



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**RED PV DE CARGA EN AUTOPISTAS PARA
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS LIVIANOS**

POR

Oswaldo Hipólito Fuentes Guzmán

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción
para optar al título profesional de Ingeniero Civil eléctrico.

Profesor Guía:

Dr. Luís García Santander.

Octubre 2022

Concepción (Chile)

© 2022 Oswaldo Hipólito Fuentes Guzmán

© 2022 Osvaldo Hipólito Fuentes Guzmán

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

Resumen

Este trabajo se enfoca en el análisis energético de una red fotovoltaica conectada a la red que genera energía para un sistema de recarga de vehículos eléctricos en un área de servicio presente en la ruta 5 dirección norte, entre Bulnes y Santa Clara comuna de Bulnes, Región de Ñuble, con coordenadas -36.7836, -72.3158 y aprovecha excedentes ya sea vertiendo a la red o alimentando otro tipo de cargas presentes en la instalación.

Se realizó una simulación del sistema fotovoltaico por medio del programa PVSOL determinando la cantidad de paneles a instalar de acuerdo con el espacio disponible del área de servicio y se seleccionan los equipos necesarios para la instalación descrita. Con datos proporcionados por la concesionaria Ruta del Bosque SA. se analizó el flujo vehicular en el punto del área de servicio y se creó un perfil de recargas horarias para cada mes del año pudiendo determinar el consumo energético que supondría la instalación de los cargadores, además se analiza también el consumo asociado al área de servicio en cuestión por medio de las boletas de consumo energético.

De acuerdo con el espacio disponible se establece un sistema fotovoltaico de 279,18 kWp lo que permite una generación de 489.687 kWh/Año y un total de 2 cargadores los que suponen un consumo de 268.554,39 kWh/Año, luego, de acuerdo con la demanda calculada, el autoconsumo es de 184.152 kWh/Año y la inyección de excedentes a la red es de 305.534 kWh/Año. Se observa que se logra disminuir el impacto de la demanda sobre el sistema en las horas de mayor flujo incluso en los meses de menor generación, pero para las horas cercanas al atardecer, no es posible disminuir totalmente la demanda del sistema. En cuanto a la reducción de emisiones estas corresponden a un total de 157,67 toneladas de CO₂ al año.

Agradecimientos

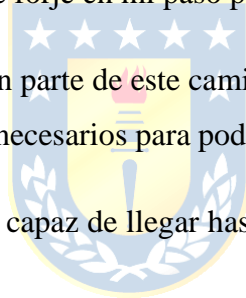
A mi familia, a mis padres y hermanos por acompañarme y apoyarme durante todo este proceso, en especial a mis padres que con la finalización de mis estudios espero recompensar toda la confianza que depositaron en mí. A mi madre Lorena Guzmán por su apoyo incondicional y siempre querer lo mejor para sus hijos. A mi padre Osvaldo Fuentes (tocayo) por siempre entregar sus mejores consejos de vida, su apoyo y también por su enorme ayuda para realizar este trabajo, muchas gracias.

Agradecer también mi polola Javiera Castillo, por estar siempre dispuesta a ayudarme y apoyarme incondicionalmente cuando lo necesité.

A mis amigos, que de una u otra forma ayudaron en este largo camino, tanto a mis amigos de infancia como las grandes amistades que forjé en mi paso por la universidad.

A todos los profesores que fueron parte de este camino para lograr ser un profesional, que me entregaron los valores y conocimientos necesarios para poder llegar a este punto.

Finalmente, a mí mismo, por ser capaz de llegar hasta este punto de mi vida y no dar marcha atrás pese a las dificultades.



Índice

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
ABREVIACIONES	XI
NOMENCLATURA.....	XI
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2. TRABAJOS PREVIOS	2
1.2.1 <i>Discusión</i>	6
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
1.4. OBJETIVOS	7
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	7
1.4.2 <i>Objetivos específicos</i>	7
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	8
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO	9
2.1. NORMATIVA NACIONAL	9
2.2. SISTEMAS DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	11
2.2.1 <i>Corriente Continua</i>	11
2.2.2 <i>Corriente alterna</i>	11
2.3. NIVELES DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	12
2.3.1 <i>Recarga Lenta</i>	12
2.3.2 <i>Recarga Semi-Rápida</i>	12
2.3.3 <i>Recarga Rápida</i>	12
2.3.4 <i>Recarga Ultrarrápida</i>	12
2.4. MODOS DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	13
2.4.1 <i>Modo 1</i>	13
2.4.2 <i>Modo 2</i>	13
2.4.3 <i>Modo 3</i>	14
2.4.4 <i>Modo 4</i>	14
2.5. TIPOS DE CONECTORES.....	15
2.6. ESTRATEGIA DE ELECTROMOVILIDAD DEL GOBIERNO DE CHILE.....	15
2.6.1 <i>Electrolineras en Chile</i>	16
2.7. ELECTROLINERAS Y GENERACIÓN SOLAR.....	17
2.8. EJEMPLOS DESTACABLES	18
CAPÍTULO 3. PROPUESTA	20
3.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	20
3.2. EQUIPAMIENTO	20

3.2.1	<i>Módulos Fotovoltaicos</i>	20
3.2.2	<i>Inversores</i>	21
3.2.3	<i>Sistema de alimentación de vehículos eléctricos (SAVE)</i>	21
3.3.	CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA	21
3.4.	ESQUEMA GENERAL	22
3.5.	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	22
3.5.1	<i>Espacio disponible</i>	23
3.6.	RADIACIÓN SOLAR ASOCIADA A LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA	24
3.6.1	<i>Radiación solar mensual</i>	25
3.6.2	<i>Radiación solar horaria</i>	26
3.7.	DEMANDA ESTIMADA DE RECARGAS DIARIAS	27
3.7.1	<i>Proyección y análisis del flujo de vehículos eléctricos (VE)</i>	27
CAPÍTULO 4. DESARROLLO		32
4.1.	INTRODUCCIÓN	32
4.2.	SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	32
4.2.1	<i>Panel Fotovoltaico seleccionado</i>	33
4.2.2	<i>Inversores seleccionados</i>	33
4.2.3	<i>Distancia entre filas</i>	34
4.2.4	<i>Sección de cableado</i>	37
4.2.5	<i>Descripción del sistema fotovoltaico</i>	39
4.2.6	<i>Estructura de soporte</i>	44
4.3.	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (SAVE).....	45
4.3.1	<i>Selección del cargador eléctrico o SAVE</i>	45
4.3.2	<i>Cantidad de cargadores a instalar</i>	49
4.4.	CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN	52
4.4.1	<i>Área de servicios (AS)</i>	52
4.4.2	<i>Sistema de alimentación de vehículos eléctricos</i>	57
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS		59
5.1.	BALANCE ENERGÉTICO	59
5.1.1	<i>Energía fotovoltaica</i>	59
5.1.2	<i>Consumo energético</i>	60
5.1.3	<i>Ahorros y remuneración (Ley Netbilling)</i>	62
5.2.	IMPACTO SOBRE LA RED.....	63
5.1.	RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN.....	65
5.1.1	<i>Costos del sistema fotovoltaico</i>	65
5.1.2	<i>Costos del sistema de recarga</i>	66
5.1.3	<i>Recuperación inversión</i>	66
5.2.	REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO	67

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	68
6.1. CONCLUSIONES.....	68
6.2. TRABAJO FUTURO.....	69
BIBLIOGRAFÍA.....	70
ANEXO A RADIACIÓN INCIDENTE	75
ANEXO B PANELES E INVERSORES CONSIDERADOS.....	76
ANEXO C FICHAS TÉCNICAS.....	78
ANEXO D DISTRIBUCIÓN RECARGAS DIARIAS.....	83
ANEXO E SECCIÓN DE CABLEADO	85
ANEXO F DETALLE ILUMINACIÓN AS.....	86



Lista de Tablas

Tabla 2.1 Conectores más utilizados en EVs [21].....	15
Tabla 4.1 Ficha técnica panel solar (Irradiancia de 1000W/m ² a 25 °C). [Fuente: Elaboración propia].....	33
Tabla 4.2 Inversores a utilizar en el sistema. [Elaboración propia]	34
Tabla 4.3 Cálculo de distancia entre filas. [Elaboración propia].....	36
Tabla 4.4 Parámetros para cálculo de sección de conductor lado CC zona estacionamientos. [Elaboración propia]	38
Tabla 4.5 Selección de sección de conductor. [Elaboración propia]	39
Tabla 4.6 Detalle Superficie estacionamientos frontales. [Elaboración propia].....	40
Tabla 4.7 Detalle superficie Norte. [Elaboración propia]	41
Tabla 4.8 Detalle superficie Sur. [Elaboración propia].....	42
Tabla 4.9 Especificaciones generales Terra 53 CJG. [Fuente: Ficha técnica Terra 54]	46
Tabla 4.10 Especificaciones generales JuicePump 60. [Fuente: Ficha técnica JuicePump 60]	47
Tabla 4.11 Especificaciones generales cargador Raption 50. [Fuente: Ficha técnica Raption 50]	47
Tabla 4.12 Tiempo de recarga usuario promedio de recarga rápida. [Elaboración propia].....	49
Tabla 4.13 Comparación recargas con 1 o 2 cargadores. [Elaboración propia]	50
Tabla 4.14 Energía consumida en el área de servicios en año 2021-2022. [Elaboración propia a partir de información entregada por Ruta del Bosque S.A.]	52
Tabla 4.15 Potencia demandada día/noche. [Elaboración propia]	53
Tabla 4.16 Horario encendido/apagado iluminación AS. [Elaboración propia].....	53
Tabla 4.17 Resumen consumo energético iluminación AS. [Elaboración propia].....	55
Tabla 4.18 Consumo mensual del AS. [Elaboración propia]	55
Tabla 4.19 Resumen consumo energético SAVE. [Elaboración propia].....	58
Tabla 5.1 Resumen utilización energía fotovoltaica anual. [Fuente: PVSOL].....	60
Tabla 5.2 Cobertura del consumo energético. [Fuente PVSOL]	62
Tabla 5.3 Inyección a red versus consumo. [Fuente: PVSOL]	62
Tabla 5.4 Detalle balance económico primer año del SFV. [Elab. Propia].....	62
Tabla 5.5 Costos de inversión para la infraestructura de recargas.	66
Tabla 5.6 Resumen recuperación inversión. [Elaboración propia]	66
Tabla 5.7 Factores de emisión de CO ₂ del SEN en 2021 y proyección 2040. [Fuente: Elaboración propia a partir de información de página Energía Abierta]	67
Tabla A.1 Radiación incidente en el plano horizontal	75
Tabla A.2. Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.....	75
Tabla A.3 Radiación incidente en el plano horizontal.	75
Tabla A.4 Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.....	76
Tabla B.1 Comparación modelos de paneles solares en costo por watt.	76
Tabla B.2 Inversores FV considerados.	77
Tabla D.1 Recargas con 1 cargador.	83
Tabla D.2 Recargas con 1 cargador.	84

Tabla E.1 Calculo de sección del cable.....	85
Tabla F.1 Detalle iluminación AS.....	86

Lista de Figuras

Figura 2.1 Sistemas de carga. [11]	11
Figura 2.2 Modo de carga 1 [42].....	13
Figura 2.3 Modo de carga 2 [42].....	14
Figura 2.4 Modo de carga 3 [42].....	14
Figura 2.5 Modo de carga 4 [42].....	15
Figura 3.1 Esquema general del sistema. [Elaboración propia]	22
Figura 3.2 Ubicación geográfica del área de servicios. [Fuente: Google Earth]	23
Figura 3.3 Área de servicios. [Fuente: Google Earth].....	23
Figura 3.4 Áreas seleccionadas para ubicación de paneles. [Fuente: Google Earth]	24
Figura 3.5 Gráfica de la radiación mensual en plano horizontal. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar].....	25
Figura 3.6 Radiación mensual en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar]	25
Figura 3.7 Radiación horaria en plano horizontal. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar].....	26
Figura 3.8 Radiación diaria en plano inclinado igual a la latitud del sitio. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar]	26
Figura 3.9 Proyección flujo EV hasta año 2040. [Elaboración propia].....	28
Figura 3.10 Flujo mensual proyectado al año 2040. [Elaboración propia]	28
Figura 3.11 Perfil detenciones de VE diarias por mes. [Elaboración propia]	29
Figura 3.12 Perfil de detenciones diarias mes de febrero 2040. [Elaboración propia]	30
Figura 3.13 Perfil de detenciones diarias mes de junio 2040. [Elaboración propia]	31
Figura 4.1 Inversor GW30K-MT. [Ficha técnica inversor GW30K-MT].....	34
Figura 4.2 Inversor GW110K-HT. [Ficha técnica inversor GW110K-HT]	34
Figura 4.3 Distancia entre módulos. [Elaboración propia].....	35
Figura 4.4 Superficie estacionamientos frontales. [Fuente: PVSOL]	40
Figura 4.5 Esquema conexión superficie estacionamientos. [Fuente: PVSOL]	40
Figura 4.6 Superficie Norte. [Fuente: PVSOL].....	41
Figura 4.7 Esquema conexión superficie Norte. [Fuente: PVSOL]	42
Figura 4.8 Superficie Sur. [Fuente: PVSOL]	42
Figura 4.9 Esquema conexión superficie Sur. [Fuente: PVSOL].....	43
Figura 4.10 Modelo Terra 54 CJG. [Fuente: Ficha técnica Terra 54]	46
Figura 4.11 Modelo JuicePump 60 [Fuente: Ficha técnica JuicePump 60]	46
Figura 4.12 Cargador Circontrol Raption 50 [Fuente: Ficha técnica Raption 50]	47

Figura 4.13 Configuración de estacionamiento en estaciones de carga. [2].....	49
Figura 4.14 Recargas por hora con un cargador. [Elaboración propia].....	51
Figura 4.15 Recargas por hora con dos cargadores. [Elaboración propia].....	51
Figura 4.16 Perfil de carga iluminación AS. [Elaboración propia].....	54
Figura 4.17 Demanda horaria para los meses de junio y diciembre. [Elaboración propia].....	54
Figura 4.18 Distribución de la energía restante en el día. [Elaboración propia].....	56
Figura 4.19 Demanda energética total área de servicios. [Elaboración propia].....	56
Figura 4.20 Demanda energética por hora del SAVE. [Elaboración propia].....	58
Figura 5.1 Mapa de calor energía fotovoltaica. [Fuente: PVSOL].....	59
Figura 5.2 Utilización de energía fotovoltaica. [Fuente: PVSOL].....	60
Figura 5.3 Mapa de calor consumo energético. [Fuente: PVSOL].....	61
Figura 5.4 Cobertura del consumo anual. [Fuente: PVSOL].....	61
Figura 5.5 Consumo desde la red y generación horaria mes de febrero. [Fuente: PVSOL].....	63
Figura 5.6 Consumo total, demanda sobre la red y generación horaria mes de junio. [Fuente: PVSOL].....	64
Figura 5.7 Consumo total, demanda sobre la red y generación horaria escenario alta demanda fiestas patrias. [Fuente: PVSOL].....	65



Abreviaciones

SEC	: Superintendencia de electricidad y combustibles.
EG	: Equipos de Generación.
CA	: Corriente Alterna.
CC	: Corriente Continua.
FV	: Fotovoltaico.
SAVE	: Sistema de alimentación de vehículos Eléctricos.
GEI	: Gases de efecto invernadero.
ERNC	: Energías renovables no Convencionales.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
EV o VE	: Vehículo eléctrico.
MPPT	: Maximum Power Point Tracking (Seguidor del punto de máxima potencia).
SOC	: State of charge (Estado de carga).
ec.	: Ecuación.



Nomenclatura

Escalares

W	: Watts.
kWh	: Energía.
V	: Voltaje.
A	: Ampere.
kWp	: Kilowatt peak.
V _{dc}	: Voltaje en corriente continua.

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

Como es de conocimiento general, el ser humano ha causado grandes impactos a nivel ambiental en nuestro planeta debido a la forma en que vivimos, una de las principales causas es la enorme cantidad de CO₂ que se libera al ambiente a diario, ya sea en las industrias o por medio de combustión de derivados del petróleo en nuestros vehículos. La necesidad por cambiar nuestras fuentes de generación de energía a unas más amigables con el medioambiente se vuelve cada vez más importante, es por esto por lo que ha tomado especial relevancia cambiar la forma en como nos movilizamos. Cambiar los automóviles a combustión por vehículos eléctricos trae consigo una enorme disminución en la liberación de gases de efecto invernadero, pero esto es solo una parte de la problemática debido a que la energía eléctrica que utilizamos aún tiene origen en centrales de generación contaminantes como lo son las centrales a carbón, una solución más ecológica es la generación eólica y fotovoltaica, esta última será el foco principal de este trabajo.

Chile, actualmente forma parte de un acuerdo que compromete a las partes a disminuir considerablemente el nivel de gases de efecto invernadero que son liberados anualmente [14], se han tomado diversas medidas para cumplir con dicho acuerdo, como por ejemplo el producir energía eléctrica por medio de recursos renovables no convencionales, como lo pueden ser energía solar y eólica. También como medida para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero Chile pretende impulsar la movilidad eléctrica y se estima que para el año 2050 el parque de vehículos livianos será un 40% de vehículos eléctricos, lo que significaría una disminución de 11 millones de toneladas de dióxido de carbono al año [7]. Para fomentar y facilitar el uso de vehículos eléctricos es fuertemente necesario crear una “red” de estaciones de carga a lo largo de las autopistas, y permitir un fácil desplazamiento por el país. Estas estaciones deberían ser del tipo carga rápida [11], lo que significa un fuerte impacto de carga sobre el suministro eléctrico debido a las altas potencias que se manejan para este tipo de recarga, por lo que se hace necesario buscar soluciones o alternativas a esta problemática, así, en este informe se estudia la necesidad de diseñar una estación de carga rápida para vehículos eléctricos livianos en autopista, la cual, cuenta con generación de energía solar con el fin de disminuir dicho impacto sobre la red eléctrica y aportar también a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica, aportando al objetivo

de carbono-neutralidad que estableció el Gobierno de Chile. La estación de carga y sistema fotovoltaico se diseña en base a un área de servicios presente en la ruta 5 entre las localidades de Bulnes y Santa Clara, comuna de Bulnes de la Región de Nuble, así se trabajó con datos de consumo energético de la instalación y datos del flujo vehicular a la altura de Santa Clara, los cuales fueron aportados por Ruta del Bosque Sociedad Concesionaria S.A.

1.2. Trabajos Previos

- ❖ *J.V. Restrepo, D. Tobón, “Desarrollo de estación de carga de vehículos eléctricos”, Lámpsakos, no. 19, pp 22-29, 2018 [29]*

En este trabajo se analizan los distintos desarrollos existentes en cuanto a la tecnología en estaciones de carga. Se detalla el funcionamiento de la estación donde existen distintos tipos de conectores para la carga de vehículos, los cuales son: Tipo J1772 que permite carga lenta, IEC 62196-2 que proporciona carga rápida, conector de carga rápida COMBO y conector CHAdeMO diseñado para cargar a muy alta velocidad. También se explica el hardware de una estación de carga, la cual cuenta con cinco módulos: módulo de integración, comunicaciones, pantalla, módulo de carga y fuente, los cuales interactúan en conjunto para permitir el correcto funcionamiento durante la carga. El proceso de carga comienza cuando un usuario interactúa con la pantalla donde sigue una serie instrucciones: ingresa su nombre y contraseña de usuario, conecta el vehículo donde el módulo de carga analiza el nivel de batería y otros datos del vehículo, luego el usuario ingresa el dinero o la cantidad de kW con que desea cargar el vehículo iniciándose el proceso de carga.

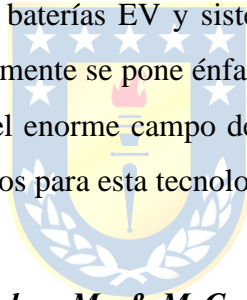
- ❖ *Varela Fox, O. A. “Diseño y especificaciones técnicas para la instalación de una estación de carga rápida para vehículos eléctricos”, 2015 [30]*

Se desarrolla el diseño de una estación de carga rápida con 10 puntos de carga donde cada cargador posee una capacidad de 40 kW, el sistema se alimenta con la red eléctrica y además posee un generador que se conecta en caso de falla de la red. En el trabajo se describe carga rápida como una carga con inyección mayo a 32A y 400V. Para el diseño se inicia con la selección de voltajes, corrientes y potencias de entrada y salida, por medio de la selección del modelo de cargador eléctrico, dicho cargador es trifásico y aporta una potencia de 40kW. Luego se procede al dimensionamiento de conductores, transformadores y demás equipos a utilizar, se utiliza un modelo sencillo del sistema por medio de ETAP para obtener estudios de cortocircuito y protecciones.

Finalmente se pasa a un diseño detallado de la estación donde se definen los modelos y capacidades específicas de los equipos eléctricos además de los tipos de conductores, también se detallan los costos asociados a cada elemento y se muestra un plano de la estación de carga. Se da importancia al correcto dimensionamiento de la estación de carga analizando la cantidad de vehículos que utilizarían dicha instalación, para no sobredimensionar y a su vez realizar inversiones excesivas.

❖ ***Embitel, “Understanding Embedded Electronics Behind Solar Based Charging of Electric Vehicles”,2020 [31]***

En esta publicación se explica el alto interés por implementar energía solar en la carga de vehículos eléctricos, se da a conocer la tecnología detrás de un sistema de carga solar aislado de la red. Se enlistan y describen los siguientes componentes: Paneles Solares, Microcontroladores, Convertidor CC-CC destinado a convertir la potencia generada al voltaje de las baterías, controlador MTTP asociado al convertidor para convertir la energía en un nivel de voltaje optimizado, Interfaz de comunicación entre los sistemas de baterías EV y sistema de carga, interfaz hombre-maquina, Equipo de carga de EV y baterías. Finalmente se pone énfasis en los beneficios de esta tecnología al ser una de las energías más limpias y el enorme campo de oportunidades de negocio en un futuro debido a la reducción constante de precios para esta tecnología.



❖ ***Esfandyari, A., Norton, B., Conlon, M., & McCormack, S. J. “Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate” Solar Energy, 2019, p. 762-771 [32]***

En este estudio se propone el análisis del rendimiento de un sistema de recarga de vehículos eléctricos por medio de paneles solares. Se estudia el uso de baterías y la conexión a la red de distribución, donde se opta por instalar baterías a la red de paneles y también conectarse a la red de distribución para aprovechar los excedentes de las baterías o alimentar el sistema de carga cuando existan déficits de generación. Esta estación permite la carga dos vehículos de 13,76 kWh, al poseer baterías AC de 10,5 y 9,6 kW y un controlador de gestión de energía. Se establece que, para una demanda diaria de 30 kWh, se requiere de 42 paneles monocristalinos de 250 W. Los componentes encargados de gestión de energía, baterías, comunicación son: gestión de energía en batería, medidor de energía fotovoltaica, medidor de red (GM), controlador de energía y portal web. Se concluye que la demanda en las estaciones de carga se puede satisfacer con la combinación entre las

baterías, el consumo directo de los paneles y el suministro de la red eléctrica. El uso de generación fotovoltaica en estaciones de carga es factible y se pueden obtener buenos resultados.

❖ ***D. F. Durán, & J. R. Arribas. "Diseño de una instalación fotovoltaica para conexión a red y recarga rápida de vehículos eléctricos", 2016 [33]***

En este trabajo se realiza el estudio del diseño de una instalación fotovoltaica que permita la recarga rápida de vehículos eléctricos en Escuela Técnica de Ingenieros Industriales de Madrid (ETSII), se determinó la mejor locación para los paneles, además de la mejor configuración posible para maximizar la generación donde se obtuvo que la mayor potencia peak que entregaría el sistema es de 52 kWp, a pesar de que esta configuración es la que presenta mayores pérdidas durante el invierno y mayor coste de inversión. Se determinó que la instalación estará conectada a la red para poder vender la energía excedente. La conexión de la generación con el punto de carga será en un punto entre el generador y el inversor, debido a que esta carga se hará en corriente continua. Existirá un sensor que desviará la energía cuando se solicite la carga y la potencia generada sea suficiente para satisfacer la demanda. Para este estudio se consideran los autos eléctricos Nissan Leaf de 24 kWh, éstos, se cargarían de 0% a 80% en 45 min utilizando la energía generada con una potencia aproximada de 30kW. De las conclusiones se rescata que la real potencia de salida comprende los 30 y 40 kW debido a pérdidas, pese a esto se obtienen resultados satisfactorios ya que con esa potencia es posible realizar la recarga rápida además de que la instalación fotovoltaica ofrece ahorros energéticos significativos para la universidad.

❖ ***Ruiz Hernández, P. R. "Instalación y optimización de un sistema de placas solares fotovoltaicas en una estación de carga de vehículos eléctricos", 2019 [34]***

Se diseña una estación de carga con generación fotovoltaica la cual está conectada a la red para verter la energía excedente y reducir costes. Para el diseño de esta estación se parte por escoger la ubicación, el emplazamiento óptimo consta de buena disponibilidad de luz solar, espacio disponible y cumple con distribuir puntos de recarga por la ciudad. Así, se parte por el diseño de la instalación, desde el área a utilizar hasta una estimación de la demanda que lleva a un dimensionamiento de la capacidad de la estación de recarga. Se determina que la instalación constará con puntos de recarga de 22kW que corresponde a una recarga semi-rápida, se toma como referencia a la batería del BMW i3, el cual, se recarga en unos 30 minutos. En este trabajo se realiza un detallado análisis con ayuda de diferentes programas como Matlab, los que toman en cuenta

datos como el perfil de demanda, irradiancia, temperatura y la tarifa eléctrica. De los datos de irradiancia y demanda, por ejemplo, se obtienen valores que permiten escoger adecuadamente el modelo y número de paneles e inversores. Posteriormente, se realiza un detallado proceso de selección de los equipos, cables, protecciones y demás instrumentos para la estación de carga. Finalmente se muestra un estudio de viabilidad económica el cual arroja rentabilidad pasados los 16 años, lo cual se menciona debería ser mejorable realizando diferentes mejoras como la adición de baterías, a pesar de esto se deja en claro que el proyecto no busca una rentabilidad inmediata.

❖ ***M.A. Galvarro, “Estudio técnico-económico comparativo entre una electrolinera y una fotolinera”, 2020 [35]***

En este trabajo se comparan dos tipos de estaciones de recarga, una electrolinera convencional y una electrolinera que obtiene energía de paneles fotovoltaicos, se detallan los costes de inversión, la demanda que posee una electrolinera, la infraestructura y demás características técnicas de una electrolinera. Las fotolineras, como poseen paneles solares, se deben obtener diferentes características de la instalación fotovoltaica como lo pueden ser, cálculos de la irradiancia y rendimiento de distintos tipos de paneles solares. Se calculan para los dos tipos de instalación los costes de operación, mantenimiento, inversión, etc. Se establece una carga máxima simultánea para 2 coches, con esto, se seleccionan los componentes de la fotolinera desde la estructura de soporte de los paneles hasta el cableado. Luego del análisis económico se establece que una electrolinera con paneles es viable económicamente comparada a una fotolinera.

❖ ***M. Ahmadi, N. Mithulananthan and R. Sharma, "A review on topologies for fast charging stations for electric vehicles," 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2016, pp. 1-6 [36]***

En esta revisión sobre la topología de las estaciones de carga rápida se menciona que un cargador rápido comercial de 50kW puede cargar una batería típica en 1 hora, lo cual es bastante más rápido que los métodos de carga más lentos, pero es necesario aumentar la velocidad de carga de los vehículos para mejorar la autonomía. Las estaciones de carga rápida tienen un gran impacto sobre la red eléctrica, con solo 4 cargadores rápidos ya la estación de carga puede requerir una capacidad del orden de los megavatios, idealmente una estación de carga debería contar con mecanismos para solventar esta problemática, como la inyección de potencia reactiva a la red, la generación propia de energía o la integración de baterías. Se describen distintos tipos de topologías

de estaciones de cargas, la topología con convertidores back to back AC/DC/DC consiste en un convertidor AC/DC conectado a la red eléctrica, el cual, alimenta a un bus de convertidores DC/DC los que a su vez están conectados a los módulos de carga, una ventaja de esta topología es la posibilidad de incorporar almacenamiento y generación de energía directamente al bus. Las topologías de las estaciones pueden ser bidireccionales o unidireccionales, donde se menciona que la bidireccional posee mayores ventajas debido a la posibilidad de proporcionar soporte a la red.

1.2.1 Discusión

De lo analizado en la literatura, la tecnología si bien es relativamente nueva, tiene un gran potencial para su desarrollo e implementación, se observa una clara tendencia por la utilización de instalaciones que cuentan con conexión a la red además de la energización por generación fotovoltaica, con el fin de ofrecer el servicio con la mayor confiabilidad posible, además de poder verter excedentes a la red eléctrica disminuyendo costos.

Determinar la demanda que tendrá la estación de carga tiene especial relevancia debido a que esta permite calcular el dimensionamiento del sistema, ya sea el número de cargadores o la capacidad del sistema fotovoltaico y equipos a utilizar. También con un adecuado cálculo del perfil de demanda se podrá determinar mediante simulaciones la energía que es consumida por la estación y la que es vertida a la red como excedente pudiendo observar y concluir los beneficios que trae consigo de la incorporación de generación fotovoltaica a una estación de carga rápida. Como dato básico a considerar es que la estación al ser de carga rápida, los cargadores deberán tener una capacidad de al menos 40kW.

La viabilidad económica es un punto importante para la construcción de este tipo de instalaciones, se rescata de las publicaciones que existe una rentabilidad positiva en la inversión, si bien, no se observaron grandes rentabilidades, se deja en claro que el potencial de la inversión es fuerte debido a la tendencia a la baja en los costos de los equipos y tecnologías destinadas a la generación fotovoltaica y electromovilidad, por lo que en un futuro se observarán muy buenas rentabilidades en este tipo de proyectos. Aunque, es importante mencionar que el estudio económico no es parte de este trabajo.

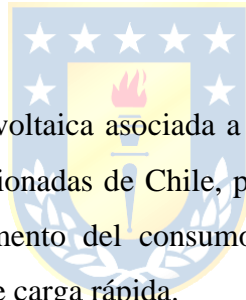
1.3. Planteamiento del problema

La necesidad de realizar recargas rápidas en autopistas se vuelve una prioridad al momento de viajar largas distancias en vehículos eléctricos, sin embargo, las estaciones de carga rápida suponen un fuerte impacto de carga sobre el sistema eléctrico de distribución, una posible solución viable para esta problemática es la inclusión de generación fotovoltaica en estas estaciones de carga, disminuyendo así la energía demandada sobre la red eléctrica. Finalmente, la electromovilidad no tendría sentido si no se disminuyen significativamente las emisiones de carbono en la matriz eléctrica, por lo tanto, la generación de energía fotovoltaica trae también consigo una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de esta energía, lo que tiene un fuerte interés por la inclusión de este tipo de generación para este fin.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Se busca proponer una red fotovoltaica asociada a un sistema de carga rápida de vehículos eléctricos livianos en autopistas concesionadas de Chile, permitiendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el aumento del consumo energético sobre la red eléctrica que significaría la conexión de un sistema de carga rápida.



1.4.2 Objetivos específicos

- Proponer un sistema de forma que permita optimizar la disponibilidad de la energía entregada por el sistema fotovoltaico considerando una demanda de recargas estimada de acuerdo con una ubicación específica en la ruta.
- Simular el diseño propuesto para analizar resultados de acuerdo con la generación fotovoltaica, el consumo de la instalación de la zona de recarga y demás consumos presentes.

1.5. Temario y Metodología

En el capítulo 2 se realiza una recopilación de información de acuerdo con la normativa nacional y estado del arte actual de las tecnologías requeridas para este trabajo. También, se mencionan iniciativas del gobierno para fomentar la movilidad eléctrica.

En el capítulo 3 se realiza una descripción de la propuesta, se muestra un diseño conceptual del sistema fotovoltaico y de recarga con el fin de establecer una idea general de la instalación, mostrando un esquema general y describiendo brevemente el equipamiento necesario. Se realizan los cálculos iniciales para el trabajo, se muestran gráficas de radiación disponible de acuerdo con la ubicación escogida, se describe a su vez esta ubicación, también se determinan datos importantes como el cálculo de un flujo vehicular para el año 2040 y se determinan perfiles de este flujo vehicular sobre la ubicación escogida.

Para el capítulo 4 se comienza con el desarrollo del sistema fotovoltaico, en primer lugar, se decide por el software adecuado para las simulaciones, luego se determinan los equipos a utilizar como lo pueden ser los paneles fotovoltaicos e inversores, se desarrolla el modelo del sistema fotovoltaico por medio de un software de simulación mostrando las formaciones de paneles y capacidad total instalada. Para el sistema de recarga se detalla el modelo del cargador escogido y la demanda energética que supondría en la instalación. También se determina una demanda para el área de servicio.

En el capítulo 5 se muestran distintos resultados obtenidos del trabajo dando cuenta del balance energético de acuerdo con el consumo y generación energética obtenidos en la simulación, también se muestra la reducción de emisiones de carbono.

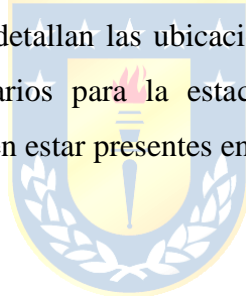
Finalmente se determinan las principales conclusiones del trabajo analizando resultados y también se mencionan posibles trabajos a futuro relacionados con este tema.

Capítulo 2. Marco teórico

2.1. Normativa nacional

Pliego técnico normativo RIC N°15: Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos [2]

Este pliego técnico es hecho en base a distintas normas técnicas de la IEC, ISO y UL, el cual, establece las normativas y especificaciones técnicas para las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos tanto públicos como privados de Chile, se detalla los tipos de recarga existentes, se describen los distintos tipos de conectores existentes para cada modo de carga, también, define lo que es una electrolinera y electroterminal especificando las características en cuanto a infraestructura de estas. Para cada tipo de estación de carga se especifican las potencias que se recomiendan para los cargadores y se detallan las ubicaciones de los sistemas de alimentación de vehículos eléctricos y equipos necesarios para la estación, también se definen que tipos de señaléticas y medidas de seguridad deben estar presentes en cada estación de carga [2].



Instrucción técnica RGR N°02/2020: Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de distribución [3]

Esta instrucción técnica establece reglamento tanto en seguridad como para el diseño y ejecución de instalaciones fotovoltaicas que se conectarán a la red de distribución, estas instalaciones no superarán la potencia máxima estipulada en la Ley N°21.118 [6] (Netbilling). Se establece que la tensión máxima en la unidad generadora del lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1kV.

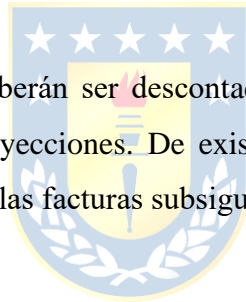
Se menciona que “La instalación fotovoltaica deberá conectarse en paralelo con la red y contribuir a abastecer el suministro de energía a la red. Si existe una carga local en el inmueble, esta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes, por ambas simultáneamente u otro medio interno”.

En el capítulo 16 se muestra que se debe deberá instalar un sistema de limitación de inyección cuando la capacidad instalada autorizada del EG sea diferente a la inyección de excedentes autorizada, evitando una inyección mayor a la permitida y previniendo la operación de la protección de potencia inversa que garantiza que el sistema no inyecte más que la capacidad permitida.

Ley 20.571 [5]

Esta ley regula el pago de las tarifas eléctricas de los generadores residenciales, donde los usuarios finales que dispongan de su propia generación de energía por medios renovables no convencionales para su propio consumo tendrán el derecho de inyectar la energía que generen a través de sus respectivos empalmes. Además, se señala que la capacidad instalada por cliente no deberá superar los 100kW.

“Las inyecciones de energía deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes” [5].



Ley 21.118 [6]

Esta ley modifica la ley general de servicios eléctricos y la ley 20.571 con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales, donde se modifica la capacidad máxima instalada para este tipo de generadoras a 300kW. Además, se establece que los clientes podrán optar a pagos por los remanentes que no puedan ser descontados de los cargos por facturación.

2.2. Sistemas de carga de vehículos eléctricos

Los sistemas de carga están clasificados en función de cómo se realiza la inyección de energía sobre las baterías, se diferencian principalmente en dos sistemas, carga en corriente continua (DC) y carga en corriente alterna (AC), los cuales se explican a continuación.

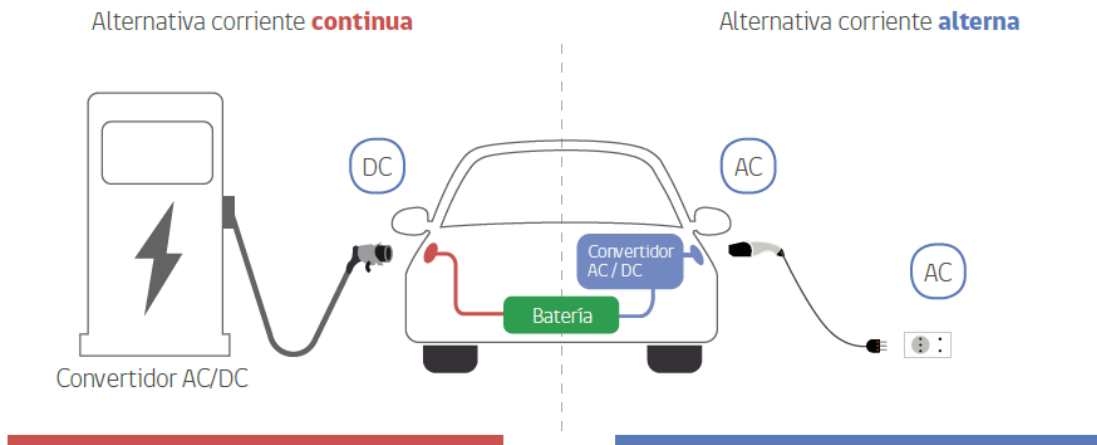


Figura 2.1 Sistemas de carga. [11]

2.2.1 Corriente Continua

Como se observa en la figura 2.1, la batería del vehículo se carga directamente con corriente continua (DC) a través de un cargador externo. Los tiempos de carga dependerán directamente de la potencia del cargador y la capacidad de la batería.

2.2.2 Corriente alterna

La carga en corriente alterna (AC) se realiza a través del convertidor AC/DC integrado en el vehículo (figura 2.1), fijando el tiempo de carga de acuerdo con la capacidad de este. Este tipo de carga se realiza a menores potencias que en corriente continua.

2.3. Niveles de Recarga de vehículos eléctricos

Se clasifican los niveles de carga de acuerdo con la potencia y tiempo en que se realizan las recargas.

2.3.1 Recarga Lenta

Tipo de recarga común en el ámbito doméstico. Este tipo de cargas es generalmente de unos 3,6 kW, ofreciendo una carga completa en 6 u 8 horas dependiendo de la capacidad de la batería del vehículo [4],[13].

2.3.2 Recarga Semi-Rápida

El vehículo se conecta aproximadamente de 1 a 3 horas para obtener una carga completa, dependiendo de factores como la capacidad de la batería del vehículo o la potencia disponible. Este nivel de recarga se realiza entre 6 y 44 kW, orientada principalmente a uso doméstico o espacios de trabajo [4],[13].

2.3.3 Recarga Rápida

Las recargas se realizan hasta el 80% de la batería del vehículo en alrededor de 30 min dependiendo la capacidad de las baterías del vehículo. La potencia entregada en este nivel de recarga ronda los 50 kW, pero esta categoría incluye potencias mayores. Este tipo de recarga está pensada para estaciones de servicio o en lugares donde el usuario permanecerá por un corto periodo de tiempo. [4],[13]

2.3.4 Recarga Ultrarrápida

Para este nivel de recarga no se recomienda realizar recargas de forma diaria, debido a que el elevado nivel de potencia puede dañar las baterías, las potencias entregadas en esta categoría superan los 150kW de potencia logrando recargas en pocos minutos. [13]

2.4. Modos de Carga de vehículos eléctricos

Adicionalmente a la clasificación por niveles de carga existe una clasificación por modos de carga la cual es más específica y se determina considerando el nivel de comunicación que existe entre el sistema de recarga y el vehículo.

2.4.1 Modo 1

Este modo de carga no es recomendable debido a su nula comunicación durante la recarga entre vehículo y el punto de conexión, este modo se realiza a través de una toma de corriente alterna estándar como se observa en la figura 2.2. La corriente en este modo se limita a 10 A 3,5kW [42].

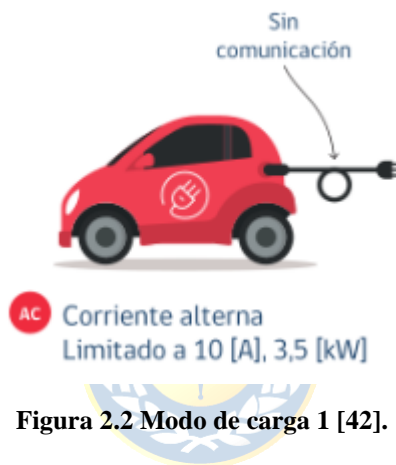


Figura 2.2 Modo de carga 1 [42].

2.4.2 Modo 2

En este modo existe un sistema de seguridad de comprobación de toma de tierra, protecciones y la posibilidad de seleccionar la velocidad de recarga. La batería se recarga con el convertidor AC/DC del vehículo, y se conecta a una toma de corriente alterna estándar. El sistema se observa en la figura 2.3. [42]



Figura 2.3 Modo de carga 2 [42].

2.4.3 Modo 3

En este modo la recarga se realiza a través de un sistema dedicado a la recarga de vehículos eléctricos, existe un mayor nivel de comunicación entre el sistema de recarga y el vehículo, donde es este sistema externo el encargado de monitorear el proceso de recarga y la seguridad de esta. Este tipo de recarga es representado con la figura 2.4. [42]



Figura 2.4 Modo de carga 3 [42].

2.4.4 Modo 4

Este modo es similar al modo de carga 3 pero difieren en que el modo 4 cuenta con un sistema de carga externo con un convertor AC/DC, dado que este modo de carga se realiza en corriente continua proporcionando niveles más elevados de potencia. Se menciona en [42] que la instalación eléctrica hasta el cargador debe ser independiente con protección a cortocircuito, sobrecarga, diferencial y puesta a tierra. El sistema de este modo de carga se muestra en la figura 2.5.



Figura 2.5 Modo de carga 4 [42].

2.5. Tipos de conectores

Un inconveniente en la actualidad es la variedad de conectores existentes en el mercado los cuales no se han estandarizado aún a nivel mundial. Aunque, los más utilizados y que llegan a un mayor consenso mundialmente son los estándares aplicados en Europa, Estados Unidos, Japón y China. En la tabla 2.1 se describen algunos de los conectores más utilizados divididos por la velocidad de carga.

Tabla 2.1 Conectores más utilizados en EVs [21].

Recarga lenta o Semi-Rápida		Recarga Rápida y Ultrarrápida		
Tipo 1 (SAE J1772)	Tipo 2 (Mennekes)	CCS	CHAdeMo	GB/T
Opera a 32 A en baja tensión monofásica, lo que permite una potencia máxima de recarga de 7,4 kW.	Es compatible con todos los tipos de carga en corriente alterna y proporciona potencias que van de 3,7 kW hasta 43,5 kW.	Admite Carga Rápida y lenta dependiendo el modelo. Estándar europeo para carga Rápida 3,7 a 150 kW	Estándar más utilizado en Asia y EE. UU, permite potencia de carga en corriente continua de hasta 400 kW, logrando recargas ultrarrápidas	Corresponde al estándar chino. En corriente continua este conector permite potencias de hasta 230 kW.

2.6. Estrategia de electromovilidad del Gobierno de Chile

Chile ha establecido como meta la reducción del 30% de las emisiones de carbono del país para el 2030 y la de carbono neutralidad para el 2050 [1], como una de las medidas para cumplir con estas metas es la estrategia nacional de electromovilidad creada en 2017, que propone alcanzar el 40% de vehículos particulares y 100% de transporte público urbano eléctricos al 2050 [7].

Esta estrategia fue actualizada en 2022 en la cual se destaca que para agosto de 2021 se cuenta con un total de 2246 vehículos eléctricos de los cuales 1394 corresponden a vehículos livianos y medianos, 840 a buses eléctricos y 12 camiones eléctricos [1], además se establece la meta de vender solo vehículos eléctricos para el año 2035. Se mencionan diferentes medidas en el ámbito del transporte como el fomento al transporte de cero emisiones donde se buscaría la participación de EV en el esquema Netbilling, también, se fomentará el transporte eléctrico de carga creando proyectos piloto para la adaptación de la tecnología.

El segundo eje de esta estrategia toma relevancia ya que tiene como objetivo principal el aumento de la cobertura de red de carga, donde se cuenta con diferentes medidas y acciones como la promoción de estaciones de carga en regiones e implementación de tarifas horarias para la recarga, entre otras. Adicionalmente se establece la creación y modificación de distintas normativas relacionadas con las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos como el existente pliego técnico normativo RIC N° 15 [2].

Dentro de las publicaciones del Gobierno de Chile para impulsar la electromovilidad se encuentra la guía de buenas prácticas en movilidad eléctrica, donde se señala que en el caso de carga DC en cargadores públicos, la tendencia y recomendación actual en Chile es disponer de cargadores compatibles con conectores tipo CHAdeMO y Combinado Tipo 2 (CCS 2). Se señala que para las estaciones de carga que se instalen en autopistas, donde se realizan recargas de corta estadía, es recomendable que sean para modos de carga 3 o 4, por el mayor control que poseen durante la carga. Además, se recomienda que la potencia mínima de los cargadores sea 40 [kW], con comunicación a internet y con posibilidad de futura gestión de carga, es decir, disminución o aumento de potencia según la demanda [11].

2.6.1 Electrolineras en Chile

En la nueva estrategia nacional de electromovilidad publicada en enero del 2022, se menciona que para agosto de 2021 existe un total de 297 cargadores de acceso público en el país [1], dichos cargadores están dispuestos a lo largo de autopistas como también en ciudades, cabe destacar que el mayor número de estos los concentra la región metropolitana. La expansión de esta red de cargadores públicos es vital para la estrategia nacional de electromovilidad, ya que, un mayor

número de puntos de carga distribuidos por el país aumentaría sustancialmente el interés por adquirir vehículos eléctricos por parte de los usuarios.

Con el fin de incentivar la electromovilidad, diferentes empresas como Copec Voltex y EnelX están instalando estaciones de recarga para conectar a todo el país. Por parte de Voltex actualmente ya cuenta con 35 puntos de carga rápida a lo largo del país cubriendo así más de 1400 km desde la Región de Coquimbo a la Araucanía [8]. EnelX actualmente está ejecutando el proyecto de electromovilidad más ambicioso de América latina donde pretenden instalar 1200 puntos de carga en todo Chile para el 2025, muchos de estos puntos de carga en carreteras estarán separados por una distancia de unos 60 km y se busca cubrir más de 5000 km de norte a sur [9].

2.7. Electrolineras y generación solar

Como sabemos la energía fotovoltaica se produce a través de la transformación de la energía de la radiación luminosa que incide sobre un material semiconductor en energía eléctrica, donde por lo general este material presente en las celdas fotovoltaicas se compone de silicio. Estos paneles se agrupan formando redes de paneles permitiendo generar grandes cantidades de energía según el número de éstos. Dado que el objetivo principal de la electromovilidad es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero no basta con solo cambiar los automóviles a combustión por eléctricos, debido a que la energía que utilizan estos últimos también emite estos gases dependiendo de su origen en generación, por lo tanto, buscar una generación energética limpia y sustentable toma especial relevancia para completar el propósito de la electromovilidad.

- **Sistemas fotovoltaicos autónomos**

Estos sistemas se pueden utilizar solo para el autoconsumo de energía en una instalación, el sistema cuenta con paneles solares, inversores, controlador de carga y baterías para el almacenamiento de energía y así utilizarla en momentos donde la generación no puede suplir la demanda energética de la carga conectada durante los periodos nocturnos y de baja recepción de irradiación solar, generalmente se utilizan en lugares remotos donde no existe red de distribución.

- **Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica**

Estos sistemas cuentan con conexión bidireccional a la red eléctrica con la finalidad de verter energía excedente a la red reduciendo el costo asociado a la tarifa mensual, estos sistemas también pueden ser de autoconsumo al conectarse y dimensionarse para el consumo de una instalación permitiendo producir la energía que se utilizará en la misma, Además es importante señalar que estos sistemas, por su diseño y características, no operan como fuentes de respaldo de energía, por lo cual no pueden abastecer sus cargas cuando falla el suministro eléctrico en la red.

- **Fotolineras**

Se les da el nombre de “fotolineras” a las estaciones de carga de vehículos eléctricos donde se implementan paneles solares con el fin de utilizar la energía solar producida para recargar vehículos eléctricos, al utilizar este tipo de tecnologías se puede reducir el costo de la energía y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero asociados a la generación de la misma, otro beneficio es que se puede aprovechar los espacios de estacionamiento para convertirlos en estaciones de carga eficientes tanto energéticamente como en el espacio utilizado [10].

2.8. Ejemplos destacables

GRIDSERVE, “Gridserve opens UK’s first Electric Forecourt” [27]

En el año 2020, en reino unido la empresa GRIDSERVE inauguró la primera estación de carga rápida 100% solar, es la primera de 100 que se esperan implementar en el país en conjunto con el gobierno, el cual, quiere promover la utilización de vehículos eléctricos. La electricidad necesaria para el funcionamiento de esta estación será generada a partir de los paneles solares instalados en los techos de los cargadores en conjunto con una red de parques fotovoltaicos. Esto, permitirá la carga de 36 vehículos eléctricos simultáneamente, con múltiples tipos de cargadores, principalmente con cargadores del modo 3 y 4, de hasta 350 kW, permitiendo la carga rápida de los vehículos la cual completa el 80% de la batería en 20 min. También la estación cuenta con 6MWh en baterías para entregar energía en los periodos de alta demanda o cuando disminuye la generación fotovoltaica.

Electrify America, “Electrify America Increases Access to Solar-Powered Electric Vehicle Charging for Rural Californians” [28]

La empresa Electrify América está implementando estaciones de carga de nivel 2 alimentadas por energía fotovoltaica aisladas de la red, estas estaciones están ubicadas en zonas rurales de California en Estados Unidos. La instalación de estas estaciones de carga permite aumentar el interés por los vehículos eléctricos al contar con más puntos de carga en zonas donde no existe la infraestructura en la red para instalar estaciones de carga. Están equipadas con conjunto de paneles de 4,28 kW y baterías con 32 kWh de capacidad. Generan el 100% de su electricidad almacenada a partir de sus paneles solares y pueden funcionar incluso por la noche o durante los cortes de energía. Permiten cargar dos vehículos simultáneamente a una potencia en sus cargadores de 3,3 kW. Estas estaciones apuntan a la “carga de oportunidad” la cual no está orientada a una carga completa sino más bien a cargas parciales para aumentar la autonomía del vehículo.



Capítulo 3. Propuesta

3.1. Descripción de la instalación

La estación de recarga y la red fotovoltaica se desarrollarán en base a una de las áreas de servicios (AS) con las que se cuenta a lo largo de la ruta 5, estas áreas están destinadas a que los usuarios puedan detenerse a descansar del viaje, utilizar baños y demás instalaciones disponibles como mesas para almorzar y duchas, por lo tanto es un sitio idóneo para la instalación de sistemas de alimentación de vehículos eléctricos (SAVE) debido a que se puede aprovechar el tiempo de parada de los usuarios para recargar sus vehículos. Dado que la estación de recarga contará con generación solar, la instalación fotovoltaica se aprovechará entonces para alimentar a los SAVE y satisfacer el consumo energético que poseen las distintas cargas del área de servicio. Con el fin de aprovechar al máximo la energía generada el sistema estará conectado a la red de distribución para poder verter excedentes de energía o bien suplir déficit en la generación aumentando la confiabilidad del sistema.

3.2. Equipamiento

A continuación, se presentará un diseño conceptual del sistema definiendo a grandes rasgos el equipamiento necesario para el sistema de recarga con generación fotovoltaica.

3.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Este es el equipo principal de la instalación, se encargará de convertir la energía solar en energía eléctrica permitiendo aportar esta energía al sistema de recargas y las instalaciones del área de servicio.

Existen diferentes tipos de tecnologías de fabricación de los módulos fotovoltaicos; Monocristalino, Policristalino y Amorfo, donde es el monocristalino el que presenta mejores rendimientos (en laboratorio 24%) [10], pero este tipo de panel es de costos más elevados. A partir de las características del panel solar, se puede determinar la generación estimada de acuerdo con los parámetros de este y la ubicación geográfica, la que determinará los niveles de radiación disponibles.

3.2.2 Inversores

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga. Es un dispositivo que transforma la energía de corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en energía alterna para alimentar las cargas conectadas al sistema y/o introducirla en la red. Existen diferentes tipos de inversores, pero se recomienda seleccionarlo en función del tamaño de la instalación que se pretende realizar. El inversor se instala entre el sistema fotovoltaico y el punto de conexión a la red. Las conexiones de los arreglos fotovoltaicos en cada inversor se realizan considerando que la corriente y voltaje de entrada deben estar en los rangos permitidos por los MPPT (seguidor del punto de máxima potencia) de los mismos, datos disponibles en su ficha técnica.

3.2.3 Sistema de alimentación de vehículos eléctricos (SAVE)

Este es el equipo principal del sistema de carga, los cargadores como su nombre lo indica, realizan la recarga de las baterías de los vehículos eléctricos (VE). La velocidad de esta recarga, es decir, el tiempo en que se demoraría en recargar una batería, depende directamente de la potencia que entregan los cargadores a las baterías de los VE. Los sistemas de alimentación de vehículos eléctricos (SAVE) serán del tipo de carga rápida, por lo que contarán con modo de carga 4, el cual realiza las recargas por medio de corriente continua en donde la tendencia es utilizar conectores tipo CSS 2 y CHAdeMO [11]. Además, en la guía de buenas prácticas en movilidad eléctrica publicada por el gobierno [11], se recomienda que, para electrolinerías en autopistas, la recarga se realice en modos de carga 3 o 4, y la potencia mínima sea de 40[kW] por cargador.

3.3. Conexión con la red eléctrica

Con el fin de aprovechar al máximo la energía generada, el sistema estará conectado a la red eléctrica para suplir déficit de generación o por el contrario verter excedentes a la misma, apegándose a la ley Netbilling [6], así, será posible disminuir los costos de operación al disminuir los pagos de la boleta de consumo energético mensual además de mejorar la confiabilidad del sistema, es importante destacar que para poder apegarse a esta ley, la capacidad instalada del sistema fotovoltaico no debe exceder los 300kW de potencia.

3.4. Esquema general

En la figura 3.1, se muestra un esquema general del sistema, donde se observa la barra principal de AC donde se conectan todos los equipos de la instalación como la generación fotovoltaica a través de un inversor CC/AC, la red y las cargas AC, donde los niveles de tensión serán de 380V línea-línea o 220V por fase en la barra de AC. Dentro de las cargas AC estarán los mismos cargadores de vehículos eléctricos y las demás cargas de la instalación como lo pueden ser la iluminación y los diferentes consumos existentes en el AS.

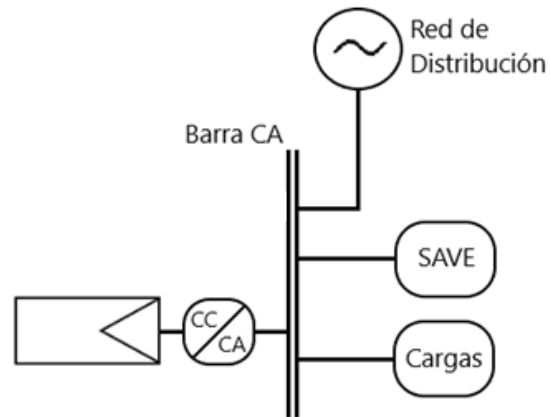


Figura 3.1 Esquema general del sistema. [Elaboración propia]

3.5. Ubicación de la instalación

Conocer el lugar geográfico es de los puntos más importantes al momento del diseño de la instalación fotovoltaica, con este se determinan valores como la radicación y espacio disponibles, que condicionarán los valores de generación energética. También, como se pretende aprovechar la energía en las cargas presentes en la misma instalación, se propone ubicar la instalación de recarga en el punto geográfico de un área de servicios presente en la ruta 5 dirección norte entre Bulnes y Santa Clara comuna de Bulnes, Región de Ñuble, con coordenadas -36.783, -72.315, como se observa en la figura 3.2.

Las características del área de servicios son de especial interés, considerando que, al ser un área destinada a los viajeros que se detienen a descansar, comer, utilizar baños, duchas, etc., supone un tiempo suficiente para aprovechar de recargar sus vehículos eléctricos para luego continuar rápidamente con el viaje, considerando además que como es obvio, los VE no llegarán a recargar a la instalación con 0% de carga en sus baterías ni se sobrepasará el 80% de carga en estas.

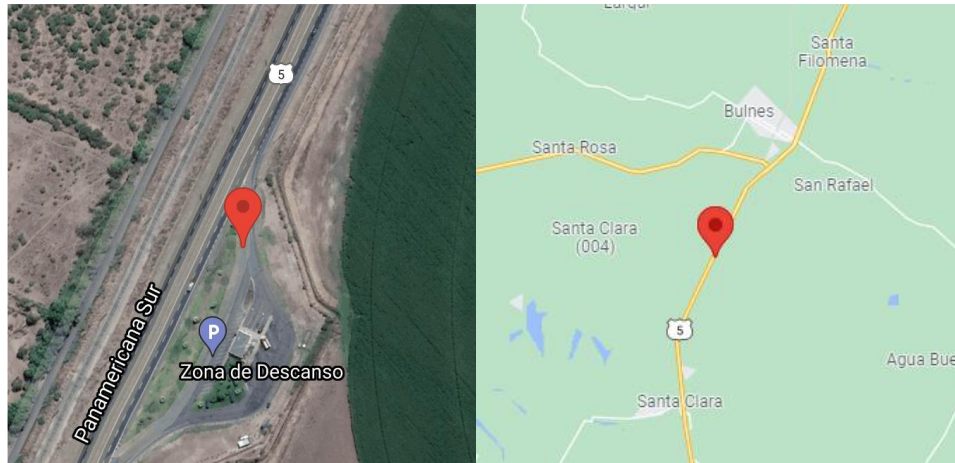


Figura 3.2 Ubicación geográfica del área de servicios. [Fuente: Google Earth]

Dicha área de servicios cuenta con diferentes consumos como iluminación interior y exterior, tomas de corriente, hervidores eléctricos, microondas, termos eléctricos para las duchas, secadores de manos y motores eléctricos para poso de agua y tratamiento de aguas residuales, lo que resulta realmente interesante para aprovechar en estos consumos la energía generada en los momentos donde esta generación exceda la demanda requerida por la estación de recarga.

3.5.1 Espacio disponible

De acuerdo con el área disponible del área de servicios será posible determinar cuántos paneles se instalarán, y por ende se podrá conocer la capacidad instalada y estimar la generación asociada a la misma. En el área de servicios en cuestión se observan áreas de estacionamiento, espacio libre y techumbre lo cual es área potencial para la instalación de paneles solares como se puede observar en la figura 3.3.



Figura 3.3 Área de servicios. [Fuente: Google Earth]

Se opta por utilizar el área de los estacionamientos frontales y las zonas laterales, como se observa en la figura 3.4 aprovechando en lo posible la mayor cantidad de espacio disponible, no se considerará el área de estacionamiento trasera debido a que esta está enfocada a estacionamiento para camiones. Es importante destacar que, al aprovechar el área de los estacionamientos, permite también proporcionar mayor comodidad a las personas que utilicen la instalación debido a que los paneles fotovoltaicos ubicados sobre los estacionamientos formarían un techo proporcionando sombra sobre estos.



Figura 3.4 Áreas seleccionadas para ubicación de paneles. [Fuente: Google Earth]

Así, las áreas a utilizar para los sistemas fotovoltaicos, de izquierda a derecha de acuerdo con la figura 3.4 son de aproximadamente 1350 m², 394 m² y 1240 m², según cálculos realizados con el software Google Earth. En el siguiente capítulo se procederá a calcular el total de paneles que es posible instalar en cada área obteniéndose así la capacidad total de la instalación.

3.6. Radiación solar asociada a la ubicación geográfica

La radiación que proyecta el sol se ve en parte absorbida, reflejada y dispersada por las nubes y las partículas o las moléculas que componen la atmósfera terrestre, es por esto por lo que la radiación solar varía de acuerdo con la ubicación geográfica del planeta. Por lo tanto, es importante conocer las características de radiación correspondientes a la ubicación.

A continuación, se muestran los datos obtenidos de radiación mensual y diaria en Explorador Solar, datos importantes para estimar la energía solar disponible en la zona, para más detalle dirigirse al anexo A, cabe destacar que también se extrajeron los registros horarios de condiciones climatológicas para la simulación de generación fotovoltaica en el programa PVSOL.

3.6.1 Radiación solar mensual

A continuación, se muestran el promedio mensual de radiación separando en sus componentes de radiación difusa y directa.

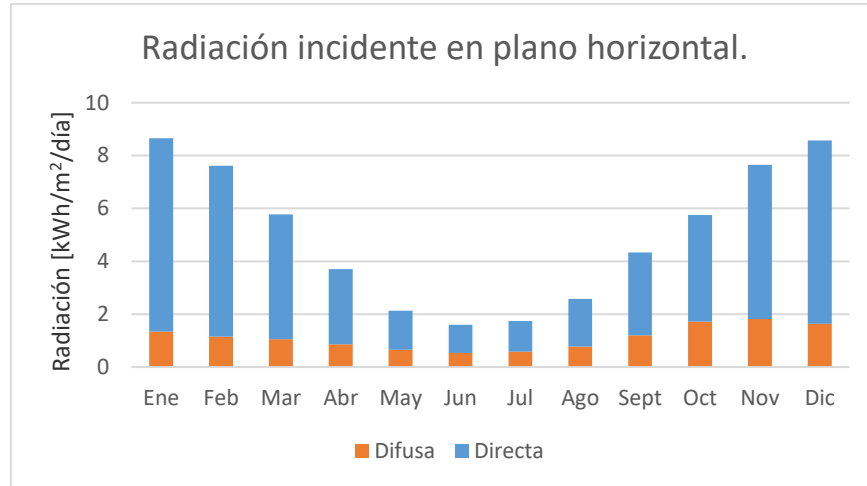


Figura 3.5 Gráfica de la radiación mensual en plano horizontal. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar]

En la gráfica de la Figura 3.5 se observa la radiación promedio mensual en plano horizontal separando en los componentes de radiación difusa y directa. Se puede observar claramente como varía la radiación durante el año donde es en los meses de primavera y verano cuando existe la mayor radiación y por ende mayor generación, lo que llevaría a concluir inicialmente que es en estos meses donde existirán los mayores ahorros energéticos.

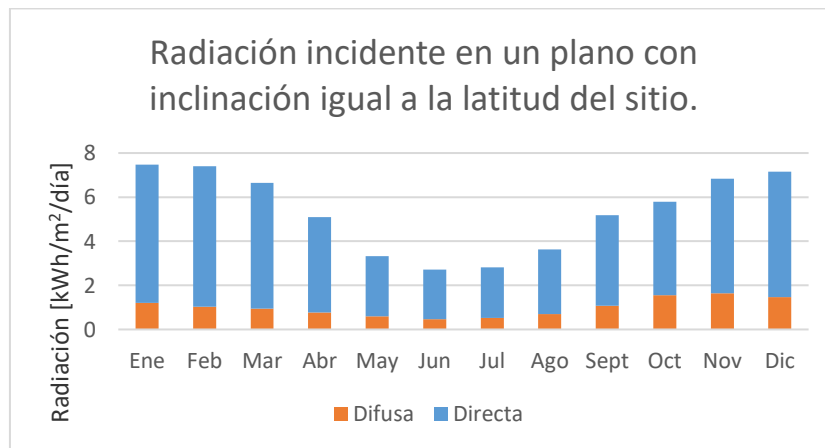


Figura 3.6 Radiación mensual en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar]

En la gráfica de la figura 3.6 se observa la radiación promedio mensual en plano inclinado igual a la latitud del punto geográfico, esta inclinación es la óptima para maximizar la radiación percibida por el panel solar, lo que se observa al comparar con la radiación en plano horizontal la cual es menor en los meses de invierno, así, se deja en claro que se debe utilizar una inclinación específica en los paneles de acuerdo con la ubicación.

3.6.2 Radiación solar horaria

A continuación, se muestran el promedio horario de radiación separando en sus componentes de radiación difusa y directa.

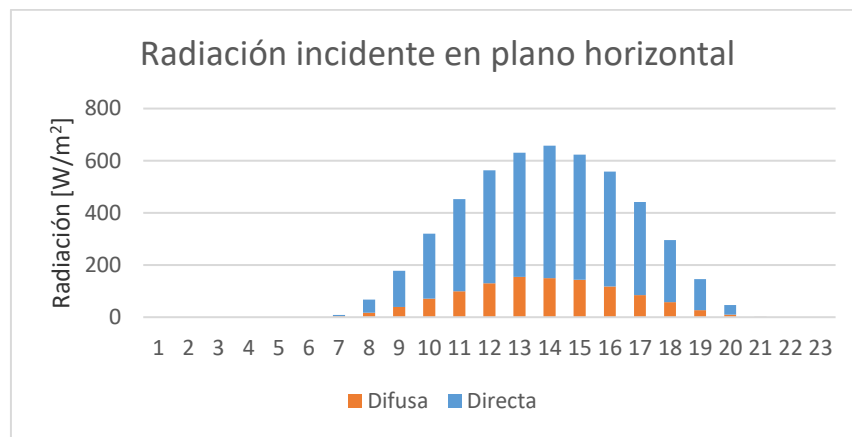


Figura 3.7 Radiación horaria en plano horizontal. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar]

En la Figura 3.7 se observa el promedio de radiación horaria incidente en el plano horizontal, se observa claramente el comportamiento de la radiación según la hora del día, donde es en el medio día solar cuando existe la mayor radiación y por ende la mayor generación energética.

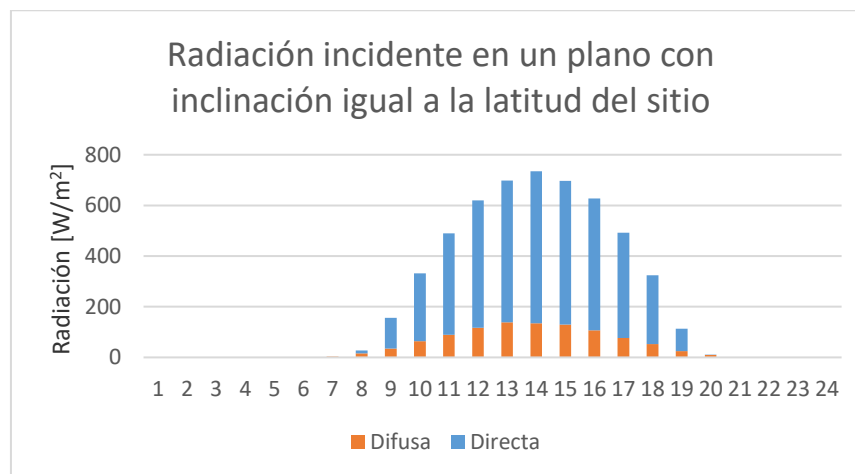


Figura 3.8 Radiación diaria en plano inclinado igual a la latitud del sitio. [Elaboración propia a partir de información obtenida en Explorador Solar]

Al igual que en la radiación promedio mensual en plano inclinado, en la Figura 3.8 se observa como la inclinación afecta la radiación percibida, donde los peaks de radiación por metro cuadrado son mayores en este caso comparado con el plano horizontal.

3.7. Demanda estimada de recargas diarias

Dado que en la actualidad no existe una gran presencia de vehículos eléctricos en el parque automotriz no sería interesante diseñar una instalación para el flujo actual de vehículos eléctricos (alrededor de 1394 VE en Chile en agosto 2021 [1]). Es así entonces, que se diseñará la instalación considerando una demanda estimada para el año 2040 debido a las múltiples proyecciones y metas que apuntan a este año en particular, se estima un flujo vehicular en el peaje de Santa Clara cercano al punto de ubicación de la instalación, con el fin de poder determinar cuántos vehículos eléctricos pasarían por la ruta al día y, por lo tanto, solicitarían carga. Además, sobre la demanda energética de recargas diarias estimada se le sumará la demanda de la propia instalación del área de servicios. Lo mencionado, será calculado y detallado en el capítulo siguiente.

3.7.1 Proyección y análisis del flujo de vehículos eléctricos (VE)

Para el cálculo de la demanda de recargas diarias se considera la proyección de la penetración de vehículos eléctricos para el año 2040 en “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión” publicado en el año 2021 [20], donde se menciona que, existirán alrededor de un millón de VE livianos para el año 2040 lo que representará el 14,7% del parque automotriz de vehículos livianos y medianos.

Luego, es necesario conocer el flujo de vehículos eléctricos que pasarían por la ruta 5 en el punto del área de servicios, este dato se obtiene a partir de conversaciones con la concesionaria Ruta del Bosque, la cual, entregó datos reales del flujo horario vehicular del peaje de Santa Clara, el cual se encuentra cercano al área de servicios y no existen enlaces ni cruces importantes entre estos dos puntos, por lo tanto, se considera que el flujo por el peaje será igual o similar al flujo vehicular que pasa por fuera del área de servicios.

Inicialmente el flujo vehicular por fuera del área de servicios se proyectará para el año 2040 considerando la tendencia de crecimiento anual en el flujo de vehículos livianos en el peaje Santa Clara, como se observa en la figura 3.9. Esto fue calculado a partir de los datos de flujo vehicular de años anteriores.

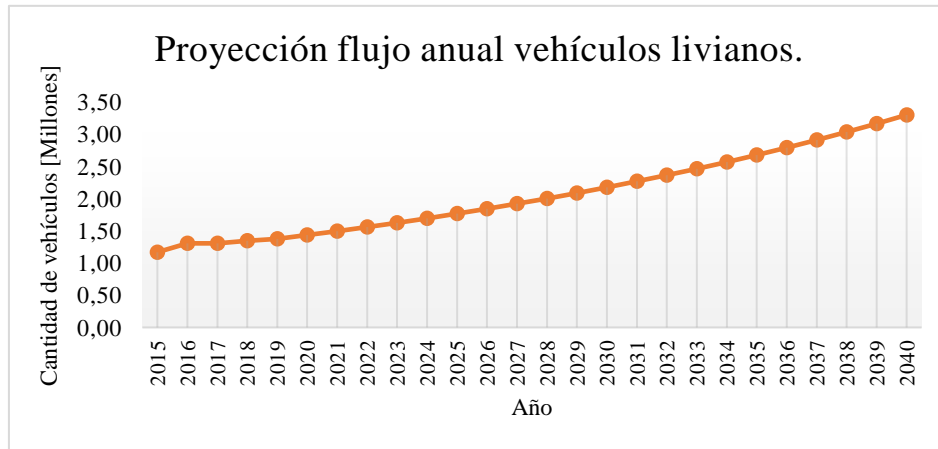


Figura 3.9 Proyección flujo EV hasta año 2040. [Elaboración propia]

Para el año en cuestión, se estima que, del total de vehículos livianos en circulación, el 14,7% serán VE [20] como se explicó anteriormente, por lo tanto, se asume el mismo porcentaje para el flujo vehicular por la ruta en el punto del área de servicios.

Luego de analizar los datos de flujo horario por cada mes, es posible obtener el flujo mensual de vehículos eléctricos por la ruta a la altura del peaje Santa Clara estimado para el año 2040 resumido en la figura 3.10.

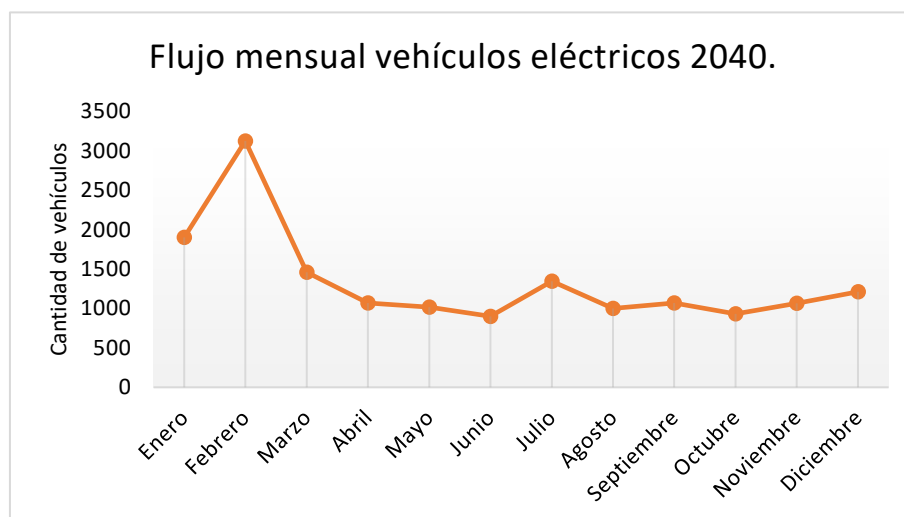


Figura 3.10 Flujo mensual proyectado al año 2040. [Elaboración propia]

El flujo de vehículos livianos por la ruta 5 tiene un comportamiento cambiante de carácter mensual donde este flujo tiene su mayor diferencia en vacaciones del periodo estival, las cuales corresponden principalmente al mes de febrero, como se observa en la figura 3.10 se puede notar como en este mes aumenta drásticamente este flujo vehicular. Por lo tanto, para una mejor representación, se procederá a analizar los datos entregados para elaborar un perfil de recargas horario para cada mes del año.

Se obtiene un perfil de recargas considerando el porcentaje de detenciones en el área de servicios, dato aportado por la concesionaria luego de un conteo de vehículos livianos que utilizan las instalaciones del AS, el cual corresponde al 3,03% de los vehículos livianos que pasan por fuera de estas instalaciones, se utiliza este dato debido a que se asume que los vehículos eléctricos que utilicen esta área de servicios cargarán sus baterías utilizando la estación de recarga disponible aprovechando el tiempo de su estadía en la instalación, así, el porcentaje de detenciones de vehículos eléctricos en el área de servicios corresponde al 3,03% del flujo de vehículos eléctricos que pasan por fuera de esta, lo que determina el perfil de detenciones de VE por hora, el cual se aplica para cada mes del año como se explicó anteriormente.

Finalmente luego de analizar los datos horarios para cada mes y proyectarlos al año 2040, obtenemos los perfiles de detenciones por hora de VE en el área de servicios por cada mes del año resumiéndose en la figura 3.11 donde se destaca que la curva tiene un comportamiento similar en todos los meses del año en diferentes magnitudes, observándose un peak del flujo alrededor de las 17:00 hrs, además se destaca el mes de febrero que corresponde al mes de mayor flujo vehicular en el año.

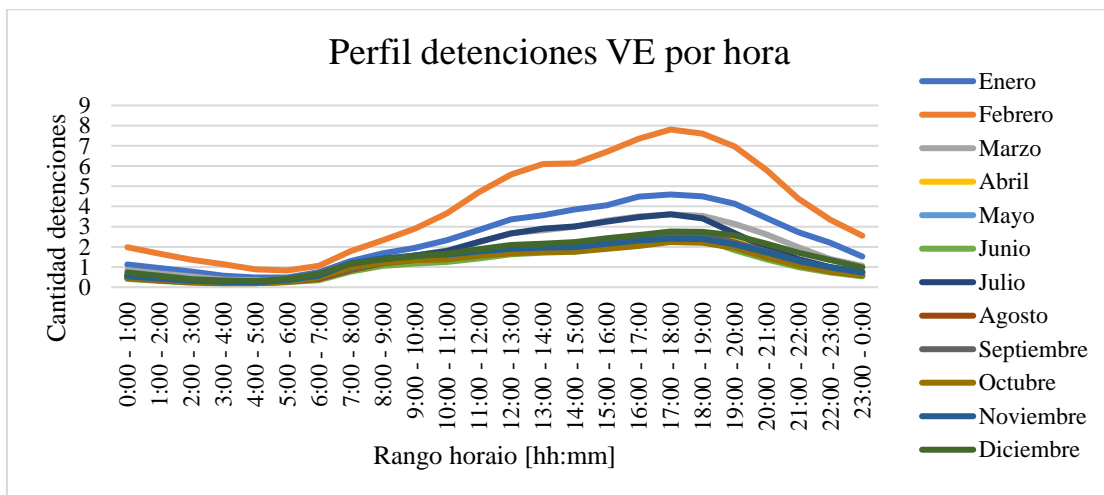


Figura 3.11 Perfil detenciones de VE diarias por mes. [Elaboración propia]

De la figura 3.11 se destaca la clara tendencia del aumento en el flujo vehicular desde el mediodía hasta horas de la tarde para luego disminuir durante la noche. Esto puede ser beneficioso para la incorporación de la generación fotovoltaica ya que como esta tiene su peak a medio día, la energía generada se puede aprovechar de mejor forma para la alimentación de los vehículos eléctricos. Luego, se observa que puede existir un déficit de generación versus consumo energético para las horas más cercanas a las 19:00 dado que el recurso solar disminuye a medida que avanza la tarde y como se observa el flujo vehicular se ve en aumento, lo que trae a su vez un aumento en la demanda de recargas y por ende de energía.

Se muestran a continuación las figuras 3.12 y 3.13 de los flujos horarios de detenciones de vehículos eléctricos para los meses de febrero y junio que corresponden al mayor y menor flujo vehicular del año respectivamente, con el fin de observar la similitud en el comportamiento del flujo vehicular, pero que a su vez existe una clara diferencia en la cantidad de vehículos en circulación.

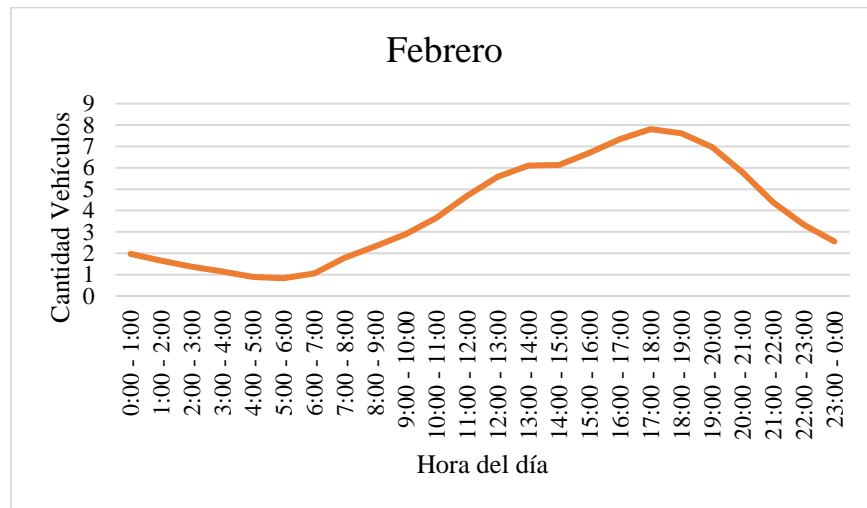


Figura 3.12 Perfil de detenciones diarias mes de febrero 2040. [Elaboración propia]

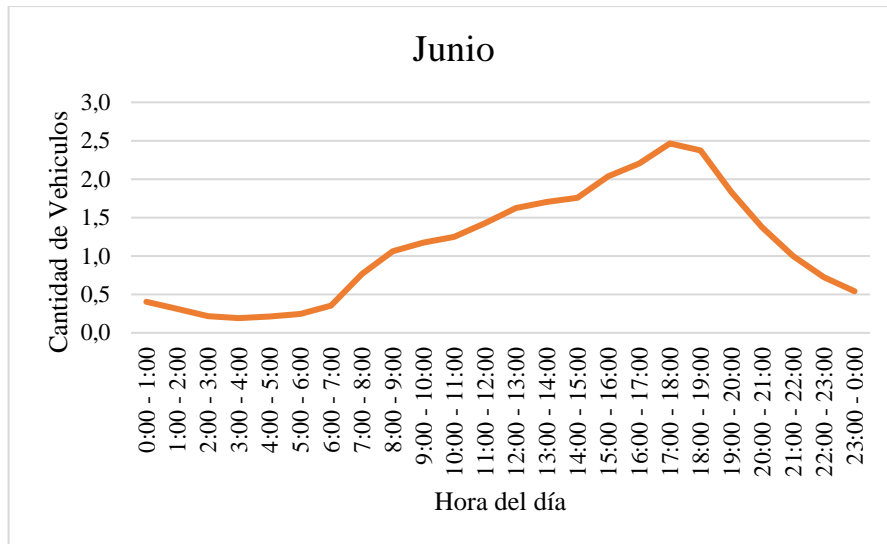


Figura 3.13 Perfil de detenciones diarias mes de junio 2040. [Elaboración propia]



Capítulo 4. Desarrollo

4.1. Introducción

Como se explicó, este trabajo está enfocado en el análisis energético de un sistema fotovoltaico asociado a un sistema de recarga de vehículos eléctricos, donde el principal objetivo es proporcionar la energía generada a los mismos y cuando existan excedentes aprovechar esta energía en otras cargas presentes o bien verterla a la red eléctrica. Además, es importante recalcar que el incorporar la generación fotovoltaica a este tipo de instalaciones permite disminuir aún más las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). A continuación, se detalla el trabajo realizado en el desarrollo, selección de equipamiento y estudio del sistema fotovoltaico y SAVE.

Para el desarrollo de este trabajo, en primer lugar, se busca un software adecuado para las simulaciones correspondientes, seleccionándose el software PVSOL, donde se procede a aprender a utilizar dicho programa y a realizar distintas pruebas de simulación. Luego del proceso descrito, se procede a comparar y determinar el equipamiento a utilizar en el sistema fotovoltaico y el sistema de recarga, específicamente se seleccionan paneles, inversores y los cargadores de vehículos eléctricos. Se determinan la cantidad de paneles a instalar de acuerdo con los espacios disponibles y simulaciones con el software mencionado. También se realiza un cálculo de la demanda energética de los sistemas de recarga y se suma a la del área de servicios existente con el fin de comparar la generación con el consumo de la instalación.

4.2. Sistema Fotovoltaico


Como se aclaró anteriormente, el fin de este proyecto es promover el uso de las energías limpias añadiendo al punto de recarga el uso de un sistema fotovoltaico que complemente energéticamente la instalación de recarga. En este apartado se detalla el diseño de este sistema fotovoltaico, donde en primer lugar se seleccionan los equipos necesarios para luego, proceder a las simulaciones correspondientes donde se determinará el número total de paneles e inversores a utilizar, así como también la generación estimada.

4.2.1 Panel Fotovoltaico seleccionado

El modelo de panel fotovoltaico seleccionado corresponde al de la empresa Canadian Solar modelo Hiku6 CS6W-540, las características técnicas están detalladas en la tabla 4.1 estos datos son ingresados al software de simulación para posteriormente determinar datos de generación. Este modelo de panel fotovoltaico es del tipo monocristalino con una potencia nominal de 540Wp. Si bien, se tuvo en cuenta otros modelos de paneles fotovoltaicos de similares características, se decanta por este modelo debido a su menor costo por watt peak, para más detalle dirigirse al anexo.

Tabla 4.1 Ficha técnica panel solar (Irradiancia de 1000W/m² a 25 °C). [Fuente: Elaboración propia]

HiKu6 CS6W-530	
Potencia nominal (Pmax)	540 [W]
Tensión en circuito abierto (Voc)	49,2 [V]
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,9 [A]
Eficiencia del modulo	21,1 [%]
Voltaje máximo (Vmpp)	41,3 [V]
Corriente máxima (Impp)	13,08 [A]
Temperatura nominal de operación	41°C±3°C
Coeficiente de T° de Voc	-0,26%/°C
Coeficiente de T° de Isc	0,05%/°C
Coeficiente de T° de Pmax	-0,34%/°C
Voltaje máximo del sistema	1500 Vdc



Cabe destacar que los valores mostrados en la tabla 4.1 son utilizados por el software de simulación PVSOL para realizar las simulaciones correspondientes.

4.2.2 Inversores seleccionados

Se compararon diferentes modelos de inversores de diferentes potencias para tener un amplio abanico de opciones al momento de escoger el inversor adecuado debido a que la potencia a seleccionar de cada inversor está determinada por la suma de las potencias peak de los arreglos fotovoltaicos a los que están conectados, por lo tanto, de simulaciones y optimizaciones realizadas con el software PVSOL, se obtienen los modelos de inversores a utilizar mostrados en la las figuras 4.1 y 4.2 y se detallan sus características principales en la tabla 4.2:

Tabla 4.2 Inversores a utilizar en el sistema. [Elaboración propia]

Modelo	Potencia nominal	No. MPPT	Rango tensión MPPT	Corriente máx. entrada	Tensión nominal de salida
GW30K-MT	30 kW	3	200-950	25	400, 3L/N/PE
GW110K-HT	110 kW	10	500-850	30	400, 3L/N/PE

**Figura 4.1 Inversor GW30K-MT. [Ficha técnica inversor GW30K-MT]****Figura 4.2 Inversor GW110K-HT. [Ficha técnica inversor GW110K-HT]**

Estos inversores se utilizarán en las distintas áreas del sistema fotovoltaico considerando la potencia peak de cada una de acuerdo con la cantidad de paneles instalados, donde además se deben conectar los arreglos de paneles considerando la corriente y tensión de entrada por cada MPPT (seguidor del punto de máxima potencia), la cantidad y ubicación de estos inversores están detallados en los apartados siguientes.

4.2.3 Distancia entre filas

Con el panel solar seleccionado es necesario determinar las distancias entre las filas de paneles a instalar, con el fin de disminuir pérdidas por sombreado entre los paneles maximizando entonces la generación anual, se tendrá en cuenta el tiempo en que los paneles estarán expuestos al sol directo considerando los días más cortos del año donde se toma como referencia el solsticio de invierno.

En primer lugar, se establece la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, donde de [15] y de simulaciones hechas en Explorador Solar la inclinación óptima de los paneles debe ser de 30° con una orientación (Angulo azimut) de 0°.

Luego, la expresión para utilizar en el cálculo de la distancia (d) entre paneles para superficies horizontales para minimizar la pérdida de producción por el efecto de sombras se determina a partir de la figura 4.3:

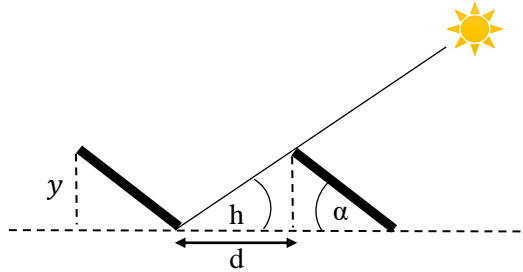


Figura 4.3 Distancia entre módulos. [Elaboración propia]

Donde, α corresponde al ángulo de inclinación del panel, y corresponde a la altura del panel y h corresponde a la altura máxima del sol en el solsticio de invierno, esto se hace para asegurar un mínimo de sombras considerando el peor escenario de irradiación sobre los paneles. Esta altura h se determina a partir de la declinación solar con la ecuación aproximada de Cooper [17]:

Declinación solar dada por la ecuación 4.1.

$$\delta(n) = 23,45 * \sin \left[360 * \frac{284 + n}{365} \right] \quad (4.1)$$

Luego, la altura solar h está dada por la ecuación 4.2.

$$\sin h = \sin \Phi \sin \delta + \cos \Phi \cos \delta \cos AH \quad (4.2)$$

La altura y está dada por la ecuación 4.3.

$$y = A * \sin \alpha, \quad (4.3)$$

Y, finalmente se puede determinar la distancia con la ecuación 4.4.

$$d = y / \tan (h) \quad (4.4)$$

Donde:

n : Día del año, donde el primero de enero es el día uno y 31 de diciembre el día 365.

Φ : Latitud.

δ : Declinación, posición angular del sol con respecto al plano ecuatorial celeste, al mediodía solar.

AH : Ángulo de la hora, el mediodía solar es el cero, cada 15° es una hora, donde las mañanas son negativas y las tardes positivas.

A: Altura del panel.

La latitud del área de servicios es $-36,7835$ y la longitud es $-72,3156$. Donde el ángulo óptimo de inclinación del panel (α) es 30° como se mencionó anteriormente y dado que los paneles serán posicionados en forma vertical, $a= 2,261$ m.

De la ecuación 4.3, obtenemos que:

$$y = 2,261 * \sin 30$$

$$y = 1,131 \text{ m}$$

Así, siguiendo las ecuaciones descritas anteriormente se obtiene la tabla 4.3 de distancias entre filas de paneles de acuerdo con cada hora de día en solsticio de invierno lo que corresponde al peor escenario de horas de luz disponibles sobre los paneles solares.

Tabla 4.3 Cálculo de distancia entre filas. [Elaboración propia]

Hora	AH [°]	Altura Solar [°]	Distancia [m]
8:00	-60	7,42	8,68
8:30	-52,5	12,06	5,29
9:00	-45	16,34	3,86
9:30	-37,5	20,16	3,08
10:00	-30	23,46	2,61
10:30	-22,5	26,14	2,30
11:00	-15	28,13	2,11
11:30	-7,5	29,35	2,01
12:00	0	29,77	1,98
12:30	7,5	29,35	2,01
13:00	15	28,13	2,11
13:30	22,5	26,14	2,30
14:00	30	23,46	2,61
14:30	37,5	20,16	3,08
15:00	45	16,34	3,86
15:30	52,5	12,06	5,29
16:00	60	7,42	8,68

Finalmente, se elige la distancia mínima de 2,61 [m] de modo de tener una separación que asegura tener 4 horas de sol directo sobre los paneles en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta información es clave para determina el número de paneles que es posible ubicar en las distintas áreas disponibles para el sistema FV.

De acuerdo con lo calculado, el espacio disponible y simulaciones con el software PVSOL, se determina la ubicación de las formaciones de módulos, el número de paneles a instalar y la cantidad de arreglos conectados a cada inversor.

4.2.4 Sección de cableado

En este ítem se procede a mostrar los cálculos necesarios para dimensionar correctamente el cableado tanto en CC (string-inversor) como de AC (inversor-punto de inyección), con el fin de ingresar estos datos al programa de simulación y este pueda considerar las pérdidas sobre el cableado. Cabe destacar que este cálculo se realiza después de haber determinado la capacidad instalada e inversores a utilizar en el sistema.

Lado CC

De acuerdo con lo que establece la norma RGR 02/2020 [3] en el punto 11.16, para el dimensionamiento de los conductores del lado de corriente continua se debe establecer una caída de tensión máxima de 1,5% para cada string. También, según la misma norma en el numeral 11.17, el conductor debe dimensionarse considerando una corriente máxima de 1,25 veces la corriente nominal del string.

Así, la sección del conductor está dada por la ecuación 4.5.

$$S = \frac{2 * I_{nom} * 1,25 * \rho * l}{U_{cc} * \% \Delta V} \quad (4.5)$$

Donde:

S : Sección del conductor (mm²).

I_{nom} : Corriente nominal del string (A).

ρ : Resistividad del conductor (cobre: 0,018 $\Omega * mm^2/m$).

l : Largo del conductor (m).

U_{cc} : Tensión entre el polo positivo y negativo del string (V).

% ΔV : Caída de tensión objetivo.

Para ejemplificar, se procede a calcular la sección de conductor que conectan los string del sistema de la zona de estacionamientos en la tabla 4.4, cabe destacar que se selecciona la sección de conductor disponible en el programa de simulación.

Tabla 4.4 Parámetros para cálculo de sección de conductor lado CC zona estacionamientos. [Elaboración propia]

Zona	Inversor	MPPT	Módulos por string	Corriente	Tensión	Distancia	Sección calculada	Sección seleccionada
Estacionamientos	30 kW	1	18	13,08	743,4	15	0,792	2,5
		2	17	13,08	702,1	7	0,391	2,5
		3	17	13,08	702,1	7	0,391	2,5

Lado AC

Para determinar la sección del conductor que transportará la energía desde cada inversor, se debe determinar la corriente que circulará a través de este a través de la ecuación 4.6.

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * fp} \quad (4.6)$$

Donde:

- I_n : Corriente nominal de salida del inversor.
- P_n : Potencia nominal del inversor.
- V_n : Voltaje línea-línea de salida del inversor.
- fp : Factor de potencia.

Luego, según la norma RGR 02/2020 [3] en el numeral 11.18, el conductor debe dimensionarse considerando una corriente máxima de 1,25 veces la corriente nominal del string. Además, en el numeral 11.19 se establece que la caída de tensión en el lado de AC debe ser inferior a 3%.

Así, la sección del conductor está dada por la ecuación 4.7.

$$S = \frac{\sqrt{3} * I_{nom} * 1,25 * \rho * l}{U_l * \% \Delta V} \quad (4.7)$$

Donde:

- S : Sección del conductor(mm²).

- I_{nom} : Corriente nominal del string (A).
- ρ : Resistividad del conductor (cobre: $0,018 \Omega * mm^2/m$).
- l : Largo del conductor (m).
- U_1 : Tensión de línea en salida del inversor (V).
- $\% \Delta V$: Caída de tensión objetivo

Utilizando las ecuaciones 4.6 y 4.7 y reemplazando los parámetros correspondientes se elabora la tabla 4.5 de cálculo de secciones del conductor, cabe destacar que se selecciona la sección de conductor disponible en el programa de simulación.

Tabla 4.5 Selección de sección de conductor. [Elaboración propia]

Zona	Potencia de inversor	Distancia	Sección calculada	Sección seleccionada ¹
Estacionamientos	30	20	6,23	10
Sur	110	35	39,99	50
	30	35	10,91	16
Norte	110	100	114,27	120

4.2.5 Descripción del sistema fotovoltaico

Luego, como las superficies escogidas para ubicar los paneles son tres, se procede a desglosar cada una de estas en los apartados siguientes de acuerdo con el espacio disponible y simulaciones realizadas en el software de simulación.

Superficie de estacionamientos frontales

Esta área corresponde a la de los estacionamientos frontales del área de servicios como se puede observar en la figura 4.4, estos paneles son ubicados a 3 metros de altura con el fin de posibilitar el acceso a estacionamiento a los vehículos livianos, además de permitir la instalación de los SAVE. La cantidad de paneles ubicados en esta área de acuerdo con el espacio disponible, así como la capacidad instalada se detalla en la tabla 4.6.

¹ Sección seleccionada de acuerdo con la sección disponible en el programa de simulación.

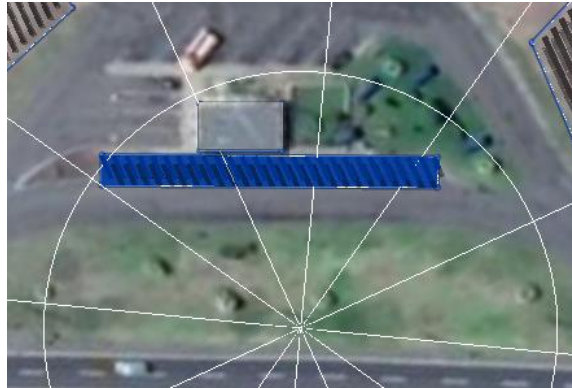


Figura 4.4 Superficie estacionamientos frontales. [Fuente: PVSOL]

Tabla 4.6 Detalle Superficie estacionamientos frontales. [Elaboración propia]

Cantidad de paneles	52
Cantidad de filas	13
Capacidad instalada	28,08 kWp
Nro. Inversores	1
Capacidad Inversor	30 kW

El inversor óptimo para este sistema es el modelo GW30 K-MT con potencia nominal de 30 kW, posee 3 MPPT (seguidor del punto de máxima potencia) permitiendo la conexión de 2 cadenas de paneles por cada seguidor, en este caso se conectan 2 MPPT con un arreglo de 17 paneles cada uno y 1 arreglo de 18 paneles en el MPPT restante.

Lo descrito anteriormente se puede apreciar en el esquema de conexión de la superficie de estacionamientos frontales en la figura 4.5, se muestran también las secciones y distancias aproximadas de los conductores respectivos calculados como se mostró en el apartado anterior (para mayor detalle dirigirse a anexo E).

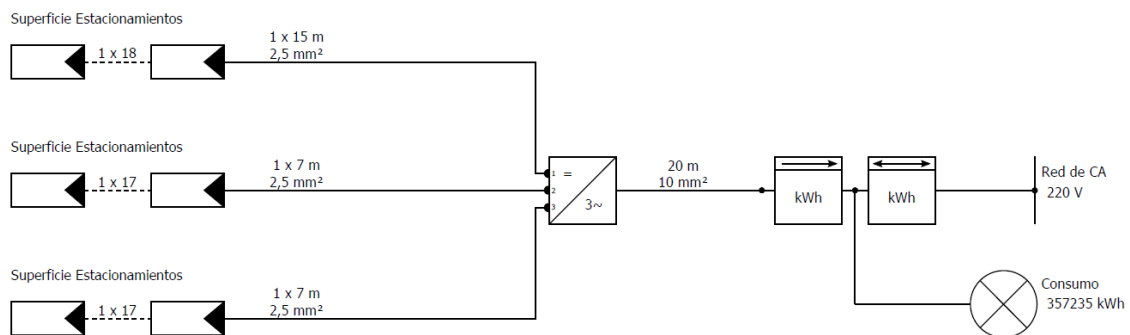


Figura 4.5 Esquema conexión superficie estacionamientos. [Fuente: PVSOL]

Superficie Norte

Esta área corresponde a al espacio libre del lado Norte del área de servicios como se observa en la figura 4.6. La cantidad de paneles ubicados en esta área de acuerdo con el espacio disponible, así como la capacidad instalada se detalla en la tabla 4.7.

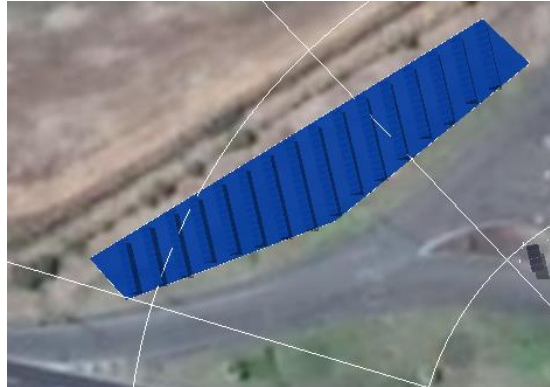


Figura 4.6 Superficie Norte. [Fuente: PVSOL]

Tabla 4.7 Detalle superficie Norte. [Elaboración propia]

Cantidad de paneles	208
Cantidad de filas	16
Capacidad instalada	112,32 kWp
Nro. Inversores	1
Capacidad inversor	110 kW

Si bien en esta zona la capacidad instalada es de 112,32 kWp se opta por instalar el inversor GW110K-HT de una potencia de 110 kW quedando levemente sobredimensionado en su potencia de salida, pero cabe destacar que según su ficha técnica este inversor permite una potencia máxima de entrada DC de 165 kW.

La conexión de los arreglos fotovoltaicos de acuerdo con las simulaciones realizadas en el programa PVsol queda en: 4 MPPT con 2 arreglos de 14 paneles en serie, dos MPPT con dos arreglos de 10 paneles en serie y 4 MPPT con un arreglo de 14 paneles en serie.

Para mejor comprensión en la figura 4.7 se muestra el esquema de conexión del sistema descrito, cabe destacar que se muestran distancias aproximadas de los cables y sus secciones de acuerdo con lo calculado en el apartado anterior (para mayor detalle dirigirse a anexo E).

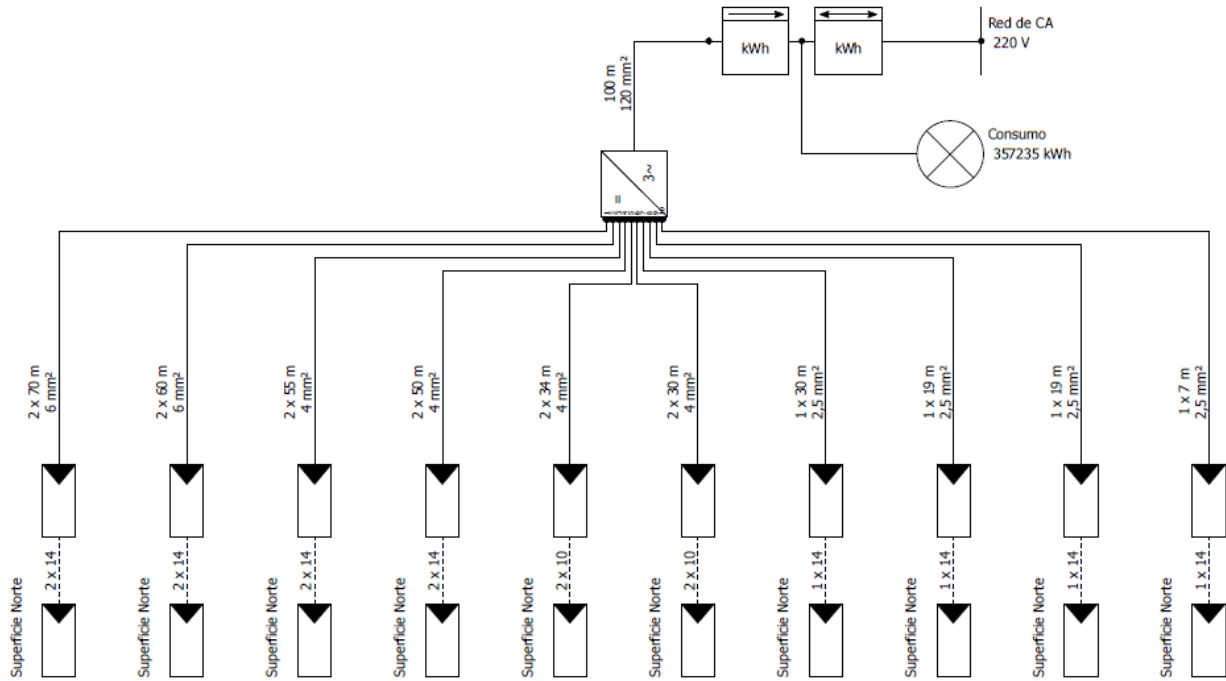


Figura 4.7 Esquema conexión superficie Norte. [Fuente: PVSOL]

Superficie Sur

Esta área corresponde a al espacio libre del lado Sur del área de servicios como se observa en la figura 4.8. La cantidad de paneles ubicados en esta área de acuerdo con el espacio disponible, el detalle de los inversores, así como la capacidad instalada se detallan en la tabla 4.8.

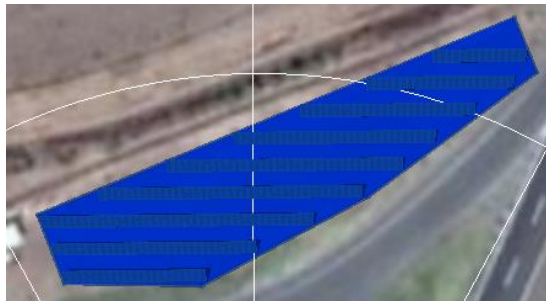


Figura 4.8 Superficie Sur. [Fuente: PVSOL]

Tabla 4.8 Detalle superficie Sur. [Elaboración propia]

Cantidad de paneles	257
Cantidad de filas	9
Capacidad instalada	138,58 kWp
Nro. Inversores	2
Capacidad Inversor 1	110 kW
Capacidad Inversor 2	30 kW

La conexión de los arreglos fotovoltaicos conectados al inversor 1 de esta zona, de acuerdo con simulaciones realizadas en el programa PVsol queda en: 3 MPPT con 2 arreglos de 15 paneles en serie, 5 MPPT con un arreglo de 15 paneles, 1 MPPT con un arreglo de 10 paneles en serie y 1 MPPT con un arreglo de 17 paneles en serie.

La conexión de los arreglos fotovoltaicos conectados al inversor 2 de acuerdo con simulaciones realizadas en el programa PVsol queda en: 2 MPPT con un arreglo de 18 paneles en serie y 1 MPPT con un arreglo de 19 paneles en serie.

Para mejor comprensión en la figura 4.9 se muestra el esquema de conexión del sistema descrito, cabe destacar que se muestran distancias aproximadas de los cables y sus secciones de acuerdo con lo calculado en el apartado anterior (para mayor detalle dirigirse a anexo E).

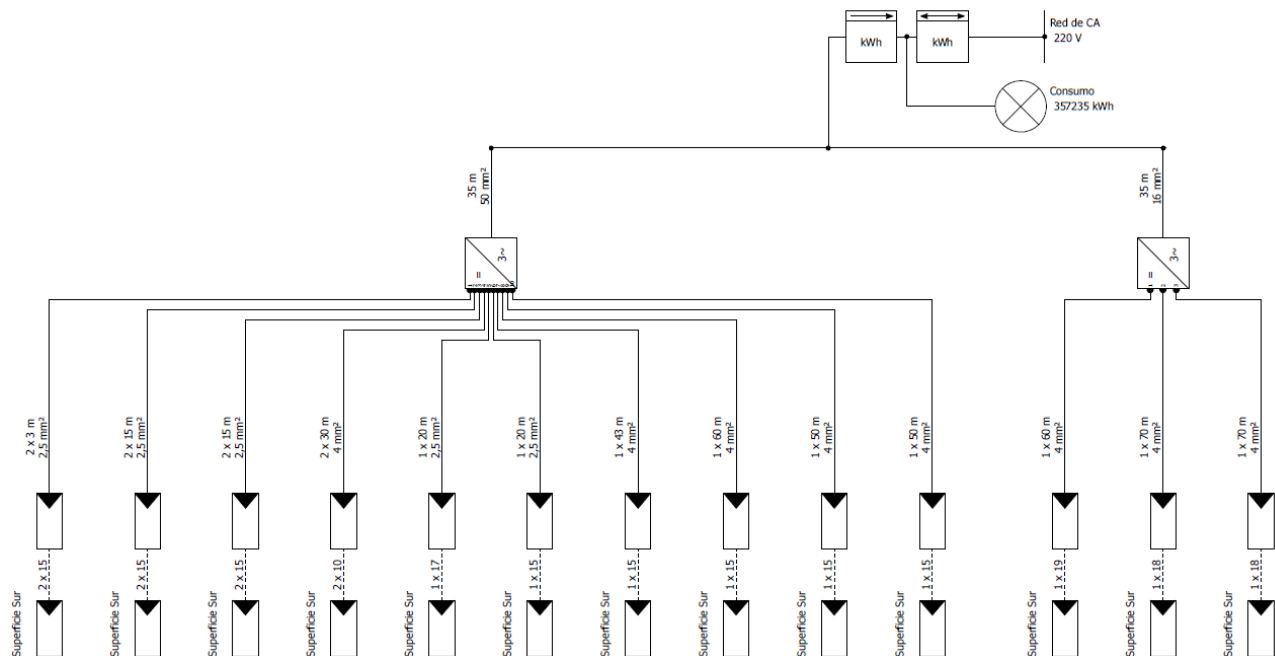


Figura 4.9 Esquema conexión superficie Sur. [Fuente: PVSOL]

Resumen

Es importante mencionar que las conexiones de los arreglos en cada inversor se realizan considerando que la corriente y voltaje de entrada deben estar en los rangos permitidos por los MPPT de los mismos, datos que se resumen en la tabla 4.2 y se detallan en la ficha técnica de los inversores, la cual se encuentra en el anexo de este trabajo.

Finalmente, como resumen, se tiene 3 sistemas fotovoltaicos con un total de 517 módulos con una capacidad instalada de 279,18 kWp valor que se encuentra dentro de lo permitido para optar a conexión a red apegándose a la ley Netbilling. Se necesita de 4 inversores, de los cuales 2 tienen una capacidad de 30 kW y 2 tienen una capacidad de 110 kW, donde de estos inversores el modelo GW30 K-MT con potencia nominal de 30 kW es instalado en el área de estacionamientos frontales, el modelo GW110K-HT de una potencia de 110 kW es instalado en la Área Norte y luego ambos modelos GW30 K-MT y GW110K-HT son instalados en el Área Sur.

4.2.6 Estructura de soporte

Según la instrucción técnica RGR N°02/2020, la estructura de soporte o montaje para los paneles solares debe cumplir con estándares de seguridad de edificación respecto a las condiciones climáticas asegurando la sujeción de los paneles a la estructura misma, además de estar preparada para soportar sismos debido a la naturaleza sísmica de nuestro país.

La estructura deberá ser del tipo metálica, con puesta a tierra para asegurar la seguridad al acceso a las instalaciones. Además, en la normativa se menciona que todo el sistema fotovoltaico debe contar con las medidas de protección necesarias que impidan el acceso a personas ajenas a la instalación evitando accidentes.

Dada las características del sistema fotovoltaico de este trabajo la estructura se instalará sobre suelo. En la figura 4.10 se muestra un ejemplo de estructura de montaje sobre suelo para paneles fotovoltaicos.

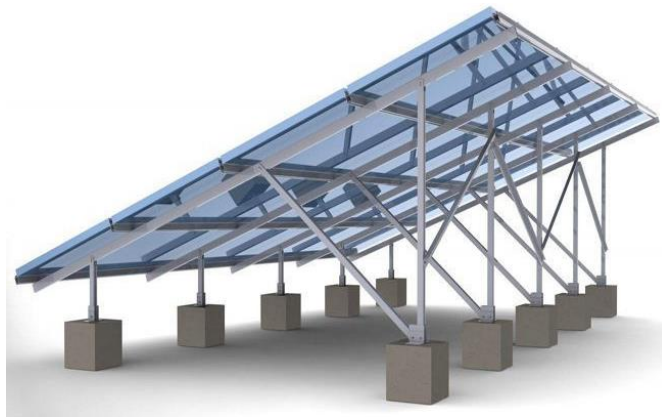


Figura 4.10 Ejemplo estructura de soporte para paneles solares. [46]

4.3. Sistema de alimentación de vehículos eléctricos (SAVE)

Este es el consumo energético principal de la instalación, donde se pretende que la energía generada en el sistema fotovoltaico sea utilizada en lo posible en la recarga de las baterías de los vehículos eléctricos. En este apartado se selecciona el modelo del cargador de vehículos eléctricos de acuerdo con la normativa y recomendaciones presentes en Chile.

4.3.1 Selección del cargador eléctrico o SAVE

Se realizaron cotizaciones para 3 cargadores de capacidades y prestaciones similares en diferentes empresas que podrían ser útiles para este proyecto. En este punto se tienen en cuenta diferentes características de las estaciones para poder llegar a la elección óptima, como la potencia de salida y entrada, el precio, la compatibilidad de conectores de acuerdo con recomendaciones y estándares chilenos e interacción con el usuario. A continuación, se describen los cargadores cotizados.

- **ABB Terra 54 CJG**

Este modelo ofrece carga rápida multi estándar a 50kW en corriente continua con dos conectores, uno tipo CCS 2 y otro CHAdeMO, también permite recarga a 43kW en corriente alterna con un conector Tipo 2, estos conectores se adecuan a las publicaciones y recomendaciones dadas por el Gobierno de Chile [11]. Este cargador permite la recarga completa en alrededor de 30 min a 50kW dependiendo de la capacidad de las baterías. El precio de este cargador cotizado con ABB es de alrededor de 25 mil Euros (\$22.838.030 [mayo 2022]). En la figura 4.11 se puede observar el modelo de este cargador, además en la tabla 4.9 se enlistan algunas especificaciones generales dadas por la ficha técnica.





Figura 4.11 Modelo Terra 54 CJG. [Fuente: Ficha técnica Terra 54]

Tabla 4.9 Especificaciones generales Terra 53 CJG. [Fuente: Ficha técnica Terra 54]

Especificaciones generales	
Voltaje de entrada [Vac]	400
Corriente de entrada [A]	143
Máxima potencia de entrada [kVA]	98
Factor de potencia	0,96
Rendimiento [%]	94

- **EnelX JuicePump 60**

Este cargador permite carga rápida de hasta 60kW en CC, posee 2 conectores tipo CCS 2 y CHAdeMO, donde para cada conector permite recarga de hasta 60kW y 50kW respectivamente, también, permite recarga simultánea en ambos conectores a una potencia máxima de 30kW. El cargador tiene un precio de venta de \$19.907.563 + IVA, de acuerdo con cotizaciones con Enel X Chile. En la figura 4.12 se puede observar el modelo de este cargador, además en la tabla 4.10 se enlistan algunas especificaciones generales dadas por la ficha técnica.



Figura 4.12 Modelo JuicePump 60 [Fuente: Ficha técnica JuicePump 60]

Tabla 4.10 Especificaciones generales JuicePump 60. [Fuente: Ficha técnica JuicePump 60]

Especificaciones generales	
Voltaje de entrada [Vac]	400
Potencia de salida conector CCS 2 [kW]	60
Potencia de salida conector CHAdeMO [kW]	50
Voltaje de salida CCS2 [Vdc]	1000
Voltaje de salida CHAdeMO [Vdc]	500
Conectividad	4G, Wi-fi, LAN

- **Circontrol Raption 50**

Este cargador es similar al modelo de ABB, diseñado para espacios públicos como áreas de servicio y centros comerciales, ofrece una recarga rápida con dos conectores DC CHAdeMO y CCS 2 a 50kW DC cada uno, también permite recarga en AC a 43kW con conector tipo 2, proporcionando recargas en menos de media hora [19] y opcionalmente permite medio de pago por tarjeta. Este cargador tiene un precio de alrededor de 30.000 euros (~\$26,4 Mill [mayo 2022]) dependiendo de accesorios y costos de envío, de acuerdo con cotizaciones realizadas con el fabricante. En la figura 4.13 se puede observar el modelo de este cargador, además en la tabla 4.11 se enlistan algunas especificaciones generales dadas por la ficha técnica.



Figura 4.13 Cargador Circontrol Raption 50 [Fuente: Ficha técnica Raption 50]

Tabla 4.11 Especificaciones generales cargador Raption 50. [Fuente: Ficha técnica Raption 50]

Especificaciones generales	
Voltaje de entrada [Vac +/- 10%]	400
Corriente de entrada [A]	138
Máxima potencia de entrada [kVA]	96
Factor de potencia	0,98
Rendimiento [%]	95

- **Comparando estos tres cargadores tenemos que:**

El cargador de ABB Terra 54 tiene buena variedad de conectores de carga, pero no es la mejor opción en cuanto a potencia máxima por conector y precio del cargador, en la ficha técnica se menciona que posee facilidades en pago mediante tarjeta electrónica o por medio de aplicaciones móviles y gestión de carga permitiendo la comunicación entre cargadores disminuyendo su potencia de salida en la recarga de acuerdo con la energía disponible en el sistema. Este cargador es una buena opción debido a su capacidad de gestión de carga y a que posee variados conectores de recarga.

El cargador Juice Pump 60 comercializado por EnelX, sería la mejor opción en precio y la mejor opción en potencia de salida para el conector CCS (60 kW), a pesar de esto el cargador cuenta con dos tipos de conectores lo que es desventajoso al compararlo con las otras dos opciones, las cuales ofrecen adicionalmente opción de carga en AC con conector tipo 2. Este cargador se descarta ya que a pesar de tener la más elevada potencia de recarga de las 3 opciones es poco interesante que no disponga de recarga en AC.

El cargador Circontrol Raption 50 tiene características muy similares a las del modelo de ABB, contando con el mismo tipo de conectores y potencias de salida, se menciona en su ficha técnica que tiene posibilidad de pago con tarjeta y en cuanto a su potencia de salida, esta tiene una característica modulable de acuerdo con las necesidades de la batería del VE.

Considerando lo mencionado anteriormente, las mejores opciones son el cargador de ABB y Circontrol, así, se escoge el cargador Circontrol Raption 50 debido a que a pesar de tener las mismas características en potencia de salida e interacción con el usuario que el cargador de ABB (app, pago con tarjeta), este posee levemente mejor eficiencia y menos corriente de entrada, además se destaca que los conectores que este cargador posee, son compatibles con los modelos de vehículos más vendidos en Chile actualmente [24] [25].

Luego, es importante mencionar que los SAVE serán ubicados en los estacionamientos frontales del área de servicios y debajo de los paneles solares ubicados en estos. La disposición de los SAVE en estacionamientos viene determinada en el pliego técnico RIC N° 15 como se puede observar en la figura 4.14.

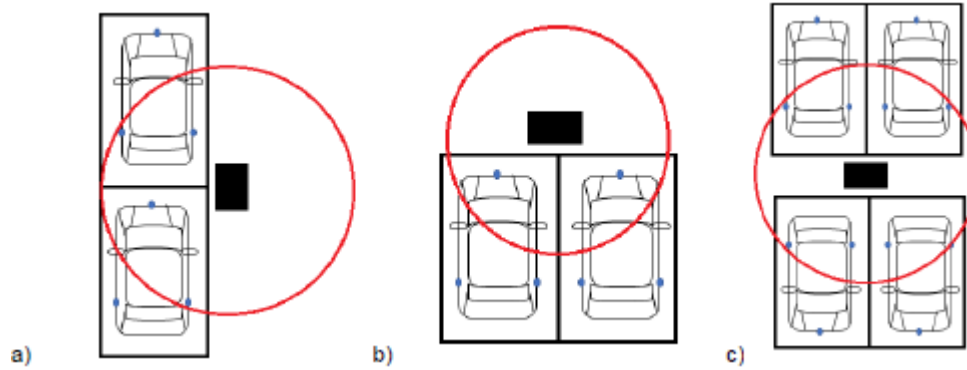


Figura 4.14 Configuración de estacionamiento en estaciones de carga. [2]

Por lo tanto, se debe tener en consideración la configuración b) para la instalación de los SAVE, debido a la disposición de los estacionamientos del área de servicios en cuestión.

4.3.2 Cantidad de cargadores a instalar

El número de cargadores se define a través del perfil de recargas calculado en el capítulo anterior donde se buscará satisfacer adecuadamente el número de recargas por hora que se requieran.

En [22] se analiza el comportamiento de los usuarios de vehículos eléctricos que utilizan recarga rápida en Noruega y una breve revisión de la información de diferentes países, para este apartado se extrae la información del tiempo máximo en que el usuario promedio permanece realizando una recarga en las estaciones de recarga rápida en autopistas de diferentes países, estos tiempos de recarga son enlistados en la tabla 4.12.

Tabla 4.12 Tiempo de recarga usuario promedio de recarga rápida. [Elaboración propia]

País	Tiempo de recarga
Reino Unido	27,20 min
Estados Unidos	22,30 min
Noruega	20,90 min
Suecia	24,40 min
Japón	28,00 min
Promedio	24,56 min

La información mostrada en la tabla 4.12 tiene concordancia con [23] donde se destaca que de estudios realizados en Noruega, el usuario de estaciones de recarga rápida prefiere permanecer en la instalación alrededor de 20 min como máximo. Por lo tanto, se utilizará 24 min como tiempo de recarga para las simulaciones, considerando además que es un tiempo prudente para que el usuario se detenga a utilizar las instalaciones del área de servicio. Así, con este tiempo seleccionado se determina la cantidad de recargas que pueden realizar los cargadores a instalar.

Observando la tabla 4.13, las figuras 4.15 y 4.16 que corresponden al análisis de las recargas que se pueden realizar instalando 1 o 2 cargadores respectivamente, se puede observar como con un solo cargador se realizan 2,5 cargas por hora como máximo y con 2 cargadores es posible realizar hasta 5 recargas por hora como máximo desde el punto de vista energético, el detalle de estas gráficas se encuentra en el Anexo D.

Tabla 4.13 Comparación recargas con 1 o 2 cargadores. [Elaboración propia]

Mes	Total detenciones EV	Recargas mensuales 1 SAVE	Recargas mensuales 2 SAVE
Enero	1767	1348,5	1767
Febrero	2688	1414	2254
Marzo	1426	1193,5	1426
Abril	930	885	930
Mayo	868	852,5	868
Junio	750	750	750
Julio	1209	1054	1209
Agosto	899	868	899
Septiembre	930	900	930
Octubre	806	806	806
Noviembre	930	930	930
Diciembre	1147	1085	1147
Total	14350	12087	13916

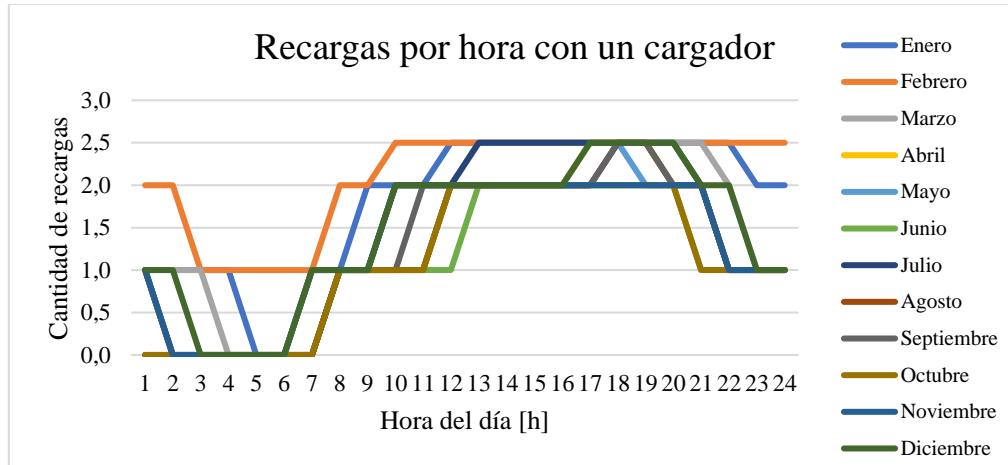


Figura 4.15 Recargas por hora con un cargador. [Elaboración propia]

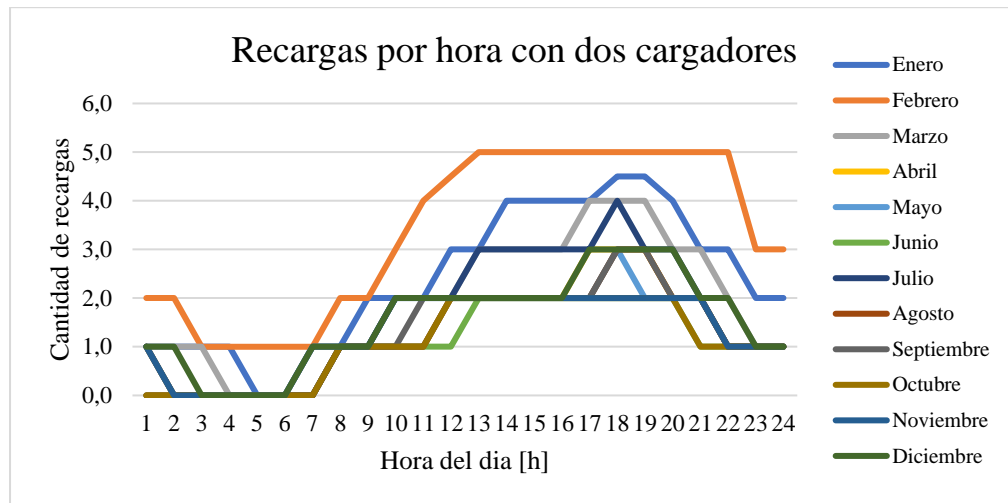


Figura 4.16 Recargas por hora con dos cargadores. [Elaboración propia]

Como se mencionó anteriormente en las figuras 4.15 y 4.16, se puede observar claramente la diferencia en la cantidad de recargas que se pueden realizar con uno o 2 cargadores respectivamente, se observa como la adición de un segundo cargador permite aumentar notoriamente la disponibilidad para recargar VE en las horas de mayor tráfico.

Se concluye que es mejor opción utilizar 2 cargadores en la estación de recarga dado que, si bien, la instalación de un solo cargador permite cubrir el 84,23% de las recargas anuales, esta resulta poco interesante además de ofrecer menor disponibilidad de recarga en la instalación en comparación con la ubicación de 2 cargadores que logra satisfacer la demanda de recargas en 11 meses cubriendo el 96,98% de la demanda de recargas.

4.4. Consumo energético de la instalación

Para poder analizar y determinar qué cantidad de energía es aprovechada como autoconsumo, cuanta es vertida o cuanta energía es adquirida de la red, es necesario conocer el comportamiento del consumo durante el día que tendrá el área de servicios y la estación de recarga.

4.4.1 Área de servicios (AS)

Se consideran los datos de consumo eléctrico mensual del área de servicios aportados por Ruta del Bosque Sociedad Concesionaria S.A, estos datos son los obtenidos en la boleta de consumo eléctrico del medidor correspondiente, los cuales son detallados en la tabla 4.14, este consumo energético corresponde a parte del año 2021 y parte del año 2022, esto, se debe a que, a inicios del año 2021, aun existían restricciones de circulación debido a la pandemia lo cual no es representativo en el consumo energético del AS.

Tabla 4.14 Energía consumida en el área de servicios en año 2021-2022. [Elaboración propia a partir de información entregada por Ruta del Bosque S.A.]

Mes	Consumo 2021 [kWh]
Agosto	8032
Septiembre	6197
Octubre	7590
Noviembre	7165
Diciembre	8654
Mes	Consumo 2022 [kWh]
Enero	8303
Febrero	6294
Marzo	6789
Abril	7153
Mayo	7521
Junio	7303
Julio	7654

Luego, como se tienen los datos de consumo mensual, es necesario determinar un perfil diario de demanda para ingresarlo al programa de simulación, por lo tanto, se necesita conocer la carga conectada en el área de servicios, así como el comportamiento de estas durante el día. Inicialmente para el cálculo de este perfil se tendrá como base el consumo energético de la

iluminación presente en la instalación, la cual permanece encendida durante toda la noche y, durante el día permanece encendida solo la iluminación interior la cual corresponde a baños, duchas, etc., la tabla 4.15 resume la suma del consumo mencionado separándose entre día y noche. Cabe destacar que en el Anexo F de este trabajo está el detalle de las potencias y tipo de iluminación del AS.

Tabla 4.15 Potencia demandada día/noche. [Elaboración propia]

	Día	Noche
Potencia	1494 kW	4893 kW

Para determinar los horarios de encendido y apagado de la iluminación se utiliza como referencia las horas de amanecer y atardecer por cada mes del año [26], obteniéndose finalmente la tabla 4.16.

Tabla 4.16 Horario encendido/apagado iluminación AS. [Elaboración propia]

Mes	Apagado (exterior)	Encendido (exterior)	Horario nocturno [h]	Horario diurno [h]
Enero	6:45 a. m.	8:45 p. m.	10,00	14,00
Febrero	7:15 a. m.	8:30 p. m.	10,75	13,25
Marzo	7:45 a. m.	8:00 p. m.	11,75	12,25
Abril	7:00 a. m.	6:15 p. m.	12,75	11,25
Mayo	7:30 a. m.	5:45 p. m.	13,75	10,25
Junio	7:45 a. m.	5:30 p. m.	14,25	9,75
Julio	7:45 a. m.	5:45 p. m.	14,00	10,00
Agosto	7:30 a. m.	6:00 p. m.	13,50	10,50
Septiembre	7:45 a. m.	7:15 p. m.	12,50	11,50
Octubre	7:00 a. m.	7:45 p. m.	11,25	12,75
Noviembre	6:30 a. m.	8:15 p. m.	10,25	13,75
Diciembre	6:30 a. m.	8:30 p. m.	10,00	14,00

De la tabla 4.16 se destaca los horarios de encendido y apagado de la iluminación exterior, además de la cantidad de horas que permanece encendida la totalidad de la iluminación la cual corresponde al horario nocturno como se mencionó anteriormente, también se observa el horario diurno lo que correspondería a las horas en que únicamente está encendida la iluminación interior.

Con la información de las tablas 4.15 y 4.16 se elabora la gráfica de la figura 4.17 que permite observar el comportamiento de la demanda de la iluminación del AS, se puede observar como el consumo aumenta durante la noche debido al encendido de la iluminación exterior, la cual varía de acuerdo con las horas de atardecer y amanecer como fue mencionado anteriormente.

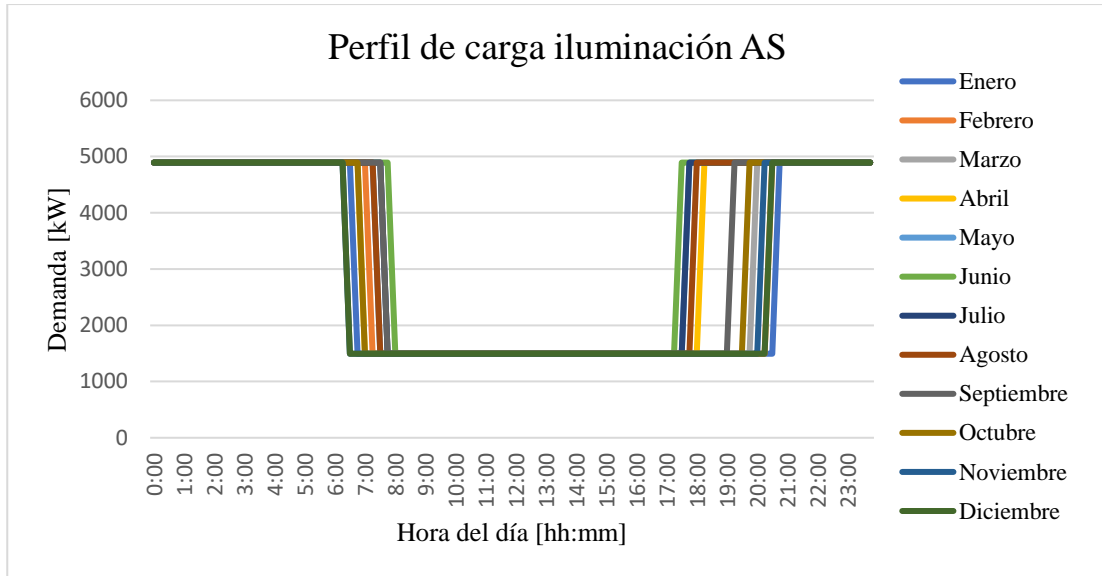


Figura 4.17 Perfil de carga iluminación AS. [Elaboración propia]

A modo de ejemplo, en la figura 4.18 se observa la demanda horaria de la iluminación para junio y diciembre que corresponden a los meses de días más cortos y largos del año respectivamente, como se puede observar claramente en la diferencia en los tiempos de encendido de la iluminación. Cabe destacar que esta gráfica se aplica para cada mes del año.

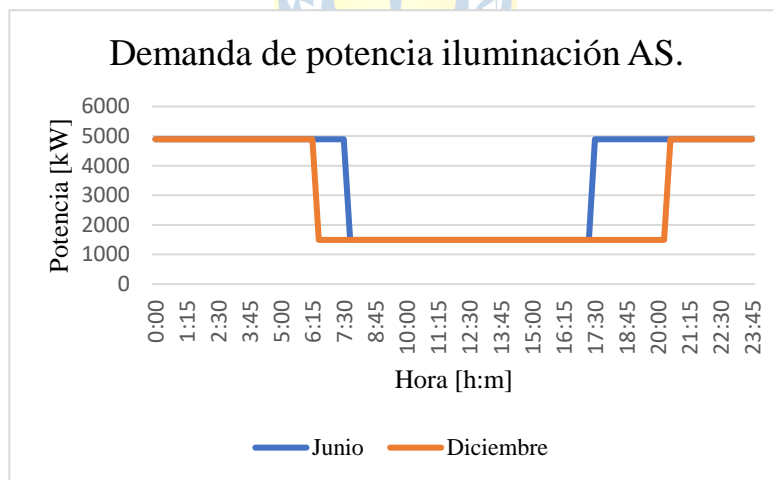


Figura 4.18 Demanda horaria para los meses de junio y diciembre. [Elaboración propia]

Así obtenemos una base del consumo energético en el área de servicio en cuanto a iluminación, resumido en la tabla 4.17.

Tabla 4.17 Resumen consumo energético iluminación AS. [Elaboración propia]

Mes	Energía horario nocturno [Wh]	Energía horario diurno [Wh]	Energía por día [Wh]	Energía por mes [kWh]
Enero	48.930,00	20.916,00	69.846,00	2.165,23
Febrero	52.599,75	19.795,50	72.395,25	2.027,07
Marzo	57.492,75	18.301,50	75.794,25	2.349,62
Abril	62.385,75	16.807,50	79.193,25	2.375,80
Mayo	67.278,75	15.313,50	82.592,25	2.560,36
Junio	69.725,25	14.566,50	84.291,75	2.528,75
Julio	68.502,00	14.940,00	83.442,00	2.586,70
Agosto	66.055,50	15.687,00	81.742,50	2.534,02
Septiembre	61.162,50	17.181,00	78.343,50	2.350,31
Octubre	55.046,25	19.048,50	74.094,75	2.296,94
Noviembre	50.153,25	20.542,50	70.695,75	2.120,87
Diciembre	48.930,00	20.916,00	69.846,00	2.165,23

Luego, es necesario determinar el comportamiento del resto de la energía consumida la cual corresponde a la diferencia entre consumo energético mensual de la tabla 4.14 y el consumo calculado de la iluminación de la tabla 4.17 obteniéndose la tabla 4.18.

Tabla 4.18 Consumo mensual del AS. [Elaboración propia]

Mes	Total kWh	Iluminación kWh	Restante kWh
Enero	8.303	2.165,23	6.137,77
Febrero	6.294	2.027,07	4.266,93
Marzo	6.789	2.349,62	4.439,38
Abril	7.153	2.375,80	4.777,20
Mayo	7.521	2.560,36	4.960,64
Junio	7.328	2.528,75	4.799,25
Julio	7.654	2.586,70	5.067,30
Agosto	8.032	2.534,02	5.497,98
Septiembre	6.197	2.350,31	3.846,70
Octubre	7.590	2.296,94	5.293,06
Noviembre	7.165	2.120,87	5.044,13
Diciembre	8.654	2.165,23	6.488,77

La energía restante mostrada en la tabla 4.18 se puede asociar al uso del AS por parte de los usuarios ya que en las instalaciones existen consumos como enchufes, secadores de manos, microondas, poso de agua, termos eléctricos para duchas, entre otros.

Se elabora una curva de consumo horario observando el comportamiento horario de la totalidad del flujo de medios de transporte debido a que todos los usuarios de la Ruta 5 pueden utilizar las instalaciones del AS, así a partir de este flujo se distribuirá la energía restante en el día para cada mes del año de acuerdo con el comportamiento del flujo vehicular mencionado. Finalmente se obtiene el perfil de consumo de la energía restante calculada como se observa en la figura 4.19, posteriormente esta energía se sumará al consumo de la iluminación.

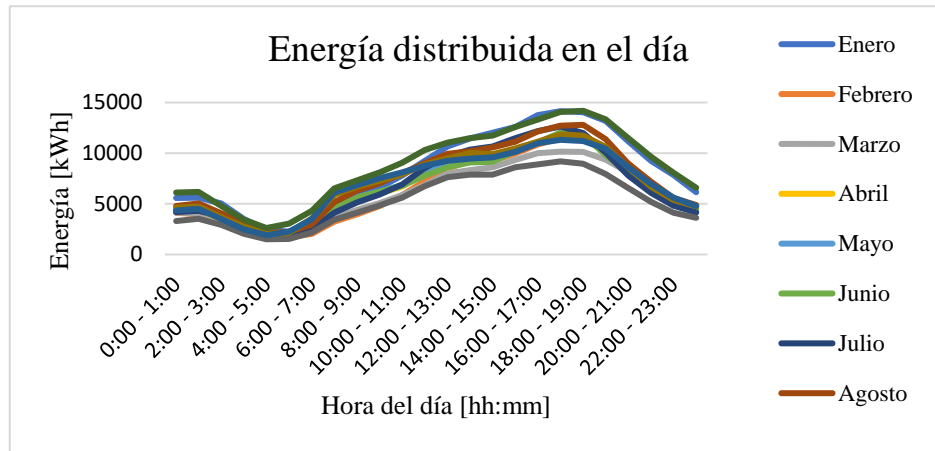


Figura 4.19 Distribución de la energía restante en el día. [Elaboración propia]

Finalmente obtenemos la demanda energética horaria del área de servicios para cada mes sumando el perfil de consumo de la iluminación y el de la energía restante obteniendo la gráfica de la figura 4.20.

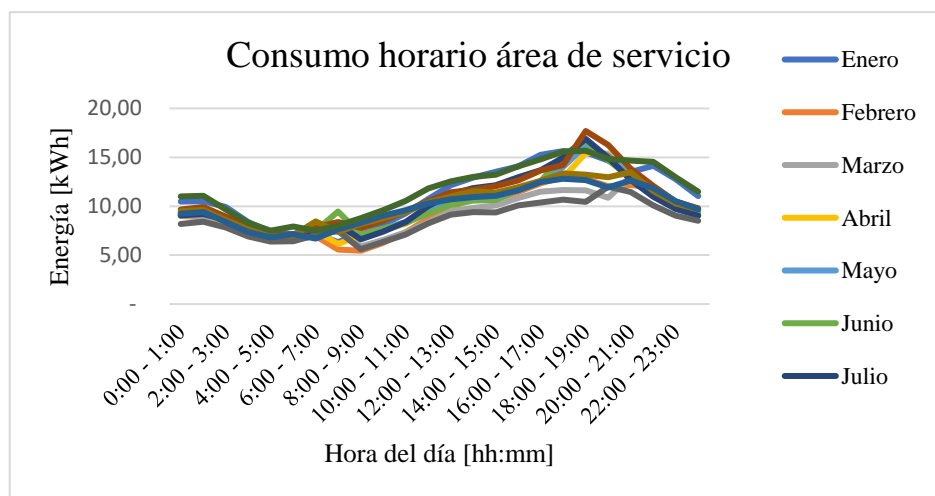


Figura 4.20 Demanda energética total área de servicios. [Elaboración propia]

Así, la gráfica de la figura 4.20 determina el comportamiento del consumo energético del área de servicio, se puede observar como el consumo energético durante el horario nocturno se ve aumentado en comparación con la gráfica de la figura 4.19 dando cuenta de la suma del consumo de la iluminación del AS.

Finalmente, este consumo energético de la figura 4.20 será ingresado al software de simulación con el fin de analizar el consumo versus generación de energía en la instalación, este análisis se detalla en el capítulo siguiente.

4.4.2 Sistema de alimentación de vehículos eléctricos

A continuación, se procede a determinar el consumo energético que supone la estación de recarga, se utilizará la demanda de recargas mostrada en la figura 4.16 de demanda de recargas con dos cargadores y también se utilizarán los parámetros descritos a continuación.

- **Potencia de recarga**

Observando que el cargador permite recargas a 50 kW con los conectores CCS y CHAdeMO y recargas a 43 kW con el conector tipo 2, se analizan los vehículos eléctricos más vendidos en Chile el último año los cuales son los modelos Nissan Leaf, Mini Cooper SE y Hyundai Ioniq [24], los cuales admiten recarga con una potencia de 50 kW con los conectores CHAdeMO para el Nissan y CCS para el modelo de Hyundai y Mini Cooper [25], así se asume una potencia de recarga de 50kW para las simulaciones y cálculo de consumo energético.

- **Energía consumida**

Considerando que se asume un tiempo de recarga de 24 min, también es necesario considerar el tiempo en que un vehículo solicita recarga y se desconecta, por lo tanto, se asumirá que de ese tiempo de recarga, 22 min serán tiempo de recarga de energía efectivos. Así se puede conocer la energía consumida por el sistema de recarga donde se tiene además en consideración la eficiencia del cargador (95%), la potencia de recarga (50 kW) y la cantidad de recargas horarias, donde este último dato se obtiene de la gráfica de la figura 4.16.

Finalmente, utilizando la gráfica y parámetros descritos obtenemos la gráfica de la figura 4.21 que muestra la energía consumida por hora de acuerdo con el perfil de demanda de recargas calculado.

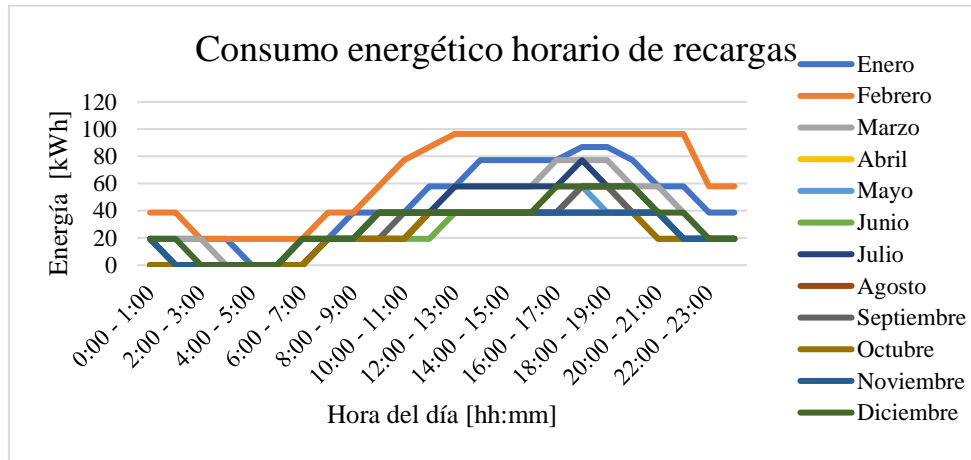


Figura 4.21 Demanda energética por hora del SAVE. [Elaboración propia]

Así, la figura 4.21 muestra el consumo por hora de los SAVE, como se observa, se elabora un perfil para cada mes del año donde es en febrero el mes de mayor consumo energético teniendo concordancia con los flujos vehiculares calculados tal como se ha mencionado anteriormente, donde los peak de consumo se presentan durante la tarde. Y a partir de la figura 4.21 se elabora la tabla resumen 4.19 del consumo energético mensual de los SAVE.

Tabla 4.19 Resumen consumo energético SAVE. [Elaboración propia]

Mes	Total [kWh]
Enero	34.100,00
Febrero	43.498,25
Marzo	27.519,30
Abril	17.947,37
Mayo	16.750,88
Junio	14.473,68
Julio	23.331,58
Agosto	17.349,12
Septiembre	17.947,37
Octubre	15.554,39
Noviembre	17.947,37
Diciembre	22.135,09
Total	268.554,39

Finalmente, toda la información de la figura 4.21 y la tabla 4.19 es ingresada en el software de simulación para obtener un balance energético de la instalación.

Capítulo 5. Análisis de resultados

En este capítulo se muestran las simulaciones realizadas en el software PVSOL. Se presentan distintos resultados como el balance energético de la instalación, es decir consumo versus generación, además del impacto sobre la red y la reducción de emisiones de carbono.

5.1. Balance energético

En este apartado se analiza la generación estimada por medio del software de simulación y se compara con el consumo de los SAVE sumado al consumo del área de servicios.

5.1.1 Energía fotovoltaica

En la figura 5.1 se muestra un mapa de calor de la energía fotovoltaica generada a lo largo de un año utilizando los datos climatológicos del punto geográfico respectivo del AS obtenidos del Explorador Solar. Como es obvio se observa como la generación se produce en las horas de sol y además tiene su peak durante medio día. Se puede notar también como durante los meses de invierno la generación disminuye para aumentar en los meses de verano.

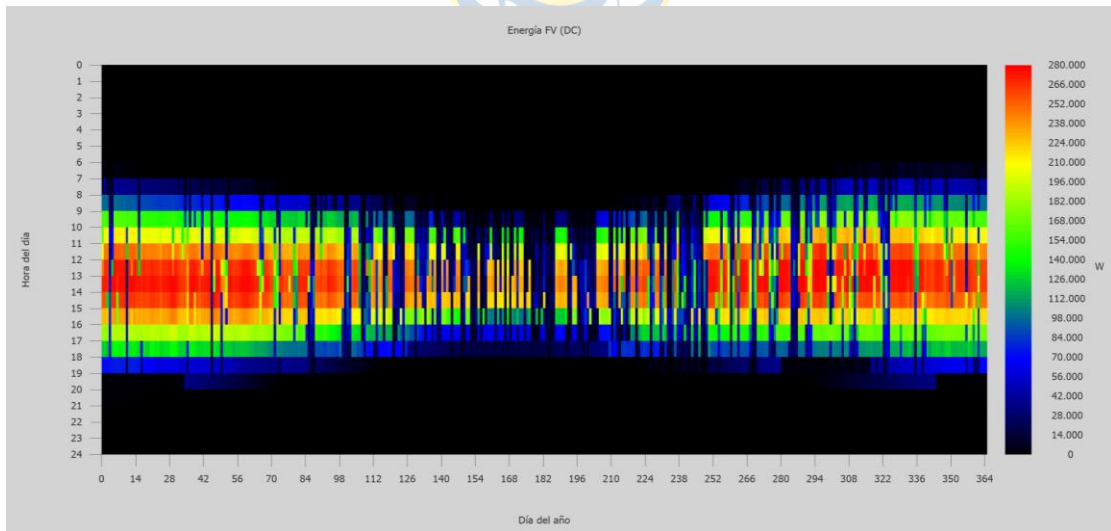


Figura 5.1 Mapa de calor energía fotovoltaica. [Fuente: PVSOL]

En la figura 5.2 se observa la gráfica de la generación de energía fotovoltaica mensual del conjunto de las superficies de módulos fotovoltaicos, mostrando el destino de la energía producida (amarillo), si es para consumo propio (gris) o se inyecta como excedente a la red (azul). Se puede destacar como la inyección a la red es mayor al consumo propio, lo que nos puede hacer inferir que existirá un balance entre consumo total y generación a favor de este último permitiendo tener además una remuneración de inyección a la red a favor. Este último punto será analizado en los apartados siguientes.

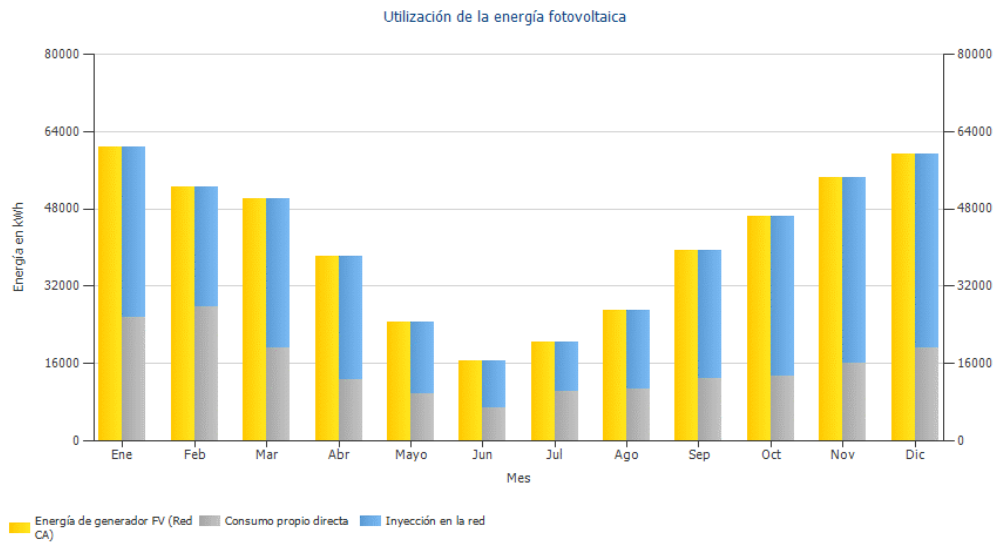


Figura 5.2 Utilización de energía fotovoltaica. [Fuente: PVSOL]

En la tabla 5.1, se detalla el resumen de lo mostrado en la figura 5.2 dando cuenta de lo mencionado, donde el consumo propio de la instalación es menor a la inyección a red.

Tabla 5.1 Resumen utilización energía fotovoltaica anual. [Fuente: PVSOL]

Energía de Generador FV	489.687 kWh/Año
Consumo propio	184.152 kWh/Año
Inyección a Red	305.534 kWh/Año

5.1.2 Consumo energético

La figura 5.3 corresponde al mapa de calor del consumo energético total de la instalación, es decir, el consumo del área de servicio (AS) sumado al consumo energético de los SAVE. Este es el consumo ingresado al programa de simulación, donde se puede destacar la concordancia con lo realizado en el capítulo anterior donde se mostró que para los meses de verano existen los mayores consumos energéticos concentrándose además en las horas de la tarde.

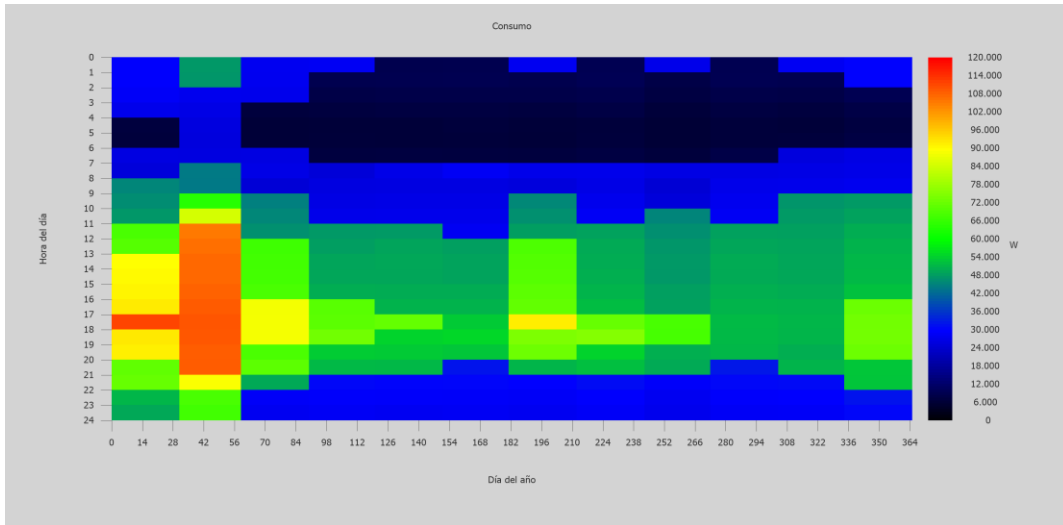


Figura 5.3 Mapa de calor consumo energético. [Fuente: PVSOL]

La figura 5.4 muestra la cobertura del consumo energético (gris) proporcionada por el sistema FV, donde se observa como el consumo se satisface por medio de la generación (amarillo) y retiros de energía de la red (azul).

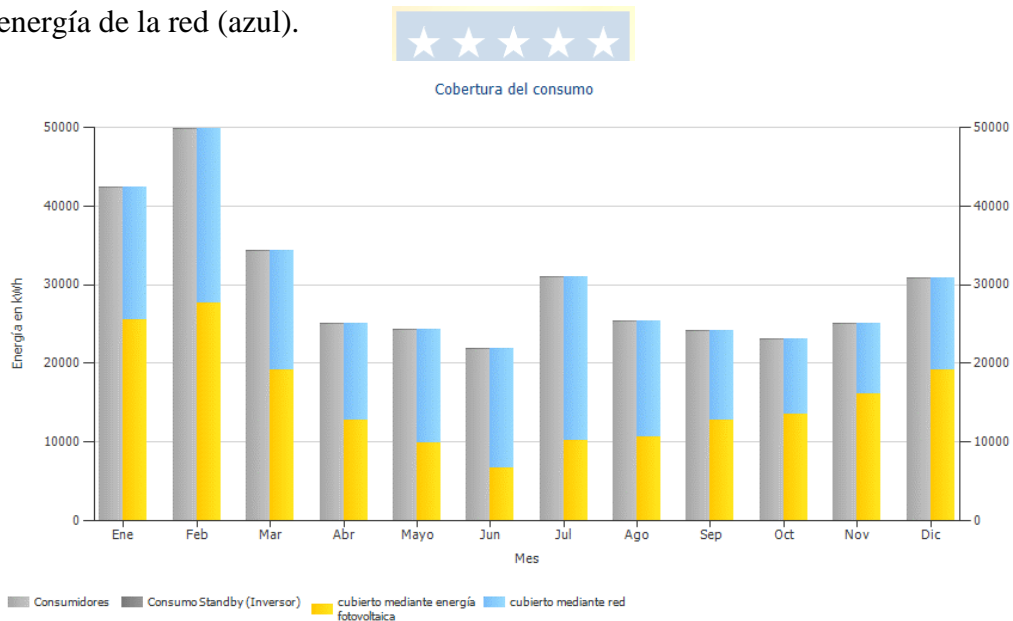


Figura 5.4 Cobertura del consumo anual. [Fuente: PVSOL]

En la tabla 5.2, se detalla el resumen de lo mostrado en las figuras 5.3 y 5.4, la importancia de esta tabla cae en la cobertura mediante la red versus energía fotovoltaica, ya que nos permite determinar en primera instancia que el sistema logra cubrir gran parte del consumo con energías renovables.

Tabla 5.2 Cobertura del consumo energético. [Fuente PVSOL]

Consumo instalación	357.235 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	84 kWh/Año
Consumo total	357.319 kWh/Año
Cubierto mediante energía fotovoltaica	184.152 kWh/Año
Cubierto mediante red	173.167 kWh/Año

5.1.3 Ahorros y remuneración (Ley Netbilling)

Los dos apartados anteriores se resumen en la tabla 5.3 de energía que detalla el balance energético en el primer año de la instalación, comparando energía inyectada versus consumida de la red, permitiendo analizar económicamente la energía producida y consumida por el sistema, apeándose a la ley 21.118 [6].

Tabla 5.3 Inyección a red versus consumo. [Fuente: PVSOL]

Inyección a Red	305.534 kWh/Año
Consumo cubierto mediante la red	173.167 kWh/Año

De la factura de consumo aportada por la concesionaria se observa que la tarifa aplicada para el empalme del área de servicio corresponde a la AT 3, de la empresa de distribución Frontel. Además, de las tarifas de suministro eléctrico de Frontel [37], se obtiene que, la tarifa de inyección vigente desde enero 2022 corresponde a 69,481 \$/kWh y el cargo por energía corresponde a 82,682 \$/kWh IVA incluido, ambos para opción tarifaria AT 3.

Finalmente, utilizando los datos mencionados se elabora la tabla 5.4 que contiene la remuneración del primer año de inyección de excedentes a la red, apeándose a la ley Net Billing, lo que permite reducir el costo de la factura de consumo. También, se observa el costo de la energía cubierta mediante la red, es decir, energía demandada que no pudo ser cubierta por la generación fotovoltaica (FV). Finalmente tenemos los ahorros debido al autoconsumo que corresponde a la energía que no es demandada a la red debido a la presencia de generación FV y por lo tanto significa un ahorro adicional en la boleta de consumo energético.

Tabla 5.4 Detalle balance económico primer año del SFV. [Elab. Propia]

Remuneración inyección a Red	\$ 21.228.807
Costo energía cubierta mediante la red	\$ 14.317.793
Ahorros debido a autoconsumo	\$ 15.226.055

De la tabla 5.4 se observa que la remuneración por excedentes logra cubrir el costo de la energía cubierta mediante la red y se obtiene además una remuneración a favor de \$ 6.911.014 en el primer año, esto se debe a que la inyección de excedentes a la red es mayor al consumo cubierto por esta última, dato muy relevante debido a que, como se detalla en la ley 21.118 [6], este saldo a favor permite reducir el pago de la energía en la boleta de consumo de otras instalaciones con las que cuente la concesionaria a lo largo de la ruta.

5.2. Impacto sobre la red

La figura 5.5 grafica la energía fotovoltaica generada (naranja), el consumo total (Rojo) y la demanda sobre la red eléctrica (Azul) de forma horaria para un día típico del mes de febrero, se escoge este mes debido a que es este el mes de mayor demanda de recargas pero a su vez existe una alta irradiación. Se puede observar cómo durante el día la generación fotovoltaica cubre gran parte del consumo, dado que, como se observa, la demanda sobre la red cae a 0 entre las 8:00 y las 17:00 aproximadamente. También, es importante notar que la generación tiene un peak de 271 kW aproximadamente, lo que corresponde a un 97,07% de los 279,18kWp de potencia instalada en el sistema fotovoltaico.

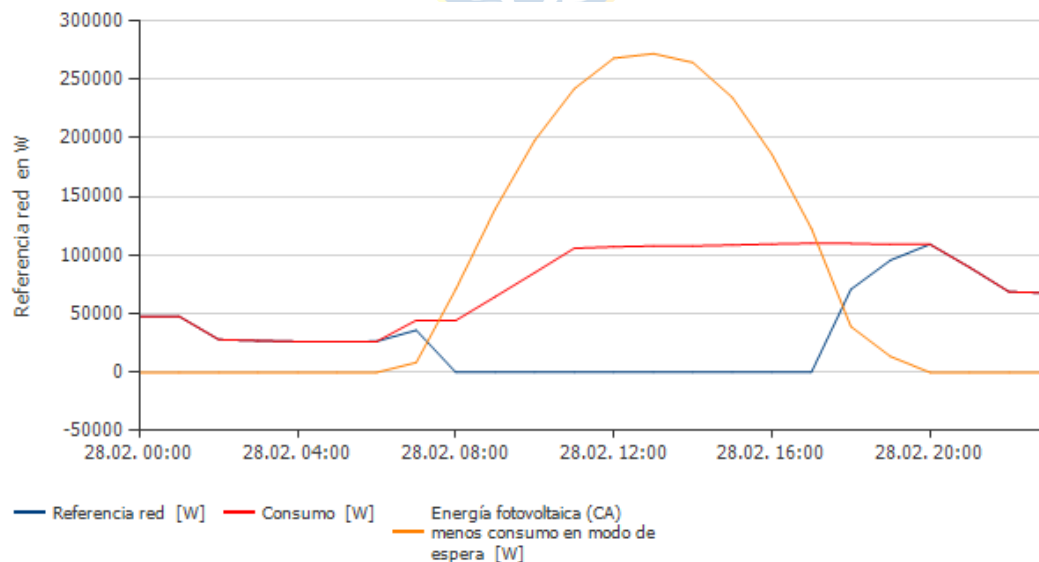


Figura 5.5 Consumo desde la red y generación horaria mes de febrero. [Fuente: PVSOL]

La figura 5.6 muestra el consumo total (rojo), la demanda sobre la red (azul) y la energía fotovoltaica generada por el sistema (naranja) en un día típico del mes de junio, mes de menor

demanda de recargas, se observa como la generación permite reducir el impacto que tendría la conexión del sistema de recargas sobre la red eléctrica entre las horas de las 8:00 am y 16:00 pm, a pesar de que para este mes existe la menor generación fotovoltaica en el año. Para las horas de la noche se observa como vuelve a aumentar la demanda sobre la red debido a la disminución en la generación, pero este tiene un menor impacto comparado con las horas de mayor tráfico. Se destaca que el sistema tiene un peak de generación de 219 kW, lo que corresponde 78,44% de los 279,18kWp de potencia instalada en el sistema fotovoltaico, dando cuenta de la diferencia con el mes de febrero debido a que existe una mayor disponibilidad de energía solar por las condiciones climáticas de este.

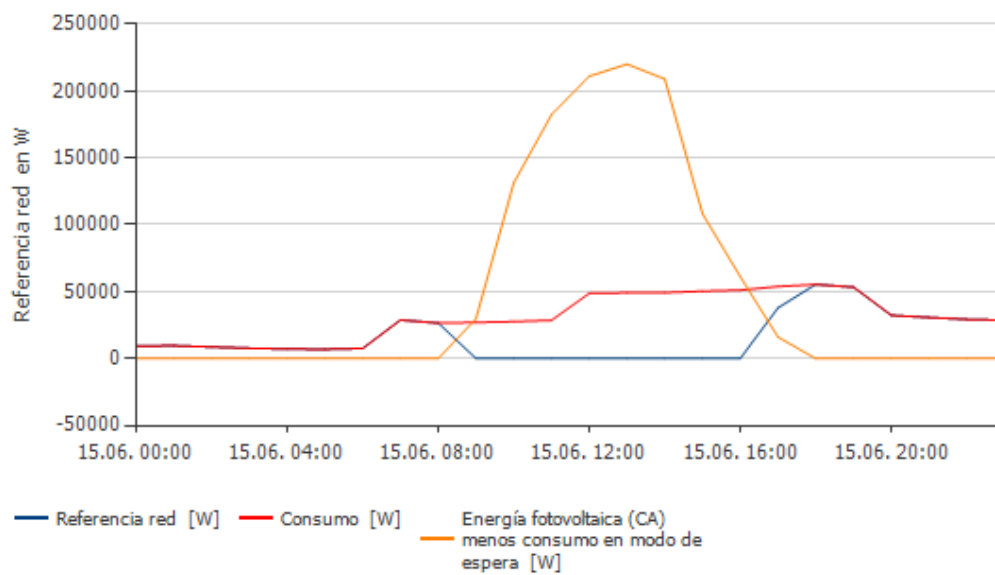


Figura 5.6 Consumo total, demanda sobre la red y generación horaria mes de junio. [Fuente: PVSOL]

Es importante mencionar que el comportamiento mostrado en las figuras 5.5 y 5.6 es similar en todos los meses del año, es por esto que se decide mostrar los casos extremos de máxima y mínima demanda. Además, el mes de febrero corresponde a la segunda mayor generación fotovoltaica del año y el mes de junio corresponde al mes de menor disponibilidad de esta energía.

Luego, la figura 5.7 muestra el consumo total (rojo), la demanda sobre la red (azul) y la energía fotovoltaica generada por el sistema (naranja) para un día en particular de alto flujo vehicular, el cual corresponde al día de mayor flujo durante las fiestas patrias. Dada la ubicación del AS, el flujo corresponde a la fecha de término de las fiestas donde los usuarios vuelven en dirección norte, esto se debe a que durante estas fechas los usuarios viajan principalmente de norte a sur.

Se observa como la generación permite reducir a cero el impacto que tendría la conexión del sistema de recargas sobre la red eléctrica entre las horas de las 8:00 am y 16:00 pm. Se observa además el comportamiento del consumo total energético donde entre las 9:00 y 24:00 el sistema de recarga trabaja a plena capacidad debido al alto flujo vehicular. Luego, para las horas de la noche se observa como vuelve a aumentar la demanda sobre la red debido a la disminución en la generación y el alto flujo vehicular para esta fecha en particular.

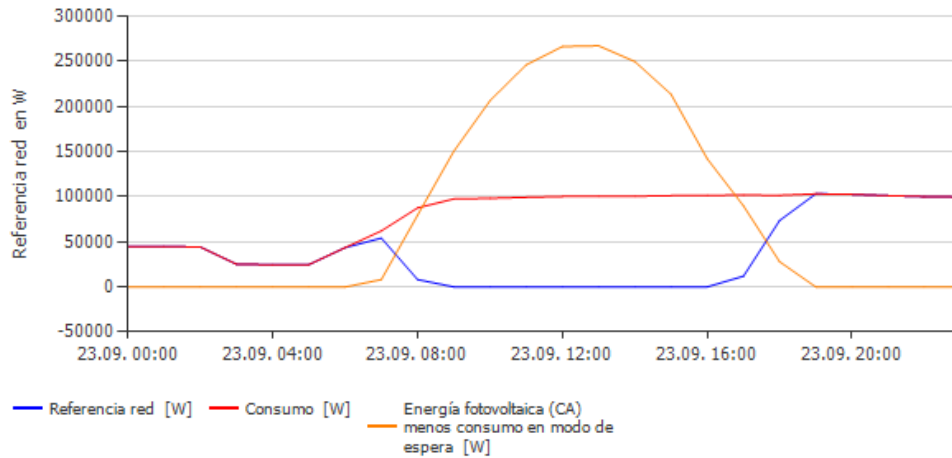


Figura 5.7 Consumo total, demanda sobre la red y generación horaria escenario alta demanda fiestas patrias.

[Fuente: PVSOL]

5.1. Recuperación de inversión

Se realiza un cálculo de recuperación de inversión aprovechando la remuneración a favor debido a la inyección de excedentes mostrado en el punto 5.1.3, el cual corresponde a \$ 6.911.014. Además, se tendrá el supuesto de la venta de la energía entregada en las recargas. Se utilizará el valor del costo por kilo watt hora en la estación de recarga más cercana existente, el cual es de 250 CPL/kWh (obtenido de [8]), dejando un ingreso anual de \$ 70.033.332 de acuerdo con la cantidad de recargas calculadas en este trabajo.

5.1.1 Costos del sistema fotovoltaico

Del índice de precios de sistemas fotovoltaicos [45] se observa que el costo por kWp instalado ha disminuido año a año, donde el promedio de la variación de precios por kWp instalado es de 5,3%. Para el año 2020, año de emisión del último informe, el precio promedio por kWp instalado para el rango de entre los 100 y 300 kWp es de 790.319 CLP, por lo tanto, se utilizará el costo de 706.545 CLP por kWp instalado de acuerdo con la variación de precios mencionada.

Así, se establece un valor de 197,254 millones de pesos para el costo total de la instalación fotovoltaica de acuerdo con la capacidad instalada total de la misma, la cual es de 279,18 kWp.

5.1.2 Costos del sistema de recarga

Del análisis de costos de instalación de infraestructura de recarga realizado por la agencia de sostenibilidad energética [44] se desprende que en condiciones normales un proyecto de 50 a 149 kW puede tener un costo de instalación aproximada de 10 a 25 millones de pesos, por lo tanto por medio de interpolación se obtiene que el costo de instalación para un proyecto de 100 kW es de 17,57 millones de pesos aproximadamente, por lo tanto se utilizará este valor para el cálculo de la inversión sobre el sistema de recarga. El detalle del costo de inversión del sistema se detalla en la tabla 5.5.

Tabla 5.5 Costos de inversión para la infraestructura de recargas.

Item	Costo
Costo instalación	\$ 17.570.000
Cargadores	\$ 52.800.000
Total	\$ 70.370.000

5.1.3 Recuperación inversión

Finalmente, de acuerdo con los datos mostrados en los ítems anteriores se obtiene un primer acercamiento a lo que sería la recuperación de inversión del sistema, mostrado en la tabla 5.6.

Tabla 5.6 Resumen recuperación inversión. [Elaboración propia]

Inversión total instalación SAVE	\$ 70.370.000
Inversión total sistema fotovoltaico	\$ 197.250.000
Inversión total	\$ 267.620.000
Remuneración anual por inyección excedentes	\$ 6.911.014
Remuneración anual venta de energía	\$ 67.138.596
Remuneración anual	\$ 74.049.610
Años de recuperación de inversión	3,61

Así, se concluye que, considerando la remuneración anual obtenida de la inyección de excedentes y la venta de la energía de las recargas calculadas en este trabajo, en 3,61 años es posible recuperar la inversión inicial. Es importante recalcar que estos resultados corresponden a un análisis considerando un flujo vehicular calculado para el año 2040, muy alejado de la realidad actual.

5.2. Reducción de emisiones de carbono

Como sabemos, la energía generada a través de sistemas fotovoltaicos es del tipo energía renovable no convencional (ERNC), y cada kilo watt hora producido supone una disminución en las emisiones de carbono ya que esta energía no se extrae del sistema eléctrico, del cual cada kilo watt hora consumido de este trae consigo una emisión de carbono a la atmósfera.

El factor de emisiones se extrajo de la página del gobierno “Energía Abierta” [16] mostrado en la tabla 5.7 se consideran los datos del sistema eléctrico nacional (SEN) debido a que sería a este sistema donde se conectaría esta instalación y dado que se realizó una proyección del flujo vehicular para el año 2040 para determinar la demanda de recargas, también se utilizará un factor de emisiones proyectado para ese año considerando los datos de años anteriores.

Tabla 5.7 Factores de emisión de CO₂ del SEN en 2021 y proyección 2040. [Fuente: Elaboración propia a partir de información de página Energía Abierta]

tCO ₂ eq/ MWh 2021	tCO ₂ eq/ MWh 2040
0,3907	0,322

Así, utilizando los datos mencionados, la reducción de emisiones de CO₂ de un sistema de estas características serán de 157,67 toneladas al año, este valor fue calculado a partir de los datos de la energía fotovoltaica generada por el sistema entregados por el software PVSOL.

A fin de expresar de otra manera estos datos, se puede decir que esta reducción de emisiones de CO₂ es equivalente a las emisiones anuales de 38,83 vehículos Toyota RAV 4 o a 53 Chevrolet Sail, dos de los vehículos más vendidos el último año [24], información de emisiones obtenidas de [40].

Capítulo 6. Conclusiones

6.1. Conclusiones

Con el espacio disponible en el AS se puede implementar la instalación de un total de 517 módulos fotovoltaicos con una capacidad instalada de 279,18 kWp, valor que se encuentra dentro de lo permitido para optar a conexión a red apeándose a la ley Netbilling. Para el sistema fotovoltaico se necesita de 4 inversores, de los cuales 2 tienen una capacidad de 30 kW y 2 tienen una capacidad de 110 kW.

Se observa la importancia de conocer el comportamiento de la demanda de recargas de VE, para poder estimar un número de cargadores a instalar, así como también para poder analizar la generación y consumo que supondría un sistema con estas características.

De lo anterior, se logró realizar una proyección y posteriormente una caracterización del flujo horario de vehículos livianos para cada mes del año en el punto geográfico del AS, para poder calcular un consumo energético del sistema de recargas, y se determina que es en los meses de verano donde existe el mayor flujo vehicular.

Se observa que en carretera el comportamiento del flujo vehicular de vehículos livianos tiende a concentrarse en las horas de sol, lo cual es favorable para el aprovechamiento de la generación fotovoltaica.

Con el flujo vehicular proyectado y el número de detenciones de VE se establece un número de 2 cargadores de VE a instalar en el AS. Así, la implementación del sistema de recargas en el AS con la demanda de recargas calculada para este supone un consumo de 268.554 kWh al año.

Se logra una generación fotovoltaica de 489.687 kWh/Año con una inyección a la red de 305.534 kWh/Año, además se logra cubrir el consumo energético de 184.152 kWh/Año lo que se traduce en energía que no es demandada a la red, por lo tanto, existiría un ahorro de \$12.794.880 al año comparando con el caso de no existir generación fotovoltaica.

La implementación del sistema fotovoltaico deja al consumo energético sobre la red eléctrica en 173.167 kWh/Año, lo cual luego de la inyección de excedentes se traduce en una remuneración a

favor de \$ 6.911.014, dato relevante para reducir los gastos en la factura de consumo de otras instalaciones en la ruta de acuerdo con la ley Netbilling.

Considerando la remuneración anual obtenida de la inyección de excedentes y la venta de la energía de las recargas calculadas en este trabajo, en 3,61 años es posible recuperar la inversión inicial, dato relevante para tener una idea inicial de la recuperación de inversión.

Con un sistema de estas características, se concluye que la implementación de sistemas fotovoltaicos para sistemas de recargas de vehículos eléctricos permite disminuir el impacto de la demanda que supondría la conexión de los sistemas de recarga en el sistema eléctrico en las horas de mayor flujo incluso en los meses de menor generación, pero para las horas cercanas al atardecer, no es posible disminuir totalmente la demanda del sistema.

La energía fotovoltaica generada por el sistema permite la reducción de emisiones de 157,67 toneladas al año de CO₂.

Si bien, se utilizaron datos de demanda proyectados al año 2040, las tecnologías utilizadas en este trabajo son las actuales, pero, es claro que para esta fecha las tecnologías habrán madurado aún más, mejorando sus eficiencias y capacidades disponibles además de disminuir sus costos, por lo que se infiere que este tipo de proyectos tendrán eficiencias y rentabilidades realmente favorables con el paso del tiempo y mejora de las tecnologías.

6.2. Trabajo Futuro

Realizar un detallado trabajo de análisis técnico económico para determinar las rentabilidades y años en que existiría recuperación de inversión en un sistema de estas características.

Analizar la implementación de este tipo de instalaciones en otro tipo de sectores, como pueden ser zonas residenciales, industriales o centros comerciales.

Bibliografía

- [1] Ministerio de energía, (2021). “Estrategia Nacional de Electromovilidad”. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia-nacional-electromovilidad_ministerio-de-energia.pdf
- [2] SEC, (2020). “Pliego técnico normativo RIC N°15: Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos”. <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/10/RIC-N15-Infra-para-la-recarga-de-vehiculos-electricos-Final.pdf>
- [3] SEC, (2020). “Instrucción técnica RGR N°02/2020: Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de distribución”. <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/11/RGR-N-02-2020-v5-1.pdf>
- [4] Ministerio de Energía, (En línea) “Plataforma de electromovilidad”. <https://energia.gob.cl/electromovilidad/sistemas-de-carga/cargadores-electricos>
- [5] Biblioteca del congreso nacional, (2012). “Ley 20.571, REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES”. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>
- [6] Biblioteca del congreso nacional, (2018). “Ley 21118, MODIFICA LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, CON EL FIN DE INCENTIVAR EL DESARROLLO DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES”. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560>
- [7] Ministerio de energía, (2017). “Estrategia nacional de electromovilidad”. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf
- [8] Red de carga rápida Copec Voltex, (En línea) <https://copecvoltex.cl/soluciones-ti/carga-en-estaciones-de-servicio/>
- [9] ElectroRuta Enel X instalará más de 140 nuevas estaciones de recarga en 2021, para alcanzar un 30% de avance, logrando una cobertura en todo el país, (En línea). <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/prensa/press-enel-x/d202103-electroruta-enel-x.html>
- [10] Enrique Cruz C.A, (2016). “Análisis y diseño de una electrolinera para la recarga de vehículos eléctricos livianos, haciendo uso de energía fotovoltaica”. <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/6639>

- [11] Plataforma electromovilidad, (2018). “Guía de buenas prácticas en movilidad eléctrica”. http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2018/electromovilidad/Guia_Electromovilidad.pdf
- [12] Matus Acuña M., (2018). “Aplicaciones técnicas y económicas de sistemas BESS en parques eólicos y fotovoltaicos en el sistema eléctrico chileno”. <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/152522/Aplicaciones-t%C3%A9cnicas-y-econ%C3%B3micas-de-sistemas-BESS-en-parques-e%C3%B3licos-y-fotovoltaicos-en-el-sistema-el%C3%A9ctrico-chileno.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [13] ENDESAX, (En línea), “Tipos de recarga en coches eléctricos” <https://www.endesax.com/es/es/historias/2021/tipos-carga-coche-electrico>
- [14] Observatorio económico, (2020). “Ley de Marco de Cambio Climático en Chile”. <https://www.observatorioeconomico.cl/index.php/oe/article/view/399/398>
- [15] Min de Energía, (2007). “Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos”. <https://techossolares.minenergia.cl/wp-content/uploads/2017/04/Guia-de-evaluacion-inicial-de-edificios.pdf>
- [16] Energía Abierta, (2021). “Factores de Emisión”. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>
- [17] Arroyo S, Víctor J, (2017). “Estudio de prefactibilidad de la implementación de un parque fotovoltaico flotante en depósitos de relave en la zona centro-norte de Chile”. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/150685>
- [18] CNE, (2020). “Proyección de demanda eléctrica 2019 – 2039”. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Ap%C3%A9ndice-II-Proyeci%C3%B3n-de-Demanda-El%C3%A9ctrica-2019-%E2%80%93-2039.pdf>
- [19] Circontrol, (En línea). Estación de recarga de potencia modular para vehículo eléctrico Raption 50. <https://circontrol.com/es/carga-de-vehiculo-electrico/estaciones-de-carga-rapida-dc/raption-50/>
- [20] Coordinador eléctrico nacional, (2021). “Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión”. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/Diagn%C3%B3stico-PET-2021.pdf>

- [21] Evsolutions, (En línea), “Tipos de conectores de recarga de vehículos eléctricos”. <https://www.evsolutions.cl/help-center-article/tipos-de-conectores-de-recarga-de-vehiculos-electricos>
- [22] Figenbaum, E. (2020). “Battery electric vehicle fast charging—evidence from the Norwegian market”. doi:10.3390/wevj11020038
- [23] Figenbaum, E., & Nordbakke, S. (2019). “Battery Electric Vehicle User Experiences in Norway's Maturing Market”. <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=50956>
- [24] ANAC, (En línea), “Conferencia de prensa ANAC 2021”. <https://www.anac.cl/>
- [25] FASTNED, (En línea), “Fast charging”. <https://fastnedcharging.com/en/how-it-works>
- [26] DATOS MUNDIAL, (En línea), “Hora amanecer y atardecer en chile”. <https://www.datosmundial.com/america/chile/puesta-del-sol.php>
- [27] GRIDSERVE, (En línea) “Gridserve opens UK’s first Electric Forecourt”. <https://www.gridserve.com/2020/12/06/gridserve-opens-uks-first-electric-forecourt/>
- [28] Electrify America, (2020). “Electrify America Increases Access to Solar-Powered Electric Vehicle Charging for Rural Californians”. <https://media.electrifyamerica.com/en-us/releases/128>
- [29] J.V. Restrepo, D. Tobón. (2018), “Desarrollo de estación de carga de vehículos eléctricos”, Lámpsakos, no. 19, pp 22-29. <http://dx.doi.org/10.21501/21454086.2532>
- [30] Varela Fox, O. A. (2015). “Diseño y especificaciones técnicas para la instalación de una estación de carga rápida para vehículos eléctricos”. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/17214/u703687.pdf?sequence=1>
- [31] Embitel, (En línea). Understanding Embedded Electronics Behind Solar Based Charging of Electric Vehicles. <https://www.embitel.com/automotive-insights/understanding-embedded-electronics-behind-solar-based-charging-of-electric-vehicles>

[32] Esfandyari, A., Norton, B., Conlon, M., & McCormack, S. J. (2019). "Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate" *Solar Energy*, 2019, p. 762-771. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.005>

[33] Durán, D. F., & Arribas, J. R. (2016). "DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA CONEXIÓN A RED Y RECARGA RÁPIDA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS". http://oa.upm.es/44179/1/PFC_DANIEL_FERNANDEZ_DURAN.pdf

[34] Ruiz Hernández, P. R. (2019). Instalación y optimización de un sistema de placas solares fotovoltaicas en una estación de carga de vehículos eléctricos. <http://hdl.handle.net/11531/35775>

[35] M.A. Galvarro, "Estudio técnico-económico comparativo entre una electrolinera y una fotolinera", 2020. <https://hdl.handle.net/11441/108729>

[36] M. Ahmadi, N. Mithulananthan and R. Sharma, (2016) "A review on topologies for fast charging stations for electric vehicles". *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/POWERCON.2016.7753886.

[37] Frontel, (En línea). "Tarifas Vigentes". <https://www.gruposaea.cl/frontel/tarifas-vigentes/>

[38] Biblioteca del Congreso, (En línea) "LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA" <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171&idParte=0&idVersion=>

[39] CNE, (En línea) "Opciones Tarifarias a Usuarios Finales" <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>

[40] Ministerio de transportes y telecomunicaciones, (En línea). "Consumo de Combustible y Emisiones de CO2 Vehículos Homologados" <http://www.mtt.gob.cl/archivos/5626>

[41] SEC, (2020). "Pliego técnico normativo RIC N°01: Empalmes". <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2021/01/RIC-N01-Empalmes.pdf>

[42] Plataforma Electromovilidad, (En línea), “Modos de carga”.
<https://energia.gob.cl/electromovilidad/sistemas-de-carga/cargadores-electricos>

[43] SEC, (En línea). “Norma técnica RIC N°4: Conductores y canalizaciones”.
<https://www.sec.cl/reglamento-de-seguridad-de-las-instalaciones-de-consumo-de-energia-electrica-decreto-08/>

[44] Agencia de sostenibilidad energética, (En línea). “Análisis de Costos: Infraestructura de carga para vehículos eléctricos”. <https://www.ecomovilidad.cl/wp-content/uploads/2022/01/Analisis-de-costos-de-infraestructura-de-carga-para-vehiculos-electricos-Alta-calidad.pdf>

[45] Ministerio de energía, (En línea). “Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución”.
https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/factsheet_idp_fv_2020.pdf



Anexo A Radiación incidente

Valores de radiación disponible en el sitio.

A continuación, se muestran los datos de radiación del sitio separándose en ciclo mensual y diario, además de radiación en plano horizontal e inclinado respecto a la latitud del sitio.

Ciclo mensual

Tabla A.1 Radiación incidente en el plano horizontal

Radiación incidente en el plano horizontal [kWh/m ² /día].												
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Directa	7,32	6,46	4,72	2,85	1,47	1,07	1,17	1,8	3,14	4,03	5,83	6,93
Difusa	1,34	1,15	1,05	0,86	0,66	0,53	0,58	0,78	1,2	1,72	1,82	1,64

Tabla A.2. Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio [kWh/m ² /día].												
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Directa	6,26	6,37	5,7	4,32	2,74	2,25	2,3	2,93	4,1	4,24	5,19	5,68
Difusa	1,21	1,03	0,94	0,77	0,59	0,47	0,52	0,7	1,08	1,55	1,64	1,47
Suelo	0,21	0,18	0,14	0,09	0,05	0,04	0,04	0,06	0,1	0,14	0,18	0,21

Ciclo diario

Tabla A.3 Radiación incidente en el plano horizontal.

Radiación incidente en el plano horizontal [W/m ²].												
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Directa	0	0	0	0	0	0	5,3	49,77	138,97	249,5	353,48	432,57
Difusa	0	0	0	0	0	0	3,52	17,17	39,27	71,36	99,84	130,26
Global	0	0	0	0	0	0	8,82	66,94	178,24	320,86	453,32	562,83
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Directa	476,61	507,84	480,16	439,87	357,11	237,44	119,32	36,06	0,25	0	0	0
Difusa	154,45	149,88	143,53	118,25	84,97	58,12	27,32	10,2	0,45	0	0	0
Global	631,06	657,72	623,69	558,12	442,08	295,56	146,64	46,26	0,7	0	0	0

Tabla A.4 Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio [W/m ²].												
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Directa	0	0	0	0	0	0	0	12,45	121,17	267,45	400,47	502,21
Difusa	0	0	0	0	0	0	3,17	15,44	35,32	64,18	89,79	117,15
Suelo	0	0	0	0	0	0	0,21	1,62	4,31	7,75	10,95	13,6
Global	0	0	0	0	0	0	3,38	29,51	160,8	339,38	501,21	632,96
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Directa	559,49	599,46	567,25	520,8	415,46	271,8	88,75	0,73	0	0	0	0
Difusa	138,9	134,79	129,08	106,34	76,41	52,27	24,57	9,18	0,4	0	0	0
Suelo	15,25	15,89	15,07	13,49	10,68	7,14	3,54	1,12	0,02	0	0	0
Global	713,64	750,14	711,4	640,63	502,55	331,21	116,86	11,03	0,42	0	0	0

Anexo B Paneles e inversores considerados

Dado que, en este proyecto no se realizará un análisis económico el costo de los paneles no es impedimento para el diseño del sistema, aun así, el criterio de selección de paneles radica en esta variable con el fin de obtener la mayor capacidad instalada con el menor costo. Se escogen diferentes marcas comerciales y se buscan modelos de paneles solares que tengan las mismas o similares características para luego comparar su costo por Watt, así se obtiene la tabla B.1 con los modelos considerados.

Tabla B.1 Comparación modelos de paneles solares en costo por watt.

Marca	Modelo	Wp	Costo [Eur] ²	Eur/W
Risen	RSM110-8-540M	540	266,59	0,494
Jinko	Jinko Tiger Pro 530W Mono	530	259,00	0,489
CanadianSolar	HiKu6 Mono CS6W-540MS	540	249,00	0,461
JA Solar	JA Solar 540W JAM72S30 MR	540	256,08	0,474
Longi	Longi 545W LR5-72HPH 545	545	257,81	0,473

De la tabla B.1 se desprende que el modelo Hiku6 monocristalino de 540Wp de la empresa CanadianSolar es la mejor alternativa en precio por watt, así es este el modelo escogido.

² Datos obtenidos de <https://suministrosdelsol.com/es/>

A continuación, se detalla en la tabla B.2 el listado de los inversores cotizados.

Tabla B.2 Inversores FV considerados.

Modelo	Potencia [kW]
GW15KT-DT	15
GW17KT-DT	17
GW20KT-DT	20
GW25K-MT	25
GW30K-MT	30
GW36K-MT	36
GW50K-MT	50
GW60K-MT	60
GW80K-MT	80
GW100K-HT	100
GW110K-HT	110
GW120K-HT	120



Anexo C Fichas técnicas








Serie Raption 50

Especificaciones generales

Alimentación AC	3P + N + PE
Tensión AC	400 V AC +/- 10%
Factor de potencia	> 0,98
Eficiencia	95 % a potencia nominal
Frecuencia	50 / 60 Hz
Protección eléctrica de entrada	Desconexión del interruptor principal
Protecciones contra sobrecargas	MCB
Protección contra corriente diferencial	RCD 30mA Tipo A
Comunicaciones	Ethernet 10/100BaseTX
Protocolo	OCPP 1.5 (1.6 J opcional)
Cumplimiento	CE / Combo-2 (DIN 70121; ISO15118) EN61851-1; EN61851-23 CHAdEMO certificado
Grado de protección de la envolvente	IP54 / IK10
Material estructura	Acero inoxidable
Temperatura de función	-30 °C hasta +50 °C
Temperatura de almacenamiento	-40 °C hasta +60 °C
Humedad máxima	5 % a 95 % sin condensación
Sistema RFID	ISO / IEC14443A / B MIFARE Classic / DESFire EV1 ISO 18092 / ECMA-340 NFC 13.56MHz

Pantalla HMI	8" táctil y antivandalismo
Limitación de potencia de salida	DC y AC por software
Longitud del cable DC CCS	3 metros
Longitud del cable DC CHAdEMO	3 metros
Longitud del cable AC	3 metros
Baliza indicadora	Indicadores de colores RGB
Dimensiones	350x940x1800 mm
Peso	235 Kg
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada
Nivel sonoro	< 55 dBA
Medidor AC	Cumple con el EN 50470 (MID estándares Europeos) o IEC 62052-11
Dispositivos opcionales	
Conexión inalámbrica	4G LTE / WiFi Hotspot / GRPS / GSM
Protección contra sobrecargas	Protector contra sobretensiones transitorio de cuatro polos IEC 61643-1 (clase II)
Protección diferencial	RCD Tipo B
Longitud de los cables	5.5 metros (todos los cables)
Protección antivandálica del conector	CHAdEMO, CCS (bloqueo mecánico)
*Versión DC 25 kW	Potencia de salida DC de 25 kW (2 x 12,5 kW módulos)

Especificaciones por modelo

Modelos	CCS CHA T2C63	CCS CHA T2S32	CCS CHA	CCS T2S32
Corriente máxima de entrada AC	138 A (101 A*)	108 A (70 A*)	76 A (38 A*)	108 A (70 A*)
Potencia aparente	96 kVA (70 kVA*)	75 kVA (48 kVA*)	53 kVA (26 kVA*)	75 kVA (48 kVA*)
Potencia máxima de salida	DC: 50 kW (25 kW*) (@400 VDC) AC: 43 kW	DC: 50 kW (25 kW*) (@400 VDC) AC: 22 kW	50 kW (25 kW*) (@400 VDC)	DC: 50 kW (25 kW*) (@400 VDC) AC: 22 kW
Rango de tensión	DC: 50 - 500 V AC: 400 V	DC: 50 - 500 V AC: 400 V	DC: 50 - 500 V	DC: 50 - 500 V AC: 400 V
Intensidad máxima de salida	DC: 125 A (63 A*) AC: 63 A AC	DC: 125 A (63 A*) AC: 32 A	DC: 125 A (63 A*)	DC: 125 A (63 A*) AC: 32 A
Número de conectores	3	3	2	2
Conexión	CCS 2 - JEVS G105 Tipo 2 Con cable 	CCS 2 - JEVS G105 Socket Tipo 2 (sistema de bloqueo) 	CCS 2 - JEVS G105 	CCS 2 - Socket Tipo 2 (Sistema de bloqueo) 
Modelos	CHA T2S32	CCS	CHA	
Corriente máxima de entrada AC	108 A (70 A*)	76 A (38 A*)	76 A (38 A*)	
Potencia aparente	75 kVA (48 kVA*)	53 kVA (26 kVA*)	53 kVA (26 kVA*)	
Potencia máxima de salida	DC: 50 kW (25 kW*) (@400 VDC) AC: 22 kW	50 kW (25 kW*) (@400 VDC)	50 kW (25 kW*) (@400 VDC)	
Rango de tensión	DC: 50 - 500 VDC AC: 400 V AC	DC: 50 - 500 VDC	DC: 50 - 500 VDC	
Intensidad máxima de salida	DC: 125 A (63 A*) AC: 32 A	DC: 125 A (63 A*)	DC: 125 A (63 A*)	
Número de conectores	2	1	1	
Conexión	JEVS G105 - Type 2 Socket (Sistema de bloqueo) 	CCS 2 	JEVS G105 	

Ficha técnica de Serie SMT/LV SMT



Ficha técnica	GW25K-MT	GW30K-MT	GW36K-MT	GW15KLV-MT	GW20KLV-MT
Datos de entrada de cadena FV					
Potencia máx. entrada CD (W)	32500	39000	42900	19500	26000
Tensión máx. entrada CD (V)	1100	1100	1100	800	800
Rango de tensión MPPT (V)	200~950	200~950	200~950	200~650	200~650
Tensión de arranque (V)	180	180	180	200	200
Tensión nominal entrada CD (V)	600	600	600	370	370
Corriente máx. entrada (A)	25/25/25	25/25/25	25/25/25	25/25/25	25/25/25
Corriente máx. de cortocircuito (A)	31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3	31.3/31.3/31.3
No. de rastreadores MPPT	3	3	3	3	3
No. de cadenas de entrada por rastreador	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2
Datos de salida CA					
Potencia nominal de salida (W)	25000	30000*1	36000**	15000	20000
Máx. potencia de salida (W)	27500	33000**2	36000	14400@208VAC 15000@220VAC 16600@240VAC	19200@208VAC 20000@220VAC 22000@240VAC
Potencia máx. aparente de salida (VA)	27500	33000**3	36000	16600	22000
Tensión nominal de salida (V)	400, 3L/N/PE ó 3L/PE			150-300	150-300
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente máx. de salida (A)	40	48	53.3	40	53.3
Factor de potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0.8 inductivo a 0.8 capacitivo)				
THDi de salida (salida nominal)	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Eficiencia					
Eficiencia máx.	98.7%	98.8%	98.8%	98.7%	98.8%
Euro eficiencia	>98.4%	>98.5%	>98.5%	98.4%	98.5%
Protección					
Protección anti-isla	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de polaridad inversa de entrada	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Monitorización de Corriente de Cadena FV	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Función Anti-PID para Módulo	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Monitorización de aislamiento	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección sobreintensidad de salida CC	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)
Protección sobreintensidad de salida CA	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)	Opcional (Tipo III)
Residual Current Monitoring Unit	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de sobreintensidad de corriente CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección contra cortocircuito CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Protección de sobretensión CA	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado	Integrado
Datos generales					
Rango temp. operativa (°C)	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60	-30~60
Humedad relativa	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%	0~100%
Altitud operativa (m)	≤3000	≤3000	≤3000	≤3000	≤3000
Enfriamiento	Enfriamiento por ventilador				
Interfaz del usuario	LCD & LED ó APP & LED				
Comunicación	RS485 ó WiFi ó GPRS ó PLC (LCD); WiFi+RS485 ó GPRS+RS485 (APP)				
Peso (kg)	40	40	40	39	39
Tamaño (ancho*alto*largo mm)	480*590*200	480*590*200	480*590*200	480*590*200	480*590*200
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Autoconsumo nocturno (W)	<1	<1	<1	<1	<1
Topología	Sin transformador				
Certificados y normativas					
Normativas de conexión a red	AS4777.2/VDE0126-1-1/VDE-AR-N 4105	-	-	-	-
Normativas de seguridad	IEC62109-1&-2	-	-	-	-
EMC	EN 61000-6-1/EN 61000-6-2/EN 61000-6-3/EN 61000-6-4	-	-	-	-

*1: 29.99kW para Australia, 30kW para otros países
*2: 29.99kW para Australia, 33kW para otros países

*1: 29.99kVA para Australia, 33kVA para otros países
*2: 33kW para Italia, 36kW para otros países

HT Series



Technical Data	GW73KLV-HT	GW75K-HT	GW80K-HT	GW100K-HT	GW110K-HT	GW120K-HT	GW136K-HTH
Input							
Max. DC Input Power (kW)	112.5	112.5	120	150	165	180	205
Max. DC Input Voltage (V)	800	1100	1100	1100	1100	1100	1100
MPPT Operating Voltage Range (V)	180~650	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000	180~1000
Start-up Voltage (V)	200	200	200	200	200	200	200
MPPT Range for Full Load	200~650	500~850	500~850	500~850	500~850	500~850	500~850
Nominal Input Voltage (V)	370	600	600	600	600	600	750
Max. Backfeed Current to The Array (A)	0	0	0	0	0	0	0
Max. Input Current per MPPT (A)	30	30	30	30	30	30	30
Max. Short Circuit Current per MPPT (A)	45	45	45	45	45	45	45
Number of MPPT	12	10	10	10	12	12	12
Number of Strings per MPPT	2	2	2	2	2	2	2
Output							
Nominal Output Power (kW)	73	75	80	100	110	120	136
Max. AC Active Power (kW)	73@220V; 69@208V; 75@230V	75	88	110	121	132	150
Max. AC Apparent Power (kVA)	75	75	88	110	121	132	150
Nominal Output Voltage (V)	220V, 3L / N / PE or 3L / PE	380V / 400V, 3L / N / PE or 3L / PE		400V, 3L / N / PE or 3L / PE		500V, 3L / PE	
Nominal AC Grid Frequency (Hz)	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60
Max. Output Current (A)	192	125.3	134	167	175.5	191.3	173.2
Max. Output Fault Current (peak and duration) (A)	364@5μs	364@5μs	364@5μs	364@5μs	364@5μs	364@5μs	364@5μs
Inrush Current (peak and duration) (A)	120@1μs	120@1μs	120@1μs	120@1μs	120@1μs	120@1μs	120@1μs
Output Power Factor	~1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)						
Max. Total Harmonic Distortion	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Efficiency							
Max. Efficiency	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%	98.6%	99.0%
European Efficiency	98.1%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.5%
Protection							
PV String Current Monitoring	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Internal Humidity Detection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
DC Insulation Resistance Detection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Residual Current Monitoring Unit	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Anti-islanding Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
DC Reverse Polarity Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
DC Surge Arrester	Type II (Type I optional)						
AC Surge Arrester	Type II (Type I optional)						
AC Overcurrent Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
AC Short Circuit Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
AC Overvoltage Protection	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
DC Arc Fault Circuit Interrupter	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional
PID Recovery	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional	Optional
General Data							
Operating Temperature Range (°C)	-30 ~ 60						
Relative Humidity	0~100%						
Max. Operating Altitude (m)	5000 (>4000 derating)						
Cooling Method	Smart Fan Cooling						
Display	LED, LCD (Optional), Bluetooth+APP						
Communication	RS485 / PLC / WiFi						
Weight (Kg)	98.5	93.5	93.5	93.5	98.5	98.5	98.5
Size (Width × Height × Depth mm)	1008 × 678 × 343						
DC Connector	MC4 (Max. 6 mm ²)						
AC Connector	OT / DT terminal (Max. 300 mm ²)						
Ingress Protection Rating	IP66						
Night Self Consumption (W)	<2						
Overvoltage Category	PVII / ACIII						
Protective class	I						
Noise Emission (dB)	<70						
Topology	Transformerless						

*: Please visit GoodWe website for the latest certificates.






HiKu6 Mono PERC

530 W ~ 550 W
CS6W-530 | 535 | 540 | 545 | 550MS

MORE POWER

-  Module power up to 550 W
Module efficiency up to 21.5 %
-  Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 5.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



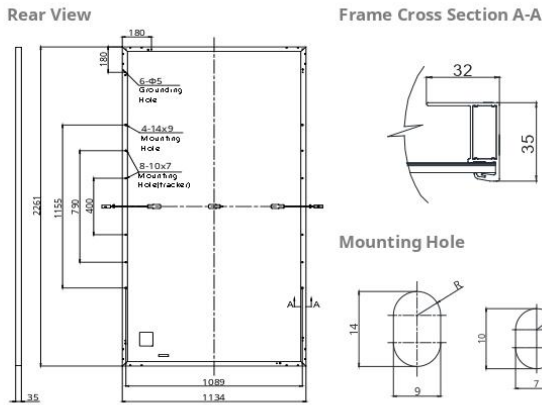
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

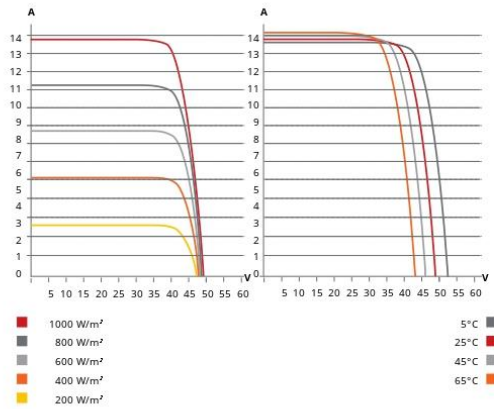
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2261 x 1134 x 35 mm (89.0 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



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

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

Anexo D Distribución recargas diarias

Tabla D.1 Recargas con 1 cargador.

Recargas por hora con un cargador												
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Enero	1	1	1	1	0	0	1	1	2	2	2	2,5
Febrero	2	2	1	1	1	1	1	2	2	2,5	2,5	2,5
Marzo	1	1	1	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Abril	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Junio	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Julio	1	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Septiembre	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Noviembre	1	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Diciembre	1	1	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2	2
Febrero	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Marzo	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2	1	1
Abril	2	2	2	2	2,5	2,5	2,5	2	2	1	1	1
Mayo	2	2	2	2	2	2,5	2	2	2	1	1	1
Junio	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Julio	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2	1	1	1
Agosto	2	2	2	2	2	2,5	2,5	2	2	1	1	1
Septiembre	2	2	2	2	2	2,5	2,5	2	2	1	1	1
Octubre	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Noviembre	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Diciembre	2	2	2	2	2,5	2,5	2,5	2,5	2	2	1	1

Tabla D.2 Recargas con 1 cargador.

Recargas por hora con dos cargadores												
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Enero	1	1	1	1	0	0	1	1	2	2	2	3
Febrero	2	2	1	1	1	1	1	2	2	3	4	4,5
Marzo	1	1	1	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Abril	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Mayo	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Junio	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Julio	1	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Septiembre	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
Noviembre	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2
Diciembre	1	1	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	3	4	4	4	4	4,5	4,5	4	3	3	2	2
Febrero	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	3	3
Marzo	3	3	3	3	4	4	4	3	3	2	1	1
Abril	2	2	2	2	3	3	3	2	2	1	1	1
Mayo	2	2	2	2	2	3	2	2	2	1	1	1
Junio	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Julio	3	3	3	3	3	4	3	3	2	1	1	1
Agosto	2	2	2	2	2	3	3	2	2	1	1	1
Septiembre	2	2	2	2	2	3	3	2	2	1	1	1
Octubre	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1
Noviembre	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Diciembre	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	1	1

Anexo E Sección de cableado

Zona	Pot. Inversor	MPPT	Módulos por string	Corriente	Tensión	distancia	Sección calculada	Sección seleccionada ³
Est.	30 kW	1	18	13,08	743,4	15	0,792	2,5
		2	17	13,08	702,1	7	0,391	2,5
		3	17	13,08	702,1	7	0,391	2,5
Sur	110 kW	1	15	13,08	619,5	3	0,190	2,5
		2	15	13,08	619,5	15	0,950	2,5
		3	15	13,08	619,5	15	0,950	2,5
		4	10	13,08	413	30	2,850	4
		5	17	13,08	702,1	20	1,118	2,5
		6	15	13,08	619,5	20	1,267	2,5
		7	15	13,08	619,5	43	2,724	4
		8	15	13,08	619,5	60	3,800	4
		9	15	13,08	619,5	50	3,167	4
		10	15	13,08	619,5	50	3,167	4
	30 kW	1	19	13,08	784,7	60	3,000	4
		2	18	13,08	743,4	70	3,695	4
		3	18	13,08	743,4	70	3,695	4
Norte	110 kW	1	14	13,08	578,2	71	4,818	6
		2	14	13,08	578,2	61	4,140	6
		3	14	13,08	578,2	55	3,733	4
		4	14	13,08	578,2	50	3,393	4
		5	10	13,08	413	34	3,230	4
		6	10	13,08	413	30	2,850	4
		7	14	13,08	578,2	30	2,036	2,5
		8	14	13,08	578,2	19	1,289	2,5
		9	14	13,08	578,2	19	1,289	2,5
		10	14	13,08	578,2	7	0,475	2,5

Tabla E.1 Calculo de sección del cable.

³ De acuerdo con la sección disponible en el programa de simulación.

Anexo F Detalle iluminación AS

REVISIÓN LUMINARIAS Y POTENCIA EN AS1 KM 430+100 ORIENTE						
Ubicación	Tubo Fluorescente T8 Led 18w	Ampolleta ahorro energía 9w	Proyector 250w	Proyector 400w	Luminaria Sodio 150w	Luminaria Led 140w
Potencia	18	9	250	400	150	140
Patio			1	1	9	11
Módulo antiguo						
Baño Damas	18					
Baño Varones	18					
Pasillo		6				
Sala Personal	6					
Pasillo		4				
Sala guardia garita		1	1			
Módulo nuevo						
Duchas Damas	15					
Duchas Varones	15					
Pasillo	6					
Total cantidad	78	11	2		9	11
Total consumo (w)	1404	99	500	0	1350	1540

Tabla F.1 Detalle iluminación AS.