentran los dos siguientes:

a) Seguidores por punto luminoso. Estos utilizan un sensor de luminosidad para ver cuál es el punto del cielo con más luz al cual las placas deben orientarse. La señal de este sensor se manda a los motores de los paneles para que los posicione correctamente. La implementación de este seguimiento presenta una gran facilidad, pero poca fiabilidad, ya que en días nublados con una gran cantidad de radiación difusa proveniente de diferentes direcciones el sensor podría no funcionar correctamente.

b) Seguidores con programación astronómica. Estos seguidores utilizan un algoritmo basado en una base de datos meteorológico para conocer la altura solar y el ángulo acimutal del sol en todo momento. Estos también utilizan motores para orientar las placas.

Respecto a la clasificación de libertad de movimiento también se encuentran dos:

a) Movimiento a un eje, normalmente alineado norte-sur. Este sistema permite al panel moverse de este a oeste, siguiendo al sol desde la salida hasta la puesta de sol. Estos sistemas presentan un menor coste, mayor simplicidad y la posibilidad de su adaptación a cubiertas, pero realizan un seguimiento solar menos preciso, captando menos energía (Sotysolar,2021).

b) Un seguidor en dos ejes, se mueve en dos direcciones, uno alineado norte-sur y otro este-oeste. Este tipo de sistemas están diseñados para maximizar la producción de energía durante todo el año. Pueden variar la orientación según la estación, además de seguir al sol durante el día. Por lo tanto, cuentan con un seguimiento solar más preciso que los de un eje, con mayores rendimientos, y generalmente, dificultan el robo de los paneles solares, sin embargo, suponen un mayor coste (Sotysolar,2021).

Los sistemas del motor de los seguidores mecánicos pueden ser eléctricos, que son los más utilizados; hidráulicos, más apropiados para seguidores solares de gran tamaño; y accionado por gravedad, que se trata de un sistema más original que no necesita electricidad, pero que pierde control de la posición del seguidor (Sotysolar,2021).

Los seguidores solares pueden contar con control manual o automático. El control manual está más indicado para aquellos que deseen abaratar costes. Los automáticos, por su parte, cuentan con microprocesadores que determinan la posición del sol basándose en sensores o en un programa de datos astronómicos sobre la posición solar (Sotysolar,2021).

Entre las ventajas de usar seguidores se encuentra primero el aumento de producción de electricidad ya que pasar de no tener seguimiento al seguimiento a un eje se aumenta el rendimiento entre el 25% y el 35%. Y si el sistema es a dos ejes, el rendimiento aumentaría otro 5-10% adicional. Segundo, debido a la mayor producción se produce una mayor rentabilidad, un *payback* menor y unos beneficios mayores.

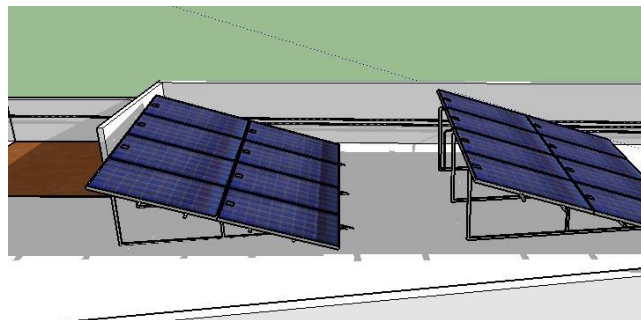
La desventaja principal es el aumento del coste de instalación y mantenimiento. Un seguidor solar cuesta más que un sistema solar fijo. Y por otro lado, hay un aumento de peso que es de gran importancia si la instalación se realiza en un tejado.

- **CÁLCULO DE SOMBRAS. PROBLEMA DEL PUNTO CALIENTE**

Existen momentos donde el sol hace que las sombras sean más prolongadas, esto puede causar que los módulos fotovoltaicos se sombreen si no hacemos un buen cálculo y análisis de la sombra.

El solsticio de invierno es la fecha donde el sol se inclina más hacia el norte y las sombras son más prolongadas que en otras fechas.

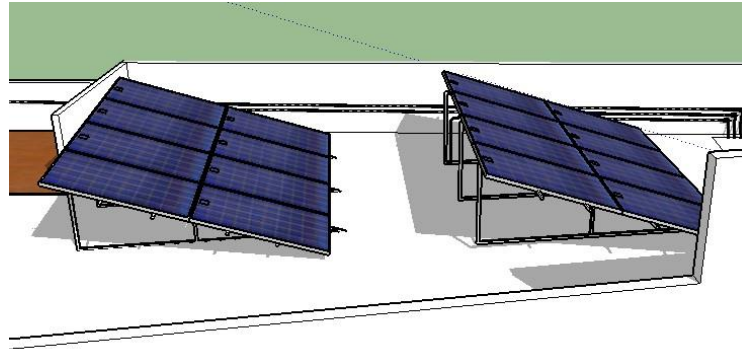
Ilustración 43: Sombreado en solsticio de invierno.



Fuente 43: Ingelibre

Cuando se da el solsticio de verano, el sol alcanza su mayor altura en el hemisferio norte y las sombras son reducidas.

Ilustración 44: Sombreado en el solsticio de verano



Fuente 44: Ingelibre

La técnica que se debe seguir es cuidar las sombras que se producen durante el solsticio de invierno, una vez evitada esta sombra, en ninguna fecha del año los paneles solares serán sombreados, excepto si hay otros elementos cercanos como árboles o edificios altos.

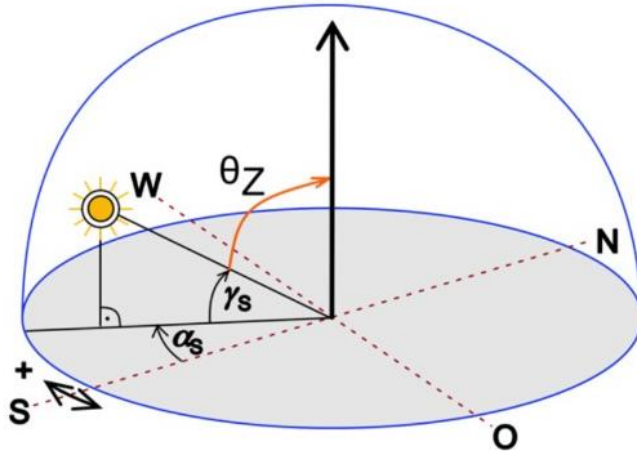
Existen dos métodos para el cálculo de sombras. Uno indica la distancia mínima de separación que debe haber entre dos paneles para que la sombra de uno no afecte al otro y otro método que sirve para calcular las pérdidas anuales de irradiancia que nos provocaría un edificio o árbol en nuestra instalación.

Respecto al primer método se utiliza una fórmula matemática la cual te arroja la distancia mínima (*d_{min}*) que pueden tener de separación los módulos fotovoltaicos. Los únicos datos que se necesitan son el ángulo de latitud del lugar y los grados que el sol se inclina respecto al ecuador en el solsticio de invierno (ya que en ese solsticio tenemos la sombra más crítica), esta inclinación es de 23.5 grados.

Lo primero se calcula el ángulo θ_z .

$$\theta_z = \text{Ángulo de latitud del lugar} + 23,5^\circ$$

Ilustración 45: Ángulos para cálculo de sombras



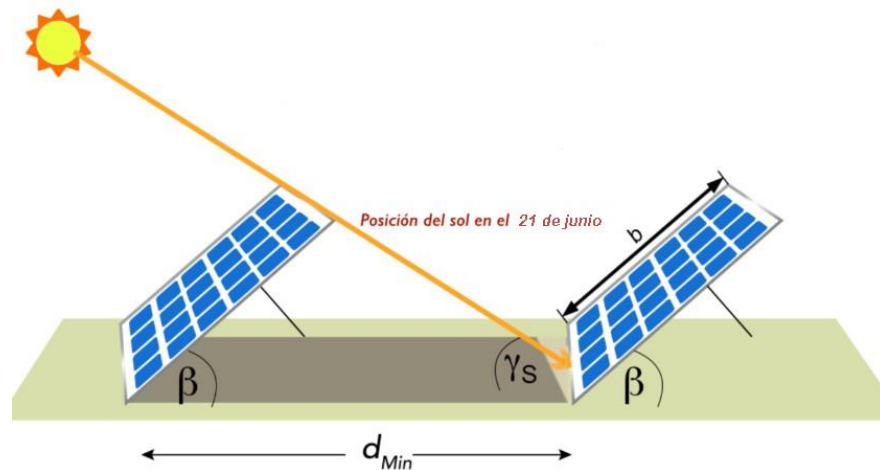
Fuente45: CCEEA

Después se calcula γ_s , que se trata del ángulo del sol que genere la sombra más crítica. Esta sombra se dará en el solsticio de invierno, 21 de junio, y su magnitud no será superada en el resto del año.

$$\gamma = 90^\circ - \theta_z$$

Por último se aplica la fórmula de distancia mínima entre módulos la cual se muestra en la siguiente ecuación:

Ilustración 46: Cálculo de distancia mínima entre paneles



Fuente46: CCEEA

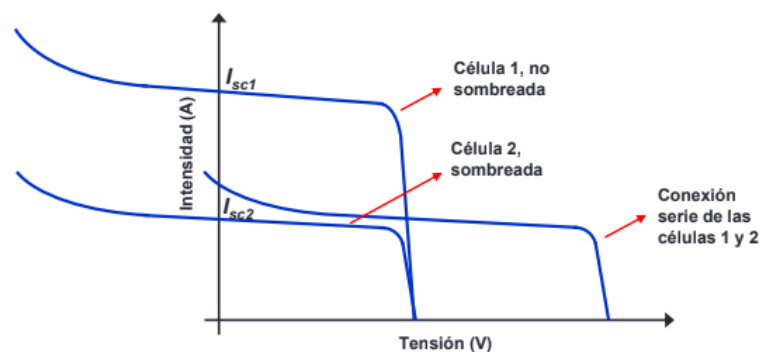
$$d_{min} = b * \frac{\sin(\gamma + \beta)}{\sin(\gamma)}$$

El otro método de cálculo de sombras se utiliza para calcular la sombra que pueden generar árboles, edificios y paredes sobre las placas. Este método se realiza manualmente y utiliza el diagrama solar. Se obtienen las pérdidas de irradiancia que supondría la sombra sobre un punto de la superficie. Se trata de un método complejo y costoso por lo que se intentará buscar otras vías como el uso de plataformas digitales como *PLANETCALC*.

Las sombras además de generar pérdidas en la generación provocan un problema que reduce la vida útil de los paneles. El problema del punto caliente se da cuando una parte de los módulos conectados en serie se encuentran sombreados. Dicha célula se comporta como una resistencia (óhmica) y se puede calentar hasta el punto de destruirse, si fluye por ella la corriente de las demás células del módulo. En dicho caso, la célula afectada se quema como una resistencia sobrecargada.

Cuando se produce el sombreado de una célula, ésta recibe menor irradiancia y su curva I-V se reduce proporcionalmente a lo largo del eje de corriente:

Ilustración 47: Célula 1 y Célula sombreada en serie.



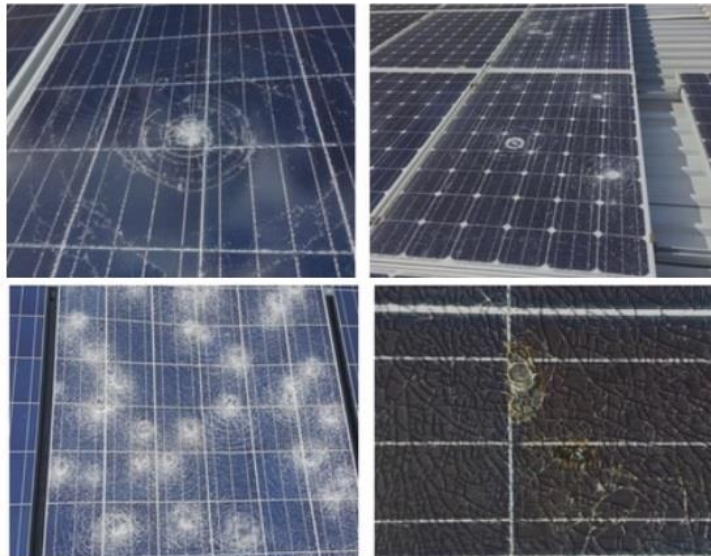
Fuente 47: EERR. UPNA.

La conexión en serie de las células 1 y 2 da lugar a una curva característica I-V que ya no es la de una de ellas escalada, como en el caso de células iguales e idénticamente iluminadas.

La curva I-V total se obtiene sumando, para cada valor de corriente, las tensiones generadas por cada célula. En los puntos de funcionamiento donde la curva sombreada difiere de la no sombreada (corrientes mayores que I_{sc2}) la célula sombreada invierte su polaridad y se convierte en una carga que disipa parte de la potencia generada por la otra.

Esto provoca un aumento de la temperatura de la celda sombreada y puede ser dañada de forma irreversible. Asimismo, se reduce de forma considerable la máxima potencia generada por el conjunto.

Ilustración 48: Problema del punto caliente

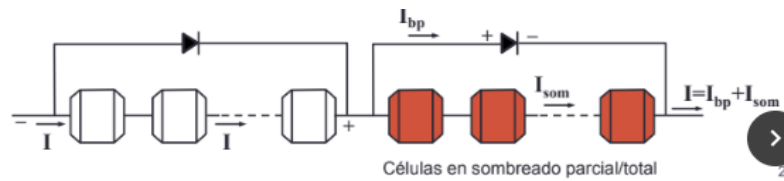


Fuente 48: Sfe-Solar

La protección de los generadores fotovoltaicos contra este problema se lleva a cabo fundamentalmente mediante los diodos de paso (y adicionalmente mediante los diodos de bloqueo).

Los diodos de paso o bypass se colocan en paralelo con grupos de células en serie para impedir que un problema en dichas células afecte al resto. En caso de un sombreado parcial en dichas células parte de la corriente, o incluso toda ella (sombreado total), circula por el diodo de paso evitando las células sombreadas. Esto ocurre porque se invierte la polaridad en las tensiones de la célula sombreada y el diodo se activa dejando pasar por él la corriente generada.

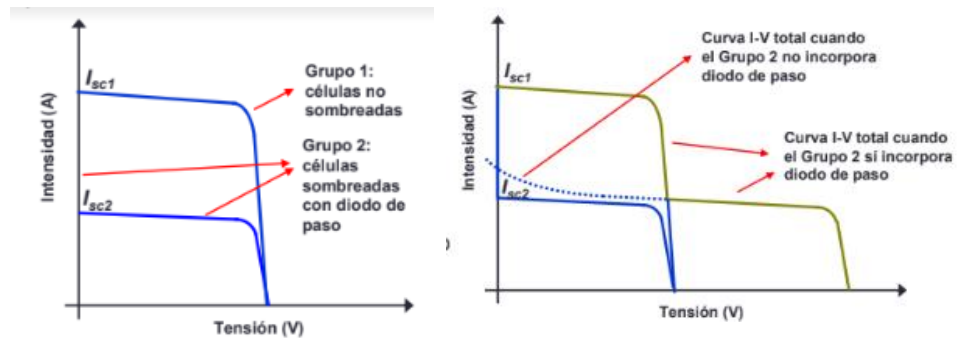
Ilustración 49: Diodos de paso (bypass)



Fuente49: EERR.UPNA

Cuando se incorporan diodos de paso la curva I-V del conjunto “células+diodos” se modifica. La tensión se mantiene en 0V para valores de corriente superiores a la de cortocircuito.

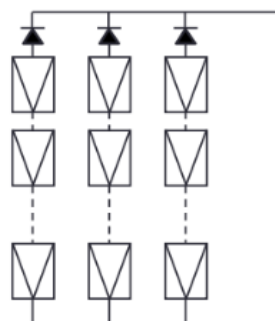
Ilustración 50: Curva I-V con diodos de paso



Fuente 50: EERR. UPNA

Por último existe una última protección que se realiza con **diodos de bloqueo**. Estos se utilizan para proteger el generador de cortocircuitos debidos a distintas tensiones en ramas (o string) conectadas en paralelo. Los diodos de bloqueo se conectan en serie en cada una de las ramas en paralelo, aislando así las ramas de menor tensión. Estos diodos pueden ir situados en una caja de conexiones externa, hasta donde llegan los cables positivos procedentes de cada rama. De todos modos, no suele ser habitual encontrar diferencias importantes entre las tensiones de diferentes ramas, por lo que en la práctica no se suelen utilizar.

Ilustración 51: Diodos de bloqueo

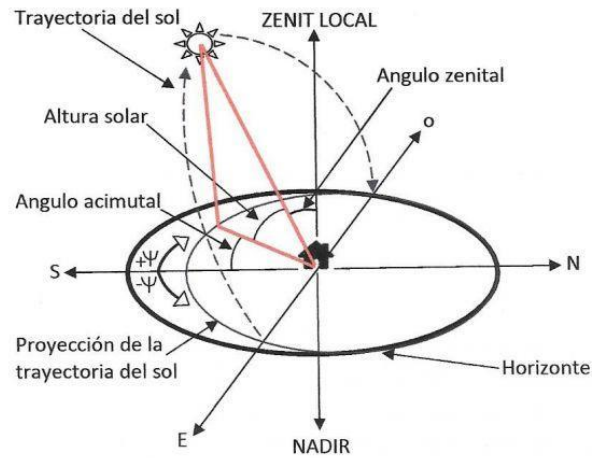


Fuente 51: EERR.UPNA

- **ÁNGULOS SOLARES**

A continuación, en la ilustración 52 se muestran los ángulos solares que serán de importancia conocer y controlar para la buena realización del proyecto.

Ilustración 52: Ángulos Solares desde perspectiva hemisferio norte



Fuente 52: Aula Fácil

El **ángulo cenital**, está formado por la vertical del lugar donde nos encontremos y la dirección hacia el sol. En el apartado de cálculo de las sombras corresponde al θ_z .

El **azimut** es el ángulo que forma el sol y el Norte, medido en sentido de rotación de las agujas de un reloj alrededor del horizonte del observador. El ángulo azimut varía todo el día a medida que vemos al sol "rotar alrededor" de la tierra (AulaFácil,2021).

Cuando el sol se encuentra en el norte (al medio día solar) se considera acimut 0. Si el ángulo se localiza hacia el este tendrá valores negativos (por la mañana) y positivos si se orienta al lado oeste (por las tardes) (AulaFácil,2021).

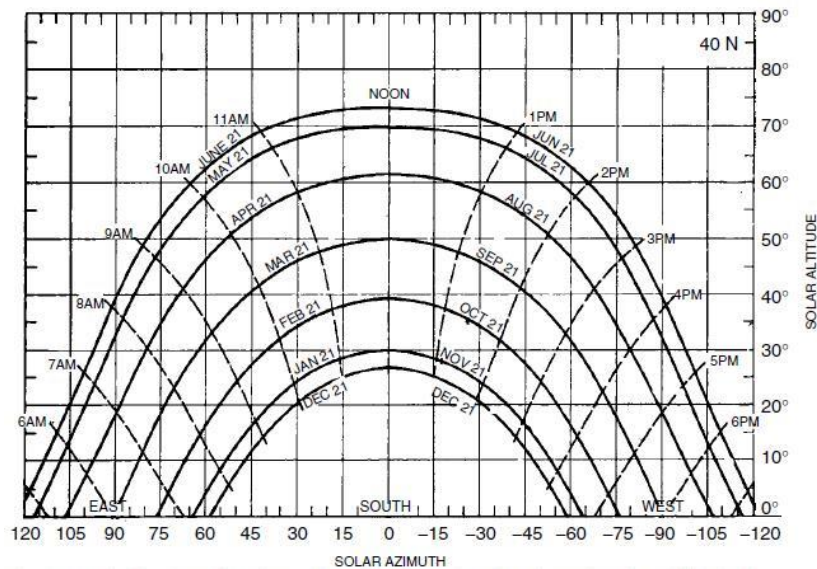
La **altura** o **elevación solar**, corresponde al ángulo con el que vemos el sol (si lo miramos en su posición), tomando la horizontal formada por el suelo.

■ CÁLCULO DE TRAYECTORIAS SOLARES

Debido a que el eje de la tierra tiene una inclinación (23.5°) existen las cuatro estaciones. Según la época del año el sol está más bajo o alto, estas variaciones de la posición del sol respecto a un punto de la superficie de la tierra (en el caso estudiado, ubicación de la empresa) se estudian en el diagrama solar.

Para realizar el diagrama solar se escoge un día representativo de cada mes y se recolectan datos de una central meteorológica cercana. En el diagrama solar se representan todos los días elegidos indicando su altura solar y ángulo acimutal en todas las horas con luz.

Ilustración 53: Trayectoria solar ejemplo



Fuente 53: Energíanow.com

Este diagrama solar es de suma importancia ya que proporciona mucha información relevante. Entre ellas las horas de luz que existen cada día, la hora de salida y puesta de sol y los ángulos acimut y inclinación que deben tener los paneles si se quiere hacer un seguimiento riguroso del sol.

- **ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE UN PANEL PARA EXTRAER LA MÁXIMA ENERGÍA POSIBLE**

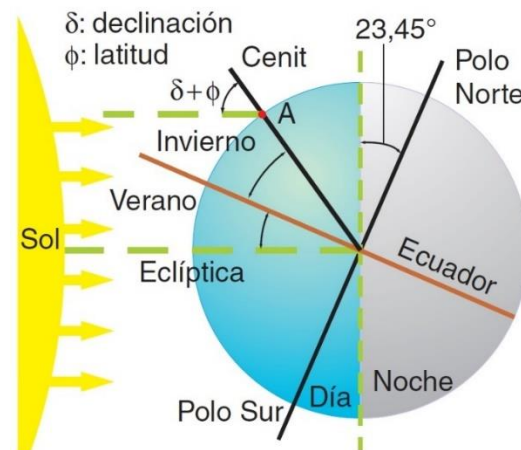
En primer lugar, se debe saber que si la ubicación de la instalación se ubica en el sur geográfico, los paneles deben estar orientados hacia el norte. Además, si se eligen paneles fijos (sin seguimiento) es conveniente elegir un ángulo azimut nulo para coincidir la altura máxima del sol con el mediodía solar.

En segundo lugar, se deben inclinar los paneles de manera que nos permita maximizar la absorción de energía. La inclinación de los paneles depende de la altura solar, la cual depende tanto de la latitud como de la estación del año. Por lo tanto, la altura solar va a ir variando durante el año por lo que sin movimientos de eje (sin seguimiento solar) no podemos colocar los paneles de manera que permanezcan siempre perpendiculares a la radiación directa.

Para estimar y calcular la inclinación óptima de los captadores se analizan las posiciones límites del sol respecto a la superficie horizontal. Para ello se utiliza una expresión sencilla que relaciona la altura solar con la latitud y declinación solar.

$$\text{Altura solar} = 90^\circ - (\text{latitud} + \text{declinación solar})$$

Ilustración 54: Declinación solar



Fuente 54: IngeLibre

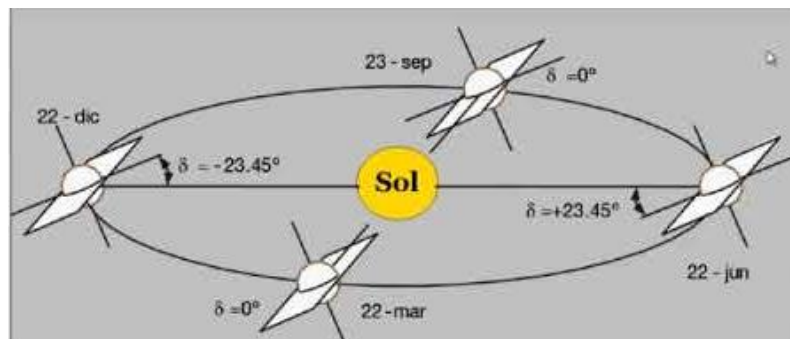
Donde la latitud se mantiene constante y el valor que va variando es la declinación solar. El valor de la declinación se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$decl = 23.45^\circ * \sin(2 * PI * (N + 284) / 365)$$

Donde la variable N corresponde al día del año donde N=1 es el 1 de enero y N=365 es el 31 de diciembre (N=366 si es año bisiesto).

El sol alcanza su altura máxima respecto a la tierra (hemisferio sur) en el solsticio de verano, (21 de diciembre) ya que en ese momento la declinación solar toma su valor mínimo de $-23,45^\circ$. Lo mismo pasa en invierno con un ángulo de declinación de $23,45^\circ$.

Ilustración 55: Solsticios, equinoccios + declinación



Fuente 55: Renewable Solar Photovoltaic

La inclinación óptima se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Inclinación = 90 - altura\ solar$$

En verano la inclinación óptima tiene un valor y en invierno otra. La de verano será mucho menor que la de invierno ya que el sol está más alto y no hace falta inclinar demasiado el panel.

Si se decide que los paneles no tengan seguimiento, la inclinación que se decida debe estar entre el máximo de invierno y el mínimo de verano.

Un valor aceptable para la inclinación sería el valor medio de los dos. Sin embargo, la captación de la energía no depende solamente de la posición relativa

respecto al sol, también depende de la radiación que llega a los captadores y de las horas de luz diarias.

Por lo comentado anteriormente el ángulo que se decida será ligeramente menor al calculado por media aritmética ya que se quiere maximizar la producción en los meses de verano, cuando el recurso solar es más abundante.

Para el cálculo de la inclinación óptima se utilizarán los datos de radiación incidente sobre superficie horizontal. Se hace una barrida de la inclinación en un software y se ve la radiación que recibiría la placa al año. Se elige la inclinación óptima que mayor irradiancia reciba

2.1.3 CONCEPTOS DE FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

- GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

El mercado eléctrico en Chile, desde el lado de la oferta de energía, está compuesto por tres sectores cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado. Este está compuesto por más de 70 empresas privadas.

La interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores se denomina sistema eléctrico:

Generación: sector que tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras. En este sector se posibilita la competencia

Transmisión: sector que tiene como función la transmisión, en niveles altos de voltaje, la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico. Se trata de un monopolio natural.

Distribución: sector que tiene como función el distribuir, en niveles de voltaje más reducidos que los de Transmisión, la energía desde un cierto punto del

sistema eléctrico a los consumidores regulados que este sector atiende. Se trata de un monopolio natural.

Estas actividades son desarrolladas por completo por empresas privadas, las que realizan las inversiones necesarias dentro de la normativa específica que rige para cada uno de estos sectores. Así, los sectores de transmisión y distribución se desarrollan dentro de un esquema de sectores regulados, por la característica de monopolio que tienen ambos sectores, mientras que Generación lo hace bajo reglas de libre competencia. El estado cumple una función fiscalizadora, reguladora y subsidiario.

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes: **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)**, **Sistema de Aysén** (sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo) y **Sistema de Magallanes** (sistema que produce electricidad para abastecer las Región de Magallanes y de la Antártica Chilena) (Generadoras de Chile).

El sistema que abastece a la región de Maule es el SEN que a enero de 2022 cuenta con una capacidad instalada de 31.466 MW. El 57,1% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (23,5% hidráulica; 19,8% solar; 11,7% eólico; 1,9% biomasa; y 0,2% geotérmica) mientras que el 42,9% corresponde a fuentes térmicas (16,1% carbón, 15,9% gas natural y 10,9% petróleo) (Generadoras de Chile).

El aumento de la generación renovable ha sido importante en los últimos años, llegando a un 44,8% de generación renovable en 2021. El mayor aumento lo han tenido las tecnologías solar fotovoltaicas y eólica, que han aumentado drásticamente pasando en conjunto de un 0,5% en 2011 a un 21,6% en 2021 (Generadoras de Chile).

Las generadoras establecen el Precio Nudo que es el precio al que se vende la electricidad a la empresa distribuidora.

Las principales empresas generadoras de Chile son Enel (38,9%), AES Gener (17,5%), Colbún (17,1%) y Engie (12,3%).

En la transmisión entran en juego solamente tres empresas: Transelec Chile, CGE y grupo SAESA.

Respecto a la distribución las principales empresas son ENEL distribuidora (43%), CGE (37%), Saesa (9%) y Chilquinta (8%).

Las distribuidoras cobran una tarifa regulada (VAD) para cubrir sus costos de operación y mantenimiento y rentar sobre sus instalaciones.

El costo que debe pagar el usuario final es la por tres precios: El precio de Nudo, el VAD y el cargo único. El cargo único pertenece a las trasmisoras y se trata de un cargo por uso del sistema troncal.

- TIPO DE CLIENTES

- a) Cientes libres. Clientes con consumo superior a 500kW. El precio puede ser pactado libremente con clientes. la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras.

- b) Cientes regulados: Usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios.

Aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cuál régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años.

2.1.4 ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO

En este apartado se analizarán diferentes posibles fuentes de financiamiento para hacer frente a los costos de la instalación. Existen dos modos de financiamiento; financiamiento convencional y modelo ESCO.

El financiamiento convencional implica una inversión inicial con un financiamiento propio o crédito (o leasing) de alguna entidad financiera. La principal desventaja de este modelo es que requiere de capital para el pago total de la inversión o un pie para suplementar el préstamo. En el año 2017 el Banco Estado puso a disposición de mercado un crédito especializado para proyectos de autoconsumo de Energías Renovables y Eficiencia Energética para micro y pequeñas empresas.

Además, es importante considerar que existen garantías de CORFO que pueden ayudar a conseguir financiamiento si no se cuentan con las garantías suficientes. El año 2020 se aprobaron las normas que regularán el programa “Crédito Verde” que está enfocado en el refinanciamiento de los créditos de largo plazo que otorguen intermediarios financieros (“IFI”) a las inversiones que realicen las empresas privadas para la construcción, operación y puesta en servicio de proyectos. Proyectos destinados a: (i) generación y/o almacenamiento de ERNC, incluyendo proyectos para autoabastecimiento de empresas; (ii) eficiencia energética, relacionados con la optimización del uso energético y la reducción de costos asociados al uso de la energía en empresas; y (iii) medidas de mejora medioambiental en procesos productivos, donde se encuentran comprendidas las iniciativas de economía circular como proyectos de reciclaje y manejo de residuos. (Carey, 2020)

Serán elegibles como empresas beneficiarias del crédito todas aquellas que registren ventas anuales de hasta UF 600 mil, pudiendo acceder a un financiamiento de hasta el 70% de la inversión total, por un plazo máximo de 15 años. El promedio de los créditos podría bordear cerca de US\$ 7 millones para proyectos de generación de ERNC. (Carey, 2020)

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 que el sistema FV funcione de manera eficiente y confiable.

El modelo ESCO (Energy Service Company) no implica una inversión inicial ya que una empresa (ESCO) diseña, financia, instala, opera y mantiene el sistema FV. Este modelo opera con una cuota fija (leasing) o mediante un contrato de suministro de energía. En el caso en el que el cliente opte por cancelar una cuota fija, mensual o anual, la ESCO debe asegurar un adecuado rendimiento del sistema, es decir, un valor mínimo de electricidad. Si la generación solar no llega al mínimo a causa de variaciones en el clima o rendimiento de los paneles, la empresa instaladora puede obligarse a compensar al cliente.

En el caso de un contrato de suministro de energía solar (PPA solar) el cliente paga por unidad de energía generada por el sistema, es decir, se compromete a comprar toda la energía generada por el sistema FV a un precio acordado, el cual usualmente es menor que el precio de la energía de la distribuidora.

Los contratos ESCO pueden tener una duración de 15 a 20 años. Tras este tiempo el sistema FV pasa a propiedad del cliente.

Ilustración 56: Comparación de modelos de financiamiento

	Financiamiento convencional	Modelo ESCO
Forma de pago	\$ al contado (capital propio o préstamo de un banco)	\$ por unidad de energía generada (\$/kWh) o pagos periódicos fijos
Beneficios	No hay obligaciones contractuales con la empresa instaladora continuas en el tiempo, puede permitir reducción de impuestos vía depreciación de los equipos o intereses.	No hay costos al contado (o son mínimos), la empresa instaladora es responsable del mantenimiento y del desempeño de la planta.
Desventajas	El dueño es usualmente responsable del mantenimiento	Requiere compromisos de largo plazo

Fuente 56: Guía de sistemas fotovoltaico para el autoconsumo

2.1.5 HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS

Estas herramientas de análisis serán de máxima importancia a la hora de estudiar y valorar diferentes alternativas. Se procede a nombrar las herramientas de análisis que se van a utilizar:

- El **Brainstorming** o también conocido como lluvia de ideas o tormenta de ideas, es una técnica creativa grupal cuyo objetivo es la generación de nuevas ideas sobre un tema o problema concreto en un ambiente relajado. De acuerdo con esta técnica, la interacción entre los distintos integrantes del grupo potencia la creatividad y se generan ideas que, trabajando individualmente, no se conseguirían. De esta forma, gracias al trabajo en grupo, las ideas de los usuarios se retroalimentan con las de los otros integrantes del grupo. Esta técnica se utilizará en las reuniones que se mantendrán con el gerente y profesor guía (AULA CM).
- El **método de factores ponderados** consiste en asignar valores cuantitativos a todos los factores relacionados con cada alternativa de decisión y de derivar una calificación compuesta que puede ser usada con fines de comparación. Esto lleva a la persona que toma las decisiones a incluir sus propias preferencias (**valores**) y puede conjugar ambos factores, cuantitativos y cualitativos.

El procedimiento para calificar el factor cualitativo es el siguiente:

1. Preparar una lista de los factores relevantes.
2. Asignar una ponderación a cada factor para indicar su importancia relativa (las ponderaciones pueden sumar 1.00).
3. Asignar una escala común a cada factor, por ejemplo 0 – 10 puntos, establecer un mínimo.
4. Calificar cada lugar potencial de acuerdo con la escala diseñada y multiplicar las calificaciones por las ponderaciones.
5. Sumar los puntos de cada alternativa y escoger la que tenga más puntos.

Este método se utilizará para elegir el emplazamiento, panel, inversor y batería óptima.

- El **análisis de correlación** es un enfoque estadístico que se utiliza para determinar la relación entre las variables cuantitativas o categóricas. Si hay algún tipo de

correlación entre dos variables, ambas se alteran juntas. La correlación encontrada puede ser **positiva** o **negativa**, dependiendo de los valores numéricos medidos (QuestionPro).

Análisis de **correlación positiva**: Cuando debido a un aumento en cualquiera de las variables, la otra variable también comienza a aumentar asegurando una correlación positiva entre ellas (QuestionPro).

Análisis de **correlación negativa**: Cuando debido al aumento en cualquiera de las variables, la otra variable comienza a disminuir asegurando una correlación negativa entre ellas (QuestionPro).

En los métodos estadísticos, el coeficiente de correlación “r” mide la fuerza, dirección y extensión de la relación entre dos variables, donde el valor de “r” siempre oscilará entre +1 y -1. Es inútil calcular la correlación si no hay relación entre las dos variables, ya que la correlación sólo se aplica a las relaciones lineales. Por el contrario, si existe una fuerte relación entre las dos variables, pero no es lineal, la correlación recibida puede ser engañosa. Es aconsejable que antes de llevar a cabo una investigación de correlación utilizando cualquiera de los métodos, examines primero el diagrama de dispersión (QuestionPro).

Ilustración 57: Diferentes correlaciones entre variables



Fuente 57: Máxima Formación

La siguiente fórmula de Pearson calcula el valor del coeficiente de correlación

$$r_{XY} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

- **Matriz multicriterio Saaty** es un método cuantitativo para la toma de decisiones multicriterio. Este permite asignar diferente importancia o ponderación a cada factor mediante una matriz de comparación o dominancia.
- **Los análisis de base de datos** se realizarán con las fuentes de información disponibles como pueden ser los datos históricos de la Cervecería Berner como bases de datos que no tienen una relación directa y están más ligados al ámbito fotovoltaico.

2.2 MARCO METODOLÓGICO

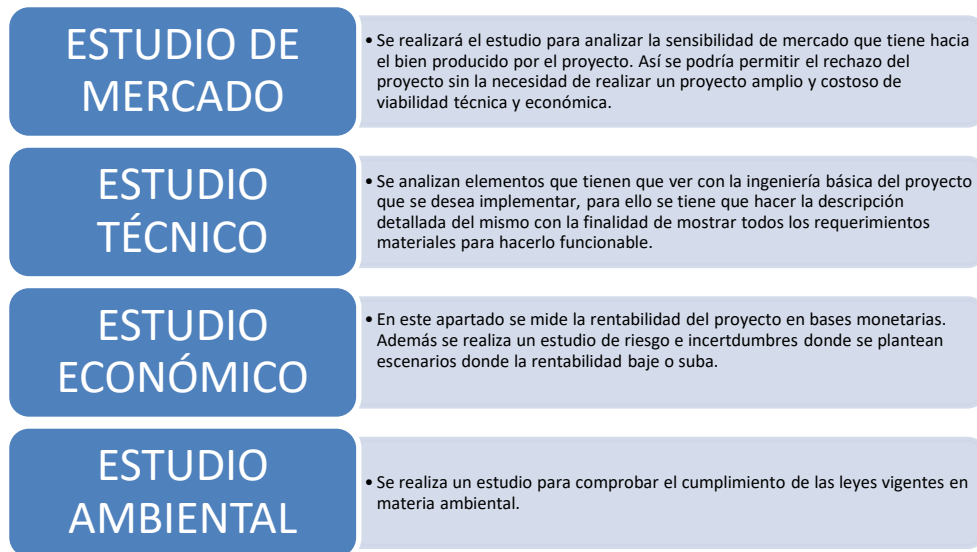
En este apartado se presenta la forma en la que se llevará a cabo el proyecto. Mediante una metodología de trabajo basándose en el marco teórico.

2.2.1 EVALUACIÓN Y PREPARACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

La preparación y evaluación de proyectos desarrolla técnicas y metodologías que permiten cuantificar con precisión un calendario tanto de inversiones como de ingresos y egresos de su operación, los cuales, llevados a un flujo de fondos, permitirá decidir la conveniencia o inconveniencia de asignar los recursos a la idea del proyecto (Sapag & Sapag, 2008).

Este estudio tiene como objetivo determinar la conveniencia de invertir en el proyecto, reuniendo los datos y análisis necesarios para la toma de decisiones. Para llevar a cabo este proceso, se debe realizar una serie de estudios específicos para la evaluación del proyecto, tales como el estudio de viabilidad comercial, técnica, legal, de impacto ambiental y económica. A continuación, se describen cada uno de estos estudios:

Ilustración 58: Estudio de viabilidad del proyecto



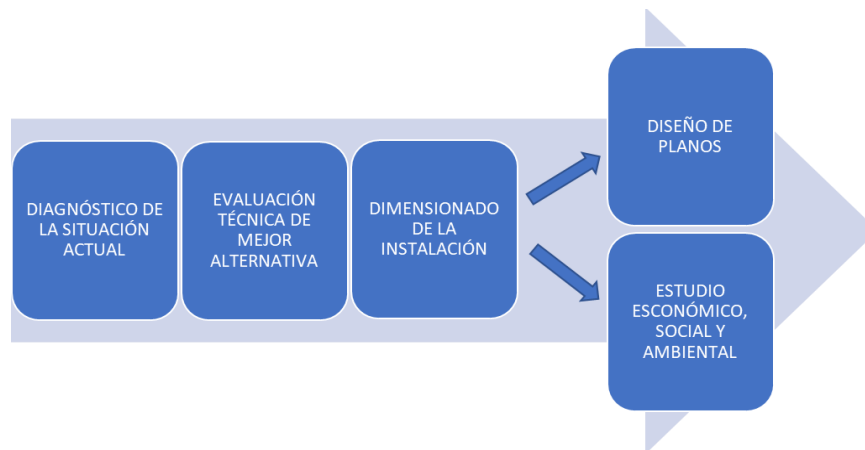
Fuente 58: Sapag & Sapag, 2008

2.2.2 METODOLOGÍA

Para la elección de la metodología más adecuada se han comparado tres tipos de metodología (*Design Thinking*, SCRUM y Ruta Crítica) y mediante el método de factores ponderados se ha elegido la opción más válida. Esta comparación se puede observar en el ANEXO XVII.

La metodología ganadora ha resultado el llamado método de ruta crítica o CPM. Para realizar correctamente esta metodología se han definido primeramente todas las actividades y tareas necesarias para desarrollar el proyecto. Posterior a la definición de las tareas se identifican las dependencias que existen entre ellas. Esto último permite identificar trabajos que se pueden realizar en paralelo. Por último se realiza un diagrama de red o de flujos que muestra la cronología de las actividades como se puede observar en la ilustración 59.

Ilustración 59: Metodología a seguir



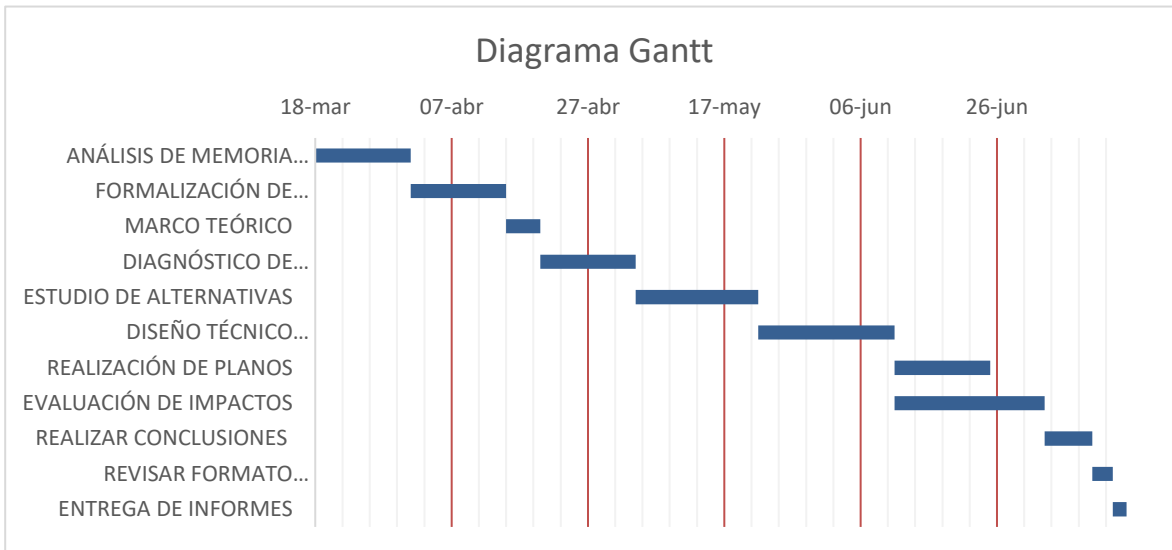
Fuente 59: Elaboración propia a la metodología ruta crítica

Como se puede observar en la ilustración la segunda y la tercera actividad no pueden empezar a desarrollarse sin acabar las anteriores. Sin embargo, al finalizar el dimensionado de la instalación el diseño de planos y el estudio de impactos son independientes entre sí por lo que se pueden ir realizando paralelamente.

2.2.3 DIAGRAMA DE GANTT

Estos son los tiempos establecidos en los que se realizarán las diferentes partes del proyecto. Lo más destacable es que se le va a dedicar la mayor parte del tiempo a la realización del diseño técnico de la planta y al estudio económico.

Ilustración 59: Diagrama de Gantt (18 de marzo al 15 de julio)



Fuente 59: Elaboración propia en base a las actividades necesarias para la realización del proyecto y los plazos marcados por la universidad.

CAPÍTULO 3: DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

En este apartado se estudia el tipo de contrato que se tiene con la comercializadora eléctrica, las restricciones legales que existen para realizar una instalación de este tipo, la disponibilidad del espacio y se realiza un estudio climatológico.

3.1 ESTUDIO TÉCNICO

Este estudio consiste en el análisis de las variables técnicas que influyen en el diseño de la planta fotovoltaica como son, el recurso solar existente en la ubicación, la superficie disponible de la empresa y el análisis de la red eléctrica.

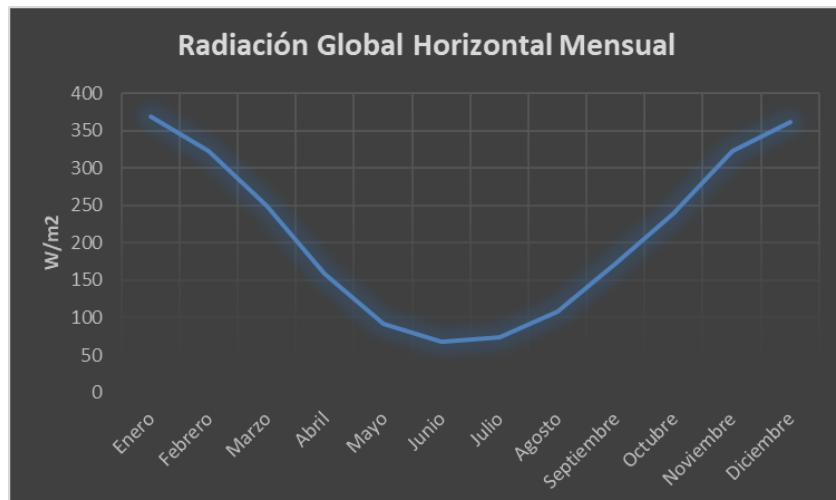
3.1.1 ESTUDIO CLIMATOLÓGICO Y DE RECURSO SOLAR EN LA UBICACIÓN

Para realizar el estudio técnico de la planta fotovoltaica hace falta hacer un estudio previo del recurso solar existente en el lugar de aplicación. La plataforma digital Explorador Solar del ministerio de energía es una fuente veraz y certera de datos meteorológicos y de radiación que tiene cualquier lugar de Chile. La web proporciona una base de datos de la radiación e irradiación horaria entre los años 2004-2016. Dentro de estas radiaciones proporciona los tres tipos, la directa, difusa y reflejada. Además, se pueden obtener datos de temperatura, de sombra y de nubosidad.

La ubicación de la empresa se encuentra en la latitud -35.014° y longitud -71.218° . Introduciendo esta ubicación en la plataforma digital se han obtenido los siguientes datos:

Por un lado, se han obtenido datos de la radiación global sobre una superficie horizontal en el año 2021. Se han graficado estos datos en la ilustración 60 y se puede observar que se obtienen los máximos en los meses de verano y los mínimos en los de invierno, como era de esperar.

Ilustración 60: Radiación global horizontal mensual en la Cervecería Berner



Fuente 60: Explorador Solar

Por otro lado, también se han obtenido datos de la radiación difusa y directa que se pueden observar en la ilustración 61.

Ilustración 61: Radiaciones en la Cervecería Berner

Tipos de radiaciones			
Mes	Radiación directa (W/m2)	Radiación difusa (W/m2)	Radiación Global Horizontal (W/m2)
Enero	320,9142829	47,03485042	367,9491338
Febrero	277,7855521	44,92495167	322,7105046
Marzo	208,1649054	41,56727417	249,73218
Abril	119,3220617	38,61621542	157,9382783
Mayo	61,00725458	29,99036375	90,99761792
Junio	43,97816708	24,24778625	68,22595333
Julio	46,12515125	27,5238275	73,64897875
Agosto	72,16841583	36,07189542	108,2403117
Septiembre	118,9584554	53,65280792	172,6112629
Octubre	166,2866933	72,7032875	238,9899813
Noviembre	253,33288	68,79827417	322,1311538
Diciembre	296,0737254	65,49724875	361,5709729
Promedio	165,3431288	45,88573191	211,2288608
Total	1984,117545	550,6287829	2534,746329

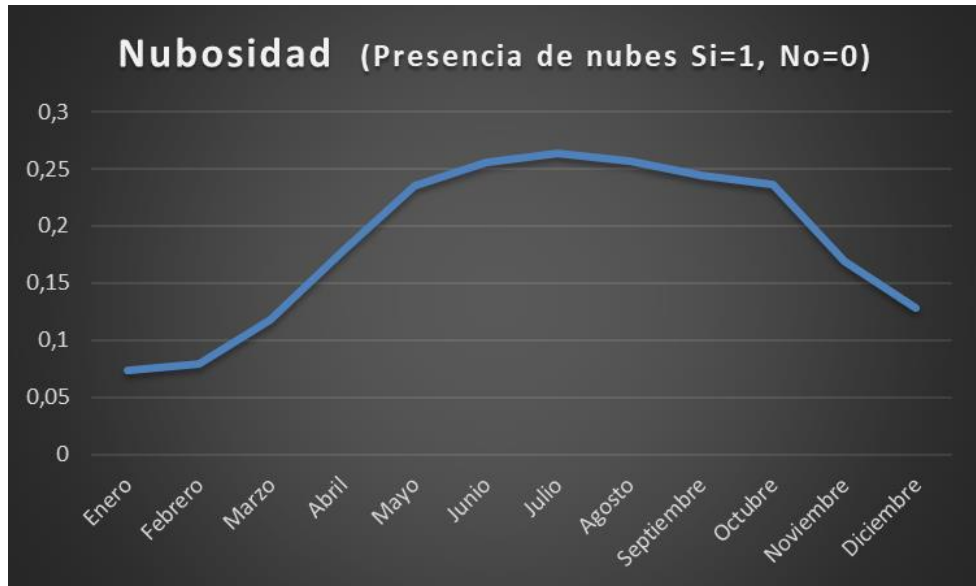
Fuente 61: Explorador Solar

Como resumen se puede destacar que el promedio de irradiancia mensual es de 211,22W/m² y el total anual de 2534,75W/m². Estos dos últimos datos servirán más adelante para el dimensionamiento y cálculo de potencia de la planta.

Se puede observar que no existe radiación reflejada ya que el estudio es sobre una superficie horizontal plana y una superficie horizontal no puede ser afectada por la radiación reflejada.

Por otro lado, cabe destacar que la radiación difusa solo es el 21,7% de la radiación global ya que la ubicación no tiene un clima con mucha nubosidad. La casi inexistencia de nubosidad se puede observar en la siguiente ilustración.

Ilustración 62: Nubosidad en la empresa



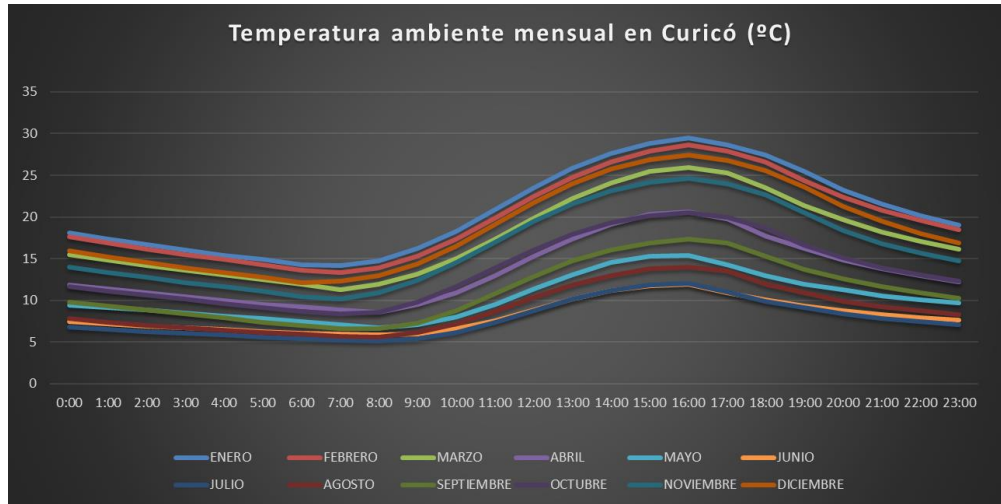
Fuente 62: Explorador Solar

Por último, como se puede observar en la ilustración 63 se ha realizado un estudio de la temperatura que hubo el año 2021 en el emplazamiento del proyecto. Es de relevancia comentar que las temperaturas más bajas se obtienen a la mañana sobre las 06:00h-08:00h mientras que las temperaturas máximas se obtienen pasado el mediodía sobre las 15:00h-17:00h.

La temperatura mínima del año se obtuvo el mes de junio con un valor de 5,07°C y la temperatura máxima se produjo el mes de enero con un valor de 29,43°C.

Estas temperaturas límite van a ser importantes a la hora de estudiar la producción de los paneles ya que la temperatura tiene una influencia directa sobre esta.

Ilustración 63: Temperatura en Curicó en 2021



Fuente 63: Explorador solar

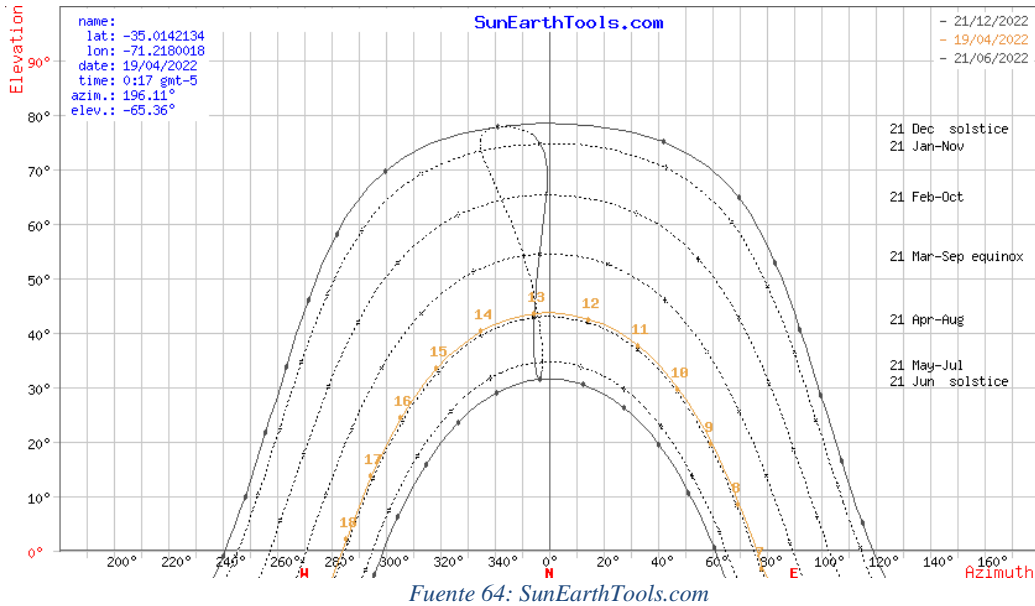
3.1.2 LA UBICACIÓN DEL SOL DESDE LA PERSPECTIVA DE LA EMPRESA

La inclinación del eje de la tierra está cuantificada respecto a un ángulo, por lo que dependiendo de la época del año será mayor o menor, produciéndose así variaciones en la posición del sol con respecto a un punto de la superficie de la tierra. El diagrama Solar es la representación gráfica de la trayectoria que sigue el sol respecto esa zona que está definida por su latitud y longitud. La trayectoria solar influye en la energía y la eficiencia energética.

Por ese motivo, si se pretende instalar un generador fotovoltaico, se debe hacer en un lugar concreto y con la orientación que reciba la mayor radiación solar directa e indirecta posible.

Mediante la plataforma digital SunEarthTools.com se han calculado las trayectorias solares del día 10 de cada mes en el año 2021 para la ubicación de la empresa. En el eje vertical aparece la altura solar y en el eje horizontal el ángulo azimutal.

Ilustración 64: Diagrama solar de la ubicación de la Cervecería Berner



El arco más pequeño corresponde al solsticio de invierno (21 de junio) y se puede observar que en esa fecha es cuando menor altura solar consigue el Sol, obteniendo un máximo ángulo de 31°. Mientras tanto en el solsticio de verano (21 de diciembre) se obtiene el máximo con un ángulo de 79°. Estos datos son de suma importancia a la hora de calcular la inclinación óptima que deben tener los paneles para maximizar la generación

Cabe destacar también que los ángulos azimutales son variables según el mes. En los meses de invierno se obtiene menor ángulo lo que significa que existe menos horas de luz teniendo el mínimo en el solsticio de invierno, mientras que en los meses de verano existe más ángulo teniendo el máx. de horas con luz en el solsticio de verano.

3.1.3 DISPONIBILIDAD DEL ESPACIO

La Cervecería Berner cuenta con una superficie total de 1.859 m² de la cual 342 m² se encuentra edificado por la zona nave del proceso productivo y por la casa de recepción y de actividades administrativas. Por lo tanto, existe una superficie de 1517 m² donde se puede realizar la instalación fotovoltaica. A continuación, se describen las zonas libres no edificadas:

Ilustración 65: Superficie total de la empresa



Fuente 65: Google Maps

- **ZONA DELANTERA**

Esta zona delantera tiene una superficie de 625 m². Es un terreno de piedras donde aparcan todos los agentes involucrados con la empresa, los trabajadores, los suministradores de la materia prima, los camiones de que se llevan los residuos, etc.

Ilustración 66: Zona delantera



Fuente 66: Google Maps

Este terreno no se contempla ya que involucraría encontrar un nuevo lugar para el aparcamiento y no existe mejor lugar que el actual.

- **ZONA TRASERA**

Este terreno cuenta con una superficie de 663 m². Es un terreno árido donde se almacenan piezas de repuesto, maderos y residuos plásticos. Este terreno es muy seco y a penas tiene vegetación por lo que su valor de reflectancia es muy pequeño.

Ilustración 67: Zona trasera



Fuente 67: Elaboración propia

Tiene la ventaja de que se trata de una zona la cual no tiene una función específica y donde se podrían ordenar los elementos anteriormente mencionados mediante el método 5S y conseguir un mejor aprovechamiento del espacio.

Sin embargo, tiene la desventaja de que es una zona con muchas sombras ya que existe un árbol con grandes dimensiones, una pared perimetral de 2,55m de altura y los edificios de la cervecería.

- **TEJADO NAVE**

Tiene una superficie de 138 m². Se encuentra a 6m del suelo, tiene una ligera inclinación de 6, 8° y está orientada 44° Noroeste. Está construida con chapas de metal zincado o hierro galvanizado las cuales tienen un factor de reflectancia del 0,58.

Ilustración 68: Tejado nave



Fuente 68: Elaboración propia

Tiene la desventaja de que no tiene una orientación totalmente Norte lo que implica que habrá que orientar los paneles para maximizar la producción. Además, en una esquina se encuentra el árbol de la parte trasera que sobresale 2,5 m de la altura del tejado (sombras). Por último, como existe una inclinación negativa existe una pared perimetral que llega a medir hasta 1,08m.

En cuanto a las ventajas es una zona donde no hay muchos elementos que obstaculicen la instalación fotovoltaica, solamente 5 paneles PV que alimentan unos focos que alumbran la parte trasera.

Ilustración 69: Paneles solares de focos



Fuente 69: Elaboración propia

▪ **TEJADO CASA**

Por último, se encuentra el tejado de la casa donde se realizan las actividades administrativas y donde opera el gerente. Tiene una superficie de 196 m². Está fabricado con tejas cerámicas las cuales tienen una reflectancia entre el 25-35%. Media superficie está orientada con 44° Noroeste y la otra mitad está orientada con 44° Sureste. Por último, toda la superficie tiene una inclinación de 16°.

Ilustración 70: Tejado casa



Fuente 70: Elaboración propia

Tiene la desventaja de que la mitad que está orientada hacia el sureste no se tendrá en cuenta para el estudio ya que la planta debe estar orientada hacia el norte. Además, se trata de un tejado con muchos años de antigüedad y de tejas cerámicas por lo que se pueden romper fácilmente y esto provocaría goteras en el interior. Para que el tejado fuera factible para la instalación se debería hacer una reforma y esto conllevaría un aumento del presupuesto considerable.

Es de importancia recordar que se trata de superficies disponibles pero que no todas son factibles para la instalación fotovoltaica. A continuación, se muestra la ubicación general de las 4 zonas.

Ilustración 71: Emplazamiento general de las 4 zonas



Fuente 71: Elaboración propia

3.1.4 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

En este apartado se estudiará la posibilidad de instalar un transformador adicional, hacer uso del que actualmente alimenta a la empresa o conectarse a la subestación eléctrica más cercana.

La línea de media tensión que alimenta a las viviendas e industrias de Camino a los Niches se encuentra paralela a la carretera a una distancia de 100m aproximadamente de la empresa.

3.2 CONTRATO DEL CLIENTE Y NORMATIVAS VIGENTES

La empresa Cervecería Berner tiene un contrato tipo BT3 con la comercializadora Cooperativa Eléctrica Curicó (CEC) con el que se tiene contratado 30kW. No se conocen las condiciones del contrato ya que la distribuidora no los ha proporcionado.

Como la potencia instalada es menor que 500kW la Cervecería Berner es un cliente regulado por lo que está sujeto a una regulación de precios establecido por las distribuidoras (en este caso CEC). Si bien el actual sistema de organización energético no les permite a los clientes regulados negociar la electricidad que consumen, hoy en día, pueden ser más independientes de la red de distribución gracias a las energías renovables y las normativas que rigen a favor de ellos.

En el momento que la empresa instala la planta solar puede adherirse inmediatamente a la Ley Net Billing, una normativa que rige desde el 2018 en el país y que se focaliza en proyectos de autoconsumo.

La ley otorga el derecho a los clientes de inyectar sus excedentes a la red de distribución, pudiendo venderlos a precios regulados, reconociendo el mismo valor que el cobro por “Cargo por Energía” para posteriormente netear mensualmente la cuenta de la luz, permitiéndole al consumidor compensar el gasto de suministro eléctrico. En este precio no se incluyen cargos asociados a transporte y servicios. La idea de estos beneficios es para que las empresas o particulares eviten tener que invertir en baterías o sistemas de almacenaje energético. (SOLCOR).

Por otro lado, es importante destacar que al contratar un proyecto fotovoltaico bajo el reglamento Net Billing siempre se tendrá el respaldo de la distribuidora, por lo que el cliente nunca correrá el riesgo de quedar sin recursos energéticos, ya que en el caso de consumir más de lo que la planta genera, el cliente podrá seguir comprando energía a su distribuidor a precio de mercado.

Actualmente esta normativa se encuentra regulada mediante la Ley 21.118, la cual llegó a modificar y complementar la Ley 20.571 que regía hasta el año 2018.

Con la Ley 21.118 se modificaron aspectos considerables de la anterior ley con el objetivo de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales. Entre los principales cambios que puedan afectar a la empresa se encuentran:

1. Desde ahora bajo la nueva ley todos los proyectos fotovoltaicos deben tener consumos de respaldo, no se podrán desarrollar proyectos que estén destinados a inyectar energía a la red, como mencionamos con anterioridad, para eso existen las instalaciones bajo el decreto 244, el cual permite el desarrollo de proyectos de generación distribuida hasta 9 MW. Por lo general este tipo de proyectos es bastante más complejo y de mayor envergadura que los de autoconsumo.
2. Los excedentes generados por la inyección de energía que no estén respaldados se acumularán para el periodo siguiente, si tras 5 años los excedentes de energía no se pueden descontar, estos pasarán a beneficio de todos los usuarios de la comuna residente.
3. Hasta la potencia de 50 kW todas las fundaciones sin fines de lucro tendrán el derecho a percibir el dinero generado por la inyección de energía.
4. Se permite la redistribución de excedentes de energía en cuentas que estén bajo el mismo RUT de cliente (deben ser de una misma distribuidora).

El proceso de conexión de una planta de autogeneración a la red se debe realizar mediante los pasos legislativos que están indicados en el **ANEXO II**.

Para terminar es importante mencionar la existencia de la Instrucción Técnica RGN N°02/2020 elaborado por la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) donde se rigen todas las normas técnicas y requerimientos que se deben emplear en el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones fotovoltaicas para ser conectadas a la red de distribución.

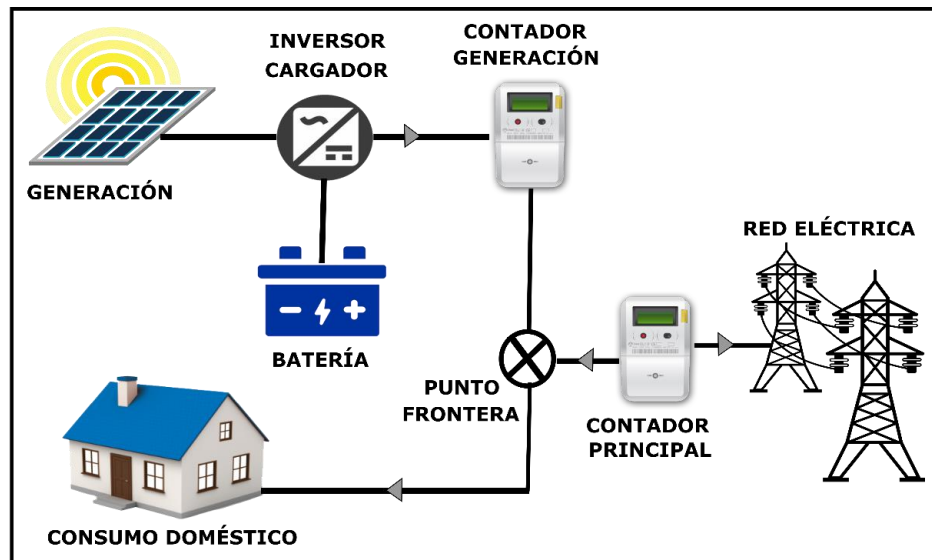
CAPÍTULO 4: CONFIGURACIÓN TÉCNICA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

En este capítulo se estudian diferentes alternativas de diseño según la zona de emplazamiento, orientación de los paneles, inclinación de los paneles, tipo de inversor y tipo de batería para poder llegar a la solución o soluciones óptimas.

4.1 EVALUACIÓN TÉCNICA DE MEJOR ALTERNATIVA

En este apartado se estudian diferentes alternativas para la planta fotovoltaica y se ayudará de las herramientas de análisis mencionadas en el marco teórico. El esquema de la instalación de autoconsumo será de la siguiente manera:

Ilustración 72: Esquema general de la instalación



Fuente 72: Certificadosenergeticos.com

4.1.1 ELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

En este apartado se van a descartar los espacios donde no sea posible hacer la instalación y se va a apostar por 1,2 o 3 emplazamientos para llevarla a cabo. Para elegir la mejor opción de emplazamiento se deben conocer las restricciones técnicas y el área factible que existe en cada emplazamiento. Para ello se va a calcular el espacio que ocupan las sombras, objetos, la superficie de seguridad y de pasillos que obliga el reglamento (RGR-N-02-2020).

- **ZONA DELANTERA**

Aunque este emplazamiento se ha descrito como zona posible, se descarta sin hacer ningún tipo de cálculo ni análisis ya que actualmente se utiliza como zona de aparcamiento y entrada y salida de los productos.

- **ZONA TRASERA**

Como ya se comentó en el apartado de disponibilidad de espacio, es una zona con muchas sombras. Se va a realizar el cálculo de todas ellas.

Por un lado se encuentran los árboles. Uno está ubicado en el interior de la zona disponible y tiene una altura de 8,5m más o menos. La sombra que creará el árbol en el solsticio de invierno será de:

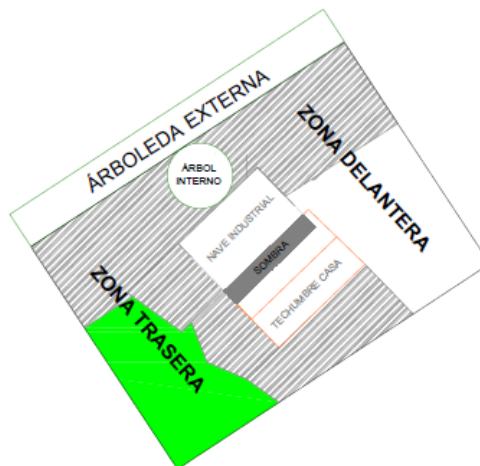
$$\text{Sombra árbol interno} = \frac{8,51m}{\text{tg}(31,536^\circ)} = 13,85m$$

Además de este árbol interno existen otros árboles externos que tienen una altura aproximada de 10m.

$$\text{Sombra árboles externos} = \frac{8m}{\text{tg}(31,536^\circ)} = 13,036m$$

Por último se encuentran las sombras de la nave y de la casa. Todas las sombras comentadas se pueden observar en el boceto realizado en la ilustración 73.

Ilustración 73: Sombras sobre la zona trasera



Fuente 73: Elaboración propia mediante AutoCad

La zona gris rayada pertenece a las superficies sombreadas y la zona verde es la zona que queda libre de sombras. Esta zona verde tiene una superficie disponible de 308 m² donde sería interesante hacer una instalación de placas solares.

▪ **TEJADO NAVE**

Primero se van a calcular las sombras que existen en esta superficie. Se van a calcular para el día más desfavorable del año (21 de junio, solsticio de invierno) ya que ese día se obtiene la máxima sombra. Por un lado existe la sombra que genera la pared perimetral, la cual es constante a lo largo del lado más largo del tejado y cambiante en los lados pequeños. Una de las paredes pequeñas no genera sombra en la techumbre ya que está orientada hacia el sur.

La pared tiene una altura uniforme de 1,08m a lo largo del lado largo, mientras que los lados pequeños tienen una altura máxima en un vértice de 1,08m y una mínima en el vértice contrario de 0m. Para el cálculo de sombras es necesario hacer los siguientes cálculos:

Primero, calcular la declinación solar en el solsticio de invierno:

$$\text{Declinación Solar} = \delta = 23,45 * \text{sen}\left(360 * \frac{284 + n}{365}\right)$$

$$\text{siendo } n = 172$$

$$\delta = 23.45^\circ$$

$$\text{latitud ubicación} = -35.014^\circ$$

Segundo, calcular la altura solar para la anterior declinación:

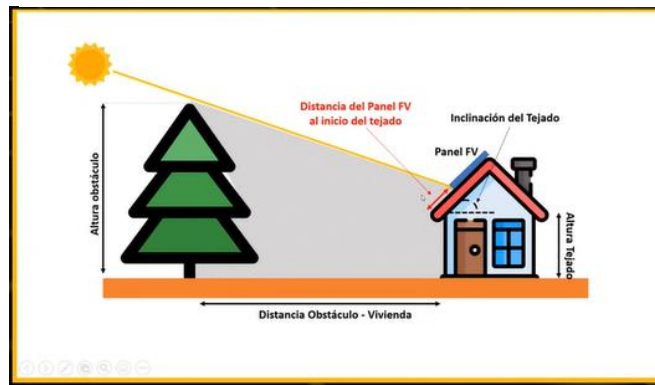
$$\text{Altura Solar} = 90^\circ + (\text{Latitud} - \text{Declinación solar}) = 90^\circ - 35.014^\circ - 23,45^\circ = 31,536^\circ$$

Tercero y último, calcular la sombra generada:

$$\text{Sombra pared} = \frac{1,08m}{\text{tg}(31,536^\circ)} = 1,76m$$

Por otro lado se encuentra un árbol que sobresale por un lado de la pared larga unos 2,5m, tiene una anchura de 3m y está ubicada a 1,5m de la nave.

Ilustración 74: Sombra de un árbol sobre tejado inclinado



Fuente 74:Autoconsumo Solar Fácil (Youtube)

La sombra que genera tiene el siguiente valor:

$$\text{Sombra árbol} = \frac{2,05m}{\text{tg}(31,536^\circ)} = 3,34058m$$

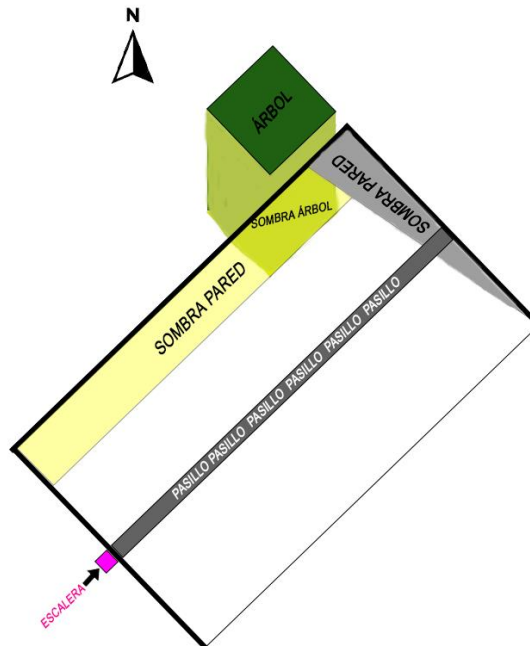
Ahora se deben tener en cuenta el área de seguridad y área de pasillos que exige el reglamento. Las instalaciones en las techumbres cuya potencia instalada sea mayor o igual a 30kWp, deberán considerar un acceso, pasillo técnico, cuerda de vida

y vía de tránsito necesaria para permitir la mantención e instalación fotovoltaica. El pasillo a considerar es de 60cm a lo largo de toda la techumbre. El pasillo se coloca con el fin de tener la escalera a su entrada.

Respecto al área de seguridad toda planta fotovoltaica con una potencia mayor a 30kWp debe considerar una zona de restricción de un metro en el borde inferior de cada techumbre. Este borde se considera en la zona sombreada, sin embargo, como existe una pared perimetral no haría falta tenerla en cuenta.

Las sombras, área de seguridad y pasillos ocupan una superficie de 44m². Es decir el 31,79% de la superficie.

Ilustración 75: Sombras sobre el tejado de la nave



Fuente 75: Elaboración propia mediante Photoshop

▪ TEJADO CASA

Como se ha comentado anteriormente esta techumbre tiene media superficie orientada hacia el sur y otra media hacia el norte, por lo que la instalación, en el caso de hacerla, se realizaría en la mitad orientada al norte.

Esta superficie solamente recibe una sombra, y es la generada por la techumbre de la nave ya que tiene una altura de un 1,5m mayor. Se procede a calcular el área de seguridad, de sombras y de pasillos.

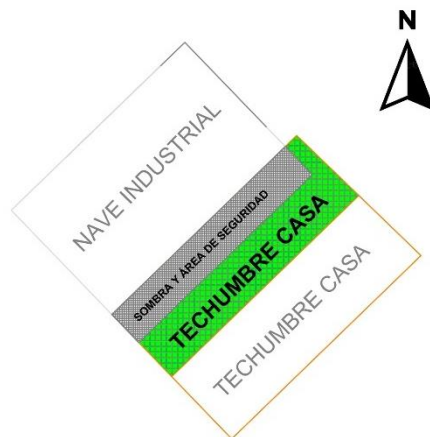
En el solsticio de invierno se tendrá una sombra de:

$$\text{Sombra PARED} = \frac{1,5m}{\text{tg}(31,536^\circ)} = 2,444m$$

Como la sombra es generada en el borde inferior del tejado se considera esa misma como área de seguridad. Cuando se haga el diseño de la distribución de los paneles si es necesario se considerará un pasillo para labores de mantenimiento y limpieza de los paneles.

En la siguiente ilustración se puede observar la zona verde que es la que se queda exenta de sombras la cual tiene un área de 51 m².

Ilustración 76: Sombras en el tejado de la casa



Fuente 76: Elaboración propia mediante AutoCad

4.1.2 ELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Como ya se mencionó en el marco teórico existen tres tipos de módulo fotovoltaico, pero no todos son los más adecuados para una instalación de autoconsumo. Los paneles de capa fina se utilizan para aplicaciones de pequeña capacidad como las calculadoras o relojes y tienen un rendimiento del 6-9% mucho menor que los otros tipos. A causa de lo anterior,

los *thin film* se descartan para el estudio ya que se necesitarían superficies enormes para generar lo mismo que se generaría con paneles policristalinos o monocristalinos.




Los paneles monocristalinos son los más vendidos actualmente y existen varios tipos diferentes de tecnología. Lo que mayor rendimiento consiguen son las PERC y las HJT. Se puede observar el ranking de rendimiento de los paneles monocristalinos según su tecnología en el ANEXO V.

Las PERC utilizan capas adicionales reflectantes en la parte trasera de las células para absorber la mayor cantidad posible de fotones. Esto es interesante si se tiene un terreno o suelo con un factor alto de reflectancia. Por ejemplo, en la techumbre de la nave cuyo material es hierro galvanizado sería muy interesante considerarlo ya que tiene un factor de reflectancia alto. El tejado de la casa no sería tan interesante ya que se tiene un valor menor de reflectancia, sin embargo, si se pintara de blanco se conseguiría un factor de 70-80% (ANEXO VI).

Las HJT, además de las capas de silicio comunes al resto de paneles, usan capas extra de “silicio amorfo”, que reduce las pérdidas y aumenta la eficiencia.

Una vez hecha esta clasificación se eligen tres modelos de paneles (dos monocristalinas y una policristalina) y se presentan sus principales características en la siguiente tabla.

Ilustración 77: Tabla comparativa de tres paneles fotovoltaicos

ALTERNATIVA	1	2	3
Imagen			
Modelo	MONOCRISTALINA SUNPOWER PERFORMANCE 3 PERC	Hiku Mono Super High PERC	POLICRISTALINO RSM72-6-325P-345P
Potencia (Wp)	415	415	345
Dimensiones (mm)	2066 x 998 x 35	1940x1048x35	1956 x 992 x 40
Vida útil	35 años	25	25
Años de garantía	25 años	12	12
Degradación anual (pot/año)	<0.50%	<2%	<8%
Eficiencia (%)	20,10%	20,40%	17.1%
Temperatura de funcionamiento (°C)	(-40 , +80)	(-40 , +80)	(-40,+85)
Peso (kg)	22	22,5	22
Precio (€)	214,94 €	206,97 €	139,97 €

Fuente 77: Elaboración propia en base a los datos proporcionados por los fabricantes

Para la elección de la mejor alternativa de módulo se realizan unas matrices multicriterio que se pueden observar en el ANEXO VII.

Como resultado el panel más adecuado para la instalación es la monocristalina **Performance 3** de la marca **SunPower**.

4.1.3 DISEÑO DE LAYOUT DE LA PLANTA

Antes de empezar con el diseño de la distribución de los paneles, en este apartado se va a elegir la orientación, inclinación y seguimiento de los paneles en cada zona anteriormente estudiada.

La utilización de seguidores en instalaciones de autoconsumo no es nada habitual, ya que se necesitan grandes superficies para que los paneles puedan moverse con total libertad y se necesita una inversión económica mucho mayor. La utilidad de estos es más habitual en parques solares de más de 1MW conectados a red que están destinados a maximizar la producción de electricidad para aumentar los beneficios. En estas instalaciones el beneficio a largo plazo en aumento de producción compensa el incremento inicial del coste de instalación y el de mantenimiento. Además, las instalaciones comerciales suelen estar ubicadas en grandes superficies de terreno, posibilitando la instalación de seguidores solares.

La elección de la orientación e inclinación de los paneles se debe hacer estudiando uno a uno cada zona, sin embargo, hay dos apuntes generales que son importantes comentarlos.

El primero es que la producción total de la empresa se realiza entre las 10:00h y las 17:00h por lo que la orientación más recomendada será orientar los paneles solares hacia el este (para maximizar la generación durante las horas de la mañana). Esto sería lo más adecuado si no se tienen baterías, ya que lo producido se consumiría al momento. Si se decide instalar baterías la orientación puede ser hacia el oeste, ya que aunque se generaría más por la tarde, esta producción se podría guardar para la mañana siguiente. Sin embargo, con la ley Net Billing se debe estudiar si es más rentable almacenar la energía o inyectarla a la red.

El segundo es que si la demanda de la empresa fuera constante durante todo el año la inclinación de los paneles estaría entorno a los 30°. Si embargo la producción y demanda de la cerveza es mayor en verano por lo que la inclinación óptima de los paneles debería estar en torno a los 15° y 20°. Además, que los paneles estén inclinados es algo importante ya que se evita que se acumule la suciedad ya que por gravedad las partículas de polvo se deslizarían por la placa hacia abajo. Un panel orientado horizontalmente acumularía suciedad y esta crearía sombras que después se convertirían en problemas del punto caliente.

Ahora se procede a elegir la orientación e inclinación de los paneles en cada zona. Para ello se va a estudiar la capacidad máxima que tiene cada zona para producir mediante fotovoltaica.

- ZONA TRASERA

Como esta zona es superficie terrestre existe total libertad para orientar e inclinar los paneles. Mediante el software online *PVGIS* se puede obtener el ángulo óptimo de inclinación y orientación de los paneles para maximizar la producción. Para conseguir estos datos se introducen los siguientes precedentes que aparecen en la ilustración 78.

Ilustración 78: Cálculo de la inclinación óptima.

The screenshot shows the PVGIS configuration interface. At the top, it displays cursor coordinates (-31.014, -71.218), elevation (867m), and PVGIS version (5.2). There are options for 'Use terrain shadows' with 'Calculated horizon' checked. Download buttons for CSV and JSON are visible. The main configuration area is titled 'PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV' and includes a sidebar with navigation options like 'TRACKING PV', 'OFF-GRID', 'MONTHLY DATA', 'DAILY DATA', 'HOURLY DATA', and 'TMY'. The main settings include: Solar radiation database (PVGIS-ERA5), PV technology (Crystalline silicon), Installed peak PV power (1 kWp), System loss (15%), Mounting position (Free-standing), Slope (35 degrees), and Azimuth (0 degrees). There are checkboxes for 'Optimize slope' (unchecked) and 'Optimize slope and azimuth' (checked).

Fuente 78: PVGIS

En el programa se considera el uso de paneles cristalinos de silicio, 1kWp de potencia instalada y unas pérdidas del 15% que pertenece a pérdidas en cables, en inversores, suciedad en módulos, etc.

Como resultado se obtiene una inclinación de 27° y una orientación de -180°, es decir, orientación norte. Una vez obtenidos estos datos es importante calcular la distancia de separación de los paneles ya que al estar inclinados 27° crearán sombras que no deben afectar a los demás paneles.

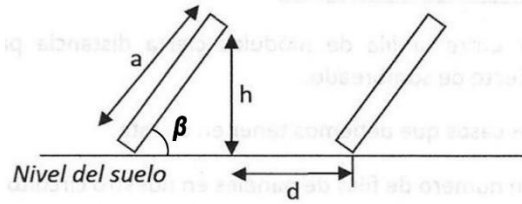
Para el cálculo de la distancia de separación de los paneles se necesitan las siguientes tres fórmulas:

$$k = 1/tg(61^\circ - \text{latitud})$$

$$d = h * k$$

$$h = \text{sen}(\beta) * a$$

Ilustración 79: Cálculo de la distancia mínima entre paneles.



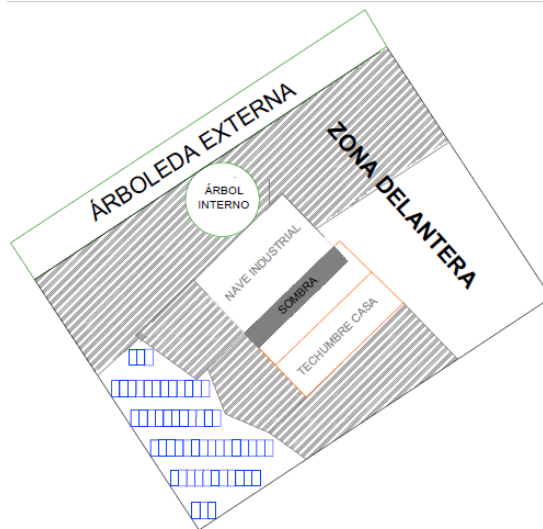
Fuente 79: AulaFacil.com

La constante k depende de la latitud del lugar y del ángulo 61° . Este último ángulo no es un ángulo arbitrario, ya que está calculado para que el día del solsticio de invierno se garanticen al menos 4 horas sin sombra en torno al mediodía.

Introduciendo la latitud de la empresa en valor absoluto ($+ 31,014^\circ$), la altura del monocristalino seleccionado ($a = 2,066\text{m}$) y el ángulo de inclinación óptimo ($\beta = 27^\circ$) se obtiene una distancia de separación de $1,625\text{m}$.

Se puede visualizar en la ilustración 80 que con las condiciones anteriormente mencionadas existe espacio para la instalación de 55 paneles. Puede que sean demasiados paneles pero más adelante se analizará cuantos paneles hacen falta como mínimo para hacerle frente al consumo actual de la empresa.

Ilustración 80: Configuración de paneles en la zona trasera. Capacidad máxima.



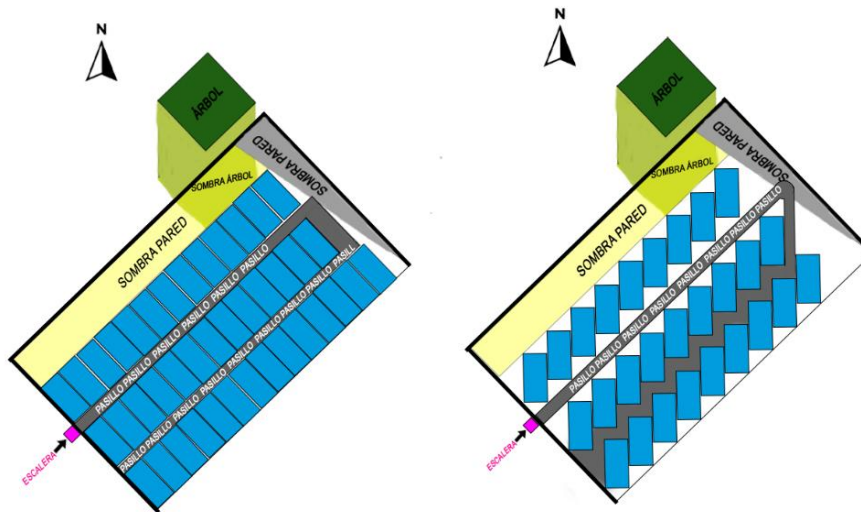
Fuente 80: Elaboración propia mediante AutoCad

▪ **TECHUMBRE NAVE**

Como ya se sabe este tejado está orientado 44° Noroeste por lo que se debe decidir si se colocan los paneles con esta orientación o se colocan orientados al norte (en esta dirección se maximiza la producción durante el día).

Lo más habitual en estos casos donde el tejado está orientado en otra dirección que no sea norte (o sur en el hemisferio norte) es colocarlos en dirección original del tejado, ya que la disminución de la producción no es muy alta (en torno al 1-3%). Además si se colocan orientados al norte el aprovechamiento del espacio no es tan bueno como se puede observar en la siguiente ilustración.

Ilustración 81: Configuración de paneles con orientación norte y -44° . TEJADO NAVE. Capacidad máxima.



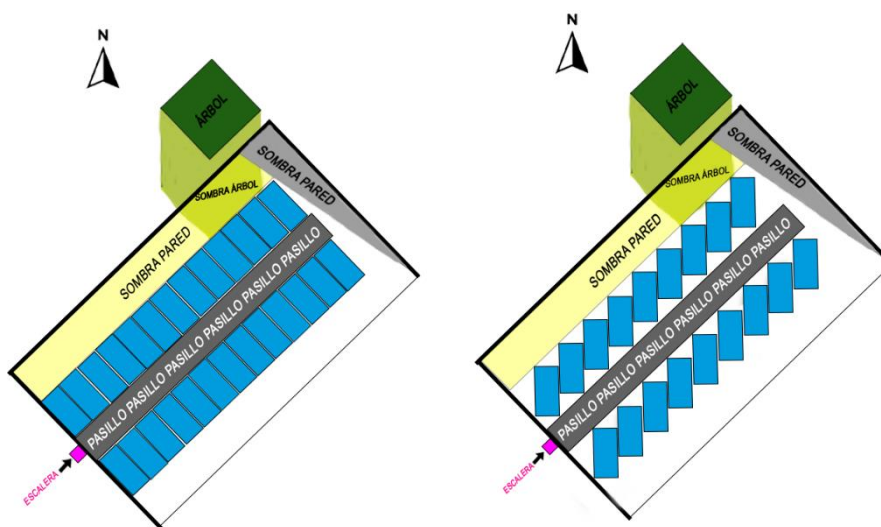
Fuente 81: Elaboración propia mediante AutoCAD

Se observa que en la opción de los paneles orientados en la dirección del tejado entran 40 paneles mientras que la opción de orientación norte entran 27. Estos cálculos se han realizado considerando que los paneles están colocados a ras del tejado, es decir sin ninguna inclinación adicional a la que ya de por sí tiene el tejado.

Para elegir con cual de las dos orientaciones quedarse se debe de hacer una comparación de lo que se podría generar con cada una de ellas. Este estudio de generación se ha realizado en el punto 4.1.4.

Por último, este emplazamiento tiene una inclinación de $6,8^\circ$ por lo que si los paneles se ponen a ras de la chapa metálica los paneles tendrán esa misma inclinación. En las instalaciones de techumbre no es nada habitual sumarles una inclinación adicional ya que esto provocaría la disminución de cantidad de paneles por causa de la distancia de separación que debe haber entre las ramas. En el caso de inclinarlas con ángulo óptimo (27° , calculado anteriormente), se le debería sumar a la placa mediante una estructura de soporte un ángulo adicional de $20,2^\circ$. Esta inclinación provocaría una distancia de separación de 1,236m lo que supondría la disminución de strings o ramas como se puede contemplar en la ilustración 82.

Ilustración 82: Configuración de paneles inclinados con distinta orientación. TEJADO NAVE. Capacidad máxima.



Fuente 82: Elaboración propia mediante Photoshop

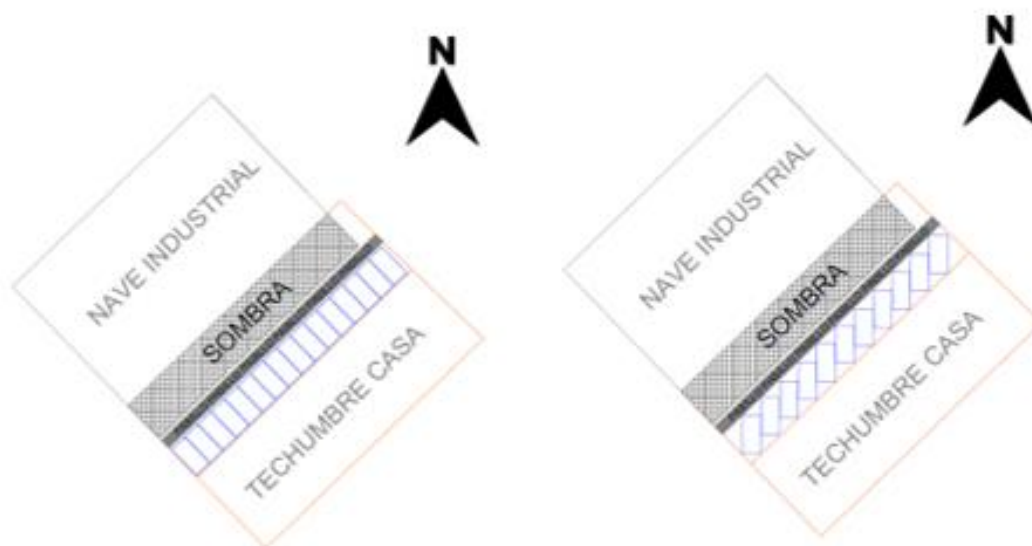
Se puede observar que al sumarle inclinación a los paneles con orientación 44° Noroeste se reduce la cantidad de paneles a 26 (una reducción de 14 paneles) y en el caso de orientación norte se obtienen 18 paneles (una reducción de 9 paneles). Al inclinarlas se perdería una capacidad importante de generación, el coste de la instalación sería mayor debido a las estructuras, y por tanto, la rentabilidad de la solución de autoconsumo mucho menor. Además no sería la mejor solución desde un punto de vista estético ya que rompe con la armonía de cualquier vivienda.

- TECHUMBRE CASA

Igual que la anterior, esta techumbre está orientada 44° Noroeste y tiene una inclinación de 16°. A continuación se exponen las diferentes maneras de distribución de los paneles.

Para realizar la vista superior de los planos se ha tenido en cuenta que al tener una inclinación de 16°, las dimensiones disminuyen, es decir, al estar inclinado el panel 16° al hacer su proyección vertical alguna de sus dimensiones disminuyen. Como se puede observar en la siguiente ilustración, con una orientación de 44° Noroeste existe la capacidad de instalar 16 paneles mientras que con orientación norte solamente 11.

Ilustración 83: Configuración de paneles con distinta orientación. TEJADO CASA.



Fuente 83: Elaboración propia mediante AutoCAD.

No se realizan los planos con inclinación ya que al solo tener espacio para una sola fila la distancia mínima entre paneles no influiría en el diseño.

4.1.4 GENERACIÓN MÁXIMA DE LAS PLANTAS

Para elegir la mejor alternativa de configuración de las plantas a continuación se realiza una tabla para comparar la posible generación que proporcionaría cada distribución. Esta generación corresponde a la producción máxima posible de la zona de emplazamiento. Se observa en la ilustración 84 que los valores son mucho mayores a los que la empresa

realmente necesita. Los datos de generación se han obtenido con ayuda del simulador Explorador Solar y se pueden ver en el ANEXO VIII.

Se han recopilado todos los datos en la siguiente ilustración para poder hacer una buena comparación.

Ilustración 84: Generación máxima de las diferentes plantas con distinta orientación e inclinación.

GENERACIÓN MÁXIMA DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE PLANTAS							
	ORIENTACIÓN	INCLINACIÓN ADICIONAL (hasta los 27º)	Nº DE PANELES	POT. INSTALADA (kWp)	GENERACIÓN ANUAL (kWh)	POT. GENERADA / POT. INSTALADA	FACTOR DE PLANTA (%)
TEJADO NAVE	44º NOROESTE	SI	26	10,79	14990	1389,249305	16
		NO	40	16,6	21122	1272,409639	15
	NORTE	SI	18	7,47	10370	1388,219545	16
		NO	27	11,205	14290	1275,323516	15
TEJADO CASA	44º NOROESTE	SI	16	6,64	9223	1389,006024	16
		NO	16	6,64	8783	1322,740964	15
	NORTE	SI	11	4,565	6337	1388,170865	16
		NO	11	4,565	6053	1325,958379	15
ZONA TRASERA	NORTE	SI	55	22,825	31688	1388,3023	16

Fuente 84: Elaboración propia en base a datos proporcionados por Explorador Solar.

El factor de planta es la razón entre la energía que produce la planta y la energía que podría producir operando continuamente a máxima capacidad durante un determinado periodo de tiempo.

Se va a elegir una alternativa de distribución por cada emplazamiento, es decir, se proporcionarán al gerente un diseño de instalación de cada emplazamiento como solución. Para elegir cual de las distribuciones es la más adecuada se ha ayudado de una matriz multicriterio que se puede observar en el ANEXO IX, donde los factores que se han tenido en cuenta han sido el factor de planta, la pot.generada/pot.instalada, la estética, el precio y la colocación del panel.

El precio hace referencia a la cantidad de soportes que haya que instalar ya que el uso de estos elevaría el precio de la instalación. La colocación del panel se refiere a que los paneles están fabricados para ser colocados de una cierta manera, para así, con ayuda de la gravedad, no acumular polvo en su superficie. Es un aspecto de suma importancia ya que la acumulación de polvo crea sombras y estas crean el problema del punto caliente que deteriora la vida útil de los paneles.

Como mejores alternativas se han obtenido las instalaciones que se muestran en la siguiente tabla:

Ilustración 85: Inclinaciones y orientaciones óptimas para cada planta.

ALTERNATIVA	EMPLAZAMIENTO	INCLINACIÓN (°)	ORIENTACIÓN
1	ZONA TRASERA	27	NORTE
2	TEJADO NAVE	6,8 (paralelo al techo)	44° NOROESTE
3	TEJADO CASA	16 (paralelo al techo)	44° NOROESTE

Fuente 85: Elaboración propia

4.1.5 GENERACIÓN NECESARIA DE LAS PLANTAS

En este apartado se realizan los cálculos necesarios para saber cuántos paneles hacen falta en cada instalación para que con una de ellas se pueda abastecer la demanda anual de la empresa.

Como ya se comentó al principio, la empresa tiene una demanda anual de 6740kWh. Dentro de esta demanda no se ha tenido en cuenta el consumo de la nave frigorífica que tiene la empresa en otra ubicación. Entre los futuros planes del gerente está la de trasladar la nave frigorífica a la ubicación de la planta y alimentarla también mediante energía fotovoltaica. Por lo que se estima que la demanda aumente en un 20% ya que es un valor típico de consumo de los almacenes de refrigeración de las empresas (Stocker, 2021).

Teniendo en cuenta lo anterior, en el futuro se tendría una demanda anual de 8088kWh, por lo que la central debe dimensionarse de modo que la energía que genere sea de ese valor como mínimo. No obstante, dado que las condiciones reales de trabajo del generador fotovoltaico difieren al estándar de medida y para dejar un poco de margen por un posible aumento de producción de cerveza se decide sobredimensionar la instalación un 10%. Por lo que el sistema finalmente tendrá que ser capaz de ofrecer 8968kWh, aproximando 9000kWh.

Para poder ofrecer esa energía anual se vuelven a calcular la cantidad de paneles que harían falta en cada emplazamiento y se observa si la cantidad de paneles no excede el máximo que limita el espacio. Estos cálculos se han realizado mediante Explorador Solar.

Ilustración 86: Cantidad de paneles necesaria por planta para abastecer la energía anual de la empresa.

ALTERNATIVA	EMPLAZAMIENTO	Nº DE PANELES	POTENCIA INSTALADA (kWp)	GENERACIÓN ANUAL (kWh)
1	ZONA TRASERA	16<55	6,64	9218
2	TEJADO NAVE	17<40	7,055	9,013
3	TEJADO CASA	17<16	7,055	9332
		16=16	6,64	8783

Fuente 86: Elaboración propia en base a datos de Explorador Solar.

Se observa que en la zona trasera como en el tejado de la nave es posible hacer la instalación para llegar a cubrir la demanda de 9000kWh. Sin embargo en el tejado de la casa se excede el máximo de paneles por lo que no será posible llegar a la demanda exigida. Sólo sera capaz de ofrecer 8783kWh anuales.

4.1.6 ELECCIÓN DEL INVERSOR

En una instalación fotovoltaica de autoconsumo como la que se desea diseñar, el inversor fotovoltaico es un elemento indispensable. Su cometido es transformar la energía generada en forma de corriente continua a alterna para después consumirla o inyectarla a la red.

El inversor fotovoltaico establece una tensión de funcionamiento del generador fotovoltaico en base a su curva característica. Es decir, en un momento dado, dependiendo de la irradiancia, el generador proporciona una corriente determinada, y el convertidor se encargará de establecer la tensión adecuada para obtener la máxima potencia que puede ofrecer el sistema en ese momento concreto. Además, los inversores cuentan normalmente con un transformador para elevar la tensión generada a la salida de este, con el fin de adecuarla a la tensión de consumo o red de distribución.

Como ya se ha comentado anteriormente, la potencia máxima que proporciona un generador fotovoltaico depende de la irradiancia y la temperatura, con lo cual, el principal cometido del inversor es garantizar en cualquier estado, que la tensión que impone el generador fotovoltaico sea la correspondiente al punto de máxima potencia. Esto se lleva a cabo mediante la inclusión de algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia.

Por consiguiente, el inversor debe cumplir con las siguientes funciones para maximizar la producción de la instalación fotovoltaica:

1. **Conversión de energía:** convierte la corriente continua en corriente alterna, que es la utilizada por la mayoría de los aparatos eléctricos.
2. **Optimización de energía:** Maximiza la generación de energía de las placas solares. Para ello, los paneles se conectan al inversor de forma individual o agrupadas con el fin de aumentar la producción de energía, y por lo tanto, mejorar el rendimiento general de la instalación.
3. **Seguimiento y protección:** Un inversor solar realiza un seguimiento de los rendimientos energéticos del sistema fotovoltaico, de la actividad eléctrica y de las señales en situaciones anómalas. Esta información se puede ver en el propio dispositivo o desde otra ubicación si se implementa la tecnología de comunicación adecuada y los servicios en línea.
4. **Operación constante:** Una instalación fotovoltaica está diseñada para proporcionar a la intemperie y en todas las condiciones climáticas. El inversor fotovoltaico ofrece una operación constante disipando el calor de una manera eficiente.

Son varios los parámetros y características que determinan un inversor. En primer lugar, la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas.

La gama de potencias en el mercado es muy extensa, ronda desde los 5 kW hasta 7220 kVA (según catálogo *Ingeteam*), incluso para los sistemas domésticos existen mini inversores desde 50 W o 400 W. Para determinar la potencia del inversor a emplear, es imprescindible conocer las necesidades y requisitos que debe cumplir nuestra instalación, y es que es muy distinto el inversor que se necesita para una planta de autoconsumo o para un huerto solar que dispone de un número elevado de paneles, ya que los niveles de potencia serán muy superiores.

En segundo lugar, el rendimiento energético también es importante. Debería ser alto en toda la gama de potencias a las que se trabaja. Los modelos actualmente en el mercado tienen un rendimiento medio situado en torno al 90%. El rendimiento del inversor es mayor cuanto más próximos estamos a su potencia nominal y, con el fin de optimizar el balance energético, es primordial hacer coincidir la potencia pico del campo

fotovoltaico y la potencia nominal del inversor. Si queremos tener un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia de pico del campo fotovoltaico nunca debe ser menor que la potencia nominal del inversor.

Además, el inversor debería incorporar algunas protecciones generales. Así como, limitador de la tensión máxima y mínima, limitador de la frecuencia máxima y mínima, protección contra contactos directos, contra sobrecargas y contra cortocircuitos o interruptor automático.

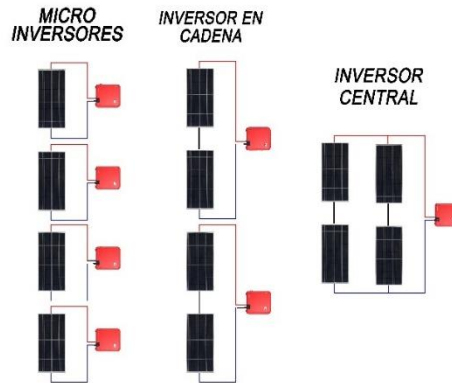
Pues bien, al igual que con el módulo fotovoltaico, en la elección del inversor prima la cuestión económica y la técnica (eficiencia energética).

Lo primero que se debe elegir es la cantidad de inversores que se quieren instalar. Si cada placa lleva implementada un inversor se maximiza la producción de la instalación ya que cada inversor está consiguiendo maximizar la producción de cada panel en todo momento. Sin embargo, instalar tantos microinversores elevaría considerablemente los costes.

Por otro lado, si se conecta un solo inversor central para toda la planta el gasto económico se abarataría respecto a la anterior, debido a que el precio del kW del inversor a potencias mayores es menor. Pero existe el riesgo de que se interrumpa la producción total por fallo del inversor, ya que el inversor es el punto crítico de toda la instalación.

Por último, si se instalan inversores en cadena, es decir, una cantidad de paneles en serie conectados a cada inversor, la potencia requerida por inversor es menor y aunque falle uno de ellos las demás partes del sistema siguen funcionando con total normalidad. Sin embargo tiene la desventaja de que suele resultar la opción más cara.

Ilustración 87: Tipo de instalación según conexión al inversor.



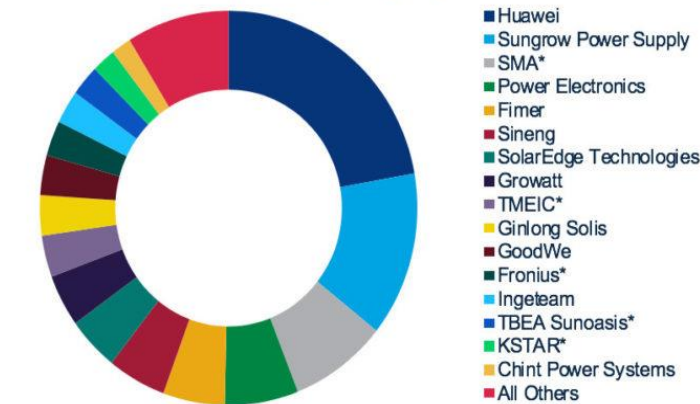
Fuente 87: Elaboración propia

▪ **Elección de la marca del inversor**

La selección de la marca del inversor será conforme a la calidad y *ranking* que existen en la actualidad. Dentro de las marcas con mayor dominio global se encuentra Huawei, Sungrow y SMA (Solar Technology AG) como se puede visualizar en la Ilustración X.

Ilustración 88: Ranking mundial de las marcas de inversores más vendidos.

Global PV inverter shipments, 2019 (MW)



* Estimate
Source: Wood Mackenzie

Fuente 88: Extraído de (Enkhardt, 2020)

Bajo el *ranking* señalado, se procede a realizar una comparación de cinco marcas relevantes en el mercado. Esta comparación se realizará mediante una matriz multicriterio, en donde se evaluarán cada una de estas marcas. Luego del análisis, se seleccionará la que mayor resultado pondere.

Los criterios a evaluar son características relacionadas con la marca y que son fundamentales para la selección del inversor. Estos criterios se definen a continuación:

- **Ranking mundial:** este criterio consiste en la posición que se encuentran las marcas en el marco de inversores fotovoltaicos dentro del mercado mundial, en donde el uno es la mejor posición.
- **Precio:** este criterio consiste en analizar un inversor del mismo tipo para todas las marcas (en este caso se analizará un inversor de 10kWp), para así, visualizar la diferencia de precios que existe entre ellas. Este criterio es uno de los más importantes a analizar, ya que, para la empresa Cervecería Berner su mayor inquietud son los costos de inversión en el proyecto, por lo que entre mayor sea el precio del inversor menos conveniente le será para la empresa, considerando que el inversor es de la misma utilidad.
- **Origen del fabricante:** con respecto al origen, se refiere principalmente con el país de procedencia del inversor, lo cual es fundamental para la percepción del consumidor.
- **Trayectoria en el mercado:** la trayectoria está definida por la cantidad de años que la marca lleva en el mercado de energía fotovoltaica.
- **Años de garantía:** este último criterio consiste en la cantidad de años de garantía en caso de fallas que ofrece la marca por su producto que en este caso es el inversor.

Para la evaluación se han escogido 5 inversores de diferentes marcas de una misma potencia de 10kW. Sus características se pueden observar en la siguiente tabla:

Ilustración 89: Tabla de las características de 5 marcas de inversores.

CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES SEGÚN LA MARCA							
	Ranking Mundial	Origen del fabricante	Trayectoria (años)	Inversor	Precio (CLP)	Garantía (años)	Eficiencia
Huawei	1	China	6	Trifásico Híbrido 10kW IP65 Versión M1 - SUN2000-10ktl-M1	\$ 1.790.540	5	98,6%
Sungrow	2	China	24	Sungrow 3PH Inverter 10KW (SG10KTL-M)	\$ 1.259.645	10	98,6%
SMA	3	Alemania	42	INVERSOR TRIFÁSICO 10KW-380VAC ONGRID SMA TRIPOWER STP-10000	\$ 2.895.798	5	98,30%
Ingeteam	13	España	33	Inversor IngeTEAM Sun 3Play 10TL	\$ 2.307.146	10	97,80%
Fronius	12	Austria	30	Inversor FRONIUS SYMO trifásico 10.0-3-M Full	\$ 2.690.000	2	98%

Fuente 89: Elaboración propia en base a los datos proporcionados por los proveedores de inversores.

Luego de investigar estos datos, se procede a calcular las ponderaciones de los criterios y se realiza una matriz de ponderación que se pueden observar en el ANEXO X.

Como resultado la marca más conveniente para el inversor es **Sungrow**.

▪ **ELECCIÓN DE POTENCIA DEL INVERSOR**

Por lo comentado anteriormente en este apartado se decide la cantidad de inversores que se van a instalar por planta. La potencia nominal que debe tener el/los inversor/es debe ser muy parecida a la potencia pico que se tiene instalada en la planta. Tanto en la zona trasera como en el tejado de la casa se tienen instalados 16 paneles que corresponden a 6,64kWp instalados, mientras que en el tejado de la nave se tienen instalados 17 paneles que corresponden a 7,055kWp instalados. Dados estos datos, se busca una potencia total en el/los inversores/es de 7000kW para la zona trasera y tejado de la casa y una potencia de 8000kW para el tejado de la nave. Se han sobredimensionado las potencias de los inversores ya que si se pone un inversor con menor potencia que la que hay instalada se perdería energía.

La empresa Sungrow solo ofrece inversores con potencia de 2kW a 20kW por lo que no se considera hacer una instalación de micro inversores ya que al poner un inversor de 2kW a una placa de 415W el equipo no trabajaría de forma eficiente y

sería un desperdicio de dinero. Por consiguiente, solo se considerarán dos tipos de instalación: *string invertir* y *central invertir*.

Se han elegido 8 inversores diferentes de diferente potencia y características. Entre las características analizadas se encuentran las siguientes:

- **Tipo de alterna (monofásico o trifásico):** Dado que las cargas de la empresa son de consumo monofásico o trifásico se ha visto necesario escoger de los dos tipos con el fin de tener la posibilidad de alimentar todas las cargas. El sistema trifásico tiene ventaja frente al monofásico, ya que del trifásico mismo se puede conseguir fácilmente monofásico escogiendo una línea y el neutro. Sin embargo, para conseguir trifásico a partir de monofásico hace falta otra etapa de conversión mediante un convertidor MONO-TRI lo que elevaría los costes.
- **Potencia.** En este apartado se analizan las potencias de cada inversor, la cual nos da información sobre cuantos inversores hay que instalar al igual que de qué sistema se trata (*central o string*).
- **Precio:** Se comparan los diferentes precios de los inversores. Con esta característica tienen desventaja los inversores de mayor potencia, por lo que, finalmente lo que se comparará será el valor de \$/kW.
- **Eficiencia máxima:** Es la relación que existe entre la parte de alterna y la parte de continua funcionando a (normalmente) su capacidad nominal. Es decir, tener un 98% de eficiencia significa que la potencia de la salida es la de entrada x 0.98, dicho de otra manera, tiene unas pérdidas del 2%.
- **Eficiencia europea:** Es la eficiencia máxima que tiene el inversor en condiciones climatológicas de Europa. Esta eficiencia tendrá más peso en las ponderaciones debido a que la climatología que existe en Curicó es muy parecida a la que existe en Europa.
- **MPPT.** Se comparan la cantidad de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que tiene el inversor. Una mayor cantidad de MPPT significa que se puede hacer trabajar a más paneles en su punto de máxima potencia en todo momento.

- **Garantía:** Se comparan los años de garantía de cada inversor. Este factor es importante ya que los inversores son los elementos más sensibles y los que mayores problemas dan de toda la instalación.
- **Peso:** Este criterio solamente se tendrá en cuenta en los emplazamientos de tejado ya que un aumento de peso importante involucraría un estudio de estructuras para asegurar la estabilidad del edificio.
- **WIFI:** En este apartado se compara si el inversor incluye un módulo de monitoreo WIFI. Es un aspecto interesante ya que se puede acceder a los datos de generación mediante un teléfono inteligente o con una computadora con acceso a internet. Tiene grandes utilidades, una de ellas es que se puede observar que si de un día al otro la generación ha disminuido (por razones externas al clima) significa que hay que limpiar las placas o que existe alguna sombra que está disminuyendo la producción. De lo contrario, habría que esperar a final de mes y comparar las facturas eléctricas de cada mes, por lo que el tiempo de reacción sería mucho mayor.

Todos estos inversores y sus características están indicadas en una tabla en el ANEXO XI.

Después de aplicar el método de factores ponderados se ha conseguido obtener el ranking de los mejores inversores para cada zona:

Ilustración 91: Ranking de mejores inversores para zona de techumbres.

TECHUMBRES								
	SG8K-D	SG7.0RT	SG5K-D	SG5KTL-MT	SG3K-D	SG3K-S	SG2K5-S	SG2K-S
RANKING	1	2	3	4	5	6	7	8
NOTA	8,703	8,014	7,739	7,181	6,833	6,812	6,283	5,623

Fuente 91: Elaboración propia.

Ilustración 90: Ranking de mejores inversores para zona trasera.

ZONA TRASERA								
	SG8K-D	SG7.0RT	SG5K-D	SG5KTL-MT	SG3K-D	SG3K-S	SG2K5-S	SG2K-S
RANKING	1	2	3	4	5	6	7	8
NOTA	8,658	8,017	7,625	7,358	6,883	6,708	6,175	5,642

Fuente 90: Elaboración propia.

Las mejores posiciones los han obtenido los inversores SG8K-D, SG7.0RT, SG5K-D Y SG5KTL-MT. A continuación se va a estudiar las posibles opciones de conexión que existen con estos inversores.

Por una parte se encuentran las instalaciones de la zona trasera y tejado de casa las cuales necesitan una potencia de inversor de 7kW. Las diferentes alternativas se pueden observar en la siguiente tabla:

Ilustración 92: Opciones de conexión de inversores en la zona trasera y zona tejado casa.

ZONA TRASERA Y TEJADO CASA (7kW)					
	INVERSOR	CANTIDAD	COSTO INVERSOR	COSTO TOTAL (\$)	NECESIDAD CONVERTIDOR MONO-TRI
OPCIÓN 1	SG7.0RT	1	1632534,3	1632534	NO
OPCIÓN 2	SG5K-D	1	982084,77	1750487	SI
	SG2K-S	1	768402,27		
OPCIÓN 3	SG3K-D	1	853875,27	2390680	SI
	SG2K-S	2	768402,27		

Fuente 92: Elaboración propia.

Como solución se ha optado por la opción 1 ya que es la opción más barata y no hace falta la conexión de ningún convertidor MONO-TRI ya que el propio convertidor tiene una salida trifásica.

Por otro lado se encuentra la instalación de la techumbre de la nave la cual debe tener una potencia de inversor de 8kW. Las siguientes opciones se pueden observar en la siguiente tabla:

Ilustración 93: Opciones de conexión de inversores para la zona de tejado nave.

TEJADO NAVE									
	INVERSOR	CANTIDAD	COSTO INVERSOR	COSTO TOTAL (\$)	CONVERTIDOR MONO-TRI				PRECIO FINAL
					NECESIDAD	MARCA MODELO	POTENCIA (W)	PRECIO	
OPCIÓN 1	SG8K-D	1	1555608,6	1555608,6	SI	Sandi SDT-8KW	8000	778921,5	2334530,1
OPCIÓN 2	SG5KTL-MT	1	1597144,5	2451019,77	NO	-	-	-	3142836,07
	SG3K-D	1	853875,27		SI	Bangzhao BZT-3KW	3000	691816,3	
OPCIÓN 3	SG5K-D	1	982084,77	1835960,04	SI	Sandi SDT-8KW	8000	778921,5	2614881,54
	SG3K-D	1	853875,27						

Fuente 93: Elaboración propia en base a los datos proporcionados por los proveedores de inversores y convertidores 1-3.

Como se puede observar todas las opciones necesitan un convertidor de monofásica a trifásica de 8kW o menor potencia. La inclusión de estos

convertidores eleva los costes hasta los valores que se encuentran en la última columna (precio final). Como solución final de inversor se ha elegido el modelo SG8K-D ya que se trata de la opción más económica.

Para terminar el apartado de la elección de los inversores se ha realizado una tabla para resumir todas las decisiones tomadas:

Ilustración 94: Instalación óptima de inversores para cada emplazamiento.

	INVERSOR			CONVERTIDOR			PRECIO TOTAL(\$)
	MARCA	MODELO	CANTIDAD	MARCA	MODELO	CANTIDAD	
ZONA TRASERA	Sungrow	SG7.0RT	1	-	-	0	1632534,3
TEJADO NAVE	Sungrow	SG8K-D	1	Sandi	SDT-8kW	1	2334530,1
TEJADO CASA	Sungrow	SG7.0RT	1	-	-	0	1632534,3

Fuente 94: Elaboración propia.

Como conclusión se puede decir que finalmente la manera más rentable de tipo de instalación ha sido la de inversor central pero tiene la desventaja de no maximizar la producción de los paneles.

4.1.7 CONFIGURACIÓN DE STRINGS Y CONEXIONADO CON EL INVERSOR

Para obtener la configuración ideal de los *string*-s debemos obtener las características del inversor para condicionar el voltaje y la corriente que podemos extraer de cada panel. Como cada emplazamiento tiene su inversor y cantidad de paneles particular se debe hacer un diseño de *string*-s por cada emplazamiento.

- TEJADO NAVE

El inversor utilizado en esta instalación es el SG8K-D. Este inversor tiene las siguientes características:

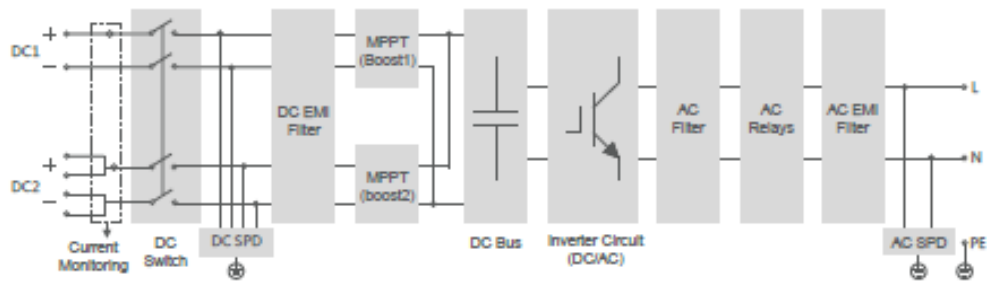
Ilustración 95: Tabla de características que influyen en el diseño del string del inversor SG8K-D

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR SG8K-D	
Max. PV input voltage	600 V
Min. PV input voltage	90V
Starup Voltage	120V
MPP VOLTAGE RANGE	90 V – 540 V
MPP VOLTAGE RANGE FOR NOMINAL POWER	275 V – 480 V
Max. PV input current	12,5 A(input 1) 25 A (input 2)

Fuente 95: Elaboración propia en base a los datos del datasheet del SG8K-D.

El rango de voltaje de MPP indica el rango de voltaje de un inversor en el que el MPP Tracker puede establecer el punto de máxima potencia para operar los módulos fotovoltaicos a la máxima potencia. En la casilla de máxima corriente se pueden observar diferentes valores según las entradas. Estas entradas se muestran en la ilustración 96, donde se puede observar que existen 3 entradas. La entrada DC1 tiene su propio MPPT y la entrada DC2 esta dividida también en otras 2 subentradas y tienen un único MPPT para las dos entradas.

Ilustración 96: Esquema electrónico del convertidor SG8K-D.



Fuente 96: Extraído del datasheet del convertidor SG8K-D.

Además de las anteriores consideraciones ahora se debe conocer las características del módulo fotovoltaico que el fabricante ha medido en condiciones estándares (STC):

Ilustración 97: Características del monocristalino Sungrow en condiciones STC.

CARACTERÍSTICAS PANEL FOTOVOLTAICO	
Voc	54,1 V
Isc	9,90 A
Potencia máxima	415W
Max. Voltaje del string	1500 V
Max. Corriente del string	18A

Fuente 97: Extraído de la ficha técnica del panel fotovoltaico

Ahora se deben configurar los 17 módulos de la mejor manera para respetar los rangos de funcionamiento óptimo y no superar los límites máximos de corriente ni de voltaje. Para ello se ha pensado en la siguiente configuración:

Se van a diseñar 2 *string*-s; el *string* N°1 tiene 8 paneles en serie y se conecta a la entrada DC1 mientras que el *string* N°2 tiene 9 paneles en serie y se conecta a una de las entradas DC2.

En la ilustración 99 se puede observar cómo los valores de tensión y corriente entran dentro de los márgenes establecidos por los fabricantes.

Los valores de generación proporcionados por el fabricante han sido calculados en condiciones estándares de medida (STC, irradiancia de 1000W/m², AM 1,5 y temperatura de células de 25 °C.) por lo que cualquier variación de estas condiciones modifica los valores de tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar el módulo. Por esto mismo se debe comprobar que en los casos extremos de temperatura se siguen cumpliendo las restricciones anteriormente comentadas. Para ello se ayuda de los coeficientes que proporciona el fabricante del módulo fotovoltaico, los cuales ofrecen relaciones de parámetros eléctricos con el cambio de temperatura:

Ilustración 98: Coeficientes de temperatura del panel solar.

Coeficiente potencia - temperatura	-0,34% / °C
Coeficiente tensión- temperatura	-0,28% / °C
Coeficiente intensidad - temperatura	0,06% / °C

Fuente 99: Valores extraídos de la ficha técnica del panel.

Como se puede observar en el estudio climatológico realizado en el CAPÍTULO 3, en el año 2021 se obtuvo una temperatura ambiente mínima de 5,07°C y una máxima de 29,43°C. Ahora se procede a calcular la temperatura de la célula expuestas a estas dos temperaturas ambientes extremas. Para ello se utiliza la siguiente expresión, la cual relaciona la temperatura de operación de la célula (TONC, valor proporcionado normalmente en el *datasheet*), la temperatura ambiente y la temperatura de la célula:

$$T_c = T_a + G \frac{TONC - 20}{800}$$

El valor de TONC no está proporcionado en el *datasheet* por lo que se coge el valor típico de 47°C. Además, se considera una irradiancia igual que en condiciones estándar, 1000W/m².

$$T_{c, \min} = T_c(T_a = 5,07^{\circ}C) = 5,07 + \frac{1000}{800} * (47 - 20) = 38,82 \text{ }^{\circ}C$$

$$T_{c, \max} = T_c(T_a = 29,43^{\circ}C) = 29,43 + \frac{1000}{800} * (47 - 20) = 63,18 \text{ }^{\circ}C$$

Se calcula la diferencia de temperatura que existe entre el estándar de medida y el límite:

$$\Delta T_{\min} = 38,82 - 25 = 13,82 \text{ }^{\circ}C$$

$$\Delta T_{\max} = 63,18 - 25 = 38,18 \text{ }^{\circ}C$$

Con estas diferencias de temperatura y los coeficientes anteriormente mencionados se calculan los nuevos valores de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} que proporciona el panel, primero para la temperatura mínima y después para la temperatura máxima:

Tmin

$$I_{sc}(T_c = 38,82^{\circ}C) = 9,9A + 9,9A * \frac{0,06}{100} \frac{1}{^{\circ}C} * 13,82 \text{ }^{\circ}C = 9,9821A$$

$$V_{oc}(T_c = 38,82^{\circ}C) = 54,1V - 54,1V * \frac{0,28}{100} \frac{1}{^{\circ}C} * 13,82 \text{ }^{\circ}C = 52,0065V$$

$$P_{max}(T_c = 38,82^{\circ}C) = 415W - 415W * \frac{0,34}{100} \frac{1}{^{\circ}C} * 13,82 \text{ }^{\circ}C = 395,5W$$

Tmax

$$I_{sc}(T_c = 63,18^{\circ}C) = 9,9A + 9,9A * \frac{0,06}{100} \frac{1}{^{\circ}C} * 38,18 \text{ }^{\circ}C = 10,1268A$$

$$V_{oc}(T_c = 63,18^{\circ}C) = 54,1V - 54,1V * \frac{0,28}{100} \frac{1}{^{\circ}C} * 38,18 \text{ }^{\circ}C = 48,3164V$$

$$P_{max}(T_c = 63,18^{\circ}C) = 415W - 415W * \frac{0,34}{100} \frac{1}{^{\circ}C} * 38,18 \text{ }^{\circ}C = 361,1280W$$

Con estos nuevos valores se procede a calcular si nuestros *string*-s diseñados entran dentro de los márgenes de valores marcados por el inversor. Este análisis se puede observar en la siguiente ilustración:

Ilustración 99: Tabla de comprobación de cumplimiento de los márgenes del inversor en funcionamiento normal y condiciones extremas de temperatura.

String	Nº1			Nº2		
PV en serie	8			9		
PV en paralelo	0			0		
Entrada de inversor	DC1			DC2.1		
Condiciones climatológicas	NORMALES	EXTREMAS		ESTANDARES DE MEDIDA	EXTREMAS	
		Tª min = 5,07°C	Tªmax = 29,43°C		Tª min = 5,07°C	Tªmax = 29,43°C
Tensión del string	432,8V < 600V 432,8V € (275 V – 480 V)	416,052V < 600V 416,052V € (275 V – 480 V)	386,5312V < 600V 386,5312V € (275 V – 480 V)	486,9V < 600V 486,9V € (275 V – 480 V) 486,9V € (90 V – 540 V)	468,0585V < 600V 468,0585V € (275 V – 480 V)	434,8476V < 600V 434,8476V € (275 V – 480 V)
Corriente del string	9,90 A < 12,5 A	9,9821 A < 12,5 A	10,1268 A < 12,5 A	9,90 A < 12,5 A	9,9821 A < 12,5 A	10,1268 A < 12,5 A
Potencia nominal del string	3320W < 4500W	3164W < 4500W	2889,024W < 4500W	3735W < 4500W	3559,5W < 4500W	3250,152W < 4500W

Fuente 99: Elaboración propia en base a datos extraídos de las fichas técnicas de los proveedores.

Como se puede comprobar no existe ningún problema con los valores del *string* Nº1, sin embargo, con el *string* Nº2 se puede visualizar que en condiciones estándares de medida el voltaje del *string* sobrepasa el margen de “*MPP VOLTAGE RANGE FOR NOMINAL POWER*” lo que significa que, si se va a poder aplicar el sistema de seguimiento de *MPP* (ya que aún nos encontramos dentro del margen de *MPP VOLTAGE RANGE*) pero no para extraer la potencia nominal sino para extraer algo menor.

Aunque con condiciones estándares se encuentre el problema mencionado, se puede observar que las condiciones extremas de temperatura los valores respetan los rangos, por lo que, en la práctica se va a funcionar óptimamente y no se superará ningún límite. Esto se debe a que la temperatura ambiente de STC es de -8,75°C, una temperatura que en Curicó no es nada probable alcanzar.

▪ **ZONA TRASERA Y TEJADO CASA**

Debido a que estas dos instalaciones tienen el mismo número de paneles y el mismo inversor se diseñarán los *string*-s de la misma manera.

El inversor utilizado en estas dos instalaciones es el modelo SG7.0RT y tiene estas características de conexión:

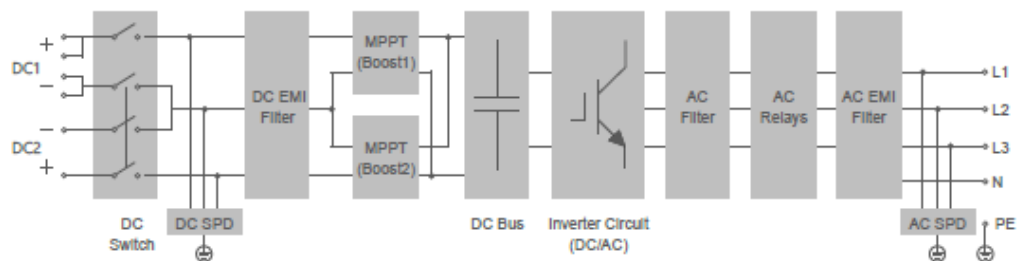
Ilustración 100: Características del inversor SG7.0RT necesarias para el diseño de string-s.

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR SG7.0RT	
Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Starup input voltage	180V
Nominal input voltage	600V
MPP VOLTAGE RANGE	160 V – 1000 V
Max. PV input current	25 A(input 1) 12,5 A (input 2)
Nominal power DC	7000W

Fuente 100: Datos extraídos de la ficha técnica del inversor SG7.0RT

Como se puede observar en los valores, los rangos de tensiones son mayores que en el inversor SG8K-D, esto se debe a que se trata de un inversor trifásico y necesita valores de tensión más altos para obtener un sistema trifásico de calidad. Además, en el casillero de máx. corriente de entrada se indican dos entradas (input 1 y input 2) que se pueden observar en la siguiente ilustración:

Ilustración 101: Esquema electrónico del inversor SG7.0RT.



Fuente 101: Extraído de la ficha técnica del inversor SG7.0RT

Cabe destacar que la entrada DC1 tiene otras dos subentradas por lo que se le pueden conectar dos ramas de paneles, mientras que la entrada DC2 tiene tan solo una entrada. En el caso de tener solamente dos ramas lo más adecuado sería conectar una al DC1 y la otra al DC2, de esta manera actúan dos contrpales MPPT y no solo uno. Es importante señalar también que a la salida se proporciona el neutro por lo que facilita la obtención de un sistema monofásico en caso de requerirlo, ya que lo único que se debe hacer es escoger una línea y el neutro.

Los paneles son los mismos en todas las instalaciones por lo que sus características de conexión son iguales a las comentadas en el apartado anterior (ilustración 97 y 98). La solución de diseño de *string*-s para estas dos zonas es la siguiente:

Se ha decidido diseñar dos strings: el string N°1 lo conforman 8 paneles en serie y se conecta a una de las entradas de DC1 mientras que el string N°2 también tiene 8 paneles en serie pero se conecta a la entrada DC2.

Ahora se procede a realizar los cálculos necesarios para comprobar que en condiciones estándares y en condiciones extremas de temperatura se cumplen los límites de voltaje, corriente y potencia marcados por el inversor. Para ello se utilizan los mismos coeficientes señalados en la ilustración 98.

Ilustración 102: Comprobación del cumplimiento de rangos establecidos por el fabricante del inversor SG7.ORT.

TEJADO CASA Y ZONA TRASERA			
String	N°1 Y N°2		
PV en serie	8		
PV en paralelo	0		
Entrada de inversor	DC1.1 y DC2		
Condiciones climatológicas	ESTANDARES DE MEDIDA	EXTREMAS	
		T ^º min = 5,07ºC	T ^º max = 29,43ºC
Tensión del string	432,8V < 600V 432,8V € (160 V – 1000 V)	416,052V < 600V 416,052V € (160 V – 1000 V)	386,5312V < 600V 386,5312V € (160 V – 1000 V)
Corriente del string	9,90 A < 12,5 A	9,9821 A < 12,5 A	10,1268 A < 12,5 A
Potencia nominal del string	3320W < 7500W	3164W < 7500W	2889,024W < 7500W

Fuente 102: Elaboración propia en base a los límites proporcionados por los proveedores del inversores y paneles.

4.1.8 ELECCIÓN DE LA BATERÍA

Una de las razones de aplicar la Ley Net Billing es ahorrar al usuario el coste de invertir en una batería en las instalaciones de autoconsumo ya que al poder vender los excedentes de energía no resulta tan interesante almacenarla. Aun así, en el presente proyecto se va a estudiar la rentabilidad de instalar una batería ya que puede resultar interesante puesto que el precio de venta de los excedentes de energía es menor al precio al que se compra a la distribuidora. En este apartado se va a elegir la batería óptima para la instalación y en el capítulo de evaluación económica se calculará si resulta rentable o no.

Como se comentó en el marco teórico, en las pequeñas instalaciones de autoconsumo los sistemas de almacenamiento más usados son los supercondensadores, volantes de inercia y baterías. A causa de las ventajas y desventajas comentadas en el marco teórico sólo se va a estudiar la utilización de baterías de ion-litio ya que es la mejor opción.

Es importante comentar también que los inversores escogidos anteriormente no son híbridos, es decir, están pensados para conectar los paneles directamente con los consumos o con la red por lo que no están diseñados para conectarlos a baterías. Aun así se va a estudiar la rentabilidad de instalar una batería.

Para la elección de la batería es importante conocer que funciones se quieren de esta misma. Aparte de almacenar energía, existen baterías con la función *backup* la cual consigue que la batería siga proporcionando energía a los consumos hasta en el caso de corte de luz en la vivienda o empresa. Por otro lado, existe otra función con el nombre de “modo aislado” la cual es conocer si la batería puede funcionar sin conexión a red, esta función es importante en los casos de instalación en zonas remotas donde no existe red eléctrica.

Es importante considerar que la extracción del litio se hace mediante una minería que tiene un impacto importante sobre el medioambiente y la sociedad. Por lo que la capacidad de la batería hay que ajustarla muy bien a las necesidades y no sobredimensionarla demasiado. Una batería de litio bien diseñada es una batería que se carga y descarga totalmente todos los días.

Para calcular la capacidad de la batería (kWh) se deben hacer los siguientes cálculos.

$$\text{Capacidad min. de la batería} = \frac{(\text{demanda de energía total} * \text{días de autonomía})}{(\text{profundidad de descarga} * \text{tensión del sistema})}$$

La demanda de energía total es la energía que se consume al día. La media de consumo al día tiene el siguiente valor:

$$\text{Demanda de energía total} = \frac{9000\text{kWh/año}}{365 \text{ días/año}} = 24,658\text{kWh}$$

El valor recomendado de profundidad de descarga es del 60%, la tensión del sistema es la tensión que tiene la parte de continua la cual está entre los valores de 432,8V - 486,9V por lo que se escoge un valor de alrededor de 500V y los días de autonomía elegidos 1.

$$\text{Capacidad min. de la batería} = \frac{(24,658\text{kWh} * 1\text{día})}{(0,6 * 500\text{V})} = 82,19 \text{ Ah}$$

Para conocer la capacidad en Wh lo único que se debe hacer es multiplicar el voltaje de funcionamiento por los Ah. La capacidad que se obtiene es de 41,1kWh.

Una vez conocida la capacidad necesaria de la batería se escoge la marca de esta. La marca escogida es *Sungrow* ya que lo más adecuado es que sea de la misma marca que el inversor ya que tienen que ser muy compatibles.

Se han elegido las baterías SBR256 y SBR224 las cuales son modulares y están compuestos por 7 y 8 módulos. En total proporcionan 100Ah y trabajan con un rango de voltaje entre 400V y 511V (perfecto para el diseño). Para sumar la capacidad de las dos baterías se deben conectar en paralelo.

Las especificaciones de las baterías están en el anexo de fichas técnicas. El precio del SBR256 es de \$ 8.259.267 CLP y el del SBR224 de \$ 7.260.952 CLP a día 21/06/2021.

4.2 ELECCIÓN DE ESTRUCTURA DE SOPORTE.

Una vez elegida la disposición de los paneles, el inversor y la batería se procede a elegir el soporte de los paneles. Como en las instalaciones de techumbre los paneles serán instalados a ras del tejado no necesitan soporte. Solamente se elegirá soporte para la instalación en la zona trasera debido a que es la única que necesita una inclinación adicional.

El tipo de soporte será fijo es decir no será móvil. No llevará incluido ningún motor para hacer el seguimiento del sol.

Existen muchos fabricantes que fabrican a medida las necesidades de soporte que necesita el cliente. La empresa chilena NATURA ENERGY ofrece soportes ajustables en el ángulo de inclinación.

El material de fabricación es la aleación de aluminio 6005 T6 el cual tiene una muy buena resistencia a la corrosión.

Ilustración 103: Estructura de soporte de Natura Energy



Fuente 103: Natura Energy

El soporte se vende con la capacidad de colocar cuatro paneles de una potencia comprendida entre 250-550Wp. Teniendo en cuenta que la zona trasera tiene instalados 16 paneles se deben comprar 4 módulos de soporte.

El precio de cada soporte es de \$149.990 por lo que en total se gastarán 559.960\$.

4.3 CABLEADO DE LAS INSTALACIONES

Los conductores eléctricos de la instalación serán distribuidos mediante unas bandejas. Estas bandejas son unas estructuras metálicas abiertas que se emplean para sostener los cables que conectan la instalación entre sí. Ayudan a la refrigeración del cable y a evitar pérdidas por calentamiento de este.

Ilustración 104: Bandeja de cables.



Fuente 104: Eaton.com

Para la realización de toda la conexión de la instalación, se debe tener en cuenta el Reglamento de Baja Tensión de Chile (REBT). Se realizarán tres tramos diferentes de cableado:

- Conexión del generador fotovoltaico al inversor.
- Conexión del inversor con la caja o cuadro de protecciones y medida.
- Conexión del inversor con la batería.

Condiciones a tener en cuenta para el dimensionado de los conductores, de un sistema alimentado por un generador fotovoltaico:

- Máxima caída de tensión: La circulación de corriente por los conductores de una línea eléctrica, ocasiona una caída de tensión que debe ser inferior a los límites tolerados por el reglamento para garantizar el buen funcionamiento de los receptores alimentados por las líneas.
- Calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible: Al circular la corriente, se produce un calentamiento debido a la transformación en calor de la energía perdida a causa de la resistencia eléctrica de los conductores (efecto Joule). La temperatura que alcanzan no debe sobrepasar la temperatura de los materiales que lo aíslan (70°C para aislamientos termoplásticos y 90°C para aislantes termoestables).

La caída de tensión máxima es del 3% y la sección de los cables debe ser lo suficiente para garantizar la no superación de la temperatura de fundición de los materiales aislantes.

El cableado de la instalación se realizará utilizando cables de cobre cambiando la sección según con cuanta potencia se esté trabajando en cada tramo de la instalación. Además estarán cubiertos con el aislamiento XLPE, un aislante termoestable.

4.4 PROTECCIONES

En este apartado se comentan las diferentes protecciones que son habituales en cualquier instalación fotovoltaica. No se realiza ningún cálculo ya que este trabajo le corresponde al instalador.

4.4.1 PROTECCIONES GENERALES DE LA INSTALACIÓN

Con el fin de proteger la salud de las personas que manipulen la instalación y preservar la integridad de los equipos electrónicos utilizados es necesario tomar medidas de seguridad y instalar protecciones en la instalación. Como norma general se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Aquellas instalaciones que tengan tensiones superiores por encima de los 48 V, deben contar con una toma de tierra a la que deberá estar conectada como mínimo la estructura para placas solares y los perfiles encargados del soporte del generador. (Aiba Solar, 2022)
- Los elementos de protección de la instalación fotovoltaica estarán diseñados para proteger a las personas frente a todo tipo de contactos, tanto directos como indirectos. En el caso de que hubiera una instalación previa, no se alterarán las condiciones en materia de seguridad de la misma. (Aiba Solar, 2022)
- Además, toda instalación deberá estar protegida ante sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones. Las baterías, en caso de existir, deberán estar especialmente resguardadas mediante disyuntores electromagnéticos, fusibles o cualquier elemento capaz de cumplir con este tipo de funciones. (Aiba Solar, 2022)

Los diferentes elementos de protección de la instalación fotovoltaica existentes pueden clasificarse de tres formas:

- Según el tipo de corriente: para la continua, se utilizan aquellos que sirven para la protección de los paneles solares y de su cableado. Se suelen instalar seccionadores, protecciones contra rayos y si hay varios *string*-s en paralelo se añaden fusibles, también tomas de tierra en la estructura portante de los módulos. Para la parte de corriente alterna, los elementos más usados son los magnetotérmicos, diferenciales y protecciones contra sobretensiones. Además hay que tener en cuenta que las protecciones utilizadas en alterna deben ser trifásicas.
- Según el tipo de contacto: pueden ser directos o indirectos. Los primeros protegen a las personas contra los riesgos derivados de un contacto con las partes de la instalación que están en tensión. Los segundos son aquellos producidos cuando se tocan elementos que han sido puestos en tensión accidentalmente.

Para el cálculo del tamaño o capacidad de las protecciones se deben de tener en cuenta los siguientes factores:

- La corriente nominal de circulación en los *string*-s.
- La tensión total generada en la instalación fotovoltaica.

De esta forma, los diferentes elementos de protección de las instalaciones solares deben seleccionarse de acuerdo a que sean capaces de soportar la máxima tensión del sistema y tendrán que estar diseñados para abrir o cerrar los circuitos cuando se supere la máxima tensión admitida.

4.4.2 PROTECCIONES PARA LOS PANELES

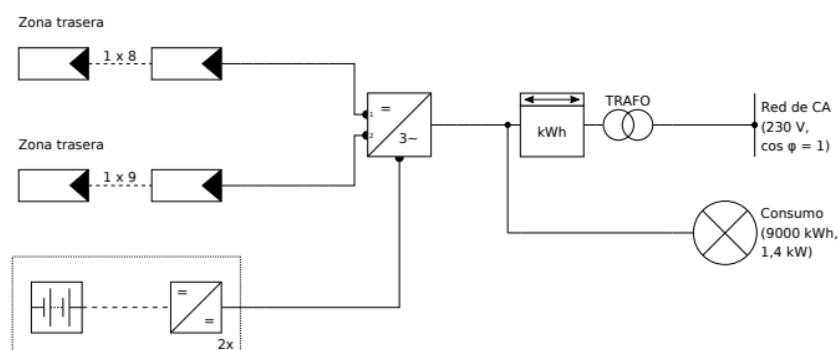
Como ya se comentó en el marco teórico, existen dos tipos de protecciones para los paneles. Uno es el uso de diodos de paso para proteger a los paneles sombreados del problema del punto caliente. El otro es el uso de diodos de bloqueo para aislar las ramas paralelas de menor tensión.

Todos los diseños realizados solo están compuestos por un solo *string*, por lo que no existen *string*-s paralelos, debido a esta cuestión el uso de diodos de bloqueo no tiene sentido. Solamente se utilizarán diodos de paso. Se ha decidido conectar un diodo de paso por cada cuatro paneles en serie.

4.5 DIAGRAMA UNIFILAR

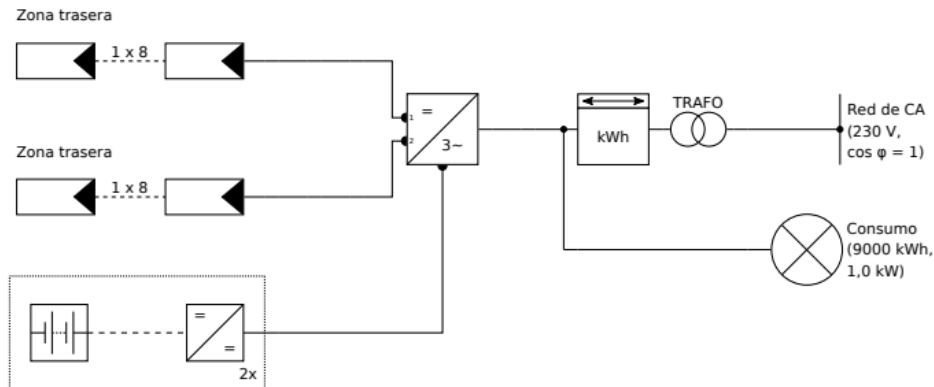
Un esquema o diagrama unifilar es una representación gráfica simplificada de las relaciones eléctricas que existen entre elementos de un sistema. Se presentan las respectivas configuraciones, los equipos que los componen, su interconexión, capacidades y datos eléctricos que caracterizan el proyecto. Es importante señalar que el proyecto solamente tiene alcance de diseño de los principales equipos, lo cual excluye la cantidad de cable a utilizar y la cantidad de protecciones y sus capacidades. El diseño se ha realizado mediante la ayuda del simulador fotovoltaico PV*Sol y se han diseñado con baterías. En la ilustración 105 y 106 se muestran las conexiones del tejado de la nave, zona trasera y tejado casa.

Ilustración 105: Diagrama unifilar del emplazamiento tejado nave.



Fuente 105: Extraído del simulador PV*Sol

Ilustración 106: Diagrama unifilar del tejado de la casa y zona trasera.



Fuente 106: Extraído del simulador PV*Sol.

Es necesario señalar que en el diagrama unifilar del tejado de la nave el convertidor mono-tri se encuentra incluido en el inversor. Las baterías están ubicadas en la esquina inferior izquierda y el elemento que está ubicado después del inversor y antes del transformador es el medidor o contador bidireccional, el cual es necesario para sistemas que utilizan la ley net Billing.

4.6 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS

Las siguientes informaciones e indicaciones se han extraído de la “Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos” realizado por el Ministerio de Energía de Chile con la ayuda de la empresa alemana “giz”.

En general los sistemas FV son muy confiables y seguros, y su vida útil puede llegar hasta los 25 años. Sin embargo, con el paso del tiempo, el sistema que está expuesto a la intemperie con cambios de temperatura, lluvia, tormentas, radiación UV, etc. Puede presentar fallas.

Un mantenimiento eficaz y adecuado puede beneficiar a la empresa de las siguientes tres maneras importantes:

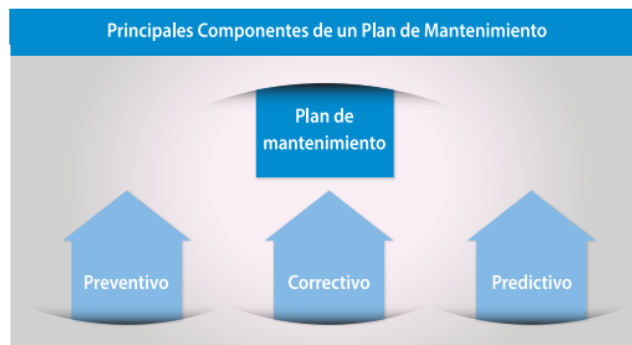
- Mejorar el rendimiento, aumentando la cantidad de energía entregada al consumidor.
- Evitar o reducir el tiempo inoperativo del sistema, maximizando la disponibilidad de la planta.
- Aumentar la vida útil de la instalación.

Existen tres actores que pueden realizar el mantenimiento según las circunstancias de cada empresa:

- Usar personal propio capacitado para realizar el mantenimiento.
- Contratar el mantenimiento con la empresa que ejecutó la instalación.
- Contratar un proveedor de mantenimiento externo.

Un buen plan de mantenimiento está compuesto por estos tres principales componentes: mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo.

Ilustración 107: Esquema de plan de mantenimiento



Fuente 107: Extraído de la "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

4.6.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo busca evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del sistema. El mantenimiento preventivo no se debe balancear de manera que sus costos no sobrepasen a sus beneficios.

▪ **Módulos**

- Limpieza. La acumulación de polvo y suciedad en los módulos, al igual que objetos como hojas, papeles, excrementos de animales y ramas de árboles impiden el ingreso

Ilustración 108: Módulo sucio



Fuente 108: Extraído de "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

de la energía solar en las células. La limpieza es económica y eficiente cuando las pérdidas evitadas superan el costo de la limpieza.

Antes de la limpieza se deben tomar algunas precauciones como desconectar el módulo del inversor, no caminar sobre los módulos (se recomienda usar mangos telescópicos o mangueras pero no de mucha presión), no rociar agua sobre módulos rotos o dañados, evitar diferencias de temperatura entre el agua y el módulo (grandes diferencias de temperatura podrían ocasionar la fractura del vidrio) y usar agua pobre en cal y calcio (para evitar rastros sobre el vidrio).

Ilustración 109: Mango telescópico



Fuente 109: Extraído de la "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

La frecuencia de limpieza en zonas con poca lluvia, mucha contaminación y polvo en suspensión debe ser mensual o bimensual. En los meses de verano donde la generación es mayor se debe realizar una limpieza con mayor frecuencia.

- Revisión de las condiciones de contorno. Esta actividad consiste en una revisión visual para identificar los objetos y en caso necesario, podar la copa de los árboles que puedan provocar sombra.

- **Inversor**

Los inversores generalmente están diseñados para operar cubiertos por una carcasa, protegidos de la intemperie y de la lluvia.

En general requieren un nivel bajo de mantenimiento. Las actividades principales de mantenimiento son las siguientes:

- La verificación de que el área de ubicación del inversor se mantenga limpio, seco, bien ventilado y que no sea invadido por insectos ni otros animales.
- Realizar de manera regular la verificación de la correcta ventilación de los inversores (ventiladores, filtros, disipadores, etc) para que el sistema de refrigeración funcione adecuadamente. En caso de mal funcionamiento aumenta la temperatura del inversor lo que puede limitar su potencia. Muchos inversores lo indican con una luz roja.
- Realizar una limpieza esporádica del ventilador y asegurarse de que no hay ningún objeto atrapado entre sus hélices.
- Al igual que el ventilador es la entrada de aire del inversor existe otro tubo de salida de aire. Este también se debe limpiar y asegurar que no se encuentre obstruido.

4.6.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo corresponde a todas las operaciones de reparación y/o sustitución de partes necesarias para asegurar el buen funcionamiento de la instalación.

- **Fallas típicas**

Las fallas más comunes se producen en el inversor. Aproximadamente el 50% de los costos totales de mantenimiento son dirigidos al inversor.

- **Inversor**

Aunque la confiabilidad del inversor ha aumentado considerablemente los últimos años en el mercado FV se debe realizar un plan de O&M donde se considere al menos una avería del inversor durante su vida útil.

Los periodos en los que el inversor no está operando son considerados las causas de las pérdidas más grandes del sistema y pueden ser causadas por muchas razones; Corriente residual, CC o de fuga muy alta, falla de los ventiladores, etc.

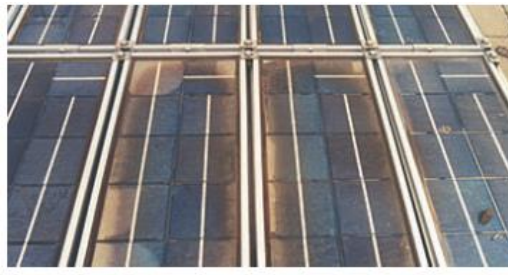
Lo importante es que el usuario sepa que hacer en caso de cada tipo de fallo. Esta información la suele entregar el fabricante.

➤ Módulos FV

Las principales fallas son:

- Degradación del laminado. El laminado se utiliza para proteger los componentes internos de la humedad y contaminación, reforzar la estructura y servir de aislante eléctrico entre las celdas y los contactos. Puede además desencadenar corrosión. Suele ser visible ya que el módulo empieza a coger un color entre amarillo y marrón.

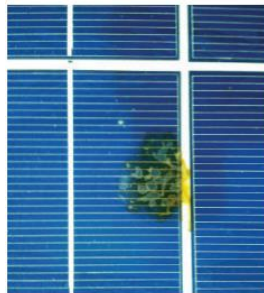
Ilustración 110: Corrosión en los módulos.



Fuente 110: Extraído de "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

- Delaminación. Este efecto aparece por incompatibilidad de materiales, impureza del vidrio o laminado viejo.

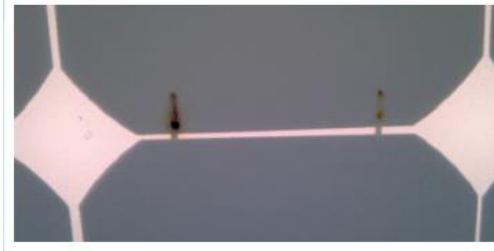
Ilustración 111: Delaminación del módulo.



Fuente 111: Extraído de la "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

- Interconexión defectuosa. Si las soldaduras de las conexiones no tienen buen contacto se puede generar un estrés mecánico y térmico. Una soldadura mala significa una resistencia alta por lo que siempre va a estar acompañado con temperaturas altas.

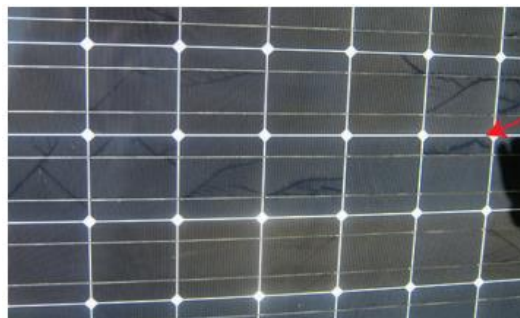
Ilustración 112: Soldadura defectuosa



Fuente 112: Extraído de la "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

- Roturas y microrroturas. Puede ser causado por estrés mecánico o térmico sobre la celda durante la fabricación, transporte, instalación o por condiciones ambientales como el viento o nieve. Es difícil evitar microrroturas con las celdas finas de la actualidad. Si son pequeñas no afectan al rendimiento. No obstante, es importante informar al fabricante ya que existe el riesgo de que se agranden y genere en el futuro una reducción del rendimiento.

Ilustración 113: Microrroturas



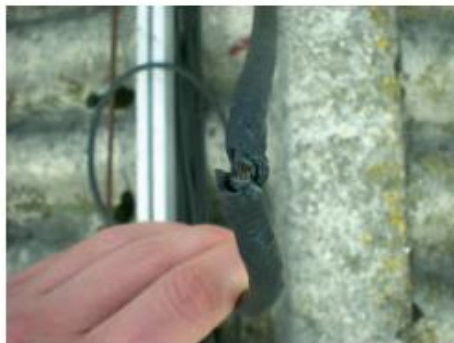
Fuente 113: Extraído de la "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

- Puntos y celdas calientes. Este problema se ha comentado en el marco teórico y se soluciona con diodos bypass o de paso. Los puntos calientes se pueden detectar visualmente o mediante una cámara térmica.

- **Cableado y conexiones**

Es importante revisar el cableado para identificar roturas en el aislamiento (por roedores). Estas roturas pueden llevar a la creación de arcos eléctricos y después incendios.

Ilustración 114: Cable mordido por roedor.



Fuente 114: Extraído de la "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

Ilustración 115: Radio de curvatura insuficiente.



Fuente 115: Extraído de la "Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos"

- **Estructura de montaje**

Durante el mantenimiento se debe verificar que la estructura está bien fijada (tornillos y fijaciones). El mejor material para la estructura es el aluminio ya que no cuenta con mucha tendencia a corrosión. En el presente proyecto solo se tendrán en cuenta estos aspectos en la zona trasera ya que es la única que utiliza este tipo de estructura.

4.6.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo es la práctica de usar información en tiempo real para llevar a cabo las medidas preventivas. Su objetivo es disminuir la frecuencia de las medidas preventivas.

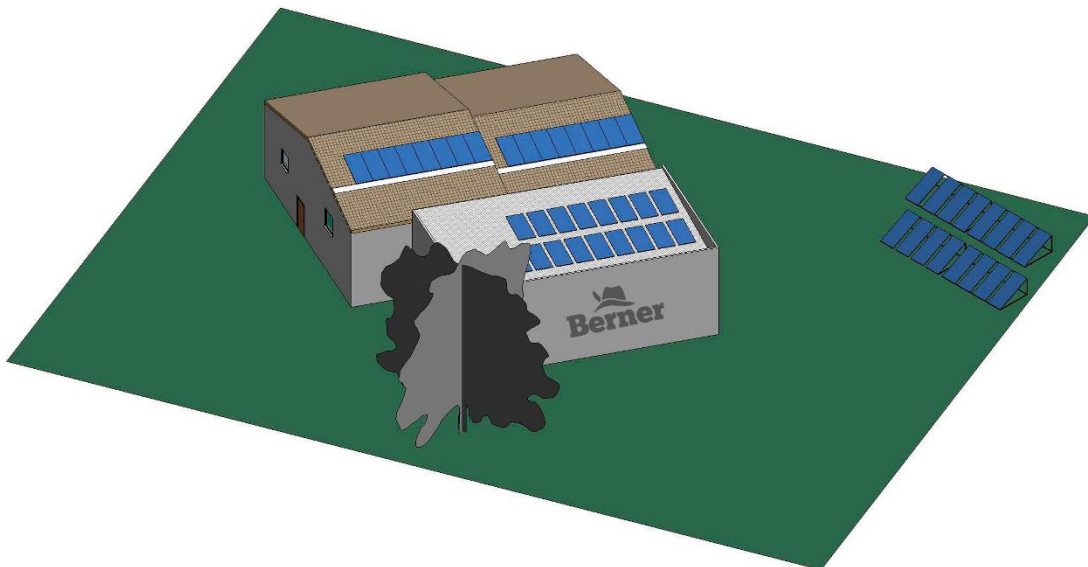
- **Monitoreo**

Un sistema de monitoreo recolecta información de la planta FV y su entorno para que los operadores puedan tener acceso en cualquier momento a los datos importantes. La mayoría de los fabricantes ofrecen la visualización centralizada en un portal web.

4.7 DISEÑO DE PLANOS

En esta etapa se han diseñado dos planos. El plano 01 se ha realizado mediante el programa “*Rhinoceros*” y corresponde a la vista superior de las tres plantas donde se han acotado las medidas necesarias para conocer la colocación exacta de los paneles y hacer un diseño correcto. El plano 02 se ha realizado con la ayuda del software “*Revit*” y se trata de un diseño 3D con el que se ha hecho un diseño de su vista isométrica. Los dos planos se pueden observar en el apartado de “PLANOS” que se encuentra después del apartado “ANEXOS”.

Ilustración 116: Vista isométrica del diseño en 3D.



Fuente 116: Elaboración propia mediante Revit.

CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN DE IMPACTOS

En este capítulo se realiza el estudio económico, ambiental y social del proyecto fotovoltaico, de manera de conocer la rentabilidad de la planta y analizar la factibilidad de este para la empresa Cervecería Berner.

5.1 IMPACTO ECONÓMICO

En este apartado se realiza el estudio económico mediante tres métodos. El primero (un cálculo aproximado) se realizará mediante el cálculo aproximado con datos proporcionados de costos de instalación por el Ministerio de Energía. El segundo se realizará mediante un cálculo manual introduciendo los costos de todos los elementos seleccionados en el capítulo 4. El tercero y último (un cálculo más real y ajustado a las instalaciones estudiadas) se realizará mediante la utilización de un simulador de planta fotovoltaica llamado PV*SOL el cual calculará también todos los indicadores anteriormente comentados pero con ayuda de bases de datos meteorológicos, técnicos y las especificaciones introducidas por el proyectista.

5.1.1 ESTUDIO ECONÓMICO CON DATOS APROXIMADOS DE INVERSIÓN EXTRAÍDOS DE UN ESTUDIO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA (MÉTODO 1)

En este apartado se utiliza el estudio realizado en 2020 por el Ministerio de Energía de Chile el cual analiza el índice de precios de sistemas FV conectados a la red de distribución comercializados en Chile.

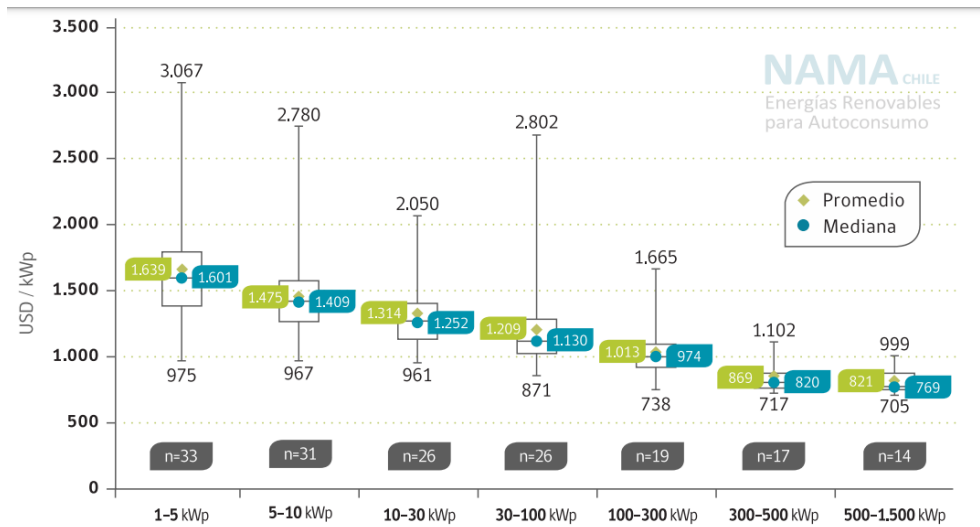
El análisis de precios se realizó a través de una encuesta dirigida a los proveedores (58 empresas) que cuentan con experiencia en la instalación de sistemas fotovoltaicos. De las 58 empresas sólo se obtuvo respuesta de 44 con lo que se obtuvo estadísticamente un error muestral del 6%.

Este estudio proporciona precios por rangos de potencia instalada de sistemas conectados a la red regidos por la Ley de Generación Distribuida (Ley 20571 y Ley 21118 o ley Net-Billing) y de sistemas PMGD los cuales tienen un rango de potencia instalada mucho mayor a los anteriores. En este proyecto se utilizarán los datos del primer tipo de instalación.

En este apartado sólo se podrán estimar los costos de instalaciones sin la batería ya que los proyectos FV encuestados no tienen instalados sistemas de almacenamiento. Para aproximar el costo de instalación con batería se debe visualizar el apartado 5.1.3.

A continuación se muestra el gráfico del precio en USD/kWp por rango de potencia de instalación.

Ilustración 117: Inversión aproximada de instalaciones según su potencia pico (USD/kWp)



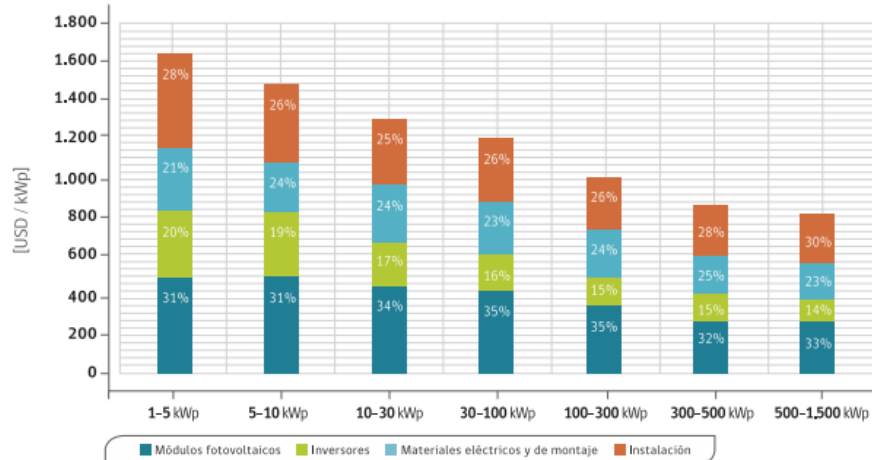
Fuente 117: Extraído de NAMA.

En el eje vertical se indica el precio en USD/kWp mientras que en horizontal se indican los rangos de potencia instalada. El parámetro n corresponde al tamaño de muestra, es decir, la cantidad de respuestas obtenidas de la encuesta y que fueron consideradas para el rango correspondiente.

Se puede observar una disminución del precio de la instalación con el aumento de potencia de la planta.

En cuanto a los componentes de los sistemas FV, en el siguiente gráfico se muestran sus pesos porcentuales en los costos totales para los rangos de potencia de sistemas FV.

Ilustración 118: Peso porcentual de los equipos en los costos totales



Fuente 118: Extraído del estudio del Ministerio de Energía.

Como ya se ha comentado anteriormente, el costo de la batería no está incluido, solamente se incluyen el costo de los módulos, inversores, materiales eléctricos, montaje (incluye el precio de los soportes) y el precio de la instalación (se tienen en cuenta los costos de operación y mantenimiento).

Para el proyecto desarrollado sólo se tienen en cuenta los precios del rango 5 - 10kWp ya que todas las instalaciones diseñadas en el presente informe están en torno a los 7kWp de potencia.

➤ **PRESUPUESTO**

A continuación se calcula el costo de inversión de las 3 instalaciones. Para ello se utiliza el precio promedio de 1475 USD / kWp que a día de 07/06/2022 corresponden a 1.216.875 CLP/ kWp. En la siguiente tabla se estiman los costos de inversión de cada instalación:

Ilustración 119: Tabla de Presupuestos / Inversiones del método 1

ALTERNATIVA	INSTALACIÓN	Nº DE PANELES	POTENCIA INSTALADA (kWp)	COSTO DE INVERSIÓN (CLP)
1	ZONA TRASERA	16	6,64	\$ 8.080.050
2	TEJADO NAVE	17	7,055	\$ 8.585.053
3	TEJADO CASA	16	6,64	\$ 8.080.050

Fuente 119: Elaboración propia

Se puede observar cómo el tejado de la nave es la instalación más costosa debido a la mayor cantidad de paneles. Además la zona trasera y el tejado de la casa tienen el mismo costo de inversión, algo engañoso ya que la instalación trasera necesita estructuras de soporte y elevaría su coste.

➤ **VALOR ACTUAL NETO (VAN)**

El valor actual neto (VAN) es un método que consiste en actualizar los cobros y los pagos de un desembolso económico para conocer cuándo la instalación comienza a ser rentable y no supone pérdidas a nivel económico para el propietario de la instalación. A continuación, se va a indicar que significan los posibles valores de VAN que se podrían obtener:

- VAN < 0: La inversión crea pérdidas económicas, por consiguiente, se rechazaría.
- VAN = 0: La inversión no crea ni pérdidas ni beneficios.
- VAN > 0: La inversión generaría beneficios.

La expresión matemática para calcular este indicador económico es el siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

I_0 : Desembolso o inversión iniciales

F_t : Flujo de dinero en cada periodo

k : Tasa de interés

t : Número de años desde la inversión

Los cálculos se estiman durante 25 años ya que es la vida útil que suele tener una instalación fotovoltaica limitada por el ciclo de vida del inversor. La tasa de interés es establecida por el banco al que se le pide el préstamo. En Chile los tipos de interés han ido en aumento durante los últimos años debido a las decisiones de los bancos centrales, con el de frenar la inflación y proteger la divisa. Actualmente se encuentra en un 8%.

También se debe tener en cuenta que la instalación fotovoltaica cada año tendrá una disminución de producción debido al envejecimiento de los elementos de la instalación. Se escoge el valor de 0,25% de disminución de potencia anual ya que es el valor que proporciona el fabricante del módulo fotovoltaico.

Además, es necesario conocer a qué precio se le pagará al propietario de la instalación la energía excedente inyectada. El precio de la inyección de energía será valorizado al precio de nudo de la energía que las empresas distribuidoras traspasan mensualmente al gerente de la empresa. Gracias a la base de datos proporcionados por el CNE (Comisión Nacional de Energía) se ha calculado el valor promedio del precio de

nudo entre enero de 2021 y junio de 2022. El valor medio es de 73,450 CLP/kWh.
ANEXO XIII.

El precio al que la empresa distribuidora vende la energía a la Cervecería Berner se ha calculado haciendo el promedio de los costos de la factura que obtuvo la empresa desde febrero de 2021 hasta febrero de 2022. Se ha obtenido el valor de 171,88CLP/kWh.

Por otro lado, los costes de mantenimiento de una instalación fotovoltaica son entre el 0,5% y el 1,5% de los costos de inversión inicial. Se escoge el valor inicial del 0,5% ya que se trata de una instalación fija sin partes móviles por lo que el costo de mantenimiento será bajo. Se estima un valor inicial de \$ 40.400 CLP anuales para las instalaciones de Tejado Casa y Zona Trasera y un valor de \$ 42.925 CLP para el Tejado Nave. Además se considera un aumento del 10% de los costos de mantenimiento cada un lustro.

Por último, se han realizado los cálculos necesarios de depreciación de los equipos para obtener el valor residual de estos al final del ciclo de vida del proyecto que se pueden ver en el ANEXO XVIII. Las tasas de depreciación se han obtenido del SII (Servicio de Impuestos Internos) el cual establece para equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación un valor del 10%. Por lo que para el último año de vida de la instalación no tendrán ningún valor residual.

Antes de calcular el valor del VAN se deben estudiar los flujos de caja líquidos de cada año. Estos cálculos se han realizado mediante Excel y se muestran en el ANEXO XIV.

El VAN de las tres instalaciones se muestran en la siguiente tabla:

Ilustración 120: Tabla de cálculo del VAN método 1

INSTALACIÓN	VAN (CLP)
Zona trasera	\$ 7.822.709
Tejado nave	\$ 6.781.332
Tejado casa	\$ 6.493.353

Fuente 120: Elaboración propia

Se puede observar cómo los tres valores son positivos por lo que la inversión generará beneficios. También cabe destacar que la instalación más rentable es la de la zona trasera.

➤ PAYBACK

El payback es el indicador económico que nos da información de cuanto tiempo va a costar recuperar la inversión inicial. El cálculo de este se ha realizado mediante Excel.

Ilustración 121: Tabla de cálculo del payback del método 1

INSTALACIÓN	PAYBACK (años)
Zona trasera	5,32
Tejado nave	5,77
Tejado casa	5,72

Fuente 121: Elaboración propia.

Se puede observar que todos los payback están entre los 5-6 años. Un tiempo pequeño teniendo en cuenta que el payback normal de una instalación de autoconsumo FV es más cercano a los 10 años.

➤ TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. (Economipedia)

Está muy relacionada con el valor actualizado neto (VAN). De hecho, la TIR también se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado. La expresión matemática para el cálculo de esta se muestra en la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

A la hora de valorar la viabilidad de un proyecto de inversión es importante tener en cuenta la tasa de descuento de ese proyecto. Si la tasa de descuento es superior

a la TIR, el proyecto no es viable, porque nos cuesta más financiar el proyecto que lo que obtenemos a largo plazo por la inversión.

El criterio de selección será el siguiente, donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

Para calcular los valores de TIR se ha utilizado el programa Excel ya que se trata de una ecuación compleja de alto grado.

Ilustración 122: Tabla de cálculo del TIR del método 1.

INSTALACIÓN	TIR
Zona trasera	18%
Tejado nave	17%
Tejado casa	17%

Fuente 122: Elaboración propia

Como se puede observar, la tasa de descuento del 2% es menor a los 3 TIR-s calculados por lo que el proyecto es viable y rentable.

5.1.2 ESTUDIO ECONÓMICO MANUAL (MÉTODO 2)

Con este método se van a calcular los indicadores económicos con valores de precios más reales. En vez de utilizar la aproximación del costo de una instalación fotovoltaica por kWp, se van a sumar los costos de cada componente elegido para cada una de las tres instalaciones.

➤ PRESUPUESTO

Se han calculado las inversiones de cada instalación sumando los costos de cada elemento de esta. Se ha tenido en cuenta el costo de soportes solamente en la zona trasera y se el costo del convertidor mono-tri en el tejado de la nave.

Además, se han calculado las inversiones con batería y sin batería y se han aproximado los costos del material eléctricos y de montaje como el 24% de la inversión total y costos de instalación como el 26% del total.

Los cálculos comentados se han realizado mediante Excel y se pueden observar en el ANEXO XV. En modo resumen se ha realizado la siguiente tabla:

Ilustración 123: Tabla de cálculo de inversiones del método 2.

INSTALACIÓN	INVERSIÓN INICIAL (CLP)	
	CON BATERÍA	SIN BATERÍA
ZONA TRASERA	\$ 25.873.744	\$ 10.353.526
TEJADO CASA	\$ 24.673.824	\$ 9.153.606
TEJADO NAVE	\$ 25.375.820	\$ 9.855.602

Fuente 123: Elaboración propia.

➤ VAN + TIR + PAYBACK

Aunque en el apartado anterior se hayan calculado las inversiones con y sin batería, en este apartado no se van a tener en cuenta las instalaciones con batería ya que dificulta enormemente los cálculos. Para hacer un buen estudio de instalación con batería se utilizará el tercer método con PV*Sol el cual utiliza algoritmos muy avanzados para resolver este tipo de instalaciones (mírese el apartado 5.1.3)

Antes de calcular los indicadores económicos se deben realizar los flujos de caja donde deben actualizarse todos los valores de inversión y de costes O&M. Estos flujos de caja se pueden observar en el ANEXO XVI.

Como resumen de los cálculos realizados se puede observar la siguiente tabla donde están indicados todos los indicadores de cada instalación.

Ilustración 124: Cálculo del VAN, PAYBACK Y TIR del método 2.

SIN BATERÍA	INDICADORES ECONÓMICOS (MÉTODO 2)		
INSTALACIÓN	VAN (CLP)	PAYBACK (AÑOS)	TIR
ZONA TRASERA	\$ 5.411.130	6,88	14%
TEJADO NAVE	\$ 5.433.603	6,67	14%
TEJADO CASA	\$ 5.354.584	6,52	15%

Fuente 124: Elaboración propia

Estos indicadores son más creíbles ya que las inversiones están más ajustadas a la realidad. Se puede observar como el payback aumenta en algo más de un año en todas las instalaciones y la rentabilidad del proyecto no resulta tan alta como la calculada en el método 1.

Sin embargo siguen siendo indicadores muy favorables a la implementación del proyecto por lo que por ahora parece que las instalaciones sin baterías son proyectos rentables.

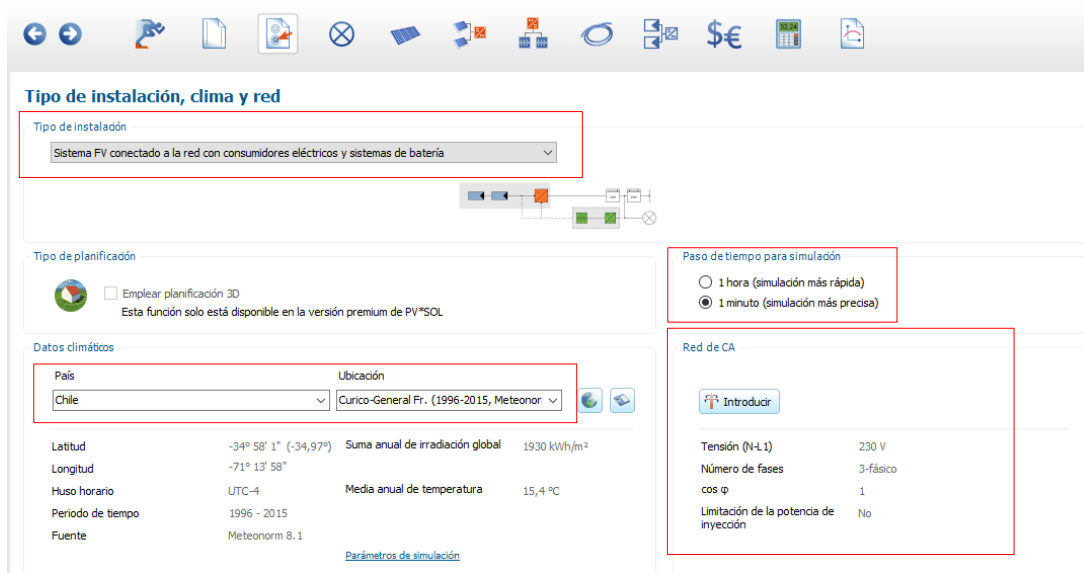
5.1.3 ESTUDIO ECONÓMICO MEDIANTE EL SOFTWARE PV*SOL (MÉTODO 3)

En este método se utilizará el software PV*Sol donde se introducirán todos los datos y antecedentes necesarios para hacer un estudio de generación, consumo y económico lo más ajustado posible. Además, en este apartado también se estudiarán las instalaciones con batería ya que el software es capaz de realizar cálculos complejos.

En modo de ejemplo se van a mostrar pantallazos de como se ha ido introduciendo la información en el programa para el caso de la instalación Zona Trasera con batería.

1.- Se elige el tipo de instalación (sistema FV conectado a la red con consumos eléctricos y uso de baterías), se especifica la ubicación de la instalación para que el programa haga uso de la base de datos de la estación meteorológica más cercana, se describe la red de distribución que existe en la ubicación (red trifásica, tensión de fase de 230V, $\cos^{\phi} = 1$ (Potencia reactiva=0)) y se escoge el tiempo de simulación de 1 minuto para que los resultados sean más exactos.

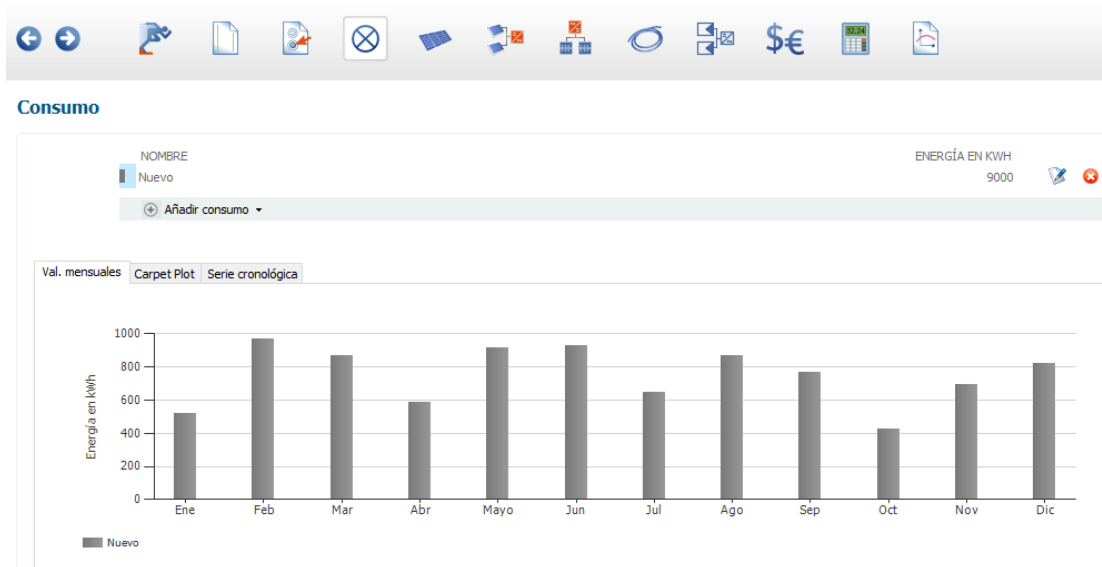
Ilustración 125: Software PV*Sol paso 1.



Fuente 125: PV*Sol

2.- Se introducen los consumos anuales que tiene la empresa. En este apartado se han sobredimensionado los consumos mensuales que actualmente tiene la empresa para llegar a los 9000kWh anuales que necesitaría la empresa en el escenario futuro explicado en el apartado 4.1.5.

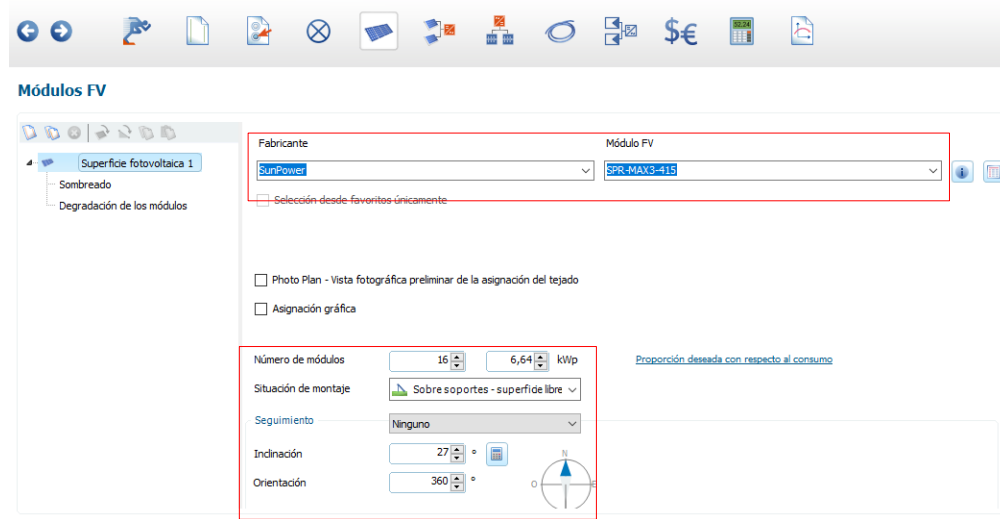
Ilustración 126: Software PV*Sol paso 2.



Fuente 126: PV*Sol

3.- Se especifica la marca y modelo de panel fotovoltaico que se va a instalar y el programa recolecta la información técnica necesaria del módulo de su base de datos. Además se indica la cantidad de paneles a instalar, si se trata de una instalación en tejado o terreno, la orientación e inclinación que deben tener y el tipo de seguimiento.

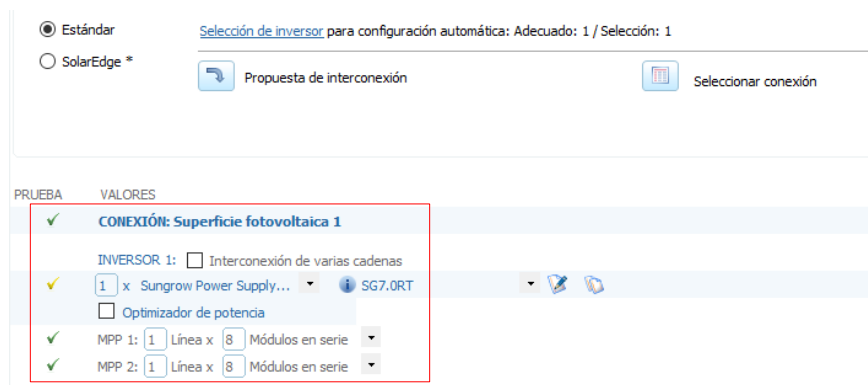
Ilustración 127: Software PV*Sol paso 3.



Fuente 127: PV*Sol.

4.- Se especifica la marca y modelo de inversor además de la configuración de *string*-s.

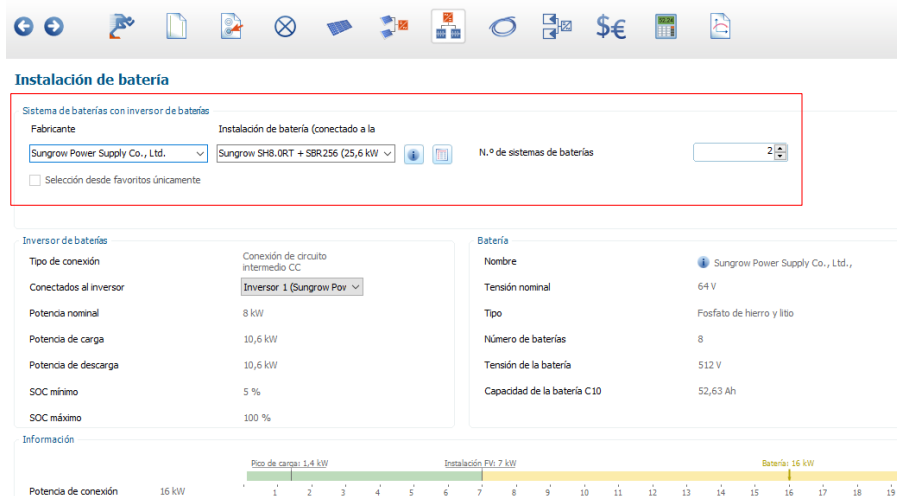
Ilustración 128: Software PV*Sol paso 4.



Fuente 128: PV*Sol.

5.- Se escoge la marca y modelo de batería. Como se puede observar no se han podido escoger las que se eligieron en el apartado de “Elección de batería” pero se han elegido 2 baterías de una capacidad cada una de 25,6kWh por lo que en total se tendrá 51,2kWh un valor muy cercano a los 50kWh elegidos.

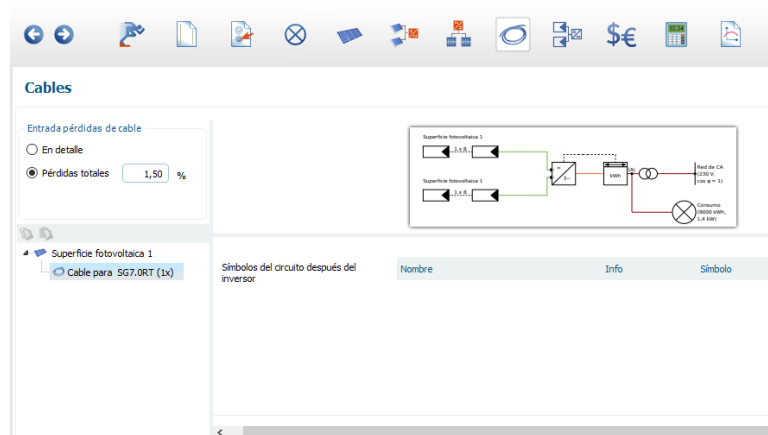
Ilustración 129: Software PV*Sol paso 5.



Fuente 129: PV*Sol

6.- Se especifican las pérdidas en el cableado de la instalación (Efecto Joule) y se introducen los elementos adicionales al diagrama unifilar (transformados y medidor bidireccional).

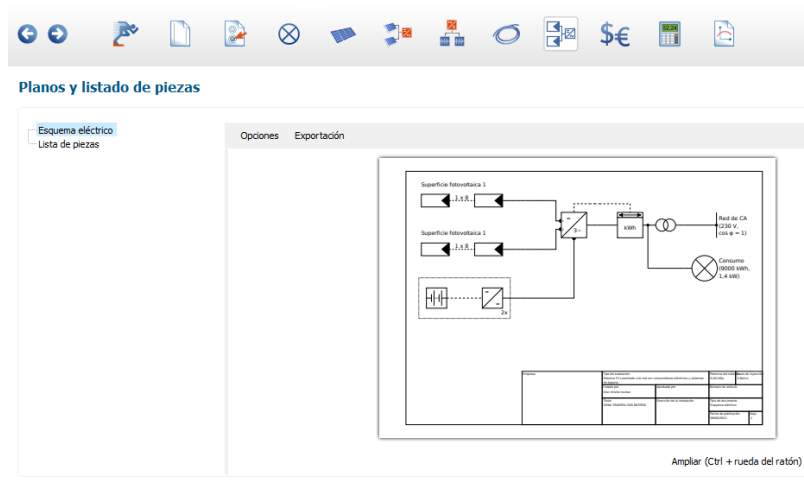
Ilustración 130: Software PV*Sol paso 6.



Fuente 130: PV*Sol.

7.- Se comprueba que el diagrama unifilar corresponde a la instalación diseñada:

Ilustración 131: Software PV*Sol paso 7.



Fuente 131: PV*Sol.

8.- Se introducen los datos económicos. Se especifican los años de amortización (25), el interés de capital (8%), la inversión inicial y los costes de operación. No se consideran ni créditos ni impuestos.

Ilustración 132: Software PV*Sol paso 8_1.

Parámetros generales

Periodo de consideración 25 Años enteros

Interés del capital 8,00 %

IVA

Todos los valores son valores brutos

Todos los valores son valores netos

Balance de costos

Inversiones amortizables 29992,65 € Entrada detallada

Únicos pagos (no amortizables) 0,00 € Entrada detallada

Subvenciones 0,00 € Entrada detallada

Costes anuales de operación 50,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Costes anuales ref. al consumo 0,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Diversos costes anuales 0,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Diversos ingresos / ahorros anuales 0,00 €/a Factor de cambio de precios 0,00 [%] Entrada detallada

Fuente 132: PV*Sol.

Se introduce también el precio al que la distribuidora paga la inyección de excedentes del cliente, el cual según la Ley Net Billing corresponde al precio del nudo del sistema. Se señala también el precio al que cobra la distribuidora CEC el kWh, donde se ha tenido en cuenta que se trata de una tarifa BT3. Además se considera un aumento del precio del kWh del 2% anual debido al constante encarecimiento del precio de la electricidad.

Ilustración 133: Software PV*Sol paso 8_2

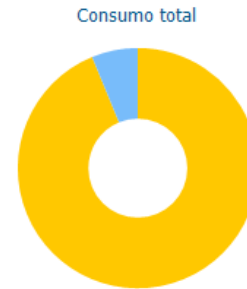
Fuente 133: PV*Sol.

9.- Por último se muestra el resumen de los resultados. Por un lado se encuentran los resultados de consumo y utilización de la energía generada:

Ilustración 134: Software PV*Sol paso 9 (resultados en términos de energía)



Consumidores	
Consumidores	9.000 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	1 kWh/Año
Consumo total	9.001 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica con batería	8.442 kWh/Año
cubierto mediante red	559 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	93,8 %



■ cubierto mediante energía fotovoltaica con batería
■ cubierto mediante red

Instalación FV	
Potencia generador FV	6,64 kWp
Rendimiento anual espec.	1.985,65 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	92,70 %
Energía de generador FV (Red CA) con batería	12.638 kWh/Año
Consumo propio directa	8.442 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	4.196 kWh/Año
Proporción de consumo propio	66,8 %
Emisiones de CO ₂ evitadas	5.658 kg / año

Energía de generador FV (Red CA) con batería



■ Consumo propio directa
■ Limitación en el punto de inyección
■ Inyección en la red

Fuente 134: PV*Sol.

Por otro lado se muestran los indicadores económicos:

Ilustración 135: Software PV*Sol paso 9 (resultados económicos).

Datos del sistema	
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	4.190 kWh/Año
Potencia generador FV	6,6 kWp
Puesta en marcha de la instalación	08/06/2022
Periodo de consideración	25 Años
Interés del capital	2 %
Parámetros económicos	
Tasa interna de retorno (TIR)	5,99 %
Cashflow acumulado (caja)	17.873,91 €
Duración amortización	15,7 Años
Costes de producción de energía	0,1196 €/kWh
Resumen de pagos	
costes específicos de inversión	4.426,60 €/kWp
Coste de la inversión	4999,11 €
Pagos únicos	0,00 €
Subvenciones	0,00 €
Costes anuales	50,00 €/Año
Otros beneficios y ahorros.	0,00 €/Año

Remuneración y ahorros

Remuneración total en el primer año	347,78 €/Año
Ahorros durante el primer año	1.685,99 €/Año
Tarifa Net Billing - Instalación en terreno	
Validez	08/06/2022 - 07/06/2047
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0,083 €/kWh
Tarifa de inyección	347,7762 €/Año
TARIFA BT3 (Example)	
Precio de trabajo	0,2 €/kWh
Factor de cambio del precio del costo del consumo energético	2 %/Año

Fuente 135: PV*Sol.

A continuación se encuentran todos los indicadores económicos de todos los tipos de instalación estudiados obtenidos mediante el simulador PV*Sol.

Ilustración 136: Indicadores económicos (método 3)

MÉTODO 3 (MEDIANTE PV*SOL)				
SIN BATERÍA				
	INVERSIÓN (CLP)	VAN (CLP)	TIR	PAYBACK (AÑOS)
ZONA TRASERA	\$ 10.353.526	\$ 5.425.162	12,33%	8,6
TEJADO NAVE	\$ 9.932.527	\$ 4.760.537	11,64%	8,8
TEJADO CASA	\$ 9.153.606	\$ 4.883.040	12,33%	8,4

MÉTODO 3 (MEDIANTE PV*SOL)				
CON BATERÍA				
	INVERSIÓN (CLP)	VAN (CLP)	TIR	PAYBACK (AÑOS)
ZONA TRASERA	\$ 25.873.744	\$ 4.826.139	5,99%	15,7
TEJADO NAVE	\$ 24.673.824	\$ 3.147.583	4,75%	17,7
TEJADO CASA	\$ 25.452.746	\$ 3.296.649	4,88%	17,4

Fuente 136: Elaboración propia.

Respecto a las instalaciones sin batería se puede observar cómo los *payback*-s aumentan casi en 2 años respecto a los obtenidos con el método 2. En general son altos ya que se tratan de instalaciones de autoconsumo por lo que no están diseñadas para generar beneficios, además, los excedentes inyectados a la red no producen muchos beneficios. Sin embargo, si la instalación fotovoltaica no supera los 10 años de amortización se considera buena. Respecto a los valores de los VAN disminuyen también aunque aun se generan beneficios.

Respecto a las instalaciones con batería resaltar que los *payback*-s superan los 10 años y el TIR baja del 8% establecido como tasa de interés por lo que se concluye que este tipo de instalación no sale rentable.

5.1.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se expone un escenario futuro diferente al anteriormente estudiado. Debido a que el precio de la electricidad lleva con un crecimiento constante desde el año 2017 es probable que para los años de implementación de las instalaciones los precios hayan aumentado. Desde otro punto de vista también existe la posibilidad de que la introducción de las energías renovables en el SEN abarate el precio del kWh en el mercado eléctrico ya que las generadoras renovables siempre ofertan más barato su energía que los convencionales debido a que el recurso (solar o eólico) no les supone ningún gasto.

Por otro lado, los costos de inversión también podrían cambiar debido a la inflación mundial del momento.

Para estudiar la influencia de la variación de estas dos variables se ha realizado un estudio de sensibilidad donde se ha variado el precio del kWh y el costo de inversión en un rango de (- 50%, + 60%) para las tres instalaciones sin baterías. Para observar la influencia de estas variaciones en los indicadores económicos se ha utilizado el simulador PV*Sol utilizado en el método 3. Una de las tres soluciones se observa en la siguiente gráfica:

Ilustración 137: Valores del VAN según la variación de dos variables.



*Fuente 137: Elaboración propia mediante datos obtenidos por PV*Sol.*

Es significativo observar como el aumento del precio del kWh (en principio perjudicial para el conjunto de los consumidores) repercute en mayores beneficios para la empresa (aumento del VAN). Esto se debe a que si el precio del kWh aumenta los ahorros anuales que estamos generando son mayores y viceversa. Se puede observar que si el precio del kWh disminuye en más de un 32,5% la instalación de la Zona Trasera no sale rentable ($VAN < 0$) ya que sería mejor consumir directamente de la red.

Por otro lado, como era de esperar un aumento de la inversión conlleva una disminución de beneficios (reducción del VAN). Si el costo de inversión aumenta en más de un 57,5% la instalación no será rentable ($VAN < 0$).

Por terminar con este estudio se debe resaltar que la variación del kWh es más sensible al proyecto que la variación del costo de inversión ya que tiene una pendiente más alta (40% respecto a un 25%) por lo que se le tendrá que dar más importancia. Si se quieren

observar los análisis de sensibilidad de las otras dos restantes instalaciones se puede observar el ANEXO XIX.

5.2 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) es el organismo público encargado de administrar el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), cuya gestión tiene por objetivo evaluar los proyectos en ese ámbito, según lo establecido en las normativas y de esta manera lograr unificar criterios, requisitos y condiciones para el análisis y viabilidad de los proyectos. (Better, 2022)

Es importante mencionar que el SEA fue creado por la Ley N°20.417 en enero de 2010, y modificado en la Ley N°19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

De esta forma, el SEIA se presenta como un instrumento de gestión ambiental de carácter preventivo, para determinar antes de la ejecución de un proyecto si este cumple con la legislación vigente y si logra hacerse cargo de los potenciales impactos significativos en el medioambiente.

Todo proyecto debe presentarse al SEIA, si sus características concuerdan con lo señalado en el artículo 10 de la Ley 19.300/94 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia (MINSEGPRES), y, si el proyecto en cualquiera de sus fases genera o presenta riesgos, efectos y/o alteración definidos en el artículo 11 de la misma normativa, deberá hacerlo a través de un Estudio de Impacto ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA). En el artículo 12 además se indican todas las partes y etapas que debe tener un EIA.

Aunque en un proyecto real el EIA necesitaría un propio informe aparte ya que lo que exige la legislación es que se debe hacer un estudio muy detallado, en el presente informe, como se trata de un anteproyecto se realizará un estudio más breve.

El negativo impacto ambiental de las tecnologías de generación eléctrica convencionales es uno de los principales argumentos a favor de las energías renovables. Sin embargo, en este debate a menudo se utilizan argumentos demagógicos que no están respaldados por análisis serios.

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y es menos perjudicial para el medio ambiente. Sin embargo, no es una energía 100% verde ya que genera diferentes tipos de contaminación (emisiones a la atmósfera, emisiones líquidas, contaminación acústica y campos electromagnéticos) durante su ciclo de vida.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España (IDAE), organismo público dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, realizó un análisis riguroso de ocho tecnologías de generación eléctrica, entre las que se incluyen tres renovables y cinco convencionales, con el objetivo de estudiar de forma sistemática el impacto medioambiental de dichas tecnologías. El estudio está publicado y es de obligada lectura para todos aquellos que participan del debate sobre el impacto medioambiental real de las energías convencionales y su comparación con las renovables.

Se compararon las siguientes tecnologías de generación eléctrica: Central de combustión de Lignito (densidad de carbón bajo, 60-70%), central de carbón (mezcla de Hulla y Antracita, 80-90% de carbón), central de quema de petróleo, gas natural, nuclear, fotovoltaica, eólica y minihidráulica (<10MW).

Para hacer el estudio se analizaron todas las fases del ciclo de vida de cada tecnología: Minería y extracción de materiales, preparación y concentrado, transporte, obras civiles e ingeniería, producción eléctrica y generación y depósito de residuos.

En la siguiente tabla se muestra en modo de ecopuntos (puntos que evalúan la contribución de los diversos compuestos contaminantes a las diferentes categorías de impacto consideradas) la contaminación que supone cada tecnología:

Ilustración 138: Ecopuntos de diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Impactos/ Sistemas Energéticos	Lignito	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	Fotovol- taico	Eólico	Minihi- drául.
Calentamiento Global	135,00	109,00	97,00	95,80	2,05	15,40	2,85	0,41
Disminución Capa Ozono	0,32	1,95	53,10	0,86	4,12	3,66	1,61	0,05
Acidificación	920,00	265,00	261,00	30,50	3,33	97,00	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	11,60	9,76	6,97	0,28	1,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	728,00	244,00	46,60	25,00	167,00	40,70	2,58
Sustancias Carcinógenas	25,70	84,30	540,00	22,10	2,05	75,70	9,99	0,76
Niebla de Invierno	519,00	124,00	135,00	3,08	1,50	53,30	1,48	0,15
Niebla Fotoquímica	0,49	3,05	36,90	3,47	0,32	3,03	1,25	0,06
Radiaciones Ionizantes	0,02	0,05	0,02	0,00	2,19	0,12	0,01	0,00
Residuos	50,90	12,90	0,62	0,58	0,28	1,84	0,29	0,52
Residuos Radiactivos	5,28	10,60	7,11	1,34	565,00	34,90	1,83	0,32
Agotamiento Rec. Energ.	5,71	5,47	13,60	55,80	65,70	7,06	0,91	0,07
TOTAL	1735,16	1355,92	1398,11	267,11	671,82	460,98	64,67	5,43

Fuente 138: Extraído de IDAE

Cabía esperar que las centrales de carbón y petróleo iban a ser las más contaminantes obteniendo el mayor número de ecopuntos, sin embargo, es llamativa la quinta posición que tiene la fotovoltaica. Esta es el doble de contaminante que el gas natural y se encuentra más cerca de la nuclear en términos de ecopuntos.

La relativa alta puntuación de la generación fotovoltaica (460 ecopuntos) debe contemplarse con reservas, ya que resulta penalizada por la cantidad de energía que se necesita para la elaboración de las células fotovoltaicas y que se supone generada por fuentes de energía convencionales. Aunque el nivel de ecopuntos no ha sido calculado recientemente (ya que se trata de un estudio del año 2000), el mayor desarrollo tecnológico y la mayor cantidad de energías renovables en el mix eléctrico hacen que el nivel de ecopuntos de la generación fotovoltaica se encuentre sin duda por debajo de la generación con gas natural.

Ahora se procede a identificar y describir los impactos ambientales que se producen en cada etapa de ciclo de vida de la instalación:

▪ FASE DE OBRAS Y CONSTRUCCIÓN

En este apartado se estudian las obras de acondicionamiento de terreno o habilitación de lugar de implantación. En las tres instalaciones diseñadas (zona trasera, tejado casa y nave) no se deben hacer grandes obras. Entre las actividades para llevar a cabo las obras

se encuentran: el transporte de los insumos, atornillado de paneles a soportes (en el caso de la zona trasera) y a las techumbres para evitar que se muevan, pintar las tejas de color blanco (para aumentar la reflectividad), corta de flora y vegetación para evitar sombras sobre los paneles y conexión de los diferentes equipos de la instalación mediante cables.

Como se ha mencionado la construcción y instalación de las plantas no perturban demasiado el medioambiente, aun así, estas actividades generarán en pequeña medida los siguientes impactos:

Emisiones a la atmosfera de material articulado (polvo) aumentando la concentración de esta, emisiones de gases a causa del transporte de los equipos, emisiones de ruido y vibración el día de la instalación perturbando a la fauna y a grupos humanos adyacentes a la instalación (vecinos) alterando sus quehaceres cotidianos, pérdida de flora, fauna y modificación de su hábitat (corta de césped) y generación de residuos (cables cortados y metales).

▪ **FASE DE OPERACIÓN**

El campo solar tiene muy pequeño impacto sobre el valor paisajístico ya que se encuentran instaladas en techos y en un jardín privado. Entre los impactos se encuentra la generación aguas residuales por la limpieza de los paneles que cambian las propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo, generación de residuos por poda de árboles y corte de césped y generación de ondas electromagnéticas debido al wifi de los inversores que pueden afectar sobre la salud humana (dolor de cabeza, insomnio, irritabilidad o mayor riesgo de cáncer).

▪ **FASE DE CIERRE O DESMANTELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES** (*ley REP*)

El tránsito de vehículos para la retirada de los equipos generará emisiones a la atmósfera de gases, emisiones de ruido y vibración. Con los equipos que ya han llegado a su final de vida útil se intentan reutilizar, reciclar y reducir al mínimo los residuos intentando reintegrarlos todos en el sistema productivo mediante criterios de economía circular.

Debido a que en los últimos años la instalación de parques solares y plantas fotovoltaicas de autoconsumo está creciendo exponencialmente, existe un gran reto a

afrontar en el futuro, el cual es reciclar los paneles solares. Según un estudio de In-Dara y RIGK, el primer *peak* de residuos de paneles ocurrirá entre 2043 y 2046 y podría superar las 120.000 toneladas de residuos fotovoltaicos acumulados. Es por ello por lo que se está elaborando la *ley REP* en el estado de Chile. (CINTAC,2021)

Los paneles se fabrican en base a una combinación de vidrio, aluminio y plástico. El aluminio se puede reciclar en un 100% y el vidrio en un 95%. Los componentes electrónicos también se pueden reciclar pero precisan de procesos y maquinaria avanzada. El verdadero problema está en el reciclado de los plásticos por su poco valor y menor atractivo para el mercado.

Se estima que para el año de cierre de las instalaciones de la Cervecería Berner la empresa instaladora tenga un servicio de desmantelamiento de las instalaciones y un sistema de reciclaje por lo que lo más adecuado sería contactar con ellos para que hagan sus labores.

Una vez realizado el pequeño estudio y descripción de manera cualitativa de los impactos que se producen en cada etapa de la vida útil de la instalación, ahora se procede a calcular ese impacto de una manera cuantitativa.

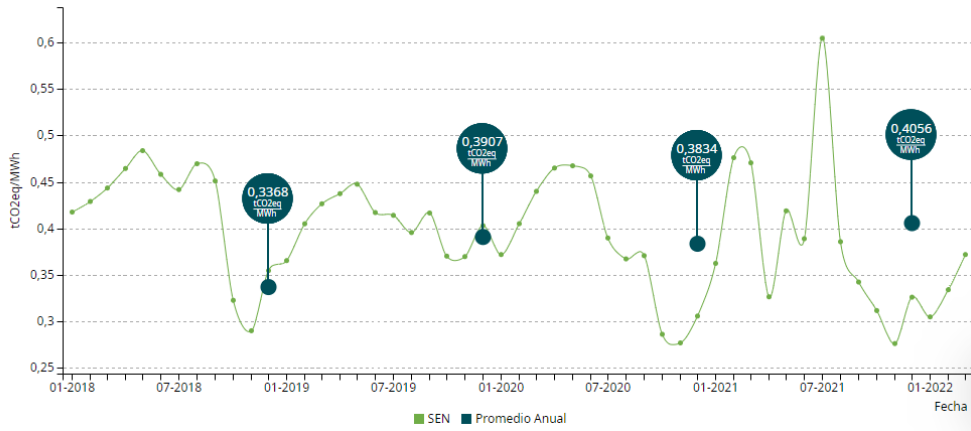
La manera más habitual de calcular ese indicador de impacto ambiental es utilizar el cálculo de huella de carbono. La huella de carbono identifica la cantidad de emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) que son liberadas a la atmósfera como consecuencia del desarrollo de cualquier actividad. Los únicos GEI que se van a emitir a la atmósfera se producen en el transporte de los equipos entre la ubicación de la empresa fabricante hasta la ubicación de la cervecería en la fase de construcción y desmantelamiento. Como en el presente momento se desconoce en que fabrica de las empresas productoras de los equipos se van a fabricar estos mismos no es posible hacer el cálculo de las emisiones ya que se desconoce el tipo de vehículo de transporte (avión, camión, etc), el tipo de combustible (queroseno, gasolina y gasóleo) y los km a recorrer.

Sin embargo, se puede realizar un simple cálculo que indica las emisiones de GEI que evitarían las instalaciones estudiadas. El hecho de consumir de una instalación fotovoltaica

lleva implícito el no consumir de la red y este a la vez lleva implícito el no consumo de centrales convencionales de generación.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) lleva realizando desde el año 2018 el cálculo de las emisiones a la atmósfera de toneladas de CO₂ equivalentes por MWh generado por el mismo sistema. Estos cálculos se pueden observar en la siguiente ilustración:

Ilustración 139: Emisiones a la atmósfera de CO₂ por MWh generado por el sistema SEN.



Fuente 139: Extraído del SEN

Para el presente estudio ambiental se va a utilizar el último valor actualizado el cual corresponde al año 2021, donde se obtuvo un valor medio de 0,4056 tCO₂eq/MWh. Ahora se procede a calcular la reducción de huella de carbono producida por la generación de las instalaciones. Teniendo en cuenta que cada una de las instalaciones tienen una generación distinta se realiza una tabla donde se muestran las toneladas emisiones de CO₂ que se evitarían.

Ilustración 140: Emisiones de CO₂ evitadas con las instalaciones diseñadas.

EMPLAZAMIENTO	GENERACIÓN ANUAL (kWh)	EMISIONES DE CO ₂ EVITADOS (tCO ₂)
ZONA TRASERA	9218	3,739
TEJADO NAVE	9013	3,656
TEJADO CASA	8783	3,562

Fuente 140: Elaboración propia.

Se puede observar como las instalaciones que más generan son las que más contribuyen a la reducción de emisiones de CO₂. Es una reducción pequeña ya que las instalaciones no son de gran potencia pero a la vez es relevante, ya que de lo que se trata es

que cada vez más empresas apuesten por este tipo de instalación para que Chile cumpla con lo que se ha impuesto para el año 2050; la descarbonización del sistema eléctrico.

5.3 IMPACTO SOCIAL

Este impacto se refiere a la huella que deja la implantación real de este proyecto en la comunidad donde se lleva a cabo (Curicó, Maule o Chile). Entre los impactos sociales que podría tener este proyecto destacan los positivos:

- **Creación de empleo.**

Los proyectos fotovoltaicos ayudan a crear numerosos empleos. Por ejemplo, se necesitan trabajadores para planificar el proyecto, desarrollarlo e implementarlo, construir la planta de energía solar y en menor medida para operar las instalaciones. Lo más adecuado sería contratar empresas de la zona (región de maule) para las labores comentadas para ayudar al mejoramiento de la economía local.

- **Imagen de la empresa.**

Teniendo en cuenta la buena opinión que existe sobre las energías renovables entre la opinión pública la imagen de la empresa mejoraría positivamente. Además alentaría a las empresas de alrededor a llevar a cabo proyectos similares para no quedarse atrás en la carrera hacia un futuro verde.

Por otro lado también los trabajadores de la Cervecería Berner se sentirán más satisfechos pensando que están contribuyendo a las metas establecidas en los planes nacional, estatal y municipal, en materia de energía, desarrollo social, medio ambiente y empleo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como primera conclusión se debe destacar que se han cumplido con todos los objetivos establecidos al inicio del proyecto y con todos los resultados.

La Cervecería Berner es una empresa que está en constante innovación ya sea con los diseños llamativos de las latas, la constante experimentación para crear nuevas cervezas y las ideas originales de hacer llegar al usuario sus productos. Además, centra sus esfuerzos en que la producción de la cerveza esté en constante armonía con el medio ambiente haciendo una buena gestión de los residuos y produciendo la cerveza de la manera más artesanal posible.

Los deseos de la empresa de poder evaluar la posibilidad de instalar fotovoltaica para autoconsumo para reducir los costes eléctricos están ligados completamente con la idea anteriormente comentada; el respeto total hacia el medio ambiente.

La elección de hacer un estudio sobre fotovoltaica y no sobre otra ERNC fue por las buenas condiciones que la Cervecería Berner presentaba ante este tipo de plantas. Condiciones como diferentes lugares de emplazamiento adecuados en techumbres y terrenos, las buenas condiciones meteorológicas del lugar y la cercanía de la red de distribución.

En la primera etapa del proyecto se realizó un diagnóstico de la situación actual donde se estudiaron los tipos y cantidades de consumos que tenía la empresa, las condiciones meteorológicas existentes, la disponibilidad del espacio y las posibles restricciones que existían por parte de las leyes vigentes y contrato eléctrico de la empresa. En modo de resumen, cabe destacar que la empresa no tiene ningún inconveniente legal para llevar a cabo el presente proyecto.

Después se realizó la segunda etapa del proyecto donde se evaluaron y diseñaron tres alternativas diferentes de instalación fotovoltaica. Cabe señalar que el gerente al inicio del proyecto sólo contemplaba unas de las ubicaciones (tejado nave) para la instalación, pero durante la realización del proyecto se vio que existían otras dos diferentes ubicaciones (tejado casa y zona trasera) que podrían ser igual de óptimas que la primera.

En la tercera y última etapa se realizó el estudio de impactos. El primer impacto a analizar fue el económico donde mediante tres métodos de cálculo diferentes se calcularon los indicadores de rentabilidad de cada instalación con la inclusión de batería y sin ella para dos escenarios futuros posibles (estudio de sensibilidad). El segundo impacto analizado fue el ambiental, donde se hizo una pequeña descripción de los residuos, emisiones y daños que se generan en cada etapa de ciclo de la vida útil de la instalación y se calcularon las emisiones de CO₂ que se evitarían con las instalaciones. El tercer impacto estudiado fue el social donde se hace un breve análisis de las consecuencias sociales que tendría la implementación real del proyecto.

El presente proyecto proporciona a la empresa Cervecería Berner SpA tres alternativas distintas de instalación fotovoltaica. Se ha diseñado cada una de ellas para que independientemente sean capaces de abastecer las necesidades de consumo de la empresa. En manos de la empresa está el decidir cuál de las tres alternativas es la más adecuada para llevar a cabo. Para ello la empresa debe de analizar las ventajas y desventajas técnicas, normativas y económicas, descritas en el proyecto, que tiene cada una de las propuestas.

A continuación se puntualizan ciertas cuestiones que se creen importantes en base al criterio del proyectista y que puede ayudar al gerente a hacer una buena elección de alternativa:

Enfocándose en las cuestiones técnicas, la instalación de más fácil realización es la de la Zona Trasera debido a que se instala sobre el suelo y no es necesario hacer ningún cálculo de esfuerzos sobre estructuras como ocurre en el caso de las instalaciones restantes. Sin embargo, conlleva un mayor mantenimiento ya que se debe realizar un corte de césped habitual y ocupa un espacio que en un futuro puede ser interesante para la empresa mientras que la superficie de los tejados no tiene ninguna otra utilidad. Por otra parte, la instalación del Tejado Nave tiene un árbol cerca por lo que con una frecuencia habitual debe ser podado, además en otoño las hojas pueden caer sobre los paneles por lo que en esta época se deberá frecuentar la planta para asegurar la no existencia de sombras. Por último, el tejado de la casa es de una cerámica muy sensible a los golpes por lo que la empresa instaladora debe de estar especializada o con experiencia en instalaciones en este tipo de tejado.

Como ventaja general cabe destacar que la empresa tiene una capacidad mayor para instalar paneles que la diseñada en el presente proyecto, por lo que en el caso de querer aumentar la generación solo se tienen que instalar más módulos y modificar los *string*-s. En este aspecto el tejado de la nave tiene ventaja respecto a las demás ya que su inversor tiene la capacidad de instalar más potencia (hasta 8kWp) que las otras dos instalaciones (alrededor de 7kWp).

Respecto a los inversores, es de importancia señalar que el inversor elegido para el tejado de la nave no es el más adecuado, ya que tiene una salida monofásica y necesita un convertidor MONO-TRI. Se decidió este inversor ya que en el momento el fabricante de inversores Sungrow no proporcionaba en el mercado el modelo trifásico. Se ruega que en el caso de que se elija la instalación del Tejado Nave como solución, se revise el catálogo de Sungrow para ver si está disponible el inversor SG8.0RT para así evitar la compra del convertidor MONO-TRI y reducir costes.

Por otro lado, se señala que el panel de Sunpower elegido tiene tecnología PERC y es importante tenerla en cuenta ya que puede ayudar a que los paneles tengan mayor generación. Para ello, se proponen distintas soluciones; en el tejado de la nave limpiar frecuentemente la superficie del tejado ya que las chapas metálicas tienen un factor alto de reflectancia y en el tejado de la casa pintar las tejas de color blanco para aumentar su reflectancia. Respecto a la instalación trasera no es necesario realizar ninguna limpieza ya que el terreno tiene una reflectancia muy baja. En el caso de la Zona Trasera se puede plantear la colocación de una chapa debajo de los paneles para aumentar la radiación reflejada.

Además, es importante comentar que los equipos electrónicos como inversores, convertidores, baterías (en caso de haberlas) se deben instalar dentro de la nave de producción o dentro de la casa. Se debe asegurar una zona seca y libre de peligros.

Por último señalar la necesidad de instalación de una escalera con una cuerda de vida para el mantenimiento frecuente de las instalaciones de los tejados. Las escaleras deben estar ubicadas linealmente con los pasillos de las instalaciones. En el caso del tejado de la nave actualmente existe una escalera pero hay que moverla para que quede alineada con el pasillo.

Respecto a la conexión a red de las instalaciones se hará mediante el transformador que actualmente usa la empresa el cual está ubicado en uno de los postes eléctricos de la línea de MT cercana a la empresa. No se contempla la instalación de otro transformador debido a que las potencias de las instalaciones no son excesivas.

En cuanto a las normativas vigentes, las instalaciones que más problemas pueden causar son las de techumbre ya que las normas existentes exigen diferentes precauciones de seguridad que hay que cumplir.

Para terminar, respecto a las cuestiones económicas, se van a comparar los valores obtenidos con el método 3.

La instalación con mejores indicadores económicos (Payback intermedio aceptable y el mejor VAN) es la de Zona Trasera por lo que podría ser suficiente excusa para su implementación. Se podría incluso reducir los costes de esta instalación si se plantea la fabricación manual de los soportes, ya que su fabricación solo precisa de la soldadura de barras de aluminio u otro material. Sin embargo, se deben tener en cuenta las desventajas técnicas comentadas anteriormente.

La instalación Tejado Casa se encuentra en segunda posición con un VAN intermedio y el mejor payback. Sin embargo, no es capaz de producir el consumo total que se requiere (9000kWh/anales) por lo que se debería instalar otro panel en otra ubicación (Tejado Nave o Zona Trasera) para llegar a la producción exigida.

La instalación más perjudicada económicamente es el Tejado Nave que se encuentra en tercera posición (peor VAN y peor payback) esto es debido al uso de convertidor MONO-TRI que eleva los costes de inversión. Esta instalación se puede colocar en mejor posición si se consigue instalar un inversor trifásico y así evitar la instalación del convertidor.

Respecto al uso de baterías como resumen se puede decir que no es nada rentable ya que los *payback* se disparan por encima de los 10 años y los valores del TIR superan el valor de Tasa de Interés, por lo que la mejor opción es no instalarlas. Si no existiera la Ley Net Billing, la cual reconoce pagos por inyección a red de excedentes eléctricos, la instalación de baterías sería más interesante ya que los excedentes generados se echarían a perder en

resistencias y no se obtendría ningún beneficio por ellos, por lo que lo más adecuado sería almacenarlos para consumirlos en los momentos donde el consumo supere a la generación.

Por último, se observa que el costo de inversión inicial es alto por lo que es importante que la empresa estudie las diferentes alternativas de fuentes de financiamiento comentadas en el marco teórico. En caso de no tener el capital suficiente para la inversión una alternativa adecuada es elegir el modelo ESCO mediante el cual no se paga inversión alguna y se va pagando a la empresa instaladora una cuota fija mensual asumible para que mantenga la instalación. Por otro lado, existe el Crédito Verde proporcionado por la CORFO la cual destina ayudas de inversión para proyectos de este tipo.

Para finalizar, se debe de dejar claro que el presente informe tiene una profundidad y nivel de anteproyecto por lo que si finalmente se decide desarrollarlo en la vida real lo más adecuado es complementarlo con un estudio más amplio y detallado realizado por una empresa instaladora y expertos en la materia.

BIBLIOGRAFÍA

- BJCP. (29 de 12 de 2021). *2021 STYLE GUIDELINES*. Obtenido de <https://www.bjcp.org/news/bjcp-releases-2021-beer-style-guidelines/>
- Cervecería Berner se incorpora a la Acechi. (18 de 05 de 2017). *elEconomista*.
- FUTURETECH. (12 de 04 de 2012). *La degradación fotoquímica de la cerveza o por qué algunas se sirven con rodajita de limón*. Obtenido de LA INFORMACIÓN: <https://www.lainformacion.com/opinion/futuretech/la-degradacion-fotoquimica-de-la-cerveza-o-por-que-algunas-se-sirven-con-rodajita-de-limon/16912/>
- Cervecería Kross. (03 de abril de 2016). *Proceso Productivo de la Cerveza / Cervecería Kross - Chile*. [Archivo de Video]. <https://www.youtube.com/watch?v=vPZQi5kG8UM>
- Sungrow. (2022). *Solar Shop Online*. Obtenido de <https://www.solarshoponline.com.au/product/sungrow-5kw-gen-2-single-phase-solar-inverter-dual-mppt-ip65-ac-with-wifi/>
- Emol. (19 de agosto de 2020). *El mercado de la cerveza en Chile: Dos líderes indiscutidos, 52 litros per cápita al año y nuevas alianzas estratégicas*. Obtenido de <https://www.emol.com/noticias/Economia/2020/08/19/995362/Mercado-cerveza-Chile-CCU-ABinbev.html>
- ACERA. (2021). *El espectacular inicio de 2021 de las ERNC en Chile deja al objetivo del 20% muy atrás*. Obtenido de: <https://acera.cl/el-espectacular-inicio-de-2021-de-las-ernc-en-chile-deja-al-objetivo-del-20-muy-atras/>
- Pérez Farrás, L. (24 de mayo de 2021). *La minieólica pierde la batalla contra la solar*. Obtenido de la VANGUARDIA: <https://www.lavanguardia.com/natural/20210524/7473045/minieolica-energia-solar-futuro.html>

- ENEL. (2020). *La energía solar*. Obtenido de: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar>
- Robertson, N. (2021). *¿Cómo funciona una instalación fotovoltaica ongrid en Chile?* Obtenido de CENTRAL: <https://www.energiacentral.cl/como-functiona-fotovoltaica-ongrid-chile/>
- IBERDROLA. (2021). *Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado*. Obtenido de: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/almacenamiento-de-energia-eficiente>
- García, G. (18 de diciembre de 2020). *Ya hay baterías por menos de 100 dólares/kWh: para BloombergNEF, “un hito histórico”*. Obtenido de HyE: <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/sector/baterias-menos-100-dolares-kwh-bloombergnef-hito-historico/20201217141328040920.html>
- TRITEC. (18 de agosto de 2017). *TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS*. Obtenido de [https://tritec-intervento.cl/tipos-de-panelesfotovoltaicos/#:~:text=Los%20paneles%20de%20capa%20fina%20m%C3%A1s%20importantes%20son%20los%20de,cadmio%20y%20telurio%20\(CdTe\).](https://tritec-intervento.cl/tipos-de-panelesfotovoltaicos/#:~:text=Los%20paneles%20de%20capa%20fina%20m%C3%A1s%20importantes%20son%20los%20de,cadmio%20y%20telurio%20(CdTe).)
- Sotysolar. (10 de septiembre del 2020). *Seguidores solares: todo lo que necesitas saber*. Obtenido de <https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares/#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20son%20los%20seguidores%20solares,paneles%20reciben%20la%20radiaci%C3%B3n%20solar.>
- Vazquez González, E. (2017). *Cálculo de sombra con el método del solsticio de invierno*. Obtenido de CCEEA. <https://ccea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/calculo-de-sombra-con-el-metodo-del-solsticio-de-invierno>
- Lorenzo Alonso, J. (2020). *Causas y efectos de los puntos calientes en placas solares*. Obtenido de SUNFIELDS: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puntos-calientes-hot-spots-en-placas-solares/>

- AulaFácil. (2018). *Angulo cenital y la elevación solar*. Obtenido de <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-termica-1/angulo-cenital-y-la-elevacion-solar-137810>
- Generadoras de Chile. (2022). *Generación Eléctrica en Chile/Mercado Eléctrico*. Obtenido de [http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile#:~:text=El%20mercado%20el%C3%A9ctrico%20chileno%20est%C3%A1,del%20Norte%20Grande%20\(SING\),&text=A%20marzo%20de%202022%20cuenta%20con%20una%20capacidad%20instalada%20de%2031.706%20MW](http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile#:~:text=El%20mercado%20el%C3%A9ctrico%20chileno%20est%C3%A1,del%20Norte%20Grande%20(SING),&text=A%20marzo%20de%202022%20cuenta%20con%20una%20capacidad%20instalada%20de%2031.706%20MW).
- Francisco Mackenna, J., Bustamante J., Hurley T. (2020). *CORFO crea Crédito Verde para impulsar inversión en proyectos de energía renovable, eficiencia energética y economía circular*. Obtenido de Carey: <https://www.carey.cl/corfo-crea-credito-verde-para-impulsar-inversion-en-proyectos-de-energia-renovable-eficiencia-energetica-y-economia-circular/>
- Leis, C. (9 de mayo del 2022). *Cómo hacer un Brainstorming y generar ideas creativas para tu negocio*. Obtenido de Aula CM: <https://aulacm.com/guia-hacer-brainstorming-generar-ideas-creativas/>
- QuestionPro. (2019). *Qué es un análisis de correlación en encuestas*. Obtenido de <https://www.questionpro.com/blog/es/analisis-de-correlacion/>
- Sapag Chain, N. (2011). *PROYECTOS DE INVERSIÓN. Formulación y Evaluación*.
- CNE. (2022). *Histórico Precio Medio de Mercado SEN*. Obtenido de <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>
- SOLCOR. (2022). *NET BILLING*. Obtenido de <https://www.solcorchile.com/net-billing-chile/#:~:text=En%20ese%20sentido%2C%20el%20Net,electricidad%20consumida%20de%20manera%20tradicional>.
- NAMA. (2020). *GUÍA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EMPRESAS E INDUSTRIAS*. Obtenido del Ministerio de Energía:<https://autoconsumo>.

minenergia.cl/wp-content/uploads/2020/09/Gui%CC%81a-de-Sistemas-Fotovoltaicos_web_sm.pdf

AIBA SOLAR. (2022). *Elementos de protección de la instalación fotovoltaica*. Obtenido de <https://albasolar.es/elementos-de-proteccion-de-la-instalacion-fotovoltaica/>

González, V. (28 de marzo de 2021). *Factores claves para preparar y gestionar una Declaración de Impacto Ambiental*. Obtenido de Better: <https://better.cl/factores-claves-para-preparar-y-gestionar-una-declaracion-de-impacto-ambiental/>

CINTAC. (2021). *LA INDUSTRIA DEL RECICLAJE DE MÓDULOS SOLARES Y PERSPECTIVAS EN CHILE, EN EL CONTEXTO DE LA NUEVA LEY DE RESPONSABILIDAD EXTENDIDA DEL PRODUCTOR (REP)*. Obtenido de <https://www.cintac.cl/blogs/la-industria-del-reciclaje-de-modulos-solares-y-perspectivas-en-chile-en-el-contexto-de-la-nueva-ley-de-responsabilidad-extendida-del-productor-rep/>

Stocker, I. (13 de mayo de 2021). *AUDITORÍA ENERGÉTICA EN UNA MICROCERVECERÍA*. Obtenido de <https://ri.unsam.edu.ar/bitstream/123456789/1504/3/TING%20ESCYT%202021%20SI.pdf>

Ministerio de Hacienda. (01-01-2003). *NUEVA TABLA DE VIDA ÚTIL DE LOS BIENES FÍSICOS DEL ACTIVO INMOVILIZADO*. Obtenido del SII: https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm

Ministerio de Energía. (2020). *DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A REDES DE DISTRIBUCIÓN*. Obtenido del SEC: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/11/RGR-N-02-2020-v5-1.pdf>

Ministerio de Energía. (2020). *Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica- Decreto 08*. Obtenido del SEC: <https://www.sec.cl/reglamento-de-seguridad-de-las-instalaciones-de-consumo-de-energia-electrica-decreto-08/>


Ministerio de Agricultura. (2009). *Normas sobre producción, elaboración y comercialización de alcoholes etílicos, bebidas alcohólicas y vinagres, para sancionar con pena privativa de libertad la elaboración o venta de productos falsificados destinados a la bebida*. Obtenido del SAG: http://www.gie.uchile.cl/pdf/GIE_legislacion/Ley_18455.pdf

Ministerio de Energía. (5 de noviembre de 2012). *FIJA FÓRMULAS TARIFARIAS APLICABLES A LOS SUMINISTROS SUJETOS A PRECIOS REGULADOS QUE SE SEÑALAN, EFECTUADOS POR LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN QUE INDICA*. Obtenido de la CNE: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>

Ministerios de Energía, GIZ. (Septiembre de 2016). *Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/doc/guia_operacion_mantenimiento_final.pdf

ANEXOS

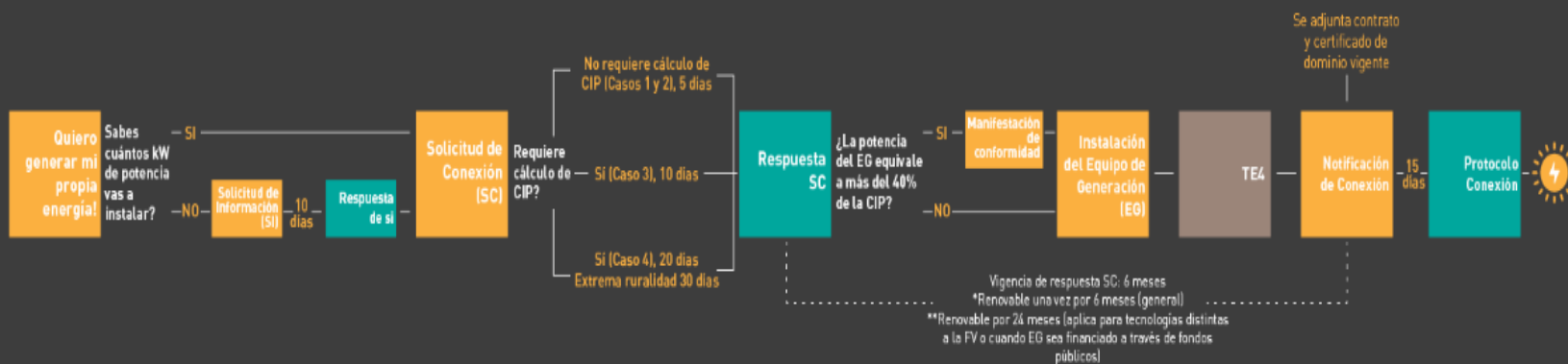
ANEXO I: TABLA DE CONSUMOS DEL PROCESO PRODUCTIVO

EQUIPO	IMAGEN	MOTORES Y BOMBAS	POTENCIA	EQUIPO	IMAGEN	MOTORES Y BOMBAS	POTENCIA
MOLEDORA		1 SOLO MOTOR	0,75kW	GENERADOR DE VAPOR	FALTA	1 MOTOR Y BOMBA	FALTA
MACERADORA		1 MOTOR	1,1kW	AGITADORA DE BARRILES		1 MOTOR	0,55kW
PLC MACERADORA		CONSUMO DE RED	3,5kW	ETIQUETADORA		1 MOTOR	20W
BOMBA AGUA RESIDUAL (desechos de la malta)		CONSUMO DE RED	4kW	FERMENTADORAS		1 BOMBA	1,7kW
BOMBA MOSTO	FALTA	CONSUMO DE RED	2,18kW	TANQUE DE AGUA CALIENTE		NO TIENE MOTORES NI BOMBAS SOLAMENTE FUNCIONA	0kW
TANQUE PARA LIMPIAR EL GRANO		1 MOTOR	1,5kW				

Elaboración propia

ANEXO II: PROCESO ADMINISTRATIVO PARA ACCESO A RED DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Proceso de conexión ley 20.571 de Generación Ciudadana.



- Solicitud realizada por el usuario
- Respuesta de empresa eléctrica
- Declaración realizado por instalador autorizado SEC

No requieren cálculo de Capacidad Instalada Permitida (CIP):
(Plazo máximo de respuesta de 5 días hábiles)

- CASO 1:** Aplica para sistemas fotovoltaicos (FV), cuando la potencia del equipo de generación (EG) es menor a 10kW y la suma de las potencias de los equipos de generación conectados al transformador de distribución no supera el 10% de la potencia nominal de dicho transformador. (Artículo 10, Artículo 27 bis y Artículo segundo transitorio).
- CASO 2:** Aplica cuando el usuario cuenta con la "Respuesta de Solicitud de Información (SI)" y además, la potencia del Equipo de Generación (EG) es menor tanto a la CIP informada en dicha respuesta como a la capacidad del empalme (Artículo 10).

Requieren cálculo de Capacidad Instalada Permitida (CIP):

- CASO 3:** Aplica cuando el usuario no cuenta con la "Respuesta de Solicitud de Información (SI)" y la potencia del Equipo de Generación (EG) es menor a la CIP y a la capacidad del empalme. En este caso el plazo es de 19 días hábiles (Artículo 10).
- CASO 4:** Aplica cuando la capacidad instalada del EG 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 (Artículo 10).

 Fuente: <http://www.sec.cl/>

Fuente: Central

ANEXO III: TABLA DE COSTOS DE INYECCIÓN EN BT Y MT

Tabla costos de inyección Baja y Media Tensión – Tarifario ENEL

		ÁREA 1A (a)	ÁREA 1A (b)	ÁREA 1A (c) SIC2	ÁREA 1A (c) SIC3	ÁREA 1A (d)	ÁREA 1S Caso1(a) AT-SUBT - BT AÉREA	ÁREA 1S Caso2(a) AT. AÉREA. - BT.SUBT	ÁREA 1S Caso3(a) AT. y BT. - SUBTERRÁNEA
		<i>Vigencia 1-10-2017</i>	<i>Vigencia 1-10-2017</i>	<i>Vigencia 1-10-2017</i>	<i>Vigencia 1-10-2017</i>	<i>Vigencia 1-10-2017</i>	<i>Vigencia 1-10-2017</i>	<i>Vigencia 1-10-2017</i>	<i>Vigencia 1-10-2017</i>
Energía Inyectada en baja Tensión	(\$/kWh)	64,7193	64,7193	65,3512	65,3512	61,0294	61,0294	64,7193	64,7193
Energía Inyectada en media tensión	(\$/kWh)	61,3394	61,3394	61,9378	57,842	57,842	61,3394	61,3394	61,3394

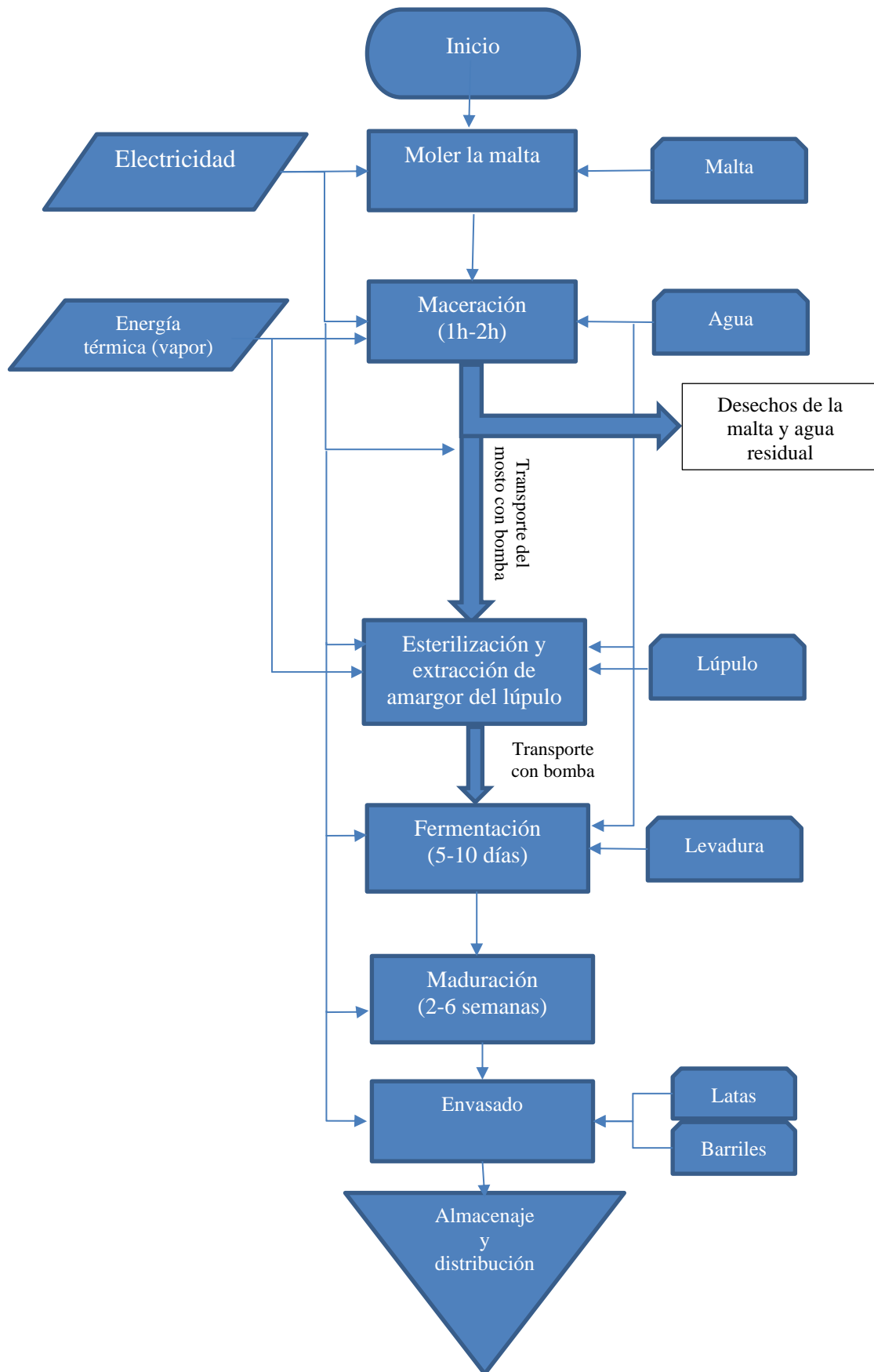
Las condiciones de aplicación de las tarifas de inyección son las establecidas en la Ley 20.571 de 2012 del Ministerio de Energía, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales de acuerdo a lo establecido en el artículo 149.

**Valores no afectos a IVA*

Tarifas de Suministro Clientes Regulados.

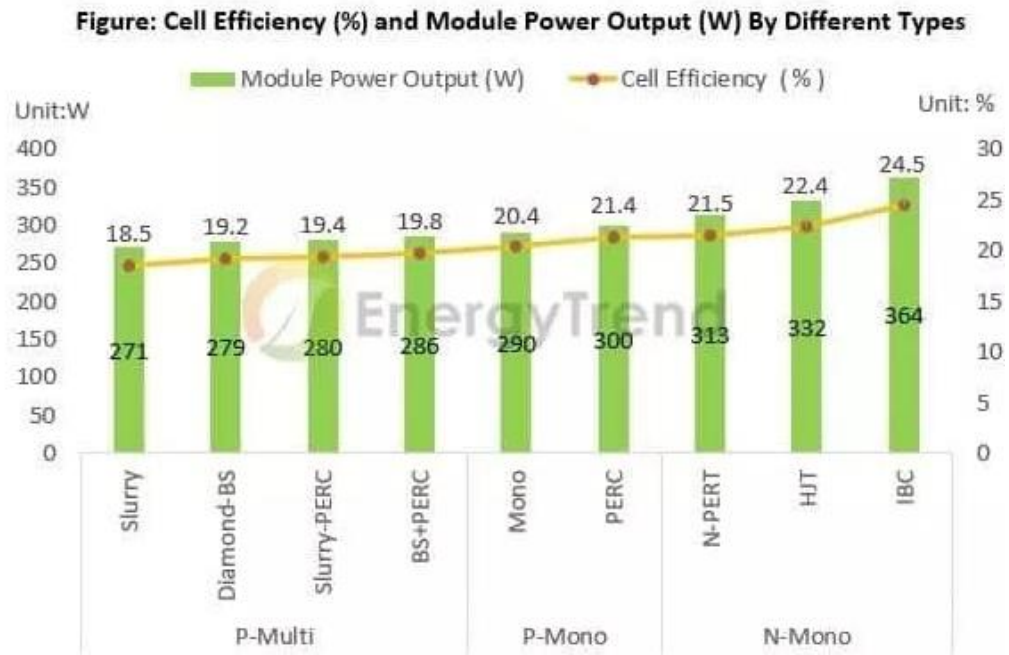
Fuente: Enel

ANEXO IV: DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO PRODUCTIVO



Fuente: Elaboración propia en base a los datos proporcionados por el gerente.

ANEXO V : EFICIENCIA SEGÚN LA TECNOLOGÍA DEL PANEL



Fuente 141: EnergyTend

ANEXO VI: REFLECTANCIAS DE MATERIALES Y COLORES

PVC blanco	0,871	fibra de vidrio pintada de blanco	0,709
aluminio de alta reflectividad (verde)	0,839	espejo de vidrio de 2 mm	0,795
aluminio de alta reflectividad (rosado)	0,853	espejo de vidrio de 3 mm	0,754
aluminio de alta reflectividad (celeste)	0,820	espejo de vidrio de 4 mm	0,712
chapadur prepintado blanco	0,741	acero inoxidable	0,572
chapa galvanizada	0,588	mylar	0,833
chapa pintada de blanco nueva	0,582	papel de aluminio	0,799
chapa pintada de blanco envejecida	0,656		

Fuente: Generación Distribuida. UPNA.

Material de techo	Reflectancia con acabado original %	Reflectancia con acabado blanco %
Capa de asfalto	5-15	31-35
Teja de arcilla	25-35	70-80
Teja de concreto	10-30	70-80
Capa o lámina de metal	70	70-80

Fuente: Generación Distribuida. UPNA.

ANEXO VII: MATRICES MULTICRITERIO PANEL FOTOVOLTAICO

	Potencia/Superficie	Vida útil	Eficiencia	Peso	Degradación	Garantía	Precio	Total	Ponderación
Potencia /Superficie	-	3,5	2	6	6	5	4	26,5	18%
Vida útil	3,5	-	4	6	5	6	3	27,5	19%
Eficiencia	5	3	-	5	5	7	6	31	21%
Peso	1	1	2	-	2	2	2	10	7%
Degradación de potencia	1	2	2	5	-	3	2	15	10%
Garantía	2	1	0	5	4	-	3	15	10%
Precio	3	4	1	5	5	4	-	22	15%

	Ponderación	Monocrystalino SunPower	Monocrystalino Risen	Policristalino Sunergy
Potencia /Superficie	18%	10	9	6
Vida útil	19%	10	8	8
Eficiencia	21%	9	10	7
Peso	7%	8	7	8
Degradación de potencia	10%	10	7	5
Garantía	10%	10	7	7
Precio	15%	7	8	10
Total ponderación		9,204	8,330	7,32

Fuente: Elaboración propia.

**ANEXO VIII:
GENERACIÓN DE CADA
PLANTA SEGÚN
ORIENTACIÓN E
INCLINACIÓN**

TEJADO NAVE(44° Noroeste,, 27°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	27
		Azimet:	-44

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
41,07 kWh	14.990 kWh	16,0 %

TEJADO NAVE(44° Noroeste, 6,8°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	6
		Azimet:	-44

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
57,87 kWh	21.122 kWh	15,0 %

TEJADO NAVE (Norte, 27°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	27
		Azimet:	0

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
28,41 kWh	10.370 kWh	16,0 %

TEJADO NAVE (Norte, 6, 8°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	6
		Azimet:	0

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
39,15 kWh	14.290 kWh	15,0 %

TEJADO CASA (44° Noroeste, 27°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	27
		Azimet:	-44

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
25,27 kWh	9.223 kWh	16,0 %

TEJADO CASA (Norte, 27°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	27
		Azimet:	0

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
17,36 kWh	6.337 kWh	16,0 %

TEJADO CASA (44° Noroeste, 16°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	16
		Azimet:	-44

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
24,06 kWh	8.783 kWh	15,0 %

TEJADO CASA (Norte, 16°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	16
		Azimet:	0

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
16,58 kWh	6.053 kWh	15,0 %

ZONA TRASERA (Norte, 27°)

Mi Sitio			
Latitud	-35,0142	Longitud	-71,2180
Altura	223 msnm		
Tipo de Panel:	Fijo Inclinado	Inclinación:	27
		Azimet:	0

Resultados de generación fotovoltaica		
Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
86,82 kWh	31.688 kWh	16,0 %

Fuente: PVGIS

ANEXO IX: MATRIZ MULTICRITERIO DE DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA

	FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN/ INSTALACIÓN	ESTÉTICA	COLOCACIÓN	Total	Ponderación
FACTOR DE PLANTA	-	3,5	5	2	10,5	18%
GENERACIÓN/ INSTALACIÓN	3,5	-	4	2	9,5	16%
ESTÉTICA	2	3	-	1	6	10%
COLOCACIÓN	5	5	6	-	16	28%
PRECIO	4	4	5	3	16	28%

		TEJADO NAVE			
	Ponderación	44º NOROESTE 27º INCLINACIÓN mediante soporte	44º NOROESTE 6,8º INCLINACIÓN paralelo al techo	NORTE 27º INCLINACIÓN mediante soporte	NORTE 6,8º INCLINACIÓN paralelo al techo
FACTOR DE PLANTA	18%	8	7	8	7
GENERACIÓN/ INSTALACIÓN	16%	10	7	9	8
ESTÉTICA	10%	7	10	5	6
COLOCACIÓN	28%	10	9	8	8
PRECIO	28%	6	10	7	8
Total ponderación		8,224137931	8,689655172	7,577586207	7,612068966

Fuente: Elaboración propia.

		TEJADO CASA			
	Ponderación	44º NOROESTE 27º INCLINACIÓN mediante soporte	44º NOROESTE 16º INCLINACIÓN paralelo al techo	NORTE 27º INCLINACIÓN mediante soporte	NORTE 16º INCLINACIÓN paralelo al techo
FACTOR DE PLANTA	18%	8	7	8	7
GENERACIÓN/ INSTALACIÓN	16%	10	7	9	8
ESTÉTICA	10%	6	9	5	6
COLOCACIÓN	28%	10	9	8	8
PRECIO	28%	7	10	8	9
Total ponderación		8,396551724	8,586206897	7,853448276	7,887931034

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO X: ELECCIÓN DE MARCA DEL INVERSOR

	Ranking Mundial	Origen del fabricante	Trayectoria	Precio(\$)	Garantía (años)	Eficiencia	Total	Ponderación
Ranking Mundial	-	4	4	2	3	2	15	14%
Origen del fabricante	3	-	4	2	2	3	14	13%
Trayectoria	3	3	-	2	3	3	14	13%
Precio(\$)	5	5	5	-	4	5	24	23%
Garantía (años)	4	5	4	3	-	4	20	19%
Eficiencia	5	4	4	2	3	-	18	17%

	Ponderación	Huawei	Sungrow	SMA	Ingeteam	Fronius
Ranking Mundial	14%	10	9,412	8,235	2,353	2,94117
Origen del fabricante	13%	5	5	7	7	6
Trayectoria	13%	1,2	4,8	8,4	2,6	6
Precio(\$)	23%	7,035	9	4,35	5,46	4,683
Garantía	19%	4,167	8,33	4,167	8,33	1,6
Eficiencia	17%	9,86	9,86	9,83	9,78	9,8
Total ponderación		6,347238095	7,985333333	6,702904762	6,127380952	5,075329048

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO XI: TABLA DE CARACTERÍSTICAS DE 8 INVERSORES.

INVERSOR	TIPO DE ALTERNA	POTENCIA(W)	PRECIO(\$)	EFICIENCIA MAX.	EUROPEAN EFICENCY	MPPT	Garantía (años)	Peso (kg)	WIFI
SG2K-S	MONOFÁSICO	2000	768402,27	98,20%	97,20%	1	5	8,5	NO
SG2K5-S	MONOFÁSICO	2500	794044,17	98,30%	97,50%	1	5	8,5	NO
SG3K-S	MONOFÁSICO	3000	811138,77	98,20%	97,70%	1	5	8,5	NO
SG3K-D	MONOFÁSICO	3000	853875,27	98,40%	97,70%	2	5	11,5	NO
SG5KTL-MT	TRIFÁSICO	5000	1597144,5	98,20%	97,60%	2	10	20	SI
SG5K-D	MONOFÁSICO	5000	982084,77	98,40%	98%	2	5	11,5	NO
SG7.ORT	TRIFÁSICO	7000	1632534,3	98,40%	97,70%	2	10	18	NO
SG8K-D	MONOFÁSICO	8000	1555608,6	98,50%	98%	2	10	15,5	SI

Fuente: Elaboración propia en base a datos extraídos de Sungrow.

ANEXO XII: MATRICES MULTICRITERIO PARA ELEGIR EL MEJOR INVERSOR

PONDERACIÓN PARA TECHUMBRES										
	TIPO DE ALTERNA	\$/kw	EFICIENCIA MAX.	EUROPEAN EFICENCY	MPPT	GARANTÍA (años)	WIFI	PESO	TOTAL	PONDERACIÓN
TIPO DE ALTERNA	-	3	6	5	4	3	6	5	21	15%
\$/kw	4	-	5	4	4	3	5	4	20	14%
EFICIENCIA MAX.	1	2	-	2	3	2	3	3	10	7%
EUROPEAN EFICENCY	2	3	5	-	2	2	3	4	14	10%
MPPT	3	3	4	5	-	3	5	4	18	13%
GARANTÍA (años)	4	4	5	5	4	-	5	4	22	16%
WIFI	1	2	4	4	2	2	-	2	15	11%
PESO/kw	2	3	4	3	3	3	5	-	18	13%

PONDERACIÓN PARA ZONA TRASERA									
	TIPO DE ALTERNA	\$/kw	EFICIENCIA MAX.	EUROPEAN EFICENCY	MPPT	GARANTÍA (años)	WIFI	TOTAL	PONDERACIÓN
TIPO DE ALTERNA	-	3	6	5	4	3	6	21	18%
\$/kw	4	-	5	4	4	3	5	20	17%
EFICIENCIA MAX.	1	2	-	2	3	2	3	10	8%
EUROPEAN EFICENCY	2	3	5	-	2	2	3	14	12%
MPPT	3	3	4	5	-	3	5	18	15%
GARANTÍA (años)	4	4	5	5	4	-	5	22	18%
WIFI	1	2	4	4	2	2	-	15	13%

Fuente: Elaboración propia.

	ZONA TRASERA								
	Ponderación	SG2K-S	SG2K5-S	SG3K-S	SG3K-D	SG5KTL-MT	SG5K-D	SG7.0RT	SG8K-D
TIPO DE ALTERNA	18%	6	6	6	6	8	6	8	6
\$/kw	17%	1,25	3,75	6,25	5	2,5	8,75	7,5	10
EFICIENCIA MAX.	8%	8	8	8	9	8	9	9	10
EUROPEAN EFICENCY	12%	7	8	9	9	8	10	9	10
MPPT	15%	7	7	7	9	9	9	9	9
GARANTÍA (años)	18%	6	6	6	6	8	6	8	8
WIFI	13%	6	6	6	6	9	6	6	9
Total ponderación		5,642	6,175	6,708	6,883	7,358	7,625	8,017	8,658

	ZONA TECHUMBRES								
	Ponderación	SG2K-S	SG2K5-S	SG3K-S	SG3K-D	SG5KTL-MT	SG5K-D	SG7.0RT	SG8K-D
TIPO DE ALTERNA	15%	6	6	6	6	8	6	8	6
\$/kw	14%	1,25	3,75	6,25	5	2,5	8,75	7,5	10
EFICIENCIA MAX.	7%	8	8	8	9	8	9	9	10
EUROPEAN EFICENCY	10%	7	8	9	9	8	10	9	10
MPPT	13%	7	7	7	9	9	9	9	9
GARANTÍA (años)	16%	6	6	6	6	8	6	8	8
WIFI	11%	6	6	6	6	9	6	6	9
PESO/kW	13%	5,5	7	7,5	6,5	6	8,5	8	9
Total ponderación		5,623	6,283	6,812	6,833	7,181	7,739	8,014	8,703

Fuente: Elaboración propia

ANEXO XIII: VALORES HISTÓRICOS DEL PRECIO DEL NUDO ELÉCTRICO

Fecha de publicación de PMM	PMM ₀ SEN [\$/kWh]
06 de Enero de 2021	74,129
03 de Febrero de 2021	74,129
03 de Marzo de 2021	74,129
06 de Abril de 2021	74,482
05 de Mayo de 2021	74,482
03 de Junio de 2021	74,482
05 de Julio de 2021	74,482
04 de Agosto de 2021	74,482
03 de Septiembre de 2021	74,482
05 de Octubre de 2021	69,071
04 de Noviembre de 2021	69,071
03 de Diciembre de 2021	69,071
05 de Enero de 2022	69,071
03 de Febrero de 2022	69,071
01 de Marzo de 2022	69,071
04 de Abril de 2022	79,465
03 de Mayo de 2022	79,465
02 de Junio de 2022	79,465

Fuente: Extraído del SEN.

ANEXO XIV: FLUJOS DE CAJA MÉTODO 1

ZONA TRASERA (MÉTODO 1)												
Año	Energía producida (kWh)	Potencia consumida (kWh)	(+) Ingresos por inyección a red (CLP)	(+) Ahorro anual (CLP)	(-) Inversión inicial (CLP)	(-) Costos de energía comprados a la distribuidora (CLP)	(-) Costos de mantenimiento (CLP)	FLUJO DE CAJA (CLP)	ACUMULADO (CLP)	VAN (CLP)	PAYBACK (años)	TIR
0	-	-	-	-	\$ 8.080.050,00	-	-	\$ -8.080.050	\$ -			
1	9218	9000	\$ 16.012	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 40.400	\$ 1.522.532	\$ 1.522.532			
2	9194,955	9000	\$ 14.319	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 40.400	\$ 1.520.839	\$ 3.043.371			
3	9171,967613	9000	\$ 12.631	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 40.400	\$ 1.519.151	\$ 4.562.522			
4	9149,037693	9000	\$ 10.947	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 40.400	\$ 1.517.467	\$ 6.079.988			
5	9126,165099	9000	\$ 9.267	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 40.400	\$ 1.515.787	\$ 7.595.775			
6	9103,349686	9000	\$ 7.591	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 44.440	\$ 1.510.071	\$ 9.105.846			
7	9080,591312	9000	\$ 5.919	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 44.440	\$ 1.508.399	\$ 10.614.245			
8	9057,889834	9000	\$ 4.252	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 44.440	\$ 1.506.732	\$ 12.120.977			
9	9035,245109	9000	\$ 2.589	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 44.440	\$ 1.505.068	\$ 13.626.045			
10	9012,656997	9000	\$ 930	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 44.440	\$ 1.503.409	\$ 15.129.454			
11	8990,125354	9000	\$ -	\$ 1.545.223	\$ -	\$ 1.697	\$ 48.884	\$ 1.494.641	\$ 16.624.096			
12	8967,650041	9000	\$ -	\$ 1.541.360	\$ -	\$ 5.560	\$ 48.884	\$ 1.486.915	\$ 18.111.011	\$ 7.822.709	5,32	18%
13	8945,230916	9000	\$ -	\$ 1.537.506	\$ -	\$ 9.414	\$ 48.884	\$ 1.479.208	\$ 19.590.219			
14	8922,867838	9000	\$ -	\$ 1.533.663	\$ -	\$ 13.257	\$ 48.884	\$ 1.471.521	\$ 21.061.740			
15	8900,560669	9000	\$ -	\$ 1.529.828	\$ -	\$ 17.092	\$ 48.884	\$ 1.463.852	\$ 22.525.592			
16	8878,309267	9000	\$ -	\$ 1.526.004	\$ -	\$ 20.916	\$ 53.773	\$ 1.451.315	\$ 23.976.907			
17	8856,113494	9000	\$ -	\$ 1.522.189	\$ -	\$ 24.731	\$ 53.773	\$ 1.443.685	\$ 25.420.592			
18	8833,97321	9000	\$ -	\$ 1.518.383	\$ -	\$ 28.537	\$ 53.773	\$ 1.436.074	\$ 26.856.666			
19	8811,888277	9000	\$ -	\$ 1.514.587	\$ -	\$ 32.333	\$ 53.773	\$ 1.428.482	\$ 28.285.148			
20	8789,858556	9000	\$ -	\$ 1.510.801	\$ -	\$ 36.119	\$ 53.773	\$ 1.420.909	\$ 29.706.057			
21	8767,88391	9000	\$ -	\$ 1.507.024	\$ -	\$ 39.896	\$ 59.150	\$ 1.407.978	\$ 31.114.035			
22	8745,9642	9000	\$ -	\$ 1.503.256	\$ -	\$ 43.664	\$ 59.150	\$ 1.400.443	\$ 32.514.477			
23	8724,09929	9000	\$ -	\$ 1.499.498	\$ -	\$ 47.422	\$ 59.150	\$ 1.392.926	\$ 33.907.404			
24	8702,289042	9000	\$ -	\$ 1.495.749	\$ -	\$ 51.171	\$ 59.150	\$ 1.385.429	\$ 35.292.833			
25	8680,533319	9000	\$ -	\$ 1.492.010	\$ -	\$ 54.910	\$ 59.150	\$ 1.377.950	\$ 36.670.783			

Fuente: Elaboración propia.

TEJADO NAVE (MÉTODO 1)												
Año	Energía producida (kWh)	Potencia consumida (kWh)	(+) Ingresos por inyección a red (CLP)	(+) Ahorro anual (CLP)	(-) Inversión inicial (CLP)	(-) Costos de energía comprados a la distribuidora (CLP)	(-) Costos de mantenimiento (CLP)	FLUJO DE CAJA (CLP)	ACUMULADO (CLP)	VAN (CLP)	PAYBACK (años)	TIR
0	-	-	-	-	\$ 8.585.053	-	-	\$ -8.585.053	\$ -			
1	9013	9000	\$ 955	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 42.925	\$ 1.504.950	\$ 1.504.950			
2	8990,4675	9000	\$ -	\$ 1.545.282	\$ -	\$ 1.638	\$ 42.925	\$ 1.500.718	\$ 3.005.667			
3	8967,991331	9000	\$ -	\$ 1.541.418	\$ -	\$ 5.502	\$ 42.925	\$ 1.492.991	\$ 4.498.659			
4	8945,571353	9000	\$ -	\$ 1.537.565	\$ -	\$ 9.355	\$ 42.925	\$ 1.485.284	\$ 5.983.943			
5	8923,207425	9000	\$ -	\$ 1.533.721	\$ -	\$ 13.199	\$ 42.925	\$ 1.477.597	\$ 7.461.540			
6	8900,899406	9000	\$ -	\$ 1.529.887	\$ -	\$ 17.033	\$ 47.218	\$ 1.465.635	\$ 8.927.175			
7	8878,647157	9000	\$ -	\$ 1.526.062	\$ -	\$ 20.858	\$ 47.218	\$ 1.457.986	\$ 10.385.161			
8	8856,45054	9000	\$ -	\$ 1.522.247	\$ -	\$ 24.673	\$ 47.218	\$ 1.450.356	\$ 11.835.517			
9	8834,309413	9000	\$ -	\$ 1.518.441	\$ -	\$ 28.479	\$ 47.218	\$ 1.442.744	\$ 13.278.261			
10	8812,22364	9000	\$ -	\$ 1.514.645	\$ -	\$ 32.275	\$ 47.218	\$ 1.435.152	\$ 14.713.413			
11	8790,193081	9000	\$ -	\$ 1.510.858	\$ -	\$ 36.062	\$ 51.940	\$ 1.422.857	\$ 16.136.271			
12	8768,217598	9000	\$ -	\$ 1.507.081	\$ -	\$ 39.839	\$ 51.940	\$ 1.415.303	\$ 17.551.573	\$ 6.781.332	5,77	17%
13	8746,297054	9000	\$ -	\$ 1.503.314	\$ -	\$ 43.606	\$ 51.940	\$ 1.407.768	\$ 18.959.341			
14	8724,431311	9000	\$ -	\$ 1.499.555	\$ -	\$ 47.365	\$ 51.940	\$ 1.400.251	\$ 20.359.592			
15	8702,620233	9000	\$ -	\$ 1.495.806	\$ -	\$ 51.114	\$ 51.940	\$ 1.392.753	\$ 21.752.345			
16	8680,863682	9000	\$ -	\$ 1.492.067	\$ -	\$ 54.853	\$ 57.134	\$ 1.380.080	\$ 23.132.425			
17	8659,161523	9000	\$ -	\$ 1.488.337	\$ -	\$ 58.583	\$ 57.134	\$ 1.372.620	\$ 24.505.045			
18	8637,513619	9000	\$ -	\$ 1.484.616	\$ -	\$ 62.304	\$ 57.134	\$ 1.365.178	\$ 25.870.223			
19	8615,919835	9000	\$ -	\$ 1.480.904	\$ -	\$ 66.016	\$ 57.134	\$ 1.357.755	\$ 27.227.978			
20	8594,380036	9000	\$ -	\$ 1.477.202	\$ -	\$ 69.718	\$ 57.134	\$ 1.350.351	\$ 28.578.329			
21	8572,894086	9000	\$ -	\$ 1.473.509	\$ -	\$ 73.411	\$ 62.847	\$ 1.337.251	\$ 29.915.580			
22	8551,46185	9000	\$ -	\$ 1.469.825	\$ -	\$ 77.095	\$ 62.847	\$ 1.329.884	\$ 31.245.464			
23	8530,083196	9000	\$ -	\$ 1.466.151	\$ -	\$ 80.769	\$ 62.847	\$ 1.322.535	\$ 32.567.998			
24	8508,757988	9000	\$ -	\$ 1.462.485	\$ -	\$ 84.435	\$ 62.847	\$ 1.315.204	\$ 33.883.202			
25	8487,486093	9000	\$ -	\$ 1.458.829	\$ -	\$ 88.091	\$ 62.847	\$ 1.307.891	\$ 35.191.093			

Fuente: Elaboración propia.

TEJADO CASA (MÉTODO 1)												
Año	Energía producida (kWh)	Potencia consumida (kWh)	(+) Ingresos por inyección a red (CLP)	(+) Ahorro anual (CLP)	(-) Inversión inicial (CLP)	(-) Costos de energía comprados a la distribuidora (CLP)	(-) Costos de mantenimiento (CLP)	FLUJO DE CAJA (CLP)	ACUMULADO (CLP)	VAN (CLP)	PAYBACK (años)	TIR
0	-	-	-	-	\$ 8.080.050	-	-	\$ -8.080.050	\$ -			
1	8783	9000	\$ -	\$ 1.509.622	\$ -	\$ 37.298	\$ 40.400	\$ 1.431.924	\$ 1.431.924			
2	8761,0425	9000	\$ -	\$ 1.505.848	\$ -	\$ 41.072	\$ 40.400	\$ 1.424.376	\$ 2.856.300			
3	8739,139894	9000	\$ -	\$ 1.502.083	\$ -	\$ 44.837	\$ 40.400	\$ 1.416.846	\$ 4.273.146			
4	8717,292044	9000	\$ -	\$ 1.498.328	\$ -	\$ 48.592	\$ 40.400	\$ 1.409.336	\$ 5.682.482			
5	8695,498814	9000	\$ -	\$ 1.494.582	\$ -	\$ 52.338	\$ 40.400	\$ 1.401.844	\$ 7.084.327			
6	8673,760067	9000	\$ -	\$ 1.490.846	\$ -	\$ 56.074	\$ 44.440	\$ 1.390.331	\$ 8.474.658			
7	8652,075667	9000	\$ -	\$ 1.487.119	\$ -	\$ 59.801	\$ 44.440	\$ 1.382.877	\$ 9.857.535			
8	8630,445478	9000	\$ -	\$ 1.483.401	\$ -	\$ 63.519	\$ 44.440	\$ 1.375.442	\$ 11.232.977			
9	8608,869364	9000	\$ -	\$ 1.479.692	\$ -	\$ 67.228	\$ 44.440	\$ 1.368.025	\$ 12.601.002			
10	8587,34719	9000	\$ -	\$ 1.475.993	\$ -	\$ 70.927	\$ 44.440	\$ 1.360.626	\$ 13.961.628			
11	8565,878822	9000	\$ -	\$ 1.472.303	\$ -	\$ 74.617	\$ 48.884	\$ 1.348.802	\$ 15.310.430			
12	8544,464125	9000	\$ -	\$ 1.468.622	\$ -	\$ 78.297	\$ 48.884	\$ 1.341.441	\$ 16.651.871	\$ 6.493.353	5,72	17%
13	8523,102965	9000	\$ -	\$ 1.464.951	\$ -	\$ 81.969	\$ 48.884	\$ 1.334.098	\$ 17.985.968			
14	8501,795208	9000	\$ -	\$ 1.461.289	\$ -	\$ 85.631	\$ 48.884	\$ 1.326.773	\$ 19.312.741			
15	8480,54072	9000	\$ -	\$ 1.457.635	\$ -	\$ 89.285	\$ 48.884	\$ 1.319.466	\$ 20.632.208			
16	8459,339368	9000	\$ -	\$ 1.453.991	\$ -	\$ 92.929	\$ 53.773	\$ 1.307.290	\$ 21.939.497			
17	8438,191019	9000	\$ -	\$ 1.450.356	\$ -	\$ 96.564	\$ 53.773	\$ 1.300.020	\$ 23.239.517			
18	8417,095542	9000	\$ -	\$ 1.446.730	\$ -	\$ 100.190	\$ 53.773	\$ 1.292.768	\$ 24.532.285			
19	8396,052803	9000	\$ -	\$ 1.443.114	\$ -	\$ 103.806	\$ 53.773	\$ 1.285.534	\$ 25.817.820			
20	8375,062671	9000	\$ -	\$ 1.439.506	\$ -	\$ 107.414	\$ 53.773	\$ 1.278.319	\$ 27.096.138			
21	8354,125014	9000	\$ -	\$ 1.435.907	\$ -	\$ 111.013	\$ 59.150	\$ 1.265.744	\$ 28.361.883			
22	8333,239702	9000	\$ -	\$ 1.432.317	\$ -	\$ 114.603	\$ 59.150	\$ 1.258.564	\$ 29.620.447			
23	8312,406603	9000	\$ -	\$ 1.428.736	\$ -	\$ 118.184	\$ 59.150	\$ 1.251.403	\$ 30.871.850			
24	8291,625586	9000	\$ -	\$ 1.425.165	\$ -	\$ 121.755	\$ 59.150	\$ 1.244.259	\$ 32.116.109			
25	8270,896522	9000	\$ -	\$ 1.421.602	\$ -	\$ 125.318	\$ 59.150	\$ 1.237.133	\$ 33.353.243			

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO XV: CÁLCULO DE PRESUPUESTOS DE MÉTODO 2

PRESUPUESTO					
ZONA TRASERA					
ELEMENTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO CLP	PRECIO TOTAL	PRECIO TOTAL SIN BATERÍA	PRECIO TOTAL CON BATERÍA
PANEL FV	16	184016,79	2944268,64	10353525,88	25873744,15
INVERSOR	1	1632534,3	1632534,3		
SOPORTE	4	149990	599960		
MATERIAL ELÉCTRICOS Y DE MONTAJE	-	-	2484846,211		
INSTALACIÓN	-	-	2691916,729		
BATERÍA	2	8259266,47	15520218,27		
		7260951,8			

PRESUPUESTO					
TEJADO CASA					
ELEMENTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO CLP	PRECIO TOTAL	PRECIO TOTAL SIN BATERÍA	PRECIO TOTAL CON BATERÍA
PANEL FV	16	184016,79	2944268,64	9153605,88	24673824,15
INVERSOR	1	1632534,3	1632534,3		
SOPORTE	0	-	-		
MATERIAL ELÉCTRICOS Y DE MONTAJE	-	-	2196865,411		
INSTALACIÓN	-	-	2379937,529		
BATERÍA	2	8259266,47	15520218,27		
		7260951,8			

PRESUPUESTO MÉTODO 2					
TEJADO NAVE					
ELEMENTO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO CLP	PRECIO TOTAL CLP	PRECIO TOTAL SIN BATERÍA (CLP)	PRECIO TOTAL CON BATERÍA (CLP)
PANEL FV	16	\$ 184.016,79	\$ 2.944.268,64	\$ 9.855.601,68	\$ 25.375.819,95
INVERSOR	1	\$ 1.555.608,60	\$ 1.555.608,60		
SOPORTE	0	-	-		
CONVERTIDOR MONO-TRI	1	\$ 778.921,50	\$ 778.921,50		
RICOS Y DE MONTAJE	-	-	\$ 2.196.865,41		
INSTALACIÓN	-	-	\$ 2.379.937,53		
BATERÍA	2	\$ 8.259.266,47	\$ 15.520.218,27		
		\$ 7.260.951,80			

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO XVI: FLUJO DE CAJAS MÉTODO 2

FLUJO DE CAJA ZONA TRASERA MÉTODO 2 (SIN BATERÍA)												
Año	Energía producida (kWh)	Potencia consumida (kWh)	(+)Ingresos por inyección a red (CLP)	(+)Ahorro anual (CLP)	(-)Inversión inicial (CLP)	(-) Costos de energía comprados a la distribuidora (CLP)	(-) Costos de mantenimiento (CLP)	FLUJO DE CAJA (CLP)	ACUMULADO (CLP)	VAN (CLP)	PAYBACK (años)	TIR
0	-	-	-	-	\$ 10.353.526	-	-	\$ -10.353.526	\$ -			
1	9218,00	9000	\$ 16.012	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 51.768	\$ 1.511.164	\$ 1.511.164			
2	9194,96	9000	\$ 14.319	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 51.768	\$ 1.509.472	\$ 3.020.636			
3	9171,97	9000	\$ 12.631	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 51.768	\$ 1.507.783	\$ 4.528.420			
4	9149,04	9000	\$ 10.947	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 51.768	\$ 1.506.099	\$ 6.034.519			
5	9126,17	9000	\$ 9.267	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 51.768	\$ 1.504.419	\$ 7.538.938			
6	9103,35	9000	\$ 7.591	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 56.944	\$ 1.497.567	\$ 9.036.505			
7	9080,59	9000	\$ 5.919	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 56.944	\$ 1.495.895	\$ 10.532.400			
8	9057,89	9000	\$ 4.252	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 56.944	\$ 1.494.228	\$ 12.026.627			
9	9035,25	9000	\$ 2.589	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 56.944	\$ 1.492.564	\$ 13.519.192			
10	9012,66	9000	\$ 930	\$ 1.546.920	\$ -	\$ -	\$ 56.944	\$ 1.490.905	\$ 15.010.097			
11	8990,13	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 1.697	\$ 62.639	\$ 1.482.584	\$ 16.492.681			
12	8967,65	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 5.560	\$ 62.639	\$ 1.478.721	\$ 17.971.402	\$ 5.502.722		
13	8945,23	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 9.414	\$ 62.639	\$ 1.474.867	\$ 19.446.269		6,88	14%
14	8922,87	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 13.257	\$ 62.639	\$ 1.471.024	\$ 20.917.293			
15	8900,56	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 17.092	\$ 62.639	\$ 1.467.190	\$ 22.384.482			
16	8878,31	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 20.916	\$ 68.903	\$ 1.457.101	\$ 23.841.584			
17	8856,11	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 24.731	\$ 68.903	\$ 1.453.286	\$ 25.294.870			
18	8833,97	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 28.537	\$ 68.903	\$ 1.449.481	\$ 26.744.350			
19	8811,89	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 32.333	\$ 68.903	\$ 1.445.685	\$ 28.190.035			
20	8789,86	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 36.119	\$ 68.903	\$ 1.441.898	\$ 29.631.933			
21	8767,88	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 39.896	\$ 75.793	\$ 1.431.231	\$ 31.063.164			
22	8745,96	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 43.664	\$ 75.793	\$ 1.427.463	\$ 32.490.627			
23	8724,10	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 47.422	\$ 75.793	\$ 1.423.705	\$ 33.914.332			
24	8702,29	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 51.171	\$ 75.793	\$ 1.419.956	\$ 35.334.289			
25	8680,53	9000	\$ -	\$ 1.546.920	\$ -	\$ 54.910	\$ 75.793	\$ 1.416.217	\$ 36.750.506			

Fuente: Elaboración propia.

TEJADO CASA SIN BATERÍA (MÉTODO 2)												
Año	Energía producida (kWh)	Potencia consumida (kWh)	(+)Ingresos por inyección a red (CLP)	(+)Ahorro anual (CLP)	(-)Inversión inicial (CLP)	(-) Costos de energía comprados a la distribuidora (CLP)	(-) Costos de mantenimiento (CLP)	FLUJO DE CAJA (CLP)	ACUMULADO (CLP)	VAN (CLP)	PAYBACK (años)	TIR
0	-	-	-	-	\$ 9.153.606	-	-	\$ -9.153.606	\$ -			
1	8783,0	9000	\$ -	\$ 1.509.622	\$ -	\$ 37.298	\$ 45.768	\$ 1.426.556	\$ 1.426.556			
2	8761,0	9000	\$ -	\$ 1.505.848	\$ -	\$ 41.072	\$ 45.768	\$ 1.419.008	\$ 2.845.564			
3	8739,1	9000	\$ -	\$ 1.502.083	\$ -	\$ 44.837	\$ 45.768	\$ 1.411.479	\$ 4.257.043			
4	8717,3	9000	\$ -	\$ 1.498.328	\$ -	\$ 48.592	\$ 45.768	\$ 1.403.968	\$ 5.661.011			
5	8695,5	9000	\$ -	\$ 1.494.582	\$ -	\$ 52.338	\$ 45.768	\$ 1.396.477	\$ 7.057.488			
6	8673,8	9000	\$ -	\$ 1.490.846	\$ -	\$ 56.074	\$ 50.345	\$ 1.384.427	\$ 8.441.915			
7	8652,1	9000	\$ -	\$ 1.487.119	\$ -	\$ 59.801	\$ 50.345	\$ 1.376.973	\$ 9.818.887			
8	8630,4	9000	\$ -	\$ 1.483.401	\$ -	\$ 63.519	\$ 50.345	\$ 1.369.537	\$ 11.188.424			
9	8608,9	9000	\$ -	\$ 1.479.692	\$ -	\$ 67.228	\$ 50.345	\$ 1.362.120	\$ 12.550.545			
10	8587,3	9000	\$ -	\$ 1.475.993	\$ -	\$ 70.927	\$ 50.345	\$ 1.354.722	\$ 13.905.266			
11	8565,9	9000	\$ -	\$ 1.472.303	\$ -	\$ 74.617	\$ 55.379	\$ 1.342.307	\$ 15.247.573			
12	8544,5	9000	\$ -	\$ 1.468.622	\$ -	\$ 78.297	\$ 55.379	\$ 1.334.946	\$ 16.582.519	\$ 5.354.584	6,52	15%
13	8523,1	9000	\$ -	\$ 1.464.951	\$ -	\$ 81.969	\$ 55.379	\$ 1.327.603	\$ 17.910.122			
14	8501,8	9000	\$ -	\$ 1.461.289	\$ -	\$ 85.631	\$ 55.379	\$ 1.320.278	\$ 19.230.399			
15	8480,5	9000	\$ -	\$ 1.457.635	\$ -	\$ 89.285	\$ 55.379	\$ 1.312.971	\$ 20.543.371			
16	8459,3	9000	\$ -	\$ 1.453.991	\$ -	\$ 92.929	\$ 60.917	\$ 1.300.145	\$ 21.843.516			
17	8438,2	9000	\$ -	\$ 1.450.356	\$ -	\$ 96.564	\$ 60.917	\$ 1.292.875	\$ 23.136.391			
18	8417,1	9000	\$ -	\$ 1.446.730	\$ -	\$ 100.190	\$ 60.917	\$ 1.285.624	\$ 24.422.015			
19	8396,1	9000	\$ -	\$ 1.443.114	\$ -	\$ 103.806	\$ 60.917	\$ 1.278.390	\$ 25.700.405			
20	8375,1	9000	\$ -	\$ 1.439.506	\$ -	\$ 107.414	\$ 60.917	\$ 1.271.174	\$ 26.971.579			
21	8354,1	9000	\$ -	\$ 1.435.907	\$ -	\$ 111.013	\$ 67.009	\$ 1.257.885	\$ 28.229.464			
22	8333,2	9000	\$ -	\$ 1.432.317	\$ -	\$ 114.603	\$ 67.009	\$ 1.250.706	\$ 29.480.170			
23	8312,4	9000	\$ -	\$ 1.428.736	\$ -	\$ 118.184	\$ 67.009	\$ 1.243.544	\$ 30.723.714			
24	8291,6	9000	\$ -	\$ 1.425.165	\$ -	\$ 121.755	\$ 67.009	\$ 1.236.400	\$ 31.960.114			
25	8270,9	9000	\$ -	\$ 1.421.602	\$ -	\$ 125.318	\$ 67.009	\$ 1.229.274	\$ 33.189.388			

Fuente: Elaboración propia.

TEJADO CASA SIN BATERÍA (MÉTODO 2)

Año	Energía producida (kWh)	Potencia consumida (kWh)	(+)Ingresos por inyección a red (CLP)	(+)Ahorro anual (CLP)	(-)Inversión inicial (CLP)	(-) Costos de energía comprados a la distribuidora (CLP)	(-) Costos de mantenimiento (CLP)	FLUJO DE CAJA (CLP)	ACUMULADO (CLP)	VAN (CLP)	PAYBACK (años)	TIR
0	-	-	-	-	\$ 9.153.606	-	-	\$ -9.153.606	\$ -			
1	8783,0	9000	\$ -	\$ 1.509.622	\$ -	\$ 37.298	\$ 45.768	\$ 1.426.556	\$ 1.426.556			
2	8761,0	9000	\$ -	\$ 1.505.848	\$ -	\$ 41.072	\$ 45.768	\$ 1.419.008	\$ 2.845.564			
3	8739,1	9000	\$ -	\$ 1.502.083	\$ -	\$ 44.837	\$ 45.768	\$ 1.411.479	\$ 4.257.043			
4	8717,3	9000	\$ -	\$ 1.498.328	\$ -	\$ 48.592	\$ 45.768	\$ 1.403.968	\$ 5.661.011			
5	8695,5	9000	\$ -	\$ 1.494.582	\$ -	\$ 52.338	\$ 45.768	\$ 1.396.477	\$ 7.057.488			
6	8673,8	9000	\$ -	\$ 1.490.846	\$ -	\$ 56.074	\$ 50.345	\$ 1.384.427	\$ 8.441.915			
7	8652,1	9000	\$ -	\$ 1.487.119	\$ -	\$ 59.801	\$ 50.345	\$ 1.376.973	\$ 9.818.887			
8	8630,4	9000	\$ -	\$ 1.483.401	\$ -	\$ 63.519	\$ 50.345	\$ 1.369.537	\$ 11.188.424			
9	8608,9	9000	\$ -	\$ 1.479.692	\$ -	\$ 67.228	\$ 50.345	\$ 1.362.120	\$ 12.550.545			
10	8587,3	9000	\$ -	\$ 1.475.993	\$ -	\$ 70.927	\$ 50.345	\$ 1.354.722	\$ 13.905.266			
11	8565,9	9000	\$ -	\$ 1.472.303	\$ -	\$ 74.617	\$ 55.379	\$ 1.342.307	\$ 15.247.573			
12	8544,5	9000	\$ -	\$ 1.468.622	\$ -	\$ 78.297	\$ 55.379	\$ 1.334.946	\$ 16.582.519	\$ 5.354.584	6,52	15%
13	8523,1	9000	\$ -	\$ 1.464.951	\$ -	\$ 81.969	\$ 55.379	\$ 1.327.603	\$ 17.910.122			
14	8501,8	9000	\$ -	\$ 1.461.289	\$ -	\$ 85.631	\$ 55.379	\$ 1.320.278	\$ 19.230.399			
15	8480,5	9000	\$ -	\$ 1.457.635	\$ -	\$ 89.285	\$ 55.379	\$ 1.312.971	\$ 20.543.371			
16	8459,3	9000	\$ -	\$ 1.453.991	\$ -	\$ 92.929	\$ 60.917	\$ 1.300.145	\$ 21.843.516			
17	8438,2	9000	\$ -	\$ 1.450.356	\$ -	\$ 96.564	\$ 60.917	\$ 1.292.875	\$ 23.136.391			
18	8417,1	9000	\$ -	\$ 1.446.730	\$ -	\$ 100.190	\$ 60.917	\$ 1.285.624	\$ 24.422.015			
19	8396,1	9000	\$ -	\$ 1.443.114	\$ -	\$ 103.806	\$ 60.917	\$ 1.278.390	\$ 25.700.405			
20	8375,1	9000	\$ -	\$ 1.439.506	\$ -	\$ 107.414	\$ 60.917	\$ 1.271.174	\$ 26.971.579			
21	8354,1	9000	\$ -	\$ 1.435.907	\$ -	\$ 111.013	\$ 67.009	\$ 1.257.885	\$ 28.229.464			
22	8333,2	9000	\$ -	\$ 1.432.317	\$ -	\$ 114.603	\$ 67.009	\$ 1.250.706	\$ 29.480.170			
23	8312,4	9000	\$ -	\$ 1.428.736	\$ -	\$ 118.184	\$ 67.009	\$ 1.243.544	\$ 30.723.714			
24	8291,6	9000	\$ -	\$ 1.425.165	\$ -	\$ 121.755	\$ 67.009	\$ 1.236.400	\$ 31.960.114			
25	8270,9	9000	\$ -	\$ 1.421.602	\$ -	\$ 125.318	\$ 67.009	\$ 1.229.274	\$ 33.189.388			

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO XVII: MATRIZ MULTICRITERIO PARA LA ELECCIÓN DE METODOLOGÍA A UTILIZAR

	FACTIBILIDAD	FAMILIARIZACIÓN CON LA EMPRESA	TIEMPO DE DESARROLLO	TOTAL	PONDERACIÓN
FACTIBILIDAD	-	5	3	8	38%
FAMILIARIZACIÓN CON LA EMPRESA	2	-	4	6	29%
TIEMPO DE DESARROLLO	4	3	-	7	33%

	PONDERACIÓN	DESIGN THINKING	SCRUM	CPM
FACTIBILIDAD	38%	8	9	10
FAMILIARIZACIÓN CON LA EMPRESA	29%	9	8	7
TIEMPO DE DESARROLLO	33%	8	9	10
Total ponderación		8,285714286	8,714285714	9,142857143

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO XVIII: CÁLCULO DE DEPRECIACIÓN DE LOS ACTIVOS FIJOS

PANELES FV			
AÑO	CUOTA DE DEPRECIACIÓN	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	VALOR NETO DEL ACTIVO
1	\$ 294.427	\$ 294.427	\$ 2.649.842
2	\$ 294.427	\$ 588.854	\$ 2.355.415
3	\$ 294.427	\$ 883.281	\$ 2.060.988
4	\$ 294.427	\$ 1.177.707	\$ 1.766.561
5	\$ 294.427	\$ 1.472.134	\$ 1.472.134
6	\$ 294.427	\$ 1.766.561	\$ 1.177.707
7	\$ 294.427	\$ 2.060.988	\$ 883.281
8	\$ 294.427	\$ 2.355.415	\$ 588.854
9	\$ 294.427	\$ 2.649.842	\$ 294.427
10	\$ 294.427	\$ 2.944.269	\$ -

BATERÍA SBR256			
AÑO	CUOTA DE DEPRECIACIÓN	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	VALOR NETO DEL ACTIVO
1	\$ 861.734	\$ 861.734	\$ 7.755.607
2	\$ 861.734	\$ 1.723.468	\$ 6.893.873
3	\$ 861.734	\$ 2.585.202	\$ 6.032.139
4	\$ 861.734	\$ 3.446.936	\$ 5.170.405
5	\$ 861.734	\$ 4.308.671	\$ 4.308.671
6	\$ 861.734	\$ 5.170.405	\$ 3.446.936
7	\$ 861.734	\$ 6.032.139	\$ 2.585.202
8	\$ 861.734	\$ 6.893.873	\$ 1.723.468
9	\$ 861.734	\$ 7.755.607	\$ 861.734
10	\$ 861.734	\$ 8.617.341	\$ -

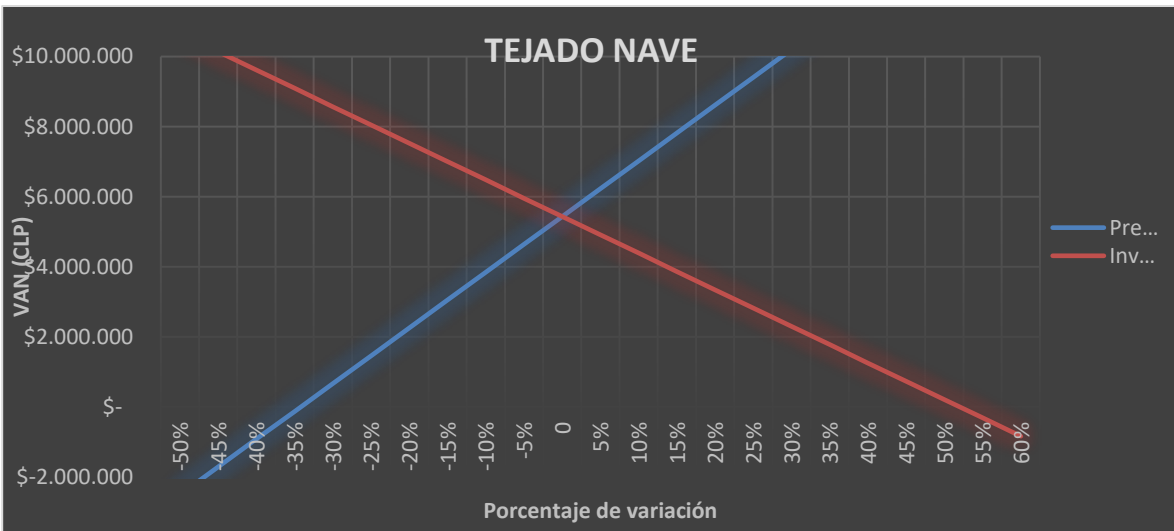
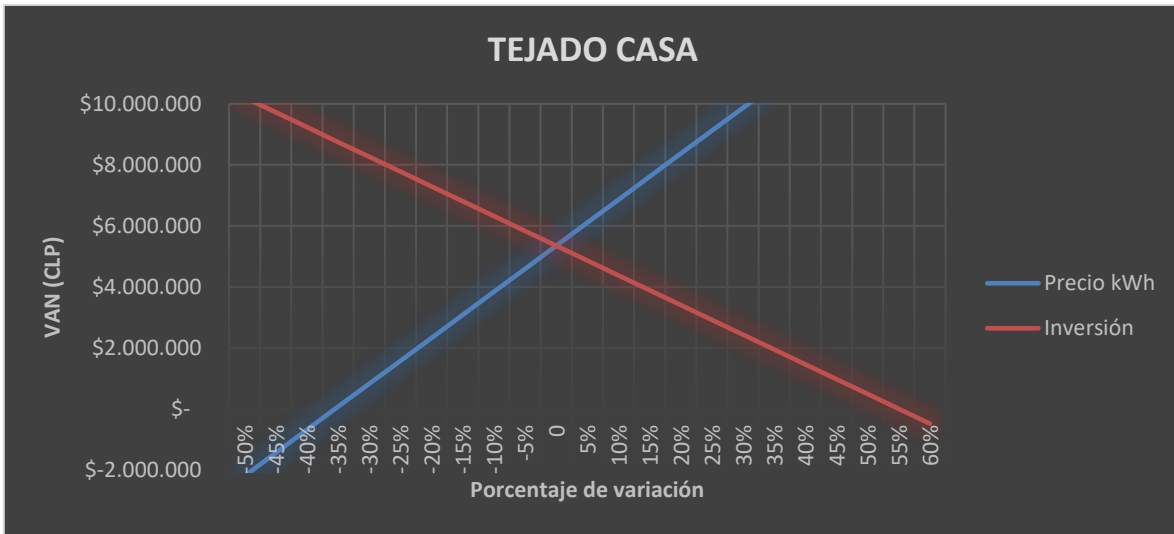
INVERSOR SG8K-D			
AÑO	CUOTA DE DEPRECIACIÓN	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	VALOR NETO DEL ACTIVO
1	\$ 155.561	\$ 155.561	\$ 1.400.048
2	\$ 155.561	\$ 311.122	\$ 1.244.487
3	\$ 155.561	\$ 466.683	\$ 1.088.926
4	\$ 155.561	\$ 622.243	\$ 933.365
5	\$ 155.561	\$ 777.804	\$ 777.804
6	\$ 155.561	\$ 933.365	\$ 622.243
7	\$ 155.561	\$ 1.088.926	\$ 466.683
8	\$ 155.561	\$ 1.244.487	\$ 311.122
9	\$ 155.561	\$ 1.400.048	\$ 155.561
10	\$ 155.561	\$ 1.555.609	\$ -

INVERSOR SG7.ORT			
AÑO	CUOTA DE DEPRECIACIÓN	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	VALOR NETO DEL ACTIVO
1	\$ 163.253	\$ 163.253	\$ 1.469.281
2	\$ 163.253	\$ 326.507	\$ 1.306.027
3	\$ 163.253	\$ 489.760	\$ 1.142.774
4	\$ 163.253	\$ 653.014	\$ 979.521
5	\$ 163.253	\$ 816.267	\$ 816.267
6	\$ 163.253	\$ 979.521	\$ 653.014
7	\$ 163.253	\$ 1.142.774	\$ 489.760
8	\$ 163.253	\$ 1.306.027	\$ 326.507
9	\$ 163.253	\$ 1.469.281	\$ 163.253
10	\$ 163.253	\$ 1.632.534	\$ -

BATERÍA SBR224			
AÑO	CUOTA DE DEPRECIACIÓN	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	VALOR NETO DEL ACTIVO
1	\$ 825.927	\$ 825.927	\$ 7.433.340
2	\$ 825.927	\$ 1.651.853	\$ 6.607.414
3	\$ 825.927	\$ 2.477.780	\$ 5.781.487
4	\$ 825.927	\$ 3.303.707	\$ 4.955.560
5	\$ 825.927	\$ 4.129.634	\$ 4.129.634
6	\$ 825.927	\$ 4.955.560	\$ 3.303.707
7	\$ 825.927	\$ 5.781.487	\$ 2.477.780
8	\$ 825.927	\$ 6.607.414	\$ 1.651.853
9	\$ 825.927	\$ 7.433.340	\$ 825.927
10	\$ 825.927	\$ 8.259.267	\$ -

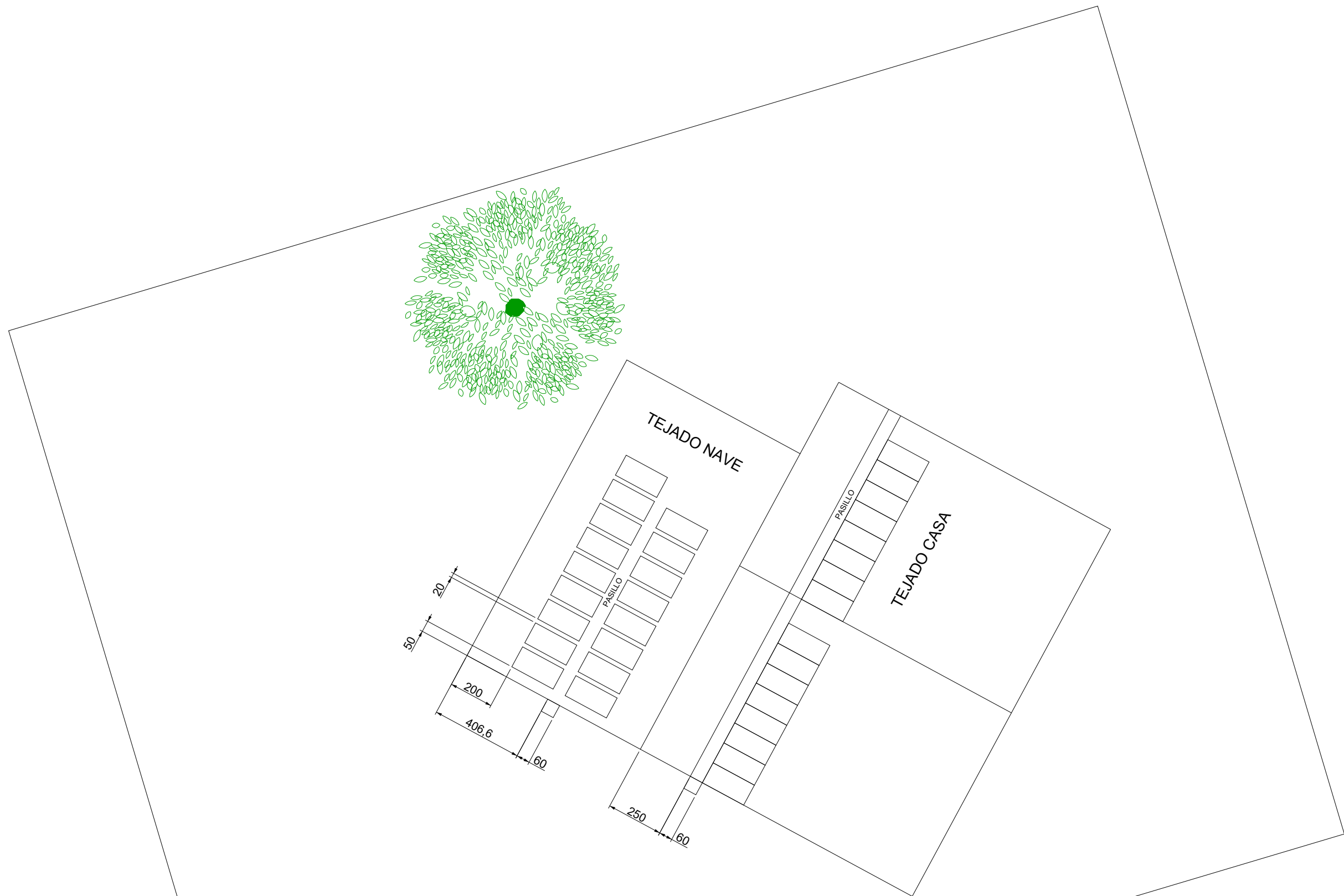
Fuente: Elaboración propia.

ANEXO XIX: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

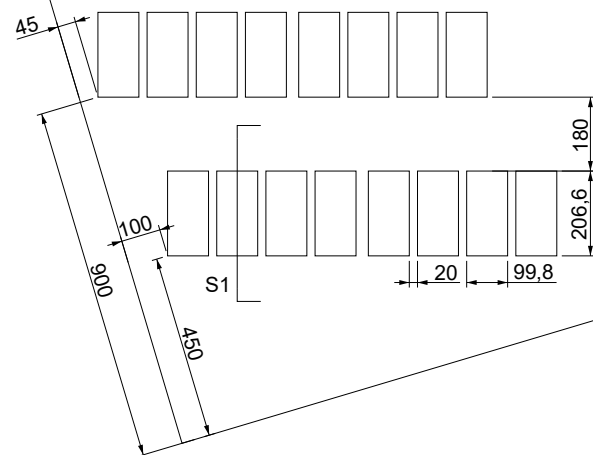
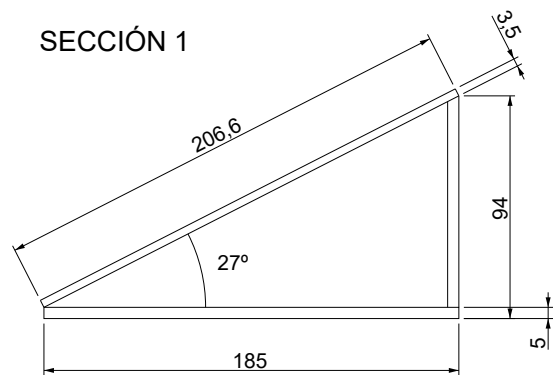


Fuente: Elaboración propia en base a los datos obtenidos del simulador PV*Sol

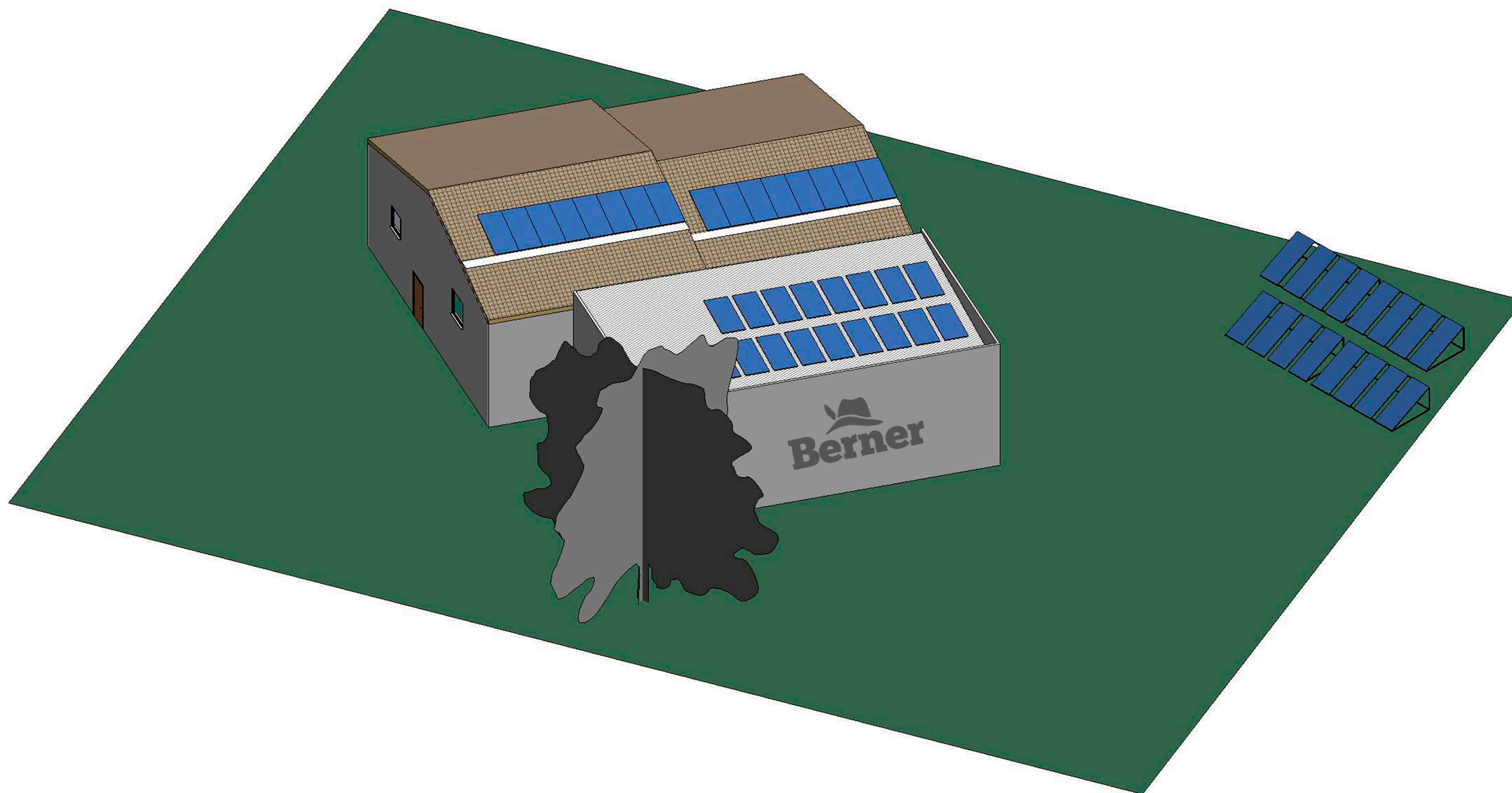
PLANOS



SECCIÓN 1



ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA LA EMPRESA CERVECERÍA BERNER SpA		PLANO
AUTOR Oier Chivite Muñoz		01
ESCALA 1:25		FIRMA
PLANO Planimetría general		
FECHA 14 de junio de 2022		



ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
DE AUTOCONSUMO PARA LA EMPRESA CERVECERÍA BERNER SpA

AUTOR Oier Chivite Muñoz

ESCALA 1:25

PLANO Isométrica general

FECHA 14 de junio de 2022

PLANO

02

FIRMA

FICHAS TÉCNICAS



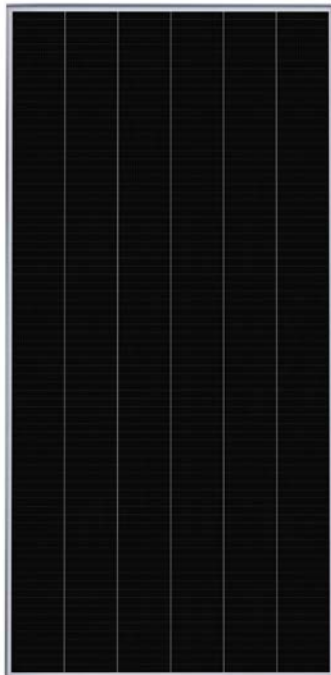
Células tipo teja



Marco plateado de la lámina trasera blanca



Comercial



PERFORMANCE 3 COM

RANGO DE POTENCIA: 420 - 405 W

El panel SunPower Performance 3 de tercera generación representa el último capítulo de una historia de innovación tecnológica, ofrece términos de garantía mejorados con una mayor área de células activas para aumentar la potencia y la eficiencia con respecto a los paneles de la generación anterior.

Respaldado por una garantía líder en el sector y una vida útil estimada de 35 años,¹ el panel SunPower Performance envuelve células de contacto frontal convencionales con 35 años de experiencia en materiales, ingeniería y fabricación para mitigar los desafíos de fiabilidad del diseño de paneles convencionales.

Diseñados para el desempeño

- Las células más pequeñas permanecen más frías cuando están sombreadas, lo que prolonga la vida útil del panel⁴
- Un encapsulante patentado minimiza la degradación por la exposición ambiental
- El adhesivo conductor protege contra los cambios de temperatura diarios
- Las conexiones de células redundantes crean rutas flexibles para lograr un flujo continuo de la electricidad



sunpower.maxeon.com/es

Durabilidad que se traduce en más energía

Diseñado para soportar tensiones ambientales como sombras, cambios diarios de temperatura y alta humedad, el panel SunPower Performance 3 brinda hasta un 8 % más de energía en el mismo espacio durante 25 años en comparación con los paneles de PERC monocristalino convencionales.²

Un historial de liderazgo en innovación

Diseñado para soportar tensiones ambientales como sombras, cambios diarios de temperatura y alta humedad, el panel SunPower Performance 3 brinda hasta un 8 % más de energía en el mismo espacio durante 25 años en comparación con los paneles de PERC monocristalino convencionales.³



Más de 3 GW desplegados



Más de 60 países



Más de 90 patentes

Un mejor producto. Una mejor garantía.

Cada panel SunPower Performance se fabrica con la confianza necesaria para ofrecer más energía y fiabilidad a lo largo del tiempo, y está respaldado durante 25 años por la garantía de paneles de total confianza de SunPower.

- Potencia mínima garantizada en el año 1 97.5%
- Degradación máxima anual 0.50%
- Potencia mínima garantizada en el año 85.5%

Datos eléctricos				
	SPR-P3-420-COM-1500	SPR-P3-415-COM-1500	SPR-P3-410-COM-1500	SPR-P3-405-COM-1500
Potencia nominal (P _{nom}) ⁵	420 W	415 W	410 W	405 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia de los paneles	20,4%	20,1%	19,9%	19,6%
Tensión nominal (V _{mpp})	45,3 V	45,0 V	44,5 V	44,0 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	9,28 A	9,22 A	9,21 A	9,20 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	54,4 V	54,1 V	53,9 V	53,3 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc})	9,92 A	9,90 A	9,89 A	9,88 A
Máx. tensión del sistema	1500 V IEC			
Fusible de serie máxima	18 A			
Coef. potencia-temperatura	-0.34% / °C			
Coef. tensión-temperatura	-0.28% / °C			
Coef. intensidad-temperatura	0.06% / °C			

Pruebas y certificaciones	
Pruebas estándar ⁶	IEC 61215, IEC 61730, nominal a 1500 V
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
Conformidad con EHS	OHSAS 18001:2007, plan de reciclaje
Prueba de amoniaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
LeTID Prueba ⁷	IEC 61215 (MQT 23.1 LeTID detection) proyecto de norma
Prueba PID	IEC 62804
Normas disponibles	TUV

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	PERC monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-67, Stäubli MC4-Evo2, 3 diodos de derivación
Peso	22 kg
Máx. carga	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado plata de clase 2

1 Vida útil prevista de los paneles Performance de 35 años. Fuente: "SunPower P-Series Technology Technical Review" (Reseña técnica sobre la tecnología de serie P de SunPower), informe de ingenieros independientes de Leidos. 2016.

2 El panel SunPower 420 W tiene el 20,4 % de eficiencia en comparación con un panel convencional en matrices del mismo tamaño (PERC monocristalino de 370 W, 19 % de eficiencia, aprox. 1,94 m²) y una tasa de degradación menor, de 0,25 % por año (Jordan, et. al. Metodología y aplicación sobre la degradación de células fotovoltaicas robustas. PVSC 2018).

3 Osborne. "SunPower supplying P-Series modules to a 125MW NextEra project" (SunPower suministra módulos de la serie P a un proyecto NextEra de 125 MW) PV-Tech.org. Marzo de 2017.

4 SunPower Performance Series – Thermal Performance, Z. Campeau 2016.

5 Medido en condiciones de prueba estándar (STC): irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5 y temperatura de células de 25 °C.

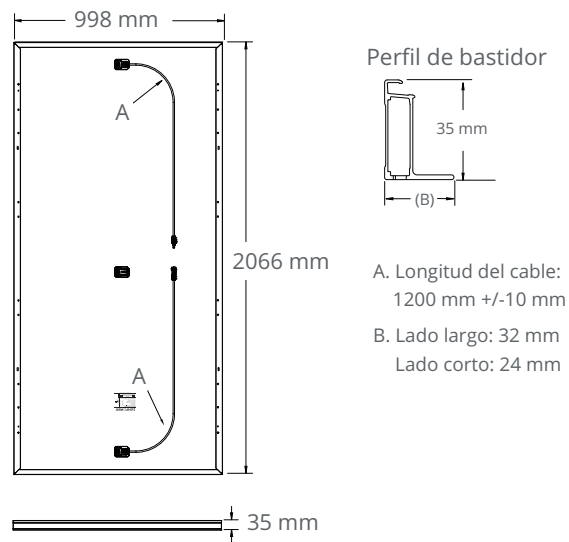
6 Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.

7 Sensibilidad LID de Fraunhofer CSP de acuerdo con IEC 61215 (detección LeTID MQT 23.1).

Diseñado en Estados Unidos por SunPower Corporation
Ensamblado en China

Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

© 2020 Maxeon Solar Technologies. Todos los derechos reservados.
Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.



Lea la guía de instalación y seguridad.

SUNPOWER
FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

SG5.0RT/SG7.0RT/SG10RT/ SG15RT/SG20RT **New**

SUNGROW
Clean power for all

Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System



HIGH YIELD

- Lower startup & wider MPPT voltage
- Compatible with bifacial modules
- Built-in PID recovery function

SMART MANAGEMENT

- Smart IV curve scanning
- 24/7 Live monitoring
- Over-the-air firmware updates

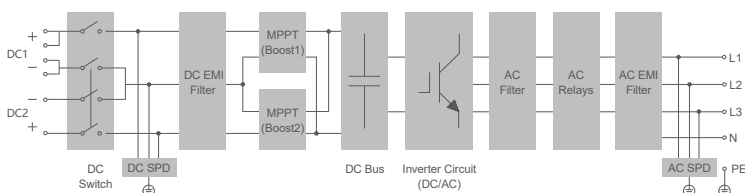
SAFE AND DURABLE

- Quick arc fault circuit interrupter
- Build-in Type II DC & AC SPD
- High anti-corrosion rating at C5

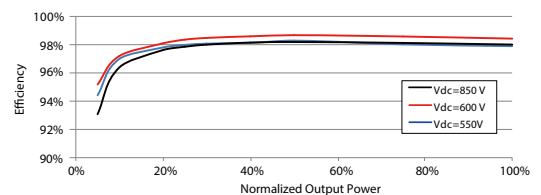
EASY AND USER FRIENDLY

- 18 kg compact design
- Unique push-in connectors
- Fast and easy commissioning via App

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



SG5.0RT/SG7.0RT/SG10RT/SG15RT/SG20RT

Type designation	SG5.0RT	SG7.0RT	SG10RT	SG15RT	SG20RT
Input (DC)					
Recommended max. PV input power	7.5 kW	10.5 kW	15 kW	22.5kW	30 kW
Max. PV input voltage			1100 V		
Min. PV input voltage / Start-up input voltage			180 V		
Nominal input voltage			600 V		
MPP voltage range			160 V – 1000 V		
No. of independent MPP inputs			2		
No. of PV strings per MPPT	1/1	2/1	2/1	2/2	2/2
Max. PV input current	25 A (12.5 A/12.5 A)	37.5 A (25 A/12.5 A)	37.5 A (25 A/12.5 A)	50 A (25 A / 25 A)	50 A (25 A / 25 A)
Max. current for input connector			30A		
Max. DC short-circuit current	32 A (16 A / 16 A)	48 A (32 A / 16 A)	48 A (32 A / 16 A)	64 A (32 A / 32 A)	64 A (32 A / 32 A)
Output (AC)					
Nominal AC power (@230 V, 50 Hz)	5000 W	7000 W**	10000 W	15000 W	20000 W
Max. AC output power	5500 VA*	7700 VA**	11000 VA*	16500 VA*	22000 VA*
Max. AC output current	8.3 A	11.7 A	16.7 A	25 A	31.9 A
Nominal AC voltage			3 / N / PE, 220 / 380 V 3 / N / PE, 230 / 400 V 3 / N / PE, 240 / 415 V		
AC voltage range			180 V – 276 V		
Nominal grid frequency / Grid frequency range			50 Hz / 45 – 55 Hz 60 Hz / 55 – 65 Hz		
Harmonic(THD)			<3 % (at nominal power)		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor			>0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / AC connection			3 / 3		
Efficiency					
Max. efficiency	98.40%	98.40%	98.50%	98.50%	98.50%
European efficiency	97.40%	97.70%	97.90%	98.10%	98.10%
Protection					
Grid monitoring			Yes		
DC reverse connection protection			Yes		
AC short-circuit protection			Yes		
Leakage current protection			Yes		
Surge Protection			DC Type II / AC Type II		
DC switch			Yes		
Arc fault circuit interrupter (AFCI)			Yes		
PID recovery function			Yes		
General Data					
Dimensions (W*H*D)			370 * 480 * 195 mm		
Mounting method			Wall-mounting bracket		
Weight	18 kg	18 kg	18 kg	21 kg	21 kg
Topology			Transformerless		
Degree of protection			IP65		
Operating ambient temperature range			-25 °C to 60 °C		
Allowable relative humidity range			0% – 100%		
Cooling method	Natural cooling	Natural cooling	Natural cooling	Smart forced air cooling	Smart forced air cooling
Max. operating altitude			4000 m (> 2000 m derating)		
Noise(Typical)	35dB (A)	35dB (A)	35dB (A)	45dB (A)	45dB (A)
Display			LED		
Communication			WLAN, Ethernet, RS485, DI, DO		
DC connection type			MC4		
AC connection type			Plug and play		
Compliance	EN 61000-6-1/-3, IEC62109-2, IEC 61727, IEC 62116, AS/NZS 4777.2:2015, VDE-AR-N-4105, DIN VDE0126-1-1, CEI 0-21, EN50549-1				

*: For Australia & Belgium & Germany Max. AC output power: SG5.0RT is 5000VA, SG10RT is 10000VA, SG15RT is 15000VA, SG20RT is 20000VA,

** : For Australia, 6999W, 6999 VA



Residential Single Phase Inverter



HIGH YIELD

- Higher yield with Max. efficiency 98.5 %, European efficiency 98.0 %
- 12.5 A MPPT current, and compatible with bifacial modules
- Flexible PV string configurations, DC/AC ratio up to 1.4

SAFE AND DURABLE

- Quick Arc Fault Circuit Interrupter
- Built-in Type II DC&AC surge protection device
- Built-in certified PV isolator

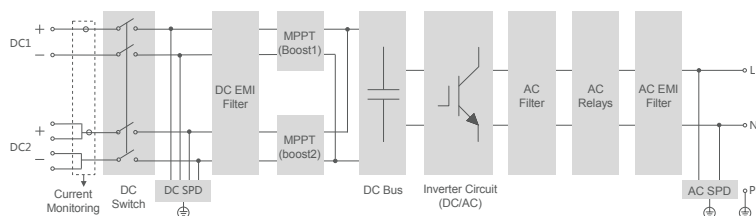
SMART MANAGEMENT

- 24H real-time loads monitoring
- Easy local and online monitoring via App or Web

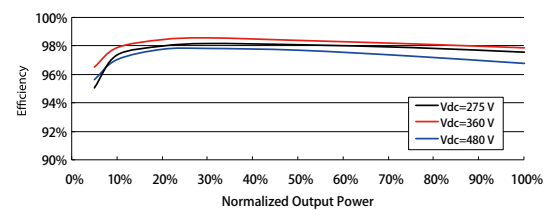
EASY AND USER FRIENDLY

- 15.5 kg compact design, plug and play installation
- Fast commissioning via App

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG8K-D
Input (DC)	
Max. PV input voltage	600 V
Min. PV input voltage / Startup voltage	90 V / 120 V
Nominal input voltage	360 V
MPP voltage range	90 V – 540 V
MPP voltage range for nominal power	275 V – 480 V
No. of MPPTs	2
Max. number of PV strings per MPPT	1 / 2
Max. PV input current	12.5 A / 25 A
Max. PV short-circuit current	15 A / 30 A
Output Side Data	
AC output power	8000 VA
Max. AC output current	34.8 A
Nominal AC voltage	230 Vac
AC voltage range	180 Vac – 276 Vac
Nominal grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Grid frequency range	45 Hz – 55 Hz / 55 Hz – 65 Hz
Total harmonic distortion (THD)	< 3 % (of nominal power)
Power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency	98.5 %
European efficiency	98.0 %
Protection	
PV reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
PV string current monitoring	Yes
DC switch	Yes (meet AS60947.3:2018)
AFCI	Yes
Overvoltage protection	DC Type II/AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	360*390*148 mm
Weight	15.5 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP65
Power loss in night mode	< 3 W
Operating ambient temperature	-25 °C to 60 °C (>45 °C derating)
Allowable relative humidity	0 – 100 %
Cooling method	Natural cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 2000 m derating)
Display / Communication	LCD / WLAN
PV connection type	MC4 (max. 6 mm ²)
AC connection type	Plug and play connector (max. 6 mm ²)
Certification	IEC62109-1, IEC62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, AS / NZS 4777.2

CONVERTIDOR MONOFÁSICO - TRIFÁSICO 8kW



Modelo: STD-8kW

Descripción general:

Los de Sandi SDT serie tres-fase a una sola fase convertidor, aprobó la AC-DC-AC SVPWM del circuito de la estructura y el uso de tecnología de control de modulación, que puede convertir la energía monofásica normal a la industria de alimentación trifásica. Después de la serie a través de SDT monofásico a trifásico converter conversión de potencia, la potencia de salida trifásica es estándar onda sinusoidal pura, la tasa de distorsión armónica (THD) es inferior al 2%, totalmente cumplir las normas nacionales de la calidad de alimentación trifásica, aplicable a todos los tipos de carga.

El SDT serie monofásico a trifásico converter puede solucionar inconvenientes de producción debido a algunas zonas con las tres fases de las restricciones de energía eléctrica, también resolver algunas de las necesidades del usuario que no se pueden aplicar para el eléctrico trifásico a causa de limitación de espacio.

Características técnicas:

1. Los principales componentes son todos importados, la adopción de la sexta generación de MIP módulo de Mitsubishi, que tiene un rendimiento estable, larga vida de servicio, las funciones de protección segura y conveniente la sustitución y mantenimiento.
2. Aprobar el chip28335 DSP procesador central de American de la empresa de TI, responder con rapidez y precisión, y proporcionar energía limpia y estable para la carga de proporcionar protección.
3. Modo de arranque de dos tipos: Baje de inicio de tensión y frecuencia variable de inicio. Los clientes pueden establecer el modo de inicio según el tipo de su carga. Esta función es muy conveniente para

los usuarios y también reducir el uso del convertidor de frecuencia, lo que reduce el coste de inversión en equipo, fácil de conectar los cables y control.

4. Toda la máquina adopta un diseño modular y plug-in diseño, que es conveniente para el mantenimiento y reduce el costo oculto de la máquina, la falta de reparación.
5. Salida de onda senoidal pura con una buena respuesta transitoria, poca distorsión armónica, una mayor eficiencia de conversión y la estabilidad de las características de la tensión de salida.
6. El uso de algoritmos de vector espacial SVPWM, alta eficiencia de conversión, de alta potencia instantánea y baja eficiencia de conversión de las pérdidas de hasta un 95%.
7. Alimentación de CA de salida es adecuado para todos los tipos de aparatos de tres fases, herramientas eléctricas, motores eléctricos, etc. tiene una mayor eficiencia y mayor capacidad de carga de conducción.
8. Converter tiene la función de filtrado de la perturbación de la red y la interferencia, es una frecuencia estable y estabilizar el voltaje con un excelente rendimiento, para proporcionar una mayor estabilidad y pura fuente de alimentación medio ambiente para el equipo de back-end.
9. Diseño de seguridad humanizado, mediante el diseño de transformador de aislamiento, entrada y salida son completamente aislado eléctricamente, entrada y salida están equipados con disyuntor, que el ahorro de costes para el usuario y de fácil instalación, los componentes eléctricos son completamente cerrada para evitar descargas eléctricas.
10. Salida completa función de protección, con múltiples medidas de protección tales como la salida de más de tensión, sobrecarga, el exceso de temperatura, cortocircuito, autodiagnóstico protección.
11. Pantalla LED LCD +, puede mostrar la entrada y salida de voltaje, corriente, en KWH, el fallo pantalla conveniente para los clientes a encontrar rápidamente los fallos y guía de mantenimiento.
12. La tensión de entrada, tensión de salida, la frecuencia y fase puede ser hecho personalizado.
13. El dispositivo de protección contra relámpagos dentro del convertidor.
14. La amplia entrada de voltaje 80-320VCA, también puede personalizar la tensión de acuerdo con los requisitos, para adaptarse al medio ambiente de trabajo de la red regional de la tensión es baja.
15. Función de entrada de CC opcional para complementar la energía de CA deficiencias.

Precio: \$ 887,97 USD

SBR096/128/160/192/ 224/256

High Voltage LFP Battery



HIGH-PERFORMANCE

- 100% usable energy
- 30 A continuous charging and discharging current



SAFETY

- Lithium iron phosphate battery
- Multi-stages protection design plus authorized certification



FLEXIBILITY







- Extendable during lifetime¹
- Support 3–8 modules per unit, max. 4 units in parallel, 9–100 kWh capacity range



EASY INSTALLATION

- Compact and Light, single person installation
- Plug and Play, wiring-less connection between modules



Type designation	SBR096	SBR128	SBR160	SBR192	SBR224	SBR256
Technical properties	 3 modules	 4 modules	 5 modules	 6 modules	 7 modules	 8 modules
System Data						
Battery Type	LiFePO4 Prismatic Cell					
Battery Module	3.2 kWh, 33 kg					
Nominal Capacity	9.6 kWh	12.8 kWh	16 kWh	19.2 kWh	22.4 kWh	25.6 kWh
Energy (usable) ²	9.6 kWh	12.8 kWh	16 kWh	19.2 kWh	22.4 kWh	25.6 kWh
Nominal voltage	192 V	256 V	320 V	384 V	448 V	512 V
Operating voltage	150 – 219 V	200 – 292 V	250 – 365 V	300 – 438 V	350 – 511 V	400 – 584 V
Rated DC power	5.76 kW	7.68 kW	9.6 kW	11.52 kW	13.44 kW	15.36 kW
Max. charge/discharge power	6.57 kW	8.76 kW	10.95 kW	13.14 kW	15.33 kW	17.52 kW
Max. charging/discharging current: continuous	30 A					
Max. charging/discharging current: 10s pulse	42 A					
Depth of Discharge	100%					
Short circuit current	1700 A					
Display	SOC indicator, status indicator					
Communication interface	CAN					
Protection						
Over / under voltage protection	Yes					
Over current protection	Yes					
Over / under temperature protection	Yes					
DC breaker	Yes					
General Data						
Dimensions (W*H*D)	625*545*330 mm	625*675*330 mm	625*805*330 mm	625*935*330 mm	625*1065*330 mm	625*1195*330 mm
Weight	114 kg	147 kg	180 kg	213 kg	246 kg	279 kg
Installation location	Indoor / Outdoor					
Mounting method	Floor stand					
Operating ambient temperature range	Charge: 0 to 50 °C / Discharge: -30 to 50 °C					
Degree of protection	IP55					
Allowable relative humidity range	0% to 95% (non-condensing)					
Max. operating altitude	2000 m					
Cooling method	Natural convection					
Certificates	CE, CEC, IEC 62619, IEC 62040, UN38.3, VDE 2510-50 ⁵					
Warranty ³	10 Years					
Expansion adaptation ⁴	Up to 4 units in parallel (need extra Junction box)					

1: Available in Q3, 2021

2: Test conditions: 25°C, 100% depth of discharge (DOD), 0.2C charge&discharge

3: Refer to battery warranty letter for conditional application.

4: Available in Q3, 2021

5: Available in Q2,2021



ESTRUCTURA ELEVADA 30° 4 PANELES 250 a 550 Wp



Marca: NATURA ENERGY

Descripción:

Estructura de aluminio anodizado de alta resistencia ensamblada mediante tornillería de acero inoxidable con 1000 horas en cámara de niebla salina. Los materiales de los que se compone la estructura garantizan una resistencia excepcional a la corrosión con el paso del tiempo. Todo el kit viene preparado para su rápida instalación, ya que todas las perforaciones para pernos están premecanizadas y controladas por el departamento de calidad para cumplir las normas ISO. La estructura es adaptable al módulo fotovoltaico de cualquier fabricante. Esta estructura conjuntamente con el abanico de soportes ofrecidos se puede colocar en cualquier superficie, teja, radiers, solareas o losas hormigón, cubiertas metálicas, fachadas, dados de hormigón etc.

Material:

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templado, para mejorar sus características mecánicas.

Precio: \$ 149.990 USD