



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**SOLUCIÓN AL SISTEMA DE CARGA 100% RENOVABLE PARA VEHÍCULO
ELÉCTRICO DE LA FCFM**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JOSÉ ESTEBAN BALBOA ESPINOZA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

PROFESOR CO-GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JOSÉ ESTEBAN BALBOA ESPINOZA
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

SOLUCIÓN AL SISTEMA DE CARGA 100 % RENOVABLE PARA VEHÍCULO ELÉCTRICO DE LA FCFM

Una de las grandes problemáticas del último siglo son el calentamiento global y la crisis climática, siendo una de las formas de enfrentar esta situación el uso de energías renovables.

Es en este contexto que la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile ha dado comienzo apuntando hacia un campus más sustentable. Esto se inicia mediante el uso de un vehículo eléctrico, pero para lograr que su uso no genere emisiones de carbono, primero hay que asegurar que el suministro eléctrico sea 100 % renovable.

Con esta problemática nace este tema de memoria, en donde se busca encontrar una solución al sistema de carga del vehículo eléctrico de la FCFM que contemple el uso de un sistema fotovoltaico y un sistema de almacenamiento en base a baterías que asegure un funcionamiento 100 % renovable.

Para llevar a cabo esto, primero se realiza una investigación de las principales aplicaciones similares a está en otros campus universitarios a lo largo del mundo para evaluar y tomar ideas de como se podría llevar a cabo este proyecto.

Se desarrolla e implementa un modelo de simulación para la optimización energética del sistema. La información requerida incluye la radiación solar en el lugar donde se encuentran instalados los paneles, generar perfiles de consumo del vehículo en base a entrevistas y definir los indicadores que permiten comparar cada alternativa de red.

De estas alternativas, se evalúa el caso actual, correspondiente al uso de un vehículo convencional y se compara con las distintas opciones de la red, las que incluyen principalmente aumentar la potencia instalada de paneles solares. De estos casos, se encuentra la manera de que todos los indicadores permitan una operación 100 % renovable de vehículo eléctrico, lo cual logra satisfacer el objetivo principal de asegurar un suministro completamente renovable.

Finalmente, los resultados de esta investigación muestran una reducción en la huella de carbono de 4,2 toneladas anuales de CO_2 eq al utilizar la topología de red propuesta y reemplazar un auto convencional por un vehículo eléctrico. Esto también genera una disminución en los costos de operación de \$2.637.533 anuales, tanto del sistema al que se inyectan excedentes de energía como del vehículo que se planea cargar.

Como trabajo futuro queda la implementación real de la topología de red obtenida de esta investigación, junto con un sistema de medición en tiempo real del consumo del vehículo, esto con el fin de verificar los resultados obtenidos.

*If you travel only to reach a destination,
you will miss the point of the journey.*

Azusa, Lost But Seeking

Agradecimientos

Agradezco primero a mi familia, principalmente a mi madre, quién se encargó de que a lo largo de toda mi vida estudiantil pudiera estar cómodo y que no me faltase nada, que con su solo esfuerzo haya podido sacar adelante a mi familia. A mi hermano Victor, por apoyarme en el inicio de mi carrera y que ahora partirá en un gran viaje. A mi hermano Juan Ignacio que en estos últimos años ha sido quién me acompaña y me saca risas continuamente. A mi padre Rodrigo, quién nos ha apoyado a mí y a mis hermanos.

Agradezco a Cecilia Martínez, con quién cruzamos caminos después de la pandemia y no nos hemos separado desde entonces. Por impulsarme y darme el coraje para atreverme a intentar cosas nuevas. Mi compañera de vida de este último tiempo a quién amo y respeto con todo mi ser. Por aguantarme y apoyarme en este proceso demostrando todo su amor (soy un cacho).

A la gente de mi grupo de amigos que conocí en primer semestre y se mantuvo hasta el final de la carrera, por estar siempre en mi vida universitaria, por las juntas, las tallas, las salidas a la playa, los chistes de tío, por ayudarme a descubrir mi hobby y por apañar en todo.

A mi profesor guía Rodrigo Palma por ayudarme a poder completar esta memoria y empujarme a que cada vez estuviera mejor realizado este trabajo y aguantarme en las reuniones casi semanales que tuvimos con el poco tiempo que tenía.

Tabla de Contenido

1	Introducción	1
1.1	Motivación y justificaciones	1
1.2	Objetivos	1
1.2.1	Objetivo general	1
1.2.2	Objetivos específicos	2
1.3	Alcances	2
2	Antecedentes de estudio	3
2.1	Vehículos eléctricos	3
2.1.1	Vehículos eléctricos híbridos (HEVs)	3
2.1.2	Vehículos totalmente eléctricos (AEVs)	6
2.1.3	Métodos de carga	6
2.1.3.1	Carga estática inductiva	7
2.1.3.2	Carga estática conductiva	7
2.1.3.3	Carga dinámica inductiva	8
2.2	Estación de carga para vehículos eléctricos	8
2.2.1	Cargador CC bidireccional	9
2.2.2	Seguimiento del máximo punto de potencia (MPPT)	9
2.2.3	Tecnología de carga conductiva	9
2.2.4	Conectores de carga de vehículos eléctricos	10
2.3	Sistema de gestión de energía	11
2.3.1	Sistema de gestión de energía centralizado	12
2.3.2	Sistema de gestión de energía descentralizado	12
2.4	Aplicaciones de vehículos eléctricos en campus universitarios	13
2.4.1	Instituto Tecnológico de Dublin	13
2.4.2	Universidad de Pakistán	14
2.4.3	Universidad Tecnológica de Nanyang	17
2.4.4	Universidad de Ryukyu	18
2.4.5	Universidad del Sur	18
2.4.6	Universidad de Qatar	19
2.4.7	Comparación de aplicaciones	19
2.5	Atributos verdes	21
2.5.1	Definición	21
2.5.2	Indicadores de confiabilidad	21
3	Propuesta metodológica	23
3.1	Descripción general	23

3.2	Datos de entrada	24
3.3	Diseño y planificación del sistema	25
3.4	Evaluación y simulación	25
3.5	Diseño final	27
4	Presentación del caso de estudio	28
4.1	Datos de entrada	28
4.1.1	Caracterización del recurso solar	28
4.1.2	Caracterización de consumo del vehículo eléctrico	37
4.2	Diseño y planificación del sistema	40
4.2.1	Componentes y topología de red	40
4.2.2	Sistema de gestión de energía	43
4.3	Evaluación y simulación	46
4.3.1	Evaluación de casos	51
4.4	Validación de resultados	51
5	Resultados del caso de estudio	53
5.1	Año inicial	53
5.2	Segundo año	60
5.3	Tercer año	67
5.4	Año inicial con distintas potencias instaladas	74
5.5	Largo plazo con distintas potencias instaladas	83
5.6	Diseño final del cargador	94
6	Conclusiones y trabajo futuro	97
	Bibliografía	99
	Anexos	102
	Anexo A Hojas de datos	102
	Anexo B Perfiles de consumo	112
	Anexo C Matrices de distancia y tiempo	113

Índice de Tablas

2.1	Tiempos de carga según estándar IEC 61851-1.	10
2.2	Especificaciones de cargadores de CA y CC.	11
2.3	Número estimado de vehículos eléctricos [10].	18
2.4	Valores obtenidos por optimización multi-objetivo [11].	18
2.5	Comparación de aplicaciones de vehículos eléctricos en campus universitarios. .	20
5.1	Indicadores de confiabilidad.	59
5.2	Indicadores de sostenibilidad.	59
5.3	Indicadores de confiabilidad segundo año.	66
5.4	Indicadores de sostenibilidad segundo año.	66
5.5	Indicadores de confiabilidad tercer año.	74
5.6	Indicadores de sostenibilidad tercer año.	74
5.7	Indicadores de confiabilidad para barrido de potencias de año inicial.	82
5.8	Indicadores de sostenibilidad para barrido de potencias de año inicial.	83
5.9	Indicadores de confiabilidad para barrido de potencias en régimen permanente.	92
5.10	Indicadores de sostenibilidad para barrido de potencias en régimen permanente.	92

Índice de Ilustraciones

2.1	Arquitectura vehículo eléctrico.	4
2.2	Arquitectura vehículo eléctrico híbrido serie.	5
2.3	Arquitectura vehículo eléctrico híbrido paralelo.	5
2.4	Arquitectura vehículo eléctrico híbrido serie-paralelo.	6
2.5	Sensores de control y monitorización auxiliar de estación de carga en Instituto de tecnología de Dublín [8].	14
2.6	Modelo micro red en campus de Pakistán [9].	15
2.7	Perfil de carga caso base referencia [9].	16
2.8	Perfil de carga PV BESS referencia [9].	16
2.9	Perfil de carga PV BESS con EV como carga.	16
2.10	Perfil de carga PV BESS con EV como fuente.	16
2.11	Diagrama de flujos referencia [10].	17
3.1	Propuesta metodológica.	23
4.1	Distancia entre centro meteorológico y Centro de Energía.	29
4.2	Radiación en meses de Otoño.	29
4.3	Radiación en meses de Invierno.	30
4.4	Radiación en meses de Primavera.	30
4.5	Radiación en meses de Verano.	31
4.6	Temperatura en meses de Otoño.	31
4.7	Temperatura en meses de Invierno.	32
4.8	Temperatura en meses de Primavera.	32
4.9	Temperatura en meses de Verano.	33
4.10	Potencia generada por un panel en los meses de Otoño.	33
4.11	Potencia generada por un panel en los meses de Invierno.	34
4.12	Potencia generada por un panel en los meses de Primavera.	34
4.13	Potencia generada por un panel en los meses de Verano.	35
4.14	Potencia mensual generada por un panel.	35
4.15	Generación anual paneles solares CE.	36
4.16	Vehículo MG4.	37
4.17	Inversor Huawei 3 kW.	41
4.18	Cargador vehículo eléctrico Waybox.	42
4.19	Topología de red.	42
4.20	EMS con vehículo conectado.	45
4.21	EMS con vehículo desconectado.	45
4.22	Datos de entrada función de simulación.	46
4.23	Arreglo de potencias generadas.	47
4.24	Perfiles de entrada para simulación.	47
4.25	Arreglo de consumo.	47

4.26	Código para vehículo estacionario.	47
4.27	Código para vehículo no estacionario 1.	49
4.28	Código para vehículo no estacionario 2.	49
4.29	Arreglos de resultados.	50
4.30	Iteración de función "Simulación".	50
4.31	Simulación 1 semana para validación de resultados.	51
5.1	Autonomía del vehículo año inicial.	54
5.2	SOC del sistema de baterías (BESS) durante año inicial.	55
5.3	Débito con la red primer año.	56
5.4	Carga del sistema de baterías primer año.	57
5.5	Consumo del vehículo en el primer año.	58
5.6	Consumo del vehículo con excedente de generación para primer año.	59
5.7	Autonomía vehículo segundo año.	61
5.8	SOC sistema de baterías (BESS) segundo año.	62
5.9	Débito con la red segundo año.	63
5.10	Carga del sistema de baterías (BESS) segundo año.	64
5.11	Consumo del vehículo en el segundo año.	65
5.12	Consumo del vehículo con excedente de generación segundo año.	66
5.13	Autonomía del vehículo tercer año.	68
5.14	SOC sistema de baterías (BESS) tercer año.	69
5.15	Débito con la red tercer año.	70
5.16	Carga del sistema de baterías (BESS) segundo año.	71
5.17	Consumo del vehículo en el tercer año.	72
5.18	Consumo del vehículo con excedente de generación tercer año.	73
5.19	Consumo y excedente de generación con 1 kW potencia instalada.	75
5.20	Consumo y excedente de generación con 2 kW potencia instalada.	76
5.21	Consumo y excedente de generación con 3 kW potencia instalada.	77
5.22	Consumo y excedente de generación con 4 kW potencia instalada.	78
5.23	Consumo y excedente de generación con 5 kW potencia instalada.	79
5.24	Comparación de consumo en escenarios.	80
5.25	Emisiones de carbono a la atmósfera para barrido de potencias de año inicial.	81
5.26	Costo de operación para barrido de potencias de año inicial.	82
5.27	Consumo y excedente de generación con 1 kW de potencia instalada en régimen permanente.	84
5.28	Consumo y excedente de generación con 2 kW de potencia instalada en régimen permanente.	85
5.29	Consumo y excedente de generación con 3 kW de potencia instalada en régimen permanente.	86
5.30	Consumo y excedente de generación con 4 kW de potencia instalada en régimen permanente.	87
5.31	Consumo y excedente de generación con 5 kW de potencia instalada en régimen permanente.	88
5.32	Comparación de consumos en escenarios en régimen permanente.	89
5.33	Emisiones de carbono a la atmósfera para barrido de potencias en régimen permanente.	90
5.34	Costo de operación para barrido de potencias en régimen permanente.	91
5.35	Implementación de sistema de cargador eléctrico.	95

5.36	Esquema de funcionamiento de sistema.	96
A.1	Hoja de datos panel solar 1.	102
A.2	Hoja de datos panel solar 2.	103
A.3	Hoja de datos batería 1.	104
A.4	Hoja de datos batería 2.	105
A.5	Hoja de datos batería 3.	106
A.6	Hoja de datos inversor 1.	107
A.7	Hoja de datos inversor 2.	108
A.8	Hoja de datos cargador eléctrico 1.	109
A.9	Hoja de datos cargador eléctrico 2.	110
A.10	Hoja de datos cargador eléctrico 3.	111
B.1	Perfil de consumo 1.	112
C.1	Matriz de distancia Bloque 1.	113
C.2	Matriz de tiempo Bloque 1.	113
C.3	Matriz de distancia Bloque 2.	113
C.4	Matriz de tiempo Bloque 2.	114
C.5	Matriz de distancia Bloque 3.	114
C.6	Matriz de tiempo Bloque 3.	114
C.7	Matriz de distancia Bloque 4.	114
C.8	Matriz de tiempo Bloque 4.	114

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación y justificaciones

La crisis climática y el calentamiento global son unos de los desafíos económicos y ambientales más importantes del último tiempo, y uno de los caminos para enfrentar este problema es mediante la generación de electricidad [1]. Para esto se poseen dos caminos, por un lado desarrollar energías renovables y retirar el carbón de la generación eléctrica y, por otro, electrificar aquellos consumos que no son eléctricos como el transporte, minería, industria, hogares y lo establecimientos como lo son las universidades.

En este contexto surge la necesidad de iniciar un proceso apuntando a un campus más sustentable, en donde, por primera vez se aplicará un modelo de utilización de energía 100 % renovable dentro de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (FCFM) de la Universidad de Chile.

Como parte de este proceso se busca diseñar un sistema de carga de un vehículo eléctrico que será utilizado por las autoridades de la facultad, en donde el objetivo es integrar el uso de energías renovables, proveniente de un arreglo de paneles fotovoltaicos, en conjunto a una solución de almacenamiento que permita el correcto y suficiente funcionamiento del vehículo en su día a día.

Este sistema de carga será desarrollado con la intención de ser implementado en la microred del Centro de Energía de la FCFM utilizando sus instalaciones y equipos, tales como un arreglo de paneles fotovoltaicos, banco de baterías y el empalme que da acceso a la red de distribución.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El presente trabajo aborda la solución al sistema de carga del vehículo que se implementará en la FCFM, un aspecto de gran relevancia en el contexto de la reducción de emisiones de gases invernaderos en la el campus universitaria.

En este contexto, el objetivo principal busca proponer el sistema de carga de un vehículo

eléctrico adecuado al consumo específico de una autoridad de la facultad, donde se busca integrar un sistema fotovoltaico y una solución de almacenamiento que permitan una operación 100 % renovable.

1.2.2 Objetivos específicos

Para poder cumplir con el objetivo general propuesto, se plantean y abordan los siguientes objetivos específicos a lo largo de la investigación:

- Caracterizar el requerimiento eléctrico del vehículo en función del uso que le dará una de las autoridades de la facultad.
- Proponer el diseño del cargador eléctrico y del sistema de gestión de energía (EMS).
- Realizar una simulación de desempeño de la solución propuesta.
- Dimensionar los componentes necesarios para la implementación del cargador en el campus universitario que aseguren un suministro 100 % renovable.

1.3 Alcances

El trabajo de título no contempla la construcción física ni la validación en laboratorio de la solución. El análisis se ajusta al modelo de vehículo eléctrico seleccionado por facultad o bien se realiza considerando un vehículo genérico en la medida que no se cuente con dicha información.

Asimismo, la metodología de simulación del modelo de gestión, busca explorar y validar propuestas de diseño, no siendo el foco su integración como herramienta EMS integrada en la operación real.

Capítulo 2

Antecedentes de estudio

En esta sección se resumen los distintos elementos temáticos y antecedentes, que forman parte relevante de los desarrollos y propuestas de este trabajo.

2.1 Vehículos eléctricos

Un vehículo eléctrico es un tipo de vehículo que convierte la energía química contenida en el sistema de almacenamiento en energía eléctrica, y luego, a través de un motor eléctrico, en energía mecánica destinada a mover el vehículo, la arquitectura general de este tipo de vehículo se puede ver en la Figura 2.1. La principal diferencia entre un vehículo eléctrico y un vehículo de combustión interna viene dada estrictamente por la forma en que se produce la tracción [2]. Bajo esta definición de vehículos eléctricos se pueden distinguir dos grandes categorías, los vehículos eléctricos híbridos (HEVs) y los vehículos totalmente eléctricos (AEVs) [3]. Luego los AEVs pueden ser clasificados como vehículos eléctricos a batería y vehículos de celda de combustible, donde este último posee la característica de no requerir de un sistema de carga externo mientras que los vehículos a batería dependen únicamente de una red externa para cargar el sistema de almacenamiento interno. A continuación, se discutirán a profundidad estos distintos tipos de tecnologías:

2.1.1 Vehículos eléctricos híbridos (HEVs)

Un vehículo eléctrico se le denomina híbrido cuando es impulsado por dos motores que pueden ser de distinta naturaleza, en este caso, un motor de combustión interna y por al menos un motor eléctrico. Con esta configuración, un auto híbrido puede aprovechar ambas fuentes para obtener energía y moverse. Cabe destacar que los vehículos híbridos pueden circular tanto en combinación de ambos motores o en forma puramente eléctrica.

Dentro de la categoría de HEVs existen 2 estructuras principales de funcionamiento: híbrido en serie e híbrido paralelo.

El sistema híbrido en serie funciona mediante un motor de combustión interna que esta conectado al motor eléctrico a través de un convertidor de energía. La energía almacenada del motor de combustión interna sufre una doble conversión en serie. Desde el convertidor en adelante, el sistema de funcionamiento es igual al de un vehículo eléctrico como se muestra en la Figura 2.2.

A diferencia del caso anterior, el sistema híbrido en paralelo posee los ejes del motor de combustión interna y los ejes del motor eléctrico directamente conectados a las ruedas mediante una conexión mecánica en el mismo nodo (ver Figura 2.3).

Existe una tercera opción de vehículo híbrido que corresponde a una combinación de los dos modelos anteriores llamado vehículo híbrido paralelo-serie en donde el motor de combustión interna está acoplado a un generador eléctrico y a la transmisión mediante un tren de engranajes. Parte de la energía necesaria para la propulsión proviene tanto del motor de combustión interna como del motor eléctrico (ver Figura 2.4). Es la arquitectura híbrida que ofrece más ventajas en términos de funcionalidad y flexibilidad, pero también es la más cara y difícil de implementar.

Otro tipos de vehículos híbridos son los semi híbridos y los vehículos de extensor de autonomía. El primero de estos se utiliza para mejorar el rendimiento y la autonomía de un vehículo tradicional integrando un motor eléctrico, de aproximadamente un décimo del tamaño del motor de combustión interna, que puede ayudar al vehículo en ciclos urbanos o aquellos ciclos a bajas velocidades donde la eficiencia del motor de combustión interna tiene una eficiencia baja en comparación con la nominal. Mientras que el segundo fue creado para mejorar, como dice su nombre, la autonomía del motor eléctrico gracias a un pequeño motor térmico que solo tiene como función el cargar la batería del auto.

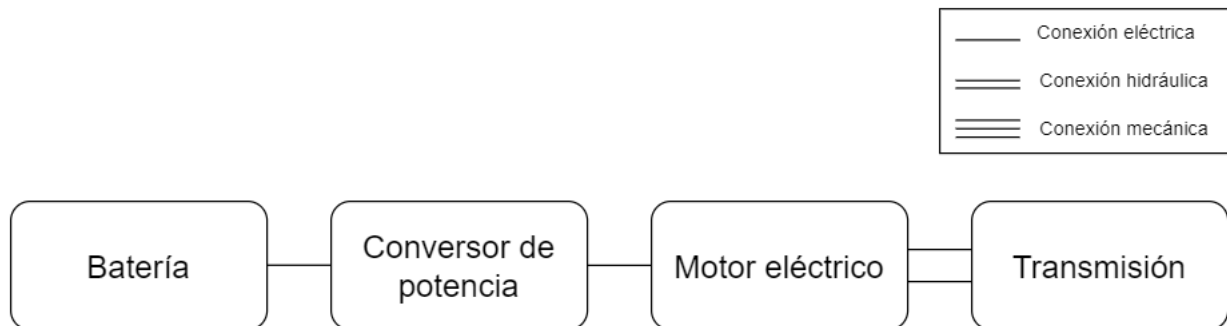


Figura 2.1: Arquitectura vehículo eléctrico.

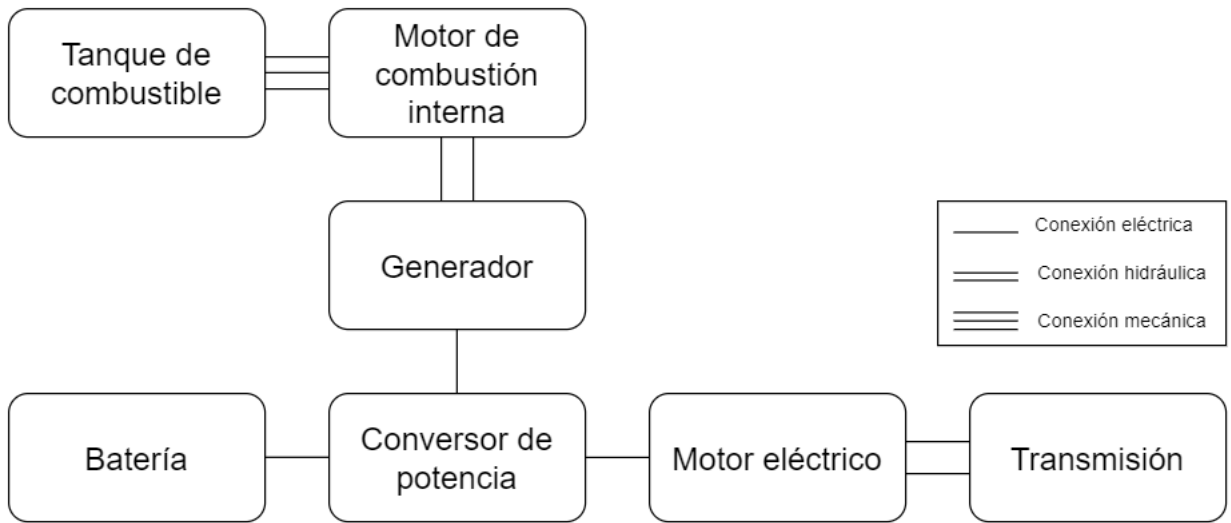


Figura 2.2: Arquitectura vehículo eléctrico híbrido serie.

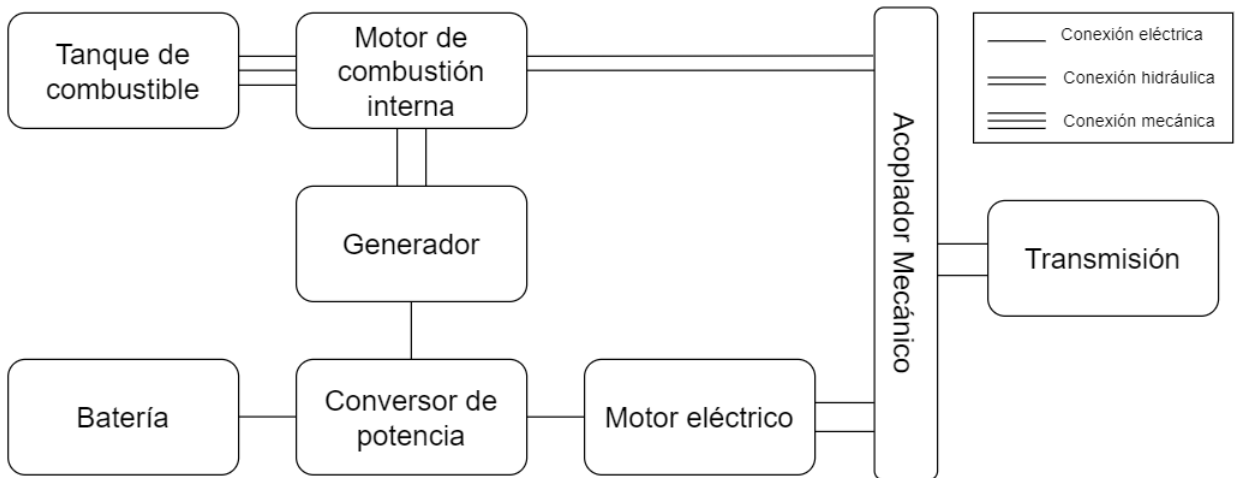


Figura 2.3: Arquitectura vehículo eléctrico híbrido paralelo.

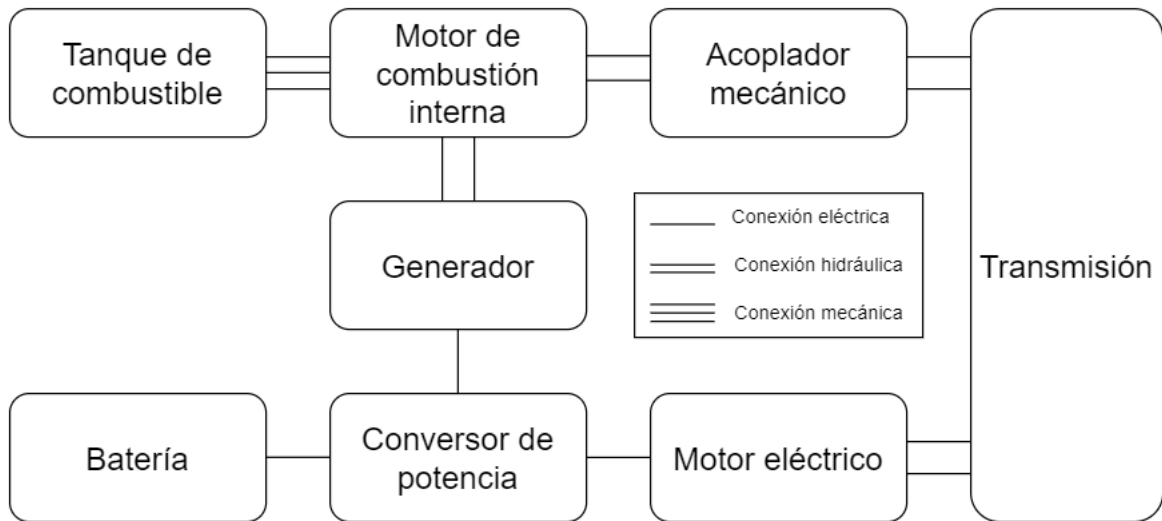


Figura 2.4: Arquitectura vehículo eléctrico híbrido serie-paralelo.

2.1.2 Vehículos totalmente eléctricos (AEVs)

Los AEVs corresponden a aquellos que solo hacen uso de motores eléctricos y fuentes de energía eléctrica, por lo que no hay un motor de combustión interna en el proceso de generar movimiento. Como se mencionó anteriormente, el esquema de un vehículo totalmente eléctrico consiste en el caso más simple de una batería, seguido por un convertor, luego un motor y finalmente un sistema mecánico que se conecta a la transmisión del vehículo que generará el movimiento de este [4]. Los motores se encuentran situadas en los bujes, que corresponden a un elemento donde se apoya el motor y se hace girar el eje de las ruedas, considerando que cada motor requiere de un convertor por separado que garantice control de velocidad y torque de las ruedas.

Por otra parte, dentro de la categoría de AEVs, también existen los vehículos de celda de combustible, en donde el grupo motor-generador es reemplazado por un sistema de celda de combustible que produce energía eléctrica a partir del hidrógeno (elemento más usual) almacenado en la celda. El exceso de electricidad producida por el combustible puede ser almacenado en una batería de reserva para su posterior uso [4].

2.1.3 Métodos de carga

Los métodos de carga están divididos en dos categorías, carga estática y carga dinámica. La carga estática se identifica con una estación de carga ubicada en un lugar en concreto en algún punto de una ruta o estacionamiento. Mientras que la carga dinámica se produce mientras el vehículo está en movimiento.

Por otra parte, existen dos maneras de cargar las baterías; carga inductiva y carga conductiva. La carga inductiva utiliza campos electromagnéticos para transferir energía entre dos componentes, la energía se transmite mediante un acoplamiento inductivo al vehículo eléctrico, ya sea de forma estática o dinámica. Mientras que la carga conductiva utiliza el contacto directo entre el conector del cargador eléctrico y la entrada de carga, donde el cable del cargador puede alimentarse desde una toma de corriente estándar o desde una estación de carga.

Existen dos métodos empleados en las estaciones de carga de los vehículos eléctricos que utilizan el método conductivo: Cargadores de corriente alterna y cargadores de corriente continua.

2.1.3.1 Carga estática inductiva

La transferencia de energía desde la estación de carga se realiza mediante un acoplamiento de tipo inductivo entre un devanado primario ubicado en el suelo y un devanado secundario colocado a bordo del vehículo. Una estación de suministro de energía sin contacto se compone esencialmente de un sistema de conversión de energía eléctrica de red que alimenta la bobina primaria a la frecuencia de resonancia. Por otra parte, la bobina secundaria está conectada a otro sistema de conversión que transfiere la energía hacia la batería del vehículo.

Para permitir la transferencia de energía desde la bobina de transmisión a la bobina receptora, la red eléctrica de corriente alterna se convierte en CA de alta frecuencia a través de la conversión de CA/CC y luego pasa por una conversión de tipo CC/CA.

Para mejorar la eficiencia general del sistema, se utiliza una topología de compensación basada en un arreglo en serie y en paralelo tanto en el lado transmisor como en el lado receptor. La bobina receptora, normalmente montada debajo del vehículo, convierte los campos de flujo magnético oscilantes en CA de alta frecuencia. Luego, la CA de alta frecuencia se convierte en una fuente de CC estable, que es utilizada por las baterías integradas.

También se suele incluir un control de energía, control de comunicaciones y un sistema de gestión de batería (BMS), para evitar problemas de salud y seguridad, y garantizar un funcionamiento estable. También se emplean placas planas de ferrita magnética tanto en el lado del transmisor como en el del receptor, para reducir cualquier flujo de fuga dañino y mejorar la distribución del flujo magnético.

2.1.3.2 Carga estática conductiva

Existen dos tipologías de carga estática conductiva y corresponden a las siguientes:

- Carga en corriente alterna
- Carga en corriente continua

En el primer caso el convertidor AC/DC se instala en el interior del vehículo eléctrico, mientras que en el segundo caso se instala en el interior de la estación de carga. La mayoría de los vehículos eléctricos tienen un cargador a bordo que utiliza un rectificador para convertir la corriente alterna de la red eléctrica en corriente continua, corriente adecuada para recargar la batería del vehículo eléctrico. La cantidad de energía que puede gestionar el rectificador está limitada por los costes de los componentes y por las temperaturas de funcionamiento, por lo que a partir de una determinada potencia suele ser la estación de carga exterior al vehículo la que suministra la corriente continua a la batería, evitando así la presencia del convertidor AC/DC dentro del vehículo.

2.1.3.3 Carga dinámica inductiva

El sistema dinámico de carga inalámbrica de vehículos eléctricos es una tecnología prometedora. También se le conoce como “carretera propulsada”, “en línea” o “en movimiento”. En este sistema las bobinas primarias están incrustadas en el hormigón de la carretera a cierta distancia con una fuente de CA de alta tensión y alta frecuencia y circuitos de compensación para una microrred y/o los sistemas de energía renovable y el punto de entrega (POD).

Al igual que la carga inductiva estática, la bobina secundaria se monta debajo de los vehículos. Cuando el vehículo eléctrico pasa sobre el transmisor, recibe un campo magnético a través de una bobina receptora y lo convierte a CC para cargar el banco de baterías utilizando el convertidor de potencia y el sistema de control de las baterías. Este tipo de estaciones de carga reducen la necesidad total de batería en aproximadamente un 20 % en comparación con los vehículos eléctricos actuales. Para la carga dinámica, las plataformas transmisoras y los segmentos de suministro de energía deben instalarse en ubicaciones específicas y rutas predefinidas.

2.2 Estación de carga para vehículos eléctricos

Una electrolinería, también llamada estación de carga de vehículos eléctricos, es simplemente un sistema que proporciona energía eléctrica para cargar las baterías de los vehículos enchufables, sean completamente eléctricos o híbridos, sean coches, camiones, autobuses o motocicletas, sean compartidos o particulares. Este tipo de estaciones suelen encontrarse en espacios públicos, cualquier calle, o en centros comerciales, generalmente en las zonas de aparcamiento.

Las estaciones de carga de vehículos eléctricos se dividen en estaciones de carga basadas en el uso de la red, estaciones de carga basadas en energías renovables y estaciones de carga del tipo híbrido, que usan la red y energías renovables. Cada estación diseñada tiene sus pros y contras que la delimitan a una función y operación en particular. Entre los tres tipos de estaciones de carga, las que hacen uso de energías renovables toman la delantera debido a la aparición natural de su recurso, su facilidad de uso, su bajo costo de equipos y mantenimiento prácticamente gratuito [5]. La estación de carga que se analizará a continuación corresponde a la estación de carga basada en recursos renovables, específicamente, una estación fotovoltaica.

Este tipo de estaciones de carga, como se mencionó anteriormente, se componen únicamente de fuentes de energía renovables como lo es la energía solar fotovoltaica. Este tipo de estación de carga independiente de la red puede proporcionar suficiente energía haciendo uso de baterías como respaldo. Este arreglo de paneles fotovoltaicos y baterías pueden proporcionar suficiente energía a la estación cuando todas las características e infraestructuras necesarias e importantes están instaladas de forma adecuada y cuidadosa.

Este tipo de estación de carga es una de las mejores y más económicas que se pueden adoptar para evitar la escasez de energía de la red y reducir el costo por carga de los vehículos eléctricos. En la medida en que la estación de carga solar fotovoltaica obtiene su fuente de energía de forma natural, el coste por carga de vehículo eléctrico siempre es más económico cuando se instalan todas las infraestructuras necesarias para un rendimiento eficaz. El tipo

de batería y la capacidad de la batería que se utilizará como respaldo también es un factor importante a considerar durante el diseño de la estación de carga fotovoltaica.

Por otra parte, existen componentes importantes que se necesitan para un suministro de energía eficaz y eficiente a la estación de carga para lograr una carga rápida del vehículo. Algunas de las tecnologías de carga importantes y componentes estándar que componen las estaciones de carga son: Cargadores de corriente continua bidireccional, MPPT, inversor direccional, sistema de almacenamiento de energía y los conectores de vehículo-estación.

2.2.1 Cargador CC bidireccional

El cargador de CC bidireccional es uno de los diseños de mejora de la eficiencia que se utiliza para mejorar la energía aprovechada y transferida a la estación de vehículos eléctricos para una carga rápida. La función principal de un cargador de CC en un sistema solar fotovoltaico es permitir un control eficaz durante el proceso de carga interconectando la tensión del bus de CC con la batería del vehículo eléctrico.

El sistema de carga para vehículos eléctricos se clasifican en tipo fuera y a bordo con flujo de energía uni o bidireccional. La diferencia entre la energía unidireccional y bidireccional es que la bidireccional permite el flujo de energía en dos direcciones, es decir, de la red al vehículo, de la batería al vehículo y de regreso a la red, mientras que el cargador de CC unidireccional permite el flujo de energía en una dirección y limita sus funciones. La ventaja de los cargadores de CC bidireccionales es su tamaño compacto y su mayor fiabilidad.

La desventaja del cargador de CC bidireccional es que es costoso debido al nivel de transferencia de potencia que se maneja en su operación. También se necesita que un experto lo diseñe para evitar sobre tensiones en la red, ya que la red debe aceptar la transferencia de energía del sistema fotovoltaico cada vez que se genera un exceso.

2.2.2 Seguimiento del máximo punto de potencia (MPPT)

Se trata de una técnica basada en un algoritmo matemático para realizar un seguimiento de la potencia de la instalación, para así conocer cuál es el punto más alto en el que se alcanza la máxima potencia. Esto se utiliza para equilibrar la impedancia de la carga con la del panel solar fotovoltaico para una entrega efectiva. Esto se logra acercando la impedancia del panel solar fotovoltaico lo más posible a la impedancia de la carga. Además, para que se transfiera la máxima potencia desde el panel a la carga, la conductancia resultante del sistema debe ser cero y esto solo se puede lograr introduciendo MPPT en el controlador de carga de la estación de carga de vehículos eléctricos para un aprovechamiento eficaz.

2.2.3 Tecnología de carga conductiva

Existen diversas tecnologías de carga y varios estándares de carga con respecto a la potencia esperada y el tiempo necesario para cargar un dispositivo. Los cargadores están diseñados para una carga rápida y baja dependiendo de la composición mecánica. La clasificación de carga y los estándares de carga según la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) se muestran en la Tabla 2.1 y la fórmula de tiempo de carga correspondiente se muestra en la Ecuación 2.1. Para lograr un tiempo de carga rápido de la batería de un vehículo eléctrico, se necesita un cargador con suficiente potencia que se ajuste a las especificaciones de los

diseñadores con respecto a la programación de prioridades.

Tabla 2.1: Tiempos de carga según estándar IEC 61851-1.

Conexión a la red	Carga normal monofásica	Carga normal trifásica	Carga rápida	Carga muy rápida
Voltaje (VAC)	230	400	500	600
Corriente (A)	16	32	250	400
Potencia (kW)	3.7	22/43	220	240
Tamaño de batería (kWh)	Tiempo de carga			
100	27h	2,5/4,5h	30min	25min
40	11h	60/120min	10min	10min
20	5,5h	30/60min	5min	5min
10	3h	15/30min	<5min	<5min

$$P_{carga} = \frac{B_{batería}}{T_{carga}} \quad (2.1)$$

Donde P_{carga} corresponde a la potencia del cargador en kW, $B_{batería}$ es el tamaño de la batería en Wh y T_{carga} es el tiempo que tarda en cargarse medido en horas.

2.2.4 Conectores de carga de vehículos eléctricos

Hay varios conectores de carga disponibles en el mercado con diferentes especificaciones y capacidades. Las estaciones de carga se pueden clasificar según la conversión de energía. Dentro de estos se encuentran los conectores de corriente alterna, los cuales indican que se utiliza el convertidor de energía dentro del vehículo eléctrico y los conectores de corriente continua, que son aquellos que utilizan un convertidor de potencia externo sin limitaciones de tamaño ni peso dentro del vehículo.

La Tabla 2.2 muestra las especificaciones de carga CC y CA con niveles de carga, corriente y voltaje máximos que disipa cada conector, número de pines de comunicación y potencia máxima que se espera entregar al usar cualquiera de los cargadores especificados con la clasificación correspondiente.

Tabla 2.2: Especificaciones de cargadores de CA y CC.

Clasificación de cargadores de corriente alterna				
Tipo de enchufe	Número de pines	Nivel de carga	Voltaje y corriente máxima	Potencia máxima
Tipo 1 SAE J1772 (USA)	3 pines de potencia L1, N, E.	AC 1	120 V, 16 A (1 fase)	1,9 kW
	2 pines de control CP, PP	AC 2	240 V, 80 A (1 fase)	19,2 kW
Tipo 2 Mennekes (EU)	4 pines de potencia L1, L2, L3, N, E	AC 1	230 V, 32A (1 fase)	7,4 kW
	2 pines de control CP, PP	AC 2	400V, 80 A (3 fases)	43kW
Clasificación de cargadores de corriente continua				
Tipo 4 SAE J1772 CCS	3 pines de potencia DC+, DC-, E	DC 3	200-1kV 200A	200kW
	2 pines de control CP, PP			
Tipo 4 Chademo	3 pines de potencia DC+, DC-, E	DC 3	200-0.5kV 125A	62,5kW
	7 pines de control			
Tesla (US)	3 pines de potencia DC+, DC-, E	DC 3	400V 300A	120kW
	3 pines de potencia L1, N, E.			
	2 pines de control CP, PP			

2.3 Sistema de gestión de energía

Un sistema de gestión de energía (EMS) permite gestionar y controlar el flujo de energía entre distintos tipos de fuentes de generación y las cargas en una misma red. Un EMS puede controlar el equilibrio entre oferta y demanda para maximizar beneficios ambientales o económicos dependiendo del objetivo que se busque. Este tipo de tecnología es clave para la estabilidad y el funcionamiento de una microrred [6].

Los sistemas de gestión de energía son reconocidos como elementos esenciales de control en términos de estabilidad, seguridad y eficiencia, así como elementos de equilibrio de energía en términos de su dependencia de la variabilidad de las condiciones de operación, caracterizadas por la incertidumbre causada por la energía, los suministros procedentes de recursos energéticos renovables (RES) y/o el comportamiento dinámico de la demanda eléctrica.

Las decisiones sobre las microrredes las toma el sistema de control. En este sentido, los EMS son dispositivos de control encargados de definir la programación óptima de las unidades despachables en una microrred mediante el uso de diferente información sobre esta última, como lo es el pronóstico de demanda, la generación de energía, el almacenamiento de energía, previsiones meteorológicas, precios de la red energética, etc.

Por otra parte, existen 2 tipos de EMS basados en los tipos de procesos que llevan a cabo, desde procesos generales a específicos. Estos tipos de EMS son el modelo centralizado y el modelo descentralizado.

2.3.1 Sistema de gestión de energía centralizado

En una arquitectura de control centralizado, el principal responsable de la maximización de los parámetros de la microrred y de la optimización de su funcionamiento recae sobre el controlador central. El EMS utiliza señales de entrada de información como previsión meteorológica, demanda de las cargas, SOC de las baterías, precios de energía, entre otros, para realizar los procedimientos de programación y optimización para determinar los ajustes óptimos para despachar la generación de los sistemas distribuidos y los controladores locales de los demás dispositivos.

2.3.2 Sistema de gestión de energía descentralizado

La segunda opción corresponde a una arquitectura del tipo descentralizada. En esta arquitectura la optimización de la producción, con el fin de satisfacer la demanda, se realiza mediante controladores locales. Un EMS descentralizado necesita información local completa para ejecutar las acciones de control requeridas sin un conocimiento total de todos los parámetros del sistema, es decir, un enfoque descentralizado se basa principalmente en una medición local de parámetros, como los valores de voltaje y frecuencia. Las acciones de control se envían a los múltiples sistemas de distribución de energía y a las cargas controlables [7].

2.4 Aplicaciones de vehículos eléctricos en campus universitarios

El uso de vehículos eléctricos no es algo nuevo para nuestra sociedad, pero el aumento de estos requiere también la instalación de la infraestructura necesaria para su funcionamiento como lo son los cargadores eléctricos. Estos se pueden emplazar básicamente en cualquier lugar que posee el recurso energético necesario, es por esto que la implementación dentro de campus universitarios es algo que está aumentando con el paso del tiempo.

Considerando lo anterior, se presenta una comparación de varias aplicaciones de vehículos eléctricos dentro de diferentes campus universitarios en distintos lugares del mundo.

2.4.1 Instituto Tecnológico de Dublin

El primero de los casos corresponde al Instituto de tecnología de Dublin en Irlanda [8]. En este se implementa un arreglo fotovoltaico en conjunto con un sistema de almacenamiento para alimentar dos vehículos ligeros con el fin de maximizar la autonomía y el auto-consumo. Para el diseño de la estación de carga se utiliza un arreglo de baterías de un tamaño de 9,6 kWh que es capaz de entregar una potencia de 10,5 kW AC para la carga de dos vehículos ligeros de 13,76 kWh que se usan durante el día y la noche en un campus de un tamaño de 73 acres o 30,7 hectáreas.

Cada uno de estos vehículos se recarga de manera estándar mediante un cargador de 3 pines de 230V/13A.

Esta estación de carga solar fotovoltaica funciona con ayuda de la red de distribución. La generación solar es utilizada durante el día para recargar los vehículos al mismo tiempo que se cargan las baterías mediante el exceso de generación que se produce. Esta opción fue escogida para utilizar las baterías como fuente de energía de los vehículos en los períodos en donde haya poca o ninguna luz solar. Cuando las baterías están llenas, cualquier excedente de generación puede ser enviado a la red, la cual también se usa como respaldo para compensar déficit de generación. La inclusión de la batería como parte del diseño general mejora el nivel de autosuficiencia solar.

Para el diseño del arreglo de los paneles solares se tomó en cuenta variables de demanda diaria de los vehículos ligeros en conjunto con la intensidad de la radiación solar. En resumen, uno de estos vehículos demanda aproximadamente 30 kWh diariamente, lo que se traduce en 42 paneles de 250 W monocristalinos con una superficie de $1,63 \text{ m}^2$, lo que hace un total de aproximadamente 69 m^2 de área utilizada en el techo del edificio.

El tamaño de la batería se estima en función de la demanda de los vehículos y las tarifas eléctricas aplicadas a los retiros de energía de la red, en donde, de manera simplificada se obtuvo un rango de capacidad entre los 7 y 14 kWh para baterías de ion de litio.

Otro punto importante de este diseño corresponde a las señales del sistema de control de energía, la comunicación entre los componentes y los sensores de medición, los cuales

contemplan estructuras como: Sistema de control de baterías, gestión de baterías a control remoto, enchufes inteligentes a control remoto, medidores de red, controladores de energía y un portal WEB (ver Figura 2.5).

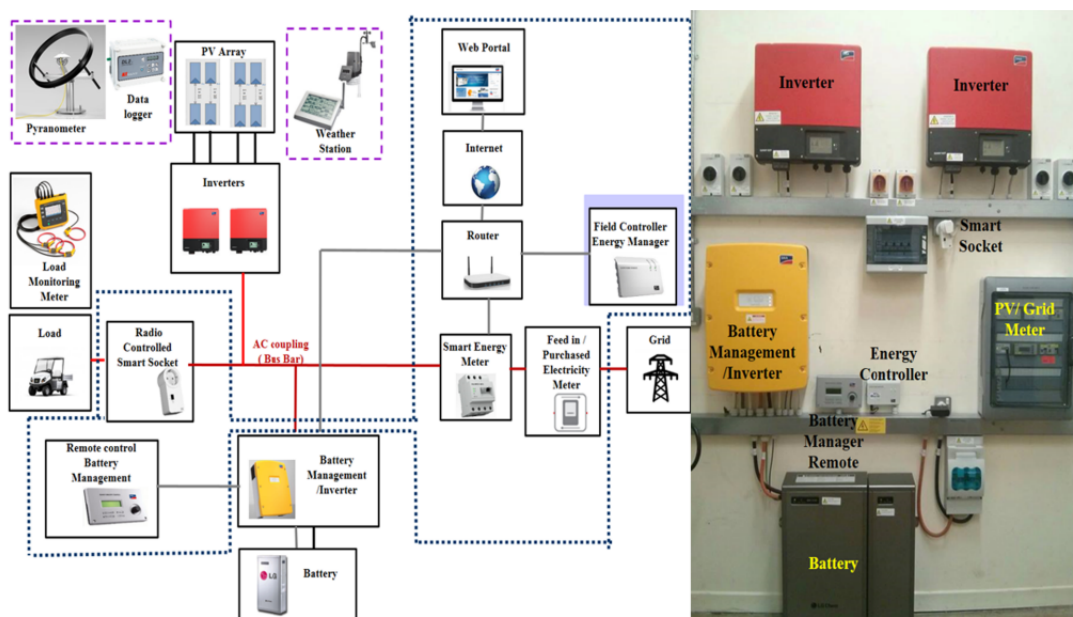


Figura 2.5: Sensores de control y monitorización auxiliar de estación de carga en Instituto de tecnología de Dublín [8].

2.4.2 Universidad de Pakistán

Una segunda aplicación de un cargador eléctrico dentro de un campus se desarrolla en Multan, el campus de una universidad de Pakistán [9]. Bajo este contexto, lo que se busca evaluar fue el despacho óptimo de recursos dentro de una microrred al implementar un vehículo eléctrico dentro del sistema.

En esta investigación, se obtiene un modelo, al igual que en el caso anterior, donde se considera el uso de la red de distribución de energía, una arreglo de paneles fotovoltaicos, un sistema de almacenamiento (BESS) y el vehículo eléctrico con su respectivo cargador. Esto se puede ver representado en la Figura 2.6.

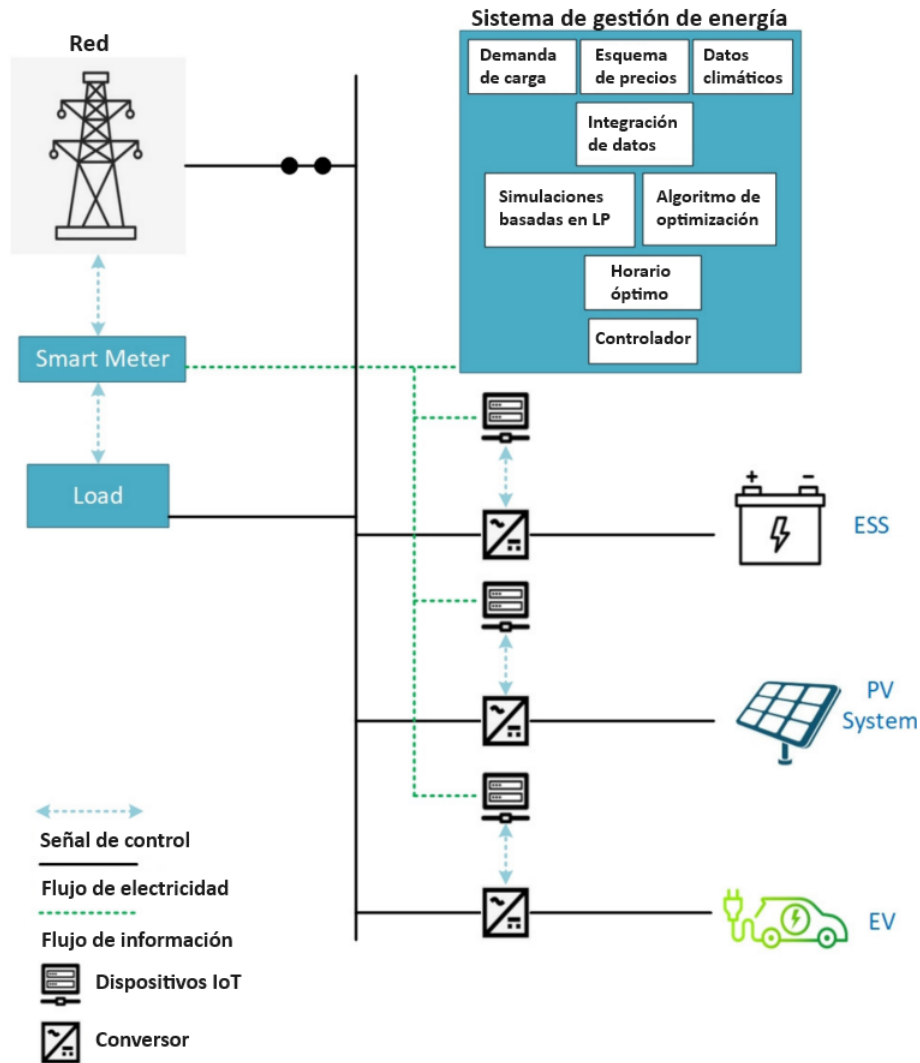


Figura 2.6: Modelo micro red en campus de Pakistán [9].

En la Figura 2.6 se hace la diferenciación entre los 2 tipos de conexiones entre los dispositivos, las cuales son una señal de control y un flujo de energía. Los flujos de energía provienen de la red de distribución, del sistema BESS, del arreglo fotovoltaico y del vehículo eléctrico, mientras que existen señales de control provenientes entre los sistemas de obtención de datos conectado a cada uno de estos elementos anteriores además del sistema de control de energía que establece esta investigación.

Principalmente se analizan distintos casos donde se estudia el rendimiento de agregar elementos a la microrred original. El caso base corresponde a solo usar la red para la obtención de energías, lo que implica comprar toda la energía necesaria para alimentar las cargas de la universidad, la cual es la opción más cara de todas las que se exponen. La segunda opción corresponde a la implementación de un sistema PV BESS, el sistema PV contemplado es de una potencia instalada de 400 kW y el sistema BESS, hecho de baterías de ion de litio, tiene una capacidad de 100 kWh con una potencia de carga e inyección de 100 kW. Para poder diferenciar el cambio entre el caso original, donde no se presenta ningún tipo de generación o almacenamiento, y el caso donde sí, se presentan las Figuras 2.7 y 2.8.

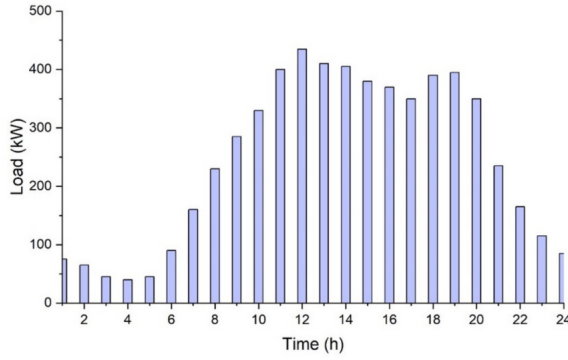


Figura 2.7: Perfil de carga caso base referencia [9].

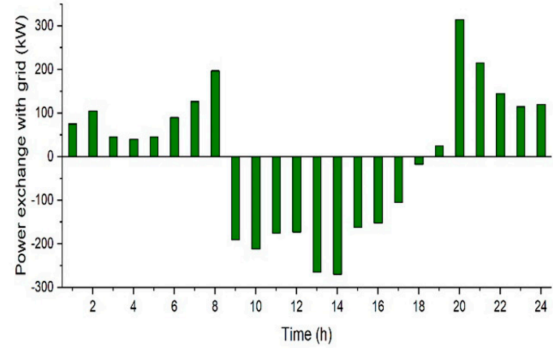


Figura 2.8: Perfil de carga PV BESS referencia [9].

En la Figura 2.7 se sobreentiende que todos los valores de las 24 horas corresponde a compra de energía de la red, mientras que en el caso de la Figura 2.8 el cambio es notorio, la demanda de potencia disminuye en prácticamente todas las horas y también existe el caso entre las 9 y 17 horas en donde se inyecta y/o vende energía a la red, lo que claramente produce una disminución en los costos en comparación al caso base.

El caso importante para esta memoria corresponde a la inclusión del vehículo eléctrico, en donde para modelarlo se toman 2 caminos, el modelar el EV como una carga y el modelar como una batería más dentro del sistema. La primera de estas opciones corresponde al perfil de carga de la Figura 2.9, en donde se presenta un caso peor, en costo, que la situación donde solo se considera el sistema PV y BESS, debido a que se podría decir que meramente se aumentó la carga total que debe aumentar el sistema, forzando a hacer un mayor uso de las baterías y del sistema. El caso más favorable consiste en la segunda opción, donde se modela el sistema EV como una batería. Como se ve en el perfil de carga de la figura 2.10, el modelar el vehículo eléctrico como una batería implica una mayor capacidad del sistema de almacenamiento que puede ser utilizado para los momentos donde existe una mayor demanda de energía, lo cual la vuelve la opción más barata de todos los casos analizados.

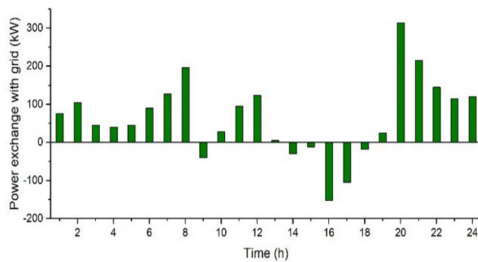


Figura 2.9: Perfil de carga PV BESS con EV como carga.

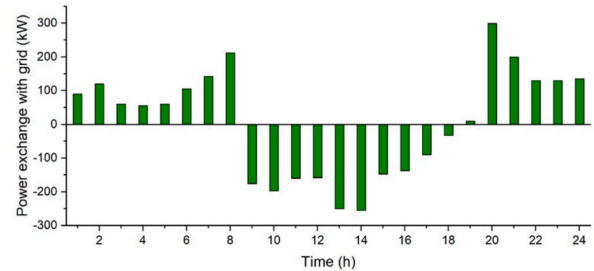


Figura 2.10: Perfil de carga PV BESS con EV como fuente.

Si bien, se evalúa económicamente cada caso, se puede dar por entendido que un vehículo eléctrico que se conecta a una microrred no tiene solo un funcionamiento como batería o solo como carga. Es por esto que estos casos sirven para obtener información de los comportamientos del vehículo, pero en la realidad, al considerar un esquema de vehículo a la red (V2G), se posee una combinación entre carga e inyección de energía de parte del vehículo, el

cual tendrá que ser analizado dentro de esta investigación.

2.4.3 Universidad Tecnológica de Nanyang

En [10] se busca obtener el máximo número de vehículos eléctricos que soporta el transformador de servicio de la red, la cual se encuentra en la Universidad Tecnológica de Nanyang en Singapur. En este estudio se cuenta con el uso del transformador de servicio de la red, vehículos eléctricos, un arreglo fotovoltaico, celdas de combustible y una micro turbina a gas. En esta investigación el parámetro más importante considerado corresponde a la pérdida de vida del transformador para estimar la cantidad de vehículos eléctricos que podrían ser soportados por la red. Esto se realiza siguiendo la metodología del diagrama de flujos de la Figura 2.11.

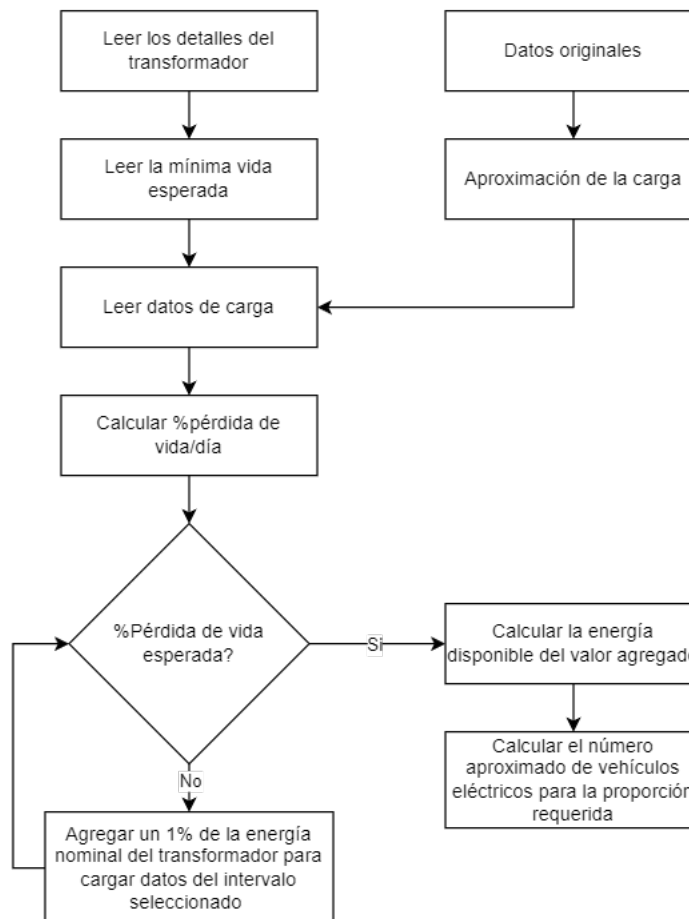


Figura 2.11: Diagrama de flujos referencia [10].

Considerando esta metodología, se analizan 3 casos distintos, el primero de estos en donde se considera una pérdida de vida del transformador de 10 %, un segundo caso donde este valor asciende a 20 % y solo se carga una pequeña cantidad de vehículos eléctricos, y por último, una pérdida de vida del transformador del 20 % pero se considera la generación del sistema fotovoltaico, las celdas de combustibles y la micro turbina.

Los resultados para estos casos corresponden a los siguientes valores mostrados en la Tabla 2.3:

Tabla 2.3: Número estimado de vehículos eléctricos [10].

Escenario	Autos	Motocicletas	Cuatri/triciclo	Ciclomotor eléctrico	Bicicletas
Caso 1	13	68	33	119	318
Caso 2	25	130	63	227	606
Caso 3	30	156	76	274	730

Con esto, se obtiene el número de vehículos eléctricos que pueden ser abastecidos por el transformador de una microrred.

2.4.4 Universidad de Ryukyu

En la referencia [11], se analiza el como obtener una combinación de elementos de la microrred que limite la dependencia de la red con la inclusión de vehículos eléctricos como cargas. Esta investigación se realiza en la Universidad de Ryukyu en Okinawa, Japón. La microrred de este sistema considera generación fotovoltaica, un sistema de almacenamiento a base de baterías, conexión a la red y la inclusión de una flota de 2500 vehículos eléctricos.

Para realizar este análisis se utiliza un algoritmo de optimización multi-objetivo llamado NSGA-II. Este algoritmo genera soluciones aleatorias dentro de un rango especificado y realiza evoluciones iterativas según sea necesario. Con esto, se obtienen 4 casos distintos asociados a los niveles de respuesta del usuario (donde la respuesta del usuario corresponde al porcentaje total de vehículos cargando al mismo tiempo), los cuales para obtener ciertos niveles de eficiencia de energía se utiliza la energía de las distintas fuentes de la siguiente manera (Tabla 2.4):

Tabla 2.4: Valores obtenidos por optimización multi-objetivo [11].

Nivel de respuesta	Batería (kWh)	Paneles fotovoltaicos (módulos)	Red (kWh)	Generación fotovoltaica (kWh)	Eficiencia energética
0 %	1441	17341	$2,52 \times 10^7$	$3,79 \times 10^6$	97,51 %
10 %	1535	17270	$2,37 \times 10^7$	$3,77 \times 10^6$	97,62 %
20 %	2242	17505	$2,12 \times 10^7$	$3,82 \times 10^6$	98,78 %
30 %	2908	17350	$2,01 \times 10^7$	$3,79 \times 10^6$	99,22 %

2.4.5 Universidad del Sur

Ahora, en [12] se trabaja con un arreglo fotovoltaico, vehículos eléctricos y la conexión a la red, con el objetivo de minimizar el costo neto anual de energía de un campus universitario que proporciona servicio de carga de vehículos eléctricos utilizando sistemas solares fotovoltaicos de capacidad óptimo. Esto se desarrolla en el campus Mawson Lakes de la Universidad del Sur de Australia.

Para obtener este costo mínimo de operación de la red, se implementa un modelo de optimización por enjambre de partículas (PSO) en el solver de MATLAB. Este solver utiliza restricciones de balances de potencia de la red y la estrategia de carga de los vehículos para resolver.

Esta estrategia de carga de vehículos eléctricos se implementa a través de varios pasos, incluyendo la determinación de la demanda de carga a partir de datos de estacionamiento, viajes de vehículos y parámetros técnicos de vehículos eléctricos. Se utilizan datos de estacionamiento y viajes para estimar la distribución de probabilidad de estacionamiento de vehículos y calculan la cantidad de cargadores necesarios. Luego se crea un perfil de uso individual para cada vehículo eléctrico, basado en la distribución de probabilidad de los datos de viajes. Finalmente, se evalúan diferentes estrategias de carga de vehículos eléctricos para poder calcular su valor agregado en la demanda de carga, y los resultados incluyen el número requerido de cargadores y la demanda agregada de carga en el campus.

2.4.6 Universidad de Qatar

Finalmente, en [13] se busca obtener la cantidad óptima de cargadores para instalar cada año, el tamaño de las plantas de energía solar y la política requerida para lograr un conjunto de objetivos definidos por el usuario. Esto se realiza en el campus de la Universidad de Qatar donde se cuenta con un sistema fotovoltaico, una flota de vehículos eléctricos y una conexión a la red.

El documento propone un modelo que combina la optimización con la dinámica de sistemas para la planificación de infraestructura de vehículos eléctricos (EV) y el análisis de proyectos a micro-escala. El modelo se valida con datos históricos de instalación de EV en campus para ilustrar la practicidad de los resultados del modelo. La salida de la herramienta son los tamaños y tiempos de instalación de cargadores EV e infraestructura solar fotovoltaica (PV). El plan de etapas se evalúa con un estudio de casos en la Universidad de Qatar, y la evaluación se realiza a través de comparaciones de indicadores económicos y ambientales para diferentes planes de etapas, todo esto mediante una herramienta de software dinámico llamado STELLA.

2.4.7 Comparación de aplicaciones

Considerando todos los documentos anteriormente mencionados, estos presentan soluciones a problemas específicos que se presentan en las redes que se están estudiando, es por esto que estas investigaciones no pueden ser completamente replicadas para otra red, como la que sería implementada en el Centro de Energía de la FCFM, pero estas sirven como referencia para resolver problemas puntuales que se presenten en otras aplicaciones.

A continuación, se presenta una comparación de los principales ámbitos que caracterizan los documentos investigados (Tabla 2.5).

Tabla 2.5: Comparación de aplicaciones de vehículos eléctricos en campus universitarios.

Referencia	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]
Nombre del campus	Dublin Institute of Technology	Institute of Engineering and Technology, Multan, Pakistan	Nanyang Technological University, Singapore	University of the Ryukyus, Okinawa, Japan	Mawson Lakes Campus of the University of South Australia	Qatar University campus
Elementos del sistema	PV, BESS, EV y conexión a la red	PV, BESS, EV y conexión a la red	Transformador de servicio, EV, PV, celdas de combustible, micro-turbina a gas.	EV, PV, BESS y conexión a la red	EV, PV y conexión a la red	EV, PV y conexión a la red
Objetivos	Modelar el sistema panel-estación de carga, formular una optimización de la gestión de energía y justificar el valor ideal o el rango potencial del tamaño de batería equivalente.	Minimizar el costo del consumo diario de electricidad programando de manera óptima las fuentes de energía.	Obtener el máximo número de vehículos eléctricos que soporta el transformador de servicio	Obtener una combinación de elementos de la microrred que limite la dependencia de la red con la inclusión de vehículos eléctricos como cargas	Minimizar el costo neto anual de energía de un campus universitario que proporciona servicio de carga de vehículos eléctricos utilizando sistemas solares fotovoltaicos de capacidad óptima	Obtener la cantidad óptima de cargadores para instalar cada año, el tamaño de las plantas de energía solar y la política requerida para lograr un conjunto de objetivos definidos por el usuario.
Restricciones	Generación y demanda de las cargas	SOC de las baterías de almacenamiento y los EV, intercambio de potencia con la red y restricciones de costo	Pérdida de vida (LOL) del transformador	Probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP), el costo de los ciclos de vida (LCC), las pérdidas de energía y balances de potencia	Restricciones de balance de potencia y la estrategia de carga de los vehículos	Infraestructura del sistema de poder y la cantidad de espacios de estacionamiento disponibles
Características de la carga	Dos vehículos CarryAll de 13.76 kWh	Considera la carga de los vehículos, y generación para edificios académicos y residenciales	Considera alimentar una microrred y una cantidad a estimar de vehículos eléctricos	Inclusión de una flota de 2500 vehículos eléctricos a la microrred	Considera el consumo aproximado de 2300kW de la universidad más la inclusión de la demanda de los vehículos eléctricos	Cargas de los edificios del campus y los vehículos eléctricos.
Método de resolución del problema	-	Programación lineal robusta	Estimación de la flota de vehículos eléctricos basada en el cálculo de LOL del transformador	Algoritmo de optimización multiobjetivo NSGA-II	Optimización por enjambre de partículas (PSO)	Optimización multiobjetivo
Software	Transient System Simulation (TRNSYS)	MATLAB	-	-	MATLAB	STELLA

2.5 Atributos verdes

2.5.1 Definición

Por "Atributos Verdes" se entienden todos y cada uno de los créditos, beneficios, reducciones de emisiones, compensaciones y derechos de emisión, con independencia de su titularidad, atribuibles a la generación del Proyecto y a su emisión evitada de contaminantes. Los Atributos Verdes incluyen, pero no se limitan a los "Créditos de Energía Renovable", así como: cualquier evitación de emisión de contaminantes al aire, suelo o agua, como óxidos de azufre (SOx), óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) y otros contaminantes; (2) cualquier evitación de emisiones de dióxido de carbono (CO2), metano (CH4), óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos, hexafluoruro de azufre y otros gases de efecto invernadero (GEI) que hayan sido determinados por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas, o de otra manera por la ley, como contribuyentes a la amenaza real o potencial de alterar el clima de la Tierra al atrapar calor en la atmósfera [14].

Cabe destacar que los "Créditos de Energía Renovable" (REC) son un instrumento negociable basado en el mercado que representa los derechos de propiedad sobre los atributos ambientales, sociales y otros no energéticos de la generación de electricidad renovable. Específicamente, un REC certifica que un megavatio-hora (MWh) de electricidad fue generado a partir de una fuente de energía renovable elegible y se inyectó en el sistema compartido de líneas de energía que transportan electricidad [15].

2.5.2 Indicadores de confiabilidad

Para medir el nivel de atributos verdes de una microrred con un sistema fotovoltaico (FV), un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), un cargador eléctrico y un vehículo eléctrico (VE), se pueden evaluar varios indicadores clave que reflejan la confiabilidad y el rendimiento medioambiental del sistema. Las métricas que se utilizan usualmente en este tipo de sistemas son las siguientes [16] [17]:

- **Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)**

La probabilidad de pérdida de carga (LOLP) definida como el porcentaje de tiempo durante un período de duración T en el cual la carga demandada L(T) es menor que la carga generada por el sistema P(T). Se puede expresar con la siguiente fórmula (2.2 y 2.3):

$$LOLP = \frac{\sum_{t=1}^T \phi_t}{T} \quad (2.2)$$

$$x = \begin{cases} 0 & , \text{ si } L(T) \leq P(T), \\ 1 & , \text{ if } L(T) > P(T) \end{cases} \quad (2.3)$$

- **Probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP)**

La probabilidad de pérdida de suministro de energía (LPSP) se define como el porcentaje de suministro de energía que no es capaz de satisfacer la demanda de carga. Indica la

fiabilidad del suministro de energía a la carga. La LPSP se obtiene como la proporción de la suma de todas las pérdidas de suministro de energía, $LPS(t)$, en un período de tiempo específico (t) sobre la suma de la demanda de carga, $LD(t)$, en el mismo período de tiempo (t). El indicador LPSP se expresa matemáticamente como se muestra en la ecuación 2.4.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T LD(t)} \quad (2.4)$$

- **Energía Esperada No Suministrada (EENS)**

La Energía Esperada No Suministrada (EENS) es un indicador probabilístico que mide la energía esperada que no será suministrada debido a la falta de capacidad en el sistema energético. Donde P_{hmax} y P_{hmin} son la potencia máxima y mínima, respectivamente, generadas por el sistema de energía híbrido, L es la carga eléctrica, y $f_{ph}(ph)$ es la función de densidad de probabilidad para la salida de potencia del sistema de energía híbrido. El indicador EENS se expresa matemáticamente como se muestra en la ecuación 2.5.

$$EENS = \begin{cases} L - \int_{P_{hmin}}^{P_{hmax}} p_h f_{ph}(ph) \cdot dph & , \text{ si } L > P_{hmax}, \\ \int_{P_{hmin}}^{P_{hmax}} (L - p_h) f_{ph}(ph) \cdot dph & , \text{ si } P_{hmin} \leq L \leq P_{hmax}, \\ 0 & , \text{ if } L < P_{hmin} \end{cases} \quad (2.5)$$

- **Nivel de Autonomía (LA)**

El Nivel de Autonomía (LA) esta definido como el porcentaje de horas en las que no ocurren pérdidas de carga. Se expresa mediante la ecuación (5). Donde H_{LOL} es el número de horas en las que no ocurren pérdidas de carga, y H_{tot} es el total de horas de operación. El indicador LA se expresa matemáticamente como se muestra en la ecuación 2.6.

$$LA = 1 - \frac{H_{lol}}{H_{tot}} \quad (2.6)$$

- **Tiempo medio de interrupción por cliente (SAIDI)**

El tiempo medio de interrupción por cliente (SAIDI) es el índice de duración de la interrupción media del sistema e indica la duración total de la interrupción para el cliente durante un período de tiempo predefinido. Comúnmente se mide en minutos u horas de interrupción del cliente. El indicador SAIDI se expresa matemáticamente como se muestra en la ecuación 2.7.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot u_i}{N} \quad (2.7)$$

Donde t_i es la duración de cada interrupción, u_i es el número de usuarios afectados por cada interrupción, n es el número de interrupciones del período y N es el número de usuarios del sistema.

Capítulo 3

Propuesta metodológica

3.1 Descripción general

Para el desarrollo de este trabajo, se hace necesario considerar una metodología para asegurar un correcto desarrollo. Esto se formula en base a procedimientos de investigación, análisis y diseño.

Considerando esto, el desarrollo se dividirá en 4 secciones, las cuales son: Datos de entrada, diseño y planificación del sistema, evaluación y simulación, y finalmente, diseño final. Las actividades de cada una de estas secciones se muestran en la Figura 3.1 y se explican a continuación.

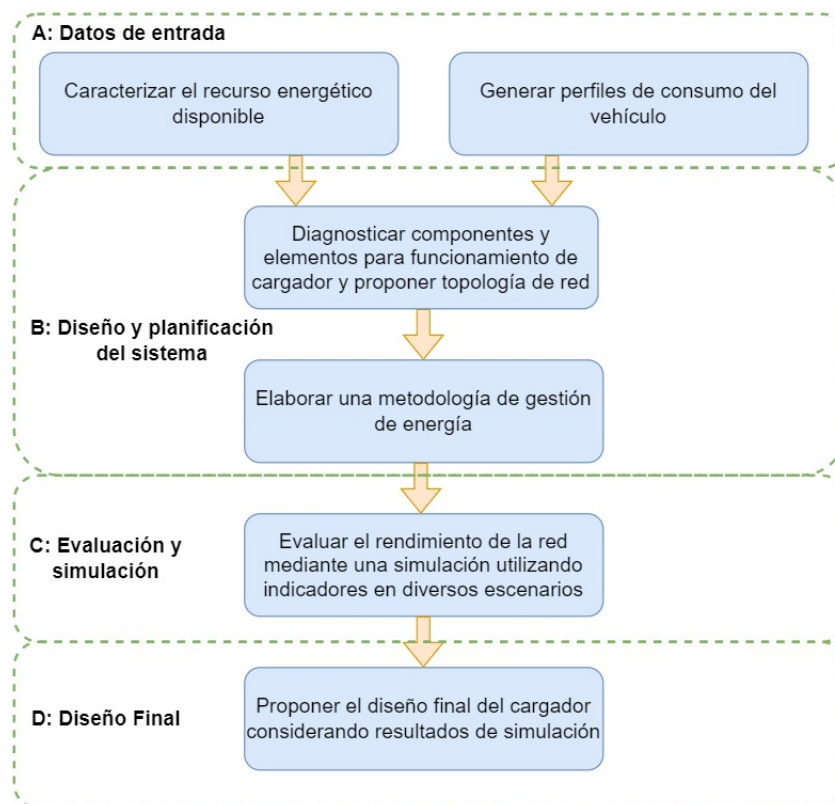


Figura 3.1: Propuesta metodológica.

3.2 Datos de entrada

Las dos actividades que engloban la extracción de datos de entrada corresponde a la caracterización del recurso energético disponible y la generación de perfiles de consumo de un vehículo eléctrico.

- **Caracterización del recurso energético disponible**

Partiendo por dar a conocer que el recurso energético a considerar para esta investigación corresponde a la energía solar, para poder realizar la caracterización del recurso energético se deben extraer los datos de temperatura del sector en donde se instalarán los paneles junto con la radiación solar directa. Con estos datos, se puede aplicar la Fórmula 3.1 para obtener la temperatura que alcanzan los paneles.

$$T_C = T_{amb} + (T_{C_{NOCT}} - T_{amb_{NOCT}}) \cdot \frac{IRR}{IRR_{NOCT}} \quad (3.1)$$

Donde:

T_C : Temperatura de la celda ($^{\circ}\text{C}$)

T_{amb} : Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

$T_{C_{NOCT}}$: Temperatura de la celda ($^{\circ}\text{C}$) en condiciones NOCT (Nominal Cell Temperature)

$T_{amb_{NOCT}}$: Temperatura ambiente NOCT (20°C)

IRR : Irradiancia detectada ($\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$)

IRR_{NOCT} : Irradiancia NOCT ($800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$)

Luego, teniendo la temperatura que alcanzan las celdas y la radiación solar, se puede obtener la potencia generada por un panel con la Fórmula 3.2.

$$P_E = (1 + \eta_T \cdot (T_C - T_{C_{STC}})) \cdot \frac{IRR}{IRR_{STC}} \cdot P_{nom_{STC}} \quad (3.2)$$

Donde:

P_E : Potencia eléctrica producida por el panel (W)

η_T : Coeficiente de pérdidas de potencia por temperatura

T_C : Temperatura de celda estimada ($^{\circ}\text{C}$)

$T_{C_{STC}}$: Temperatura de la celda ($^{\circ}\text{C}$) en condiciones STC (Standard Test Conditions)

IRR : Irradiancia detectada ($\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$)

IRR_{STC} : Irradiancia en condiciones STC ($1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$)

$P_{nom_{STC}}$: Potencia nominal del panel (W) en condiciones STC

Toda esta información se debe obtener y calcular para todas las horas del año y son valores de entrada que posee el modelo de simulación.

- **Generación de perfiles de consumo del vehículo**

Para generar los perfiles de consumo del vehículo se debe obtener la información de los destinos usuales que tendrá el usuario del vehículo, las horas en que se suelen efectuar estos viajes y la frecuencia de estos. Esta información puede ser extraída de diversas

maneras, como por ejemplo, mediante medidores de consumo dentro del vehículo, extraer información al momento de la carga del vehículo, o mediante una entrevista al principal usuario del vehículo. Con esta información se pueden generar matrices origen-destino que muestren tanto la distancia que existe entre cada uno de estos puntos como el tiempo que tarda en trasladarse, para así conocer cuanto es el consumo del vehículo y el momento en que el vehículo puede comenzar a cargarse.

Con las matrices anteriores, se deben generar perfiles de uso diario del vehículo, que puedan representar el funcionamiento promedio del auto y que permitan de manera simplificada representar el uso durante el periodo que se desea estudiar.

3.3 Diseño y planificación del sistema

El diseño y planificación del sistema contempla dos actividades, la cuales son: Realizar el diagnóstico de componentes necesarios para el cargador y generar la topología de la red, y generar la metodología de gestión de energía que optimizará el sistema. Estas actividades se describen a continuación.

- **Diagnóstico de componentes para cargador y topología de red**

Una de las actividades esenciales de este trabajo es establecer cual será la topología que tendrá la microrred de la cual se extrae la energía que utilizará el cargador del vehículo. Para poder realizar este proceso se deben de contemplar todos los equipos que permitan el funcionamiento del cargador en todo momento del año. Estos elementos pueden ser escogidos según diversas metodologías, como por ejemplo, se pueden utilizar equipos que ya se poseen en el lugar donde se implementará el sistema, se pueden escoger optimizando el costo total de todos los elementos, etc. Todas estas estrategias deben tener un sentido eléctrico de manera que los elementos puedan ser utilizados en conjunto y así generar una topología de red. Es por esto que parte del análisis debe incluir la elección de los equipos y el dimensionamiento de estos.

- **Metodología de gestión de energía**

Para proponer y simular la gestión de energía de la red, primero se deben conocer las conexiones que tendrán los equipos que compondrán esta red, junto con sus dimensiones eléctricas. Con esta información, la metodología de gestión de energía a proponer debe ser capaz de representar, como mínimo, dos casos esenciales a los que se expondrá la red usualmente. El primer caso es cuando el vehículo esté conectado al cargador eléctrico y, por ende, también a la microrred. El segundo caso corresponde a cuando el auto no esté conectado y el sistema deba analizar hacia dónde se distribuirá esta energía. Estos dos casos permiten que la energía generada por los paneles solares no se desaproveche en ningún momento del año.

3.4 Evaluación y simulación

La etapa de evaluación y simulación de este trabajo considera el evaluar el rendimiento de la red mediante una simulación, la cual se divide en varios escenarios, los cuales a su vez son comparados según indicadores. Estos indicadores son los mencionados anteriormente y

se les asigno el nombre de "Indicadores de confiabilidad" y se definirá un nuevo conjunto a continuación.

- **Rendimiento de la red**

Para poder evaluar el rendimiento de la red a proponer, se deben poseer todas las variables de entrada del sistema mencionadas anteriormente. Con estas, se debe generar un programa en Python que, utilizando esta información, pueda iterar sobre mínimo un periodo de un año.

El proceso que debe ejecutar este programa consiste en analizar la información de un primer día de la simulación en donde los estados iniciales de los equipos deben comenzar desde cero. Luego de esto, el programa debe decidir, utilizando la metodología de gestión de energía, qué hacer con la energía que se tenga disponible durante las 24 horas de este día, para luego iterar sobre un segundo día, en donde los valores iniciales de este segundo día serán los finales del anterior y así iterar durante los 365 días del año.

El producto de esta simulación deberá mostrar cómo se comportó la red durante el periodo completo y lograr establecer el porcentaje de consumo renovable que tuvo el vehículo, para poder tomar decisiones y analizar diversos casos que permitirán proponer un diseño final de la microrred.

- **Indicadores y escenarios**

Como se mencionó anteriormente, se debe establecer el porcentaje de consumo renovable que tiene el vehículo durante la simulación, es por esto que se deben establecer cuales son los indicadores que permiten calcular este valor y cuales son las características que los diferencian. El principal objetivo de estos indicadores corresponde a conocer la sostenibilidad que se obtenga con la gestión de la energía, es por esto que de ahora en adelante serán llamados "Indicadores de sostenibilidad" y en esta investigación se utilizan los 3 siguientes:

1. **Renewable Energy Ratio (RER)**

El indicador "Renewable Energy Ratio" o en español "Índice de energías renovables" es una medida de la proporción del consumo total de energía de un sistema que es suministrada por fuentes de energía renovable. Es un parámetro clave de cuánto de las necesidades energéticas del sistema están siendo cubiertas por fuentes renovables en lugar de fuentes no renovables. Este valor no discrimina de que fuentes se obtienen las energías renovables, es decir, toma en cuenta la energía renovable que se produce dentro del mismo sistema junto con la energía renovable que es comprada a la red. La forma de calcular este indicador se muestra en la Fórmula 3.3 [18].

$$RER = \frac{\sum_k E_{on-grid,k} + \sum_i E_{off-grid,i}}{\sum_k Load_k} \cdot 100 \quad (3.3)$$

En la Fórmula 3.3 el valor de la primera sumatoria que se encuentra en el numerador hace referencia a la energía generada dentro del mismo sistema, la segunda indica la energía renovable comprada fuera del sistema y la perteneciente al denominador corresponde a la suma del consumo o carga total de la red.

2. On-site Energy Fraction (OEF)

El indicador "On-site Energy Fraction" o en español "Fracción energética in situ" es una métrica que mide la proporción del consumo total de energía de un sistema que se satisface mediante la generación de energía en el sitio, como paneles solares, turbinas eólicas u otros sistemas de energía renovable ubicados en el sistema. Ayuda a comprender cuánto de las necesidades energéticas del sistema se están suministrando directamente desde fuentes en el sitio en lugar de importarse de fuentes externas (como la red eléctrica). La forma de calcular este indicador es la ilustrada en la Fórmula 3.4 [18].

$$OEF = \frac{\sum_k E_{on-grid,k}}{\sum_k Load_k} \cdot 100 \quad (3.4)$$

En la Fórmula 3.4 el valor del numerador corresponde a la suma total de la energía generada dentro del mismo sistema y el denominador corresponde a la suma del consumo o carga total de la red.

3. Renewable Energy Consumption Ratio (RECR)

El indicador "Renewable Energy Consumption Ratio" o en español "Índice de Consumo de Energía Renovables" se define como la relación entre el consumo de energía renovable y el consumo total de energía de un edificio o sistema durante un período especificado. Expresa la proporción de energía renovable en la satisfacción de las necesidades energéticas totales. Este método es propuesto por la Comisión Europea para la Directiva de Energía Renovable. Según este método, el porcentaje de energía renovable se calcula dividiendo el consumo final de energía renovable por el consumo total final de energía para fines energéticos. Considerando esto, la Fórmula 3.5 representa el indicador RECR [19].

$$RECR = \frac{\sum_k Load_{Renewable,k}}{\sum_k Load_{Total,k}} \cdot 100 \quad (3.5)$$

Considerando estos "Indicadores de sostenibilidad" y los "Indicadores de confiabilidad", se deben establecer diversos escenarios que puedan mostrar el funcionamiento de la red. Estos pueden considerar diversas metodologías, pero la que se trabaja en esta investigación corresponde a evaluar el desempeño de la red en corto y largo plazo para conocer la variación de estos indicadores.

3.5 Diseño final

Teniendo los resultados numéricos de la simulación, se debe establecer cual es el diseño final que tiene el sistema conectado al cargador eléctrico del vehículo. Este diseño debe contemplar los elementos iniciales propuestos en la red y confirmar o modificar las decisiones de los elementos que se utilizan en la topología inicial de la red. Estas modificaciones deben contemplar el cambio completo de los equipos o un nuevo dimensionamiento de ellos, además de poder dar una visión de como se implementaría este sistema en el campus universitario.

Capítulo 4

Presentación del caso de estudio

El caso de estudio de esta memoria corresponde a la implementación de un vehículo eléctrico en la FCFM de la Universidad de Chile. Para llevar a cabo esta implementación, en conjunto con el Centro de Energía, se busca encontrar la configuración de un arreglo fotovoltaico y un sistema de almacenamiento que permita el funcionamiento del vehículo de tal manera que su abastecimiento o carga sea 100 % renovable, considerando el consumo que le dará el decano de la facultad.

Para esto, el Centro de energía cuenta con los siguientes equipos para el diseño de esta memoria:

- Paneles solares

Se tiene a disposición un arreglo de 8 paneles fotovoltaicos de la marca Jinko Solar modelo JKM250M-60 de 250 W cada uno, con una eficiencia máxima de 15,27 % (Ver Anexo A.1 y A.2).

- Baterías

El CE-FCFM cuenta con una donación de 720 baterías marca SAFT, modelo SRX115FR, Baterías de Níquel-Cadmio con una capacidad de 115 AH y un voltaje de operación de 1,47 V, lo que suma una capacidad de 121.7 kWh (Ver Anexo A.3, A.4 y A.5).

Para lograr esto, se siguen los pasos propuestos en la metodología de la siguiente manera.

4.1 Datos de entrada

4.1.1 Caracterización del recurso solar

Una gran variable a considerar para el desarrollo de esta memoria corresponde a poder caracterizar cuanta capacidad de generación solar se posee. Para esto, se consultan los datos de las mediciones solares más cercanas a la ubicación del Centro de Energía, lugar en donde se tienen instalados los paneles solares y en donde se llevará a cabo el proyecto.

Las mediciones se obtienen del centro Meteorológico ubicado en la comuna de Quinta Normal. Esto queda a 2,53 km de distancia (ver Figura 4.1) por lo que las condiciones meteorológicas son aproximadamente iguales en términos de radiación solar.

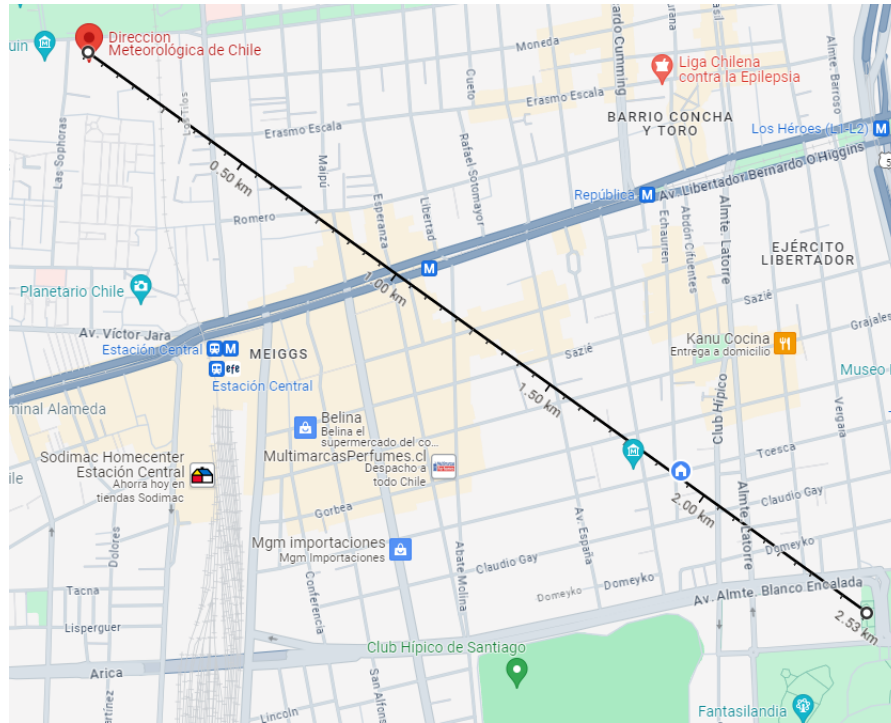


Figura 4.1: Distancia entre centro meteorológico y Centro de Energía.

Las mediciones obtenidas tienen una periodicidad de 1 minuto por lo que se tiene una muestra completa de la radiación solar. Para ilustrar esto, se generan 4 gráficos que muestran la radiación promedio por estación para cada una de los 24 horas de cada uno de los meses que componen dicha estación, esto a partir del mes de abril del año 2023 hasta marzo del año 2024, lo que suma una muestra total de 1 año de mediciones, los más actuales posibles. Esto se ve ilustrado en la Figuras 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5.

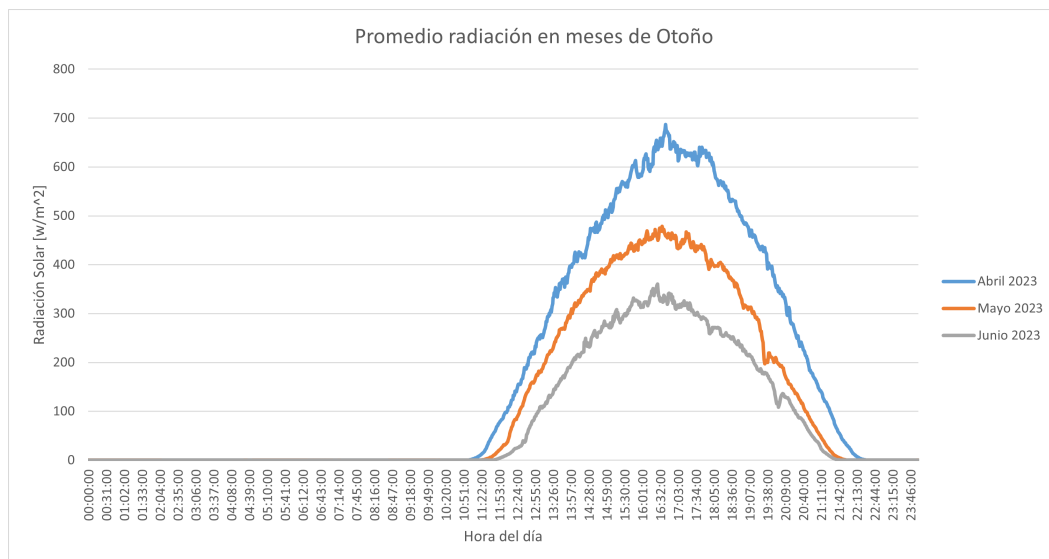


Figura 4.2: Radiación en meses de Otoño.

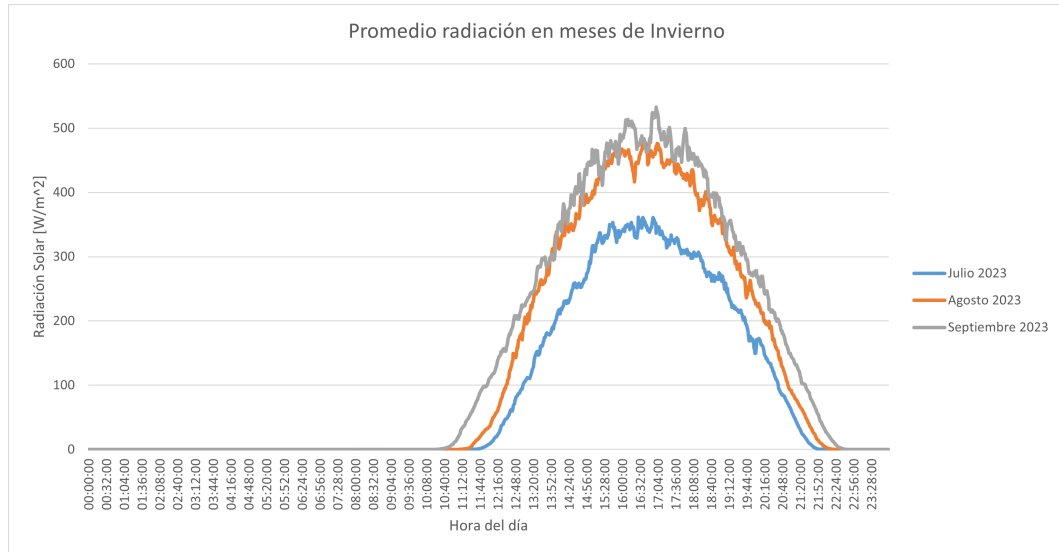


Figura 4.3: Radiación en meses de Invierno.

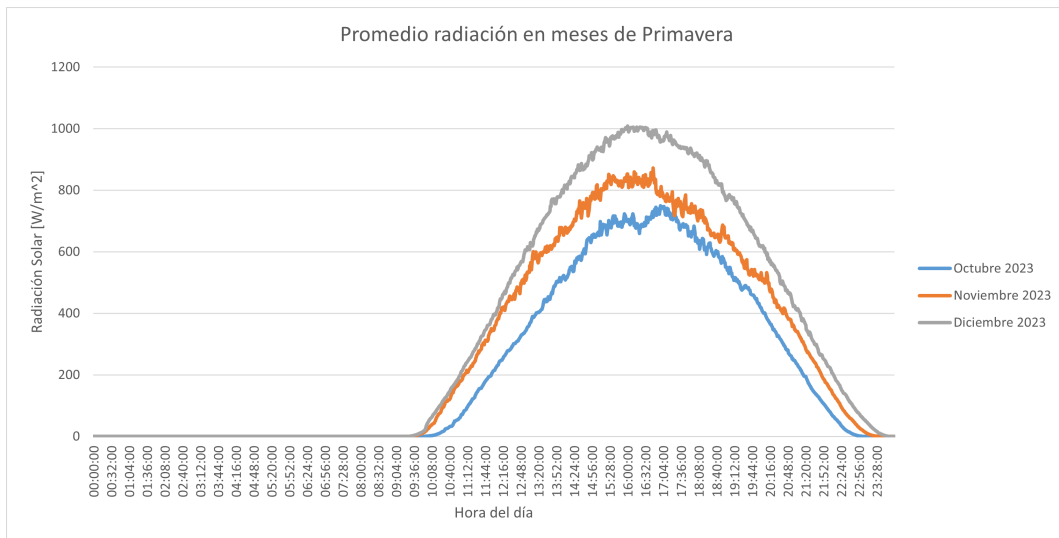


Figura 4.4: Radiación en meses de Primavera.

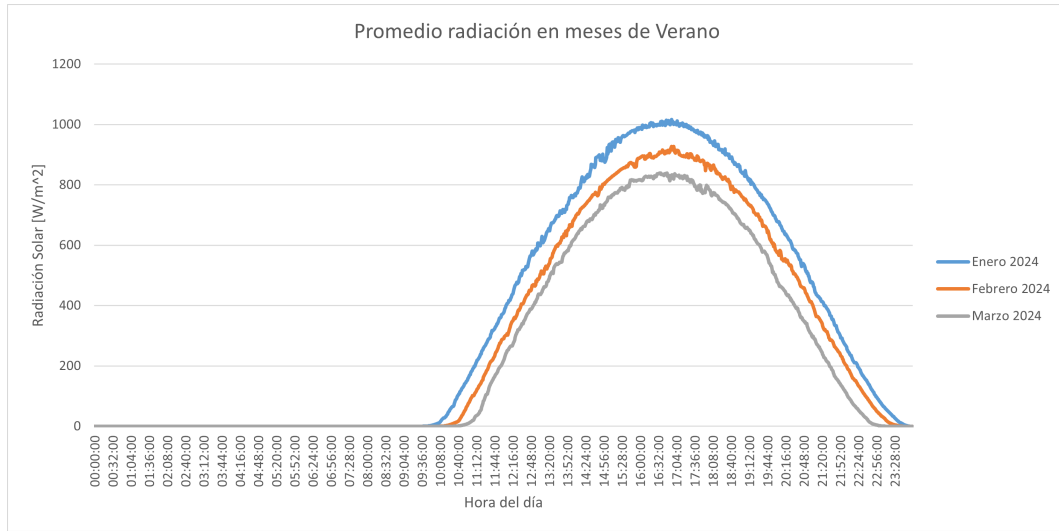


Figura 4.5: Radiación en meses de Verano.

Teniendo los valores de radiación solar, se necesita de un segundo parámetro para saber cuanta potencia pueden llegar a generar los paneles solares con los que se cuentan, el cual corresponde a la temperatura ambiente del sector. Es por esto que, nuevamente se extrae la información del centro meteorológico de Quinta Normal, la cual se presenta en las Figuras 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9.

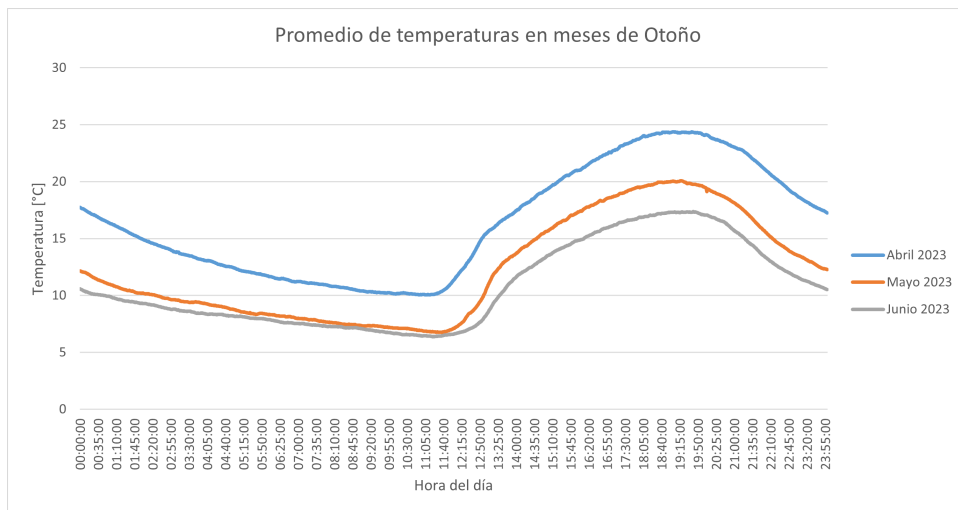


Figura 4.6: Temperatura en meses de Otoño.

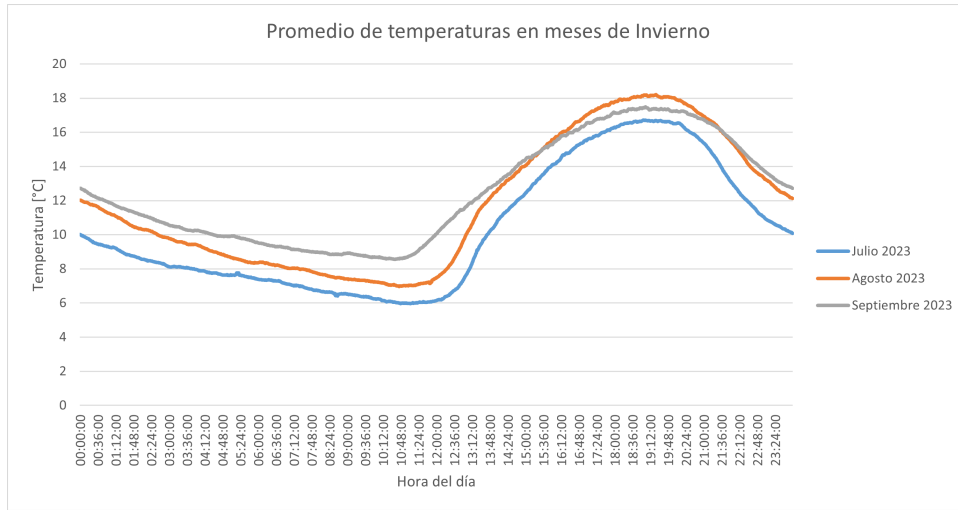


Figura 4.7: Temperatura en meses de Invierno.

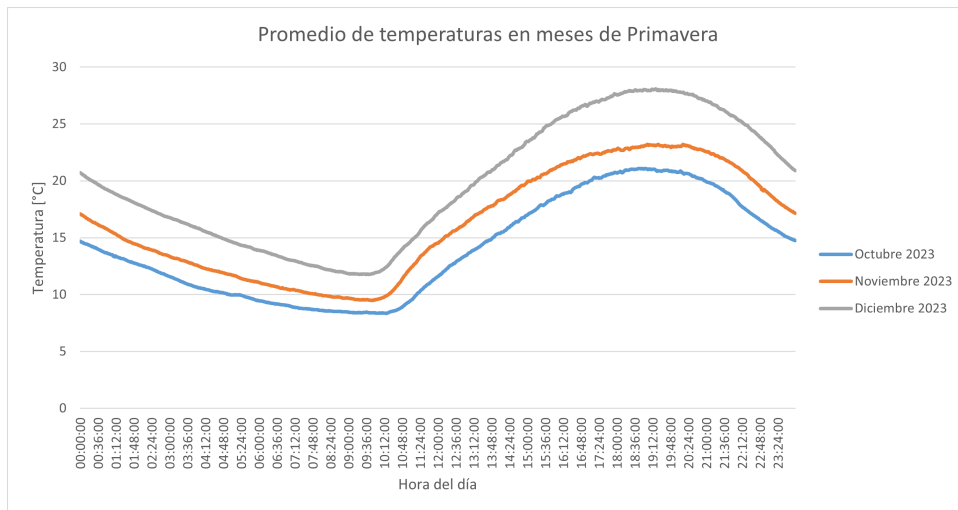


Figura 4.8: Temperatura en meses de Primavera.

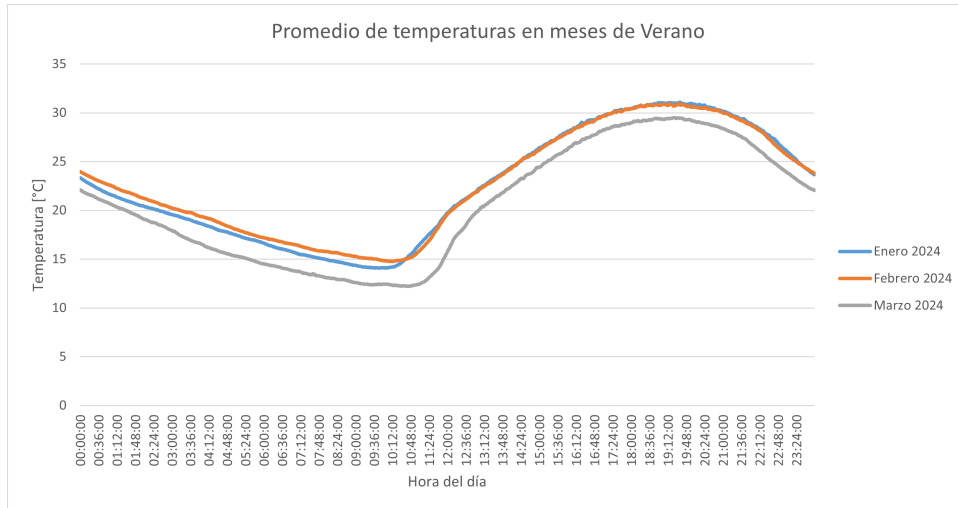


Figura 4.9: Temperatura en meses de Verano.

Con estos datos, se puede aplicar la Fórmula 3.1 para obtener la temperatura que alcanzan los paneles.

Luego, teniendo la temperatura que alcanzan las celdas dependiendo de la temperatura ambiente y de la radiación solar, se puede obtener la potencia generada por un panel con la Fórmula 3.2.

Cabe destacar que la potencia nominal del panel utilizado tiene un valor de 250 W, es por esto que la potencia promedio generada por uno de estos paneles a lo largo de un día para los meses de cada estación se ve de la siguiente manera (Figuras 4.10, 4.11, 4.12 y 4.13):

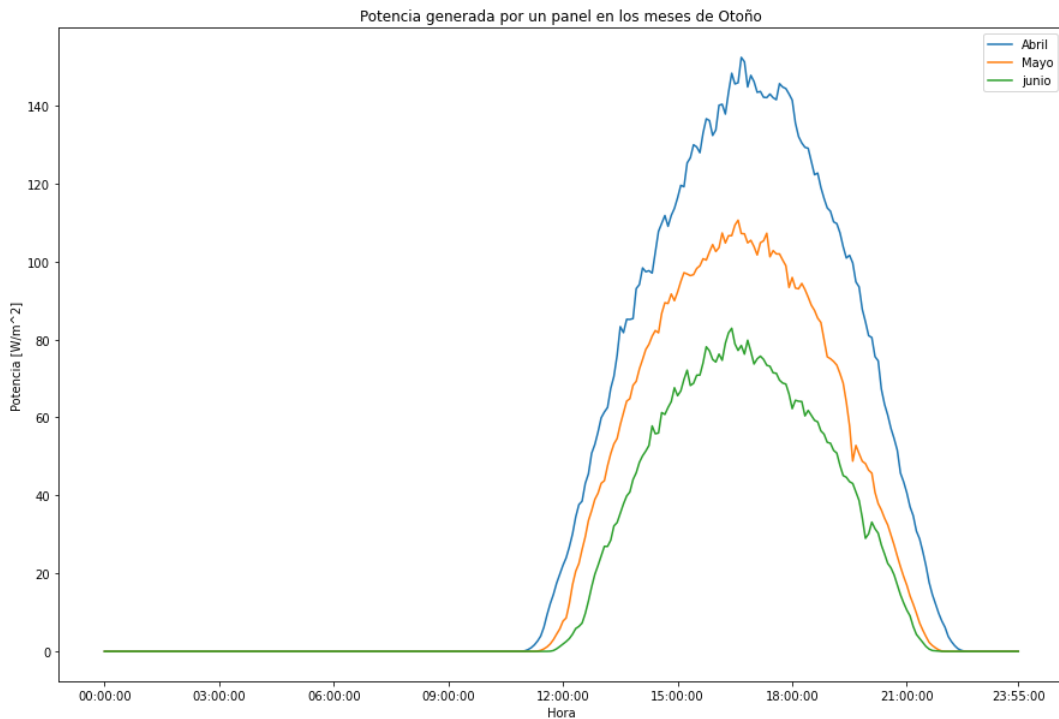


Figura 4.10: Potencia generada por un panel en los meses de Otoño.

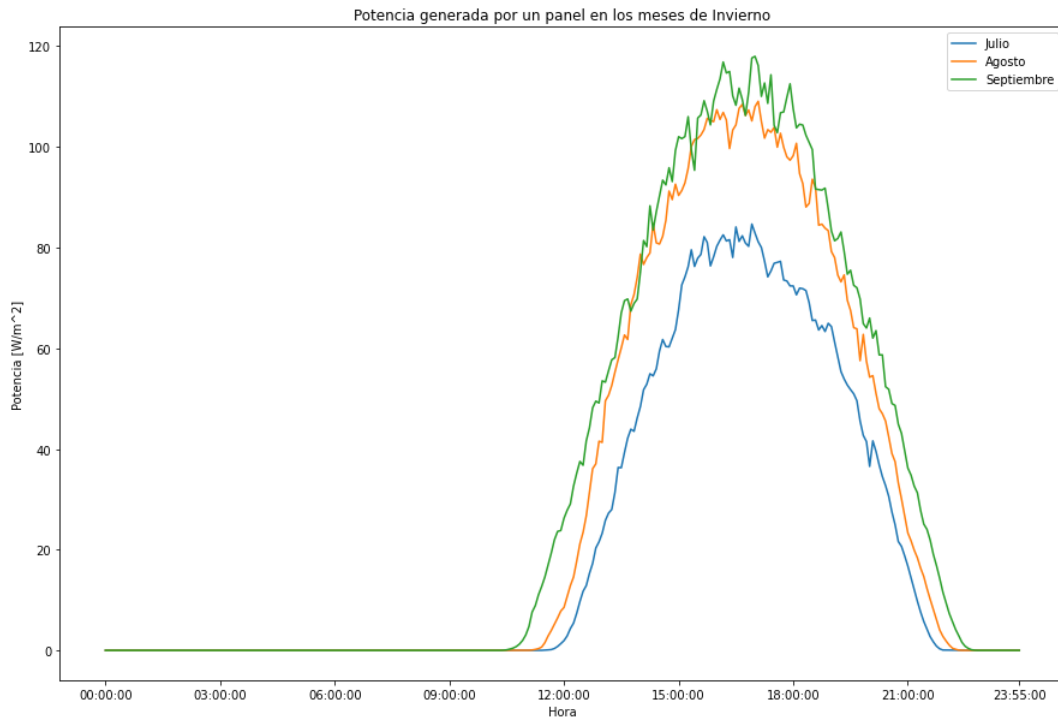


Figura 4.11: Potencia generada por un panel en los meses de Invierno.

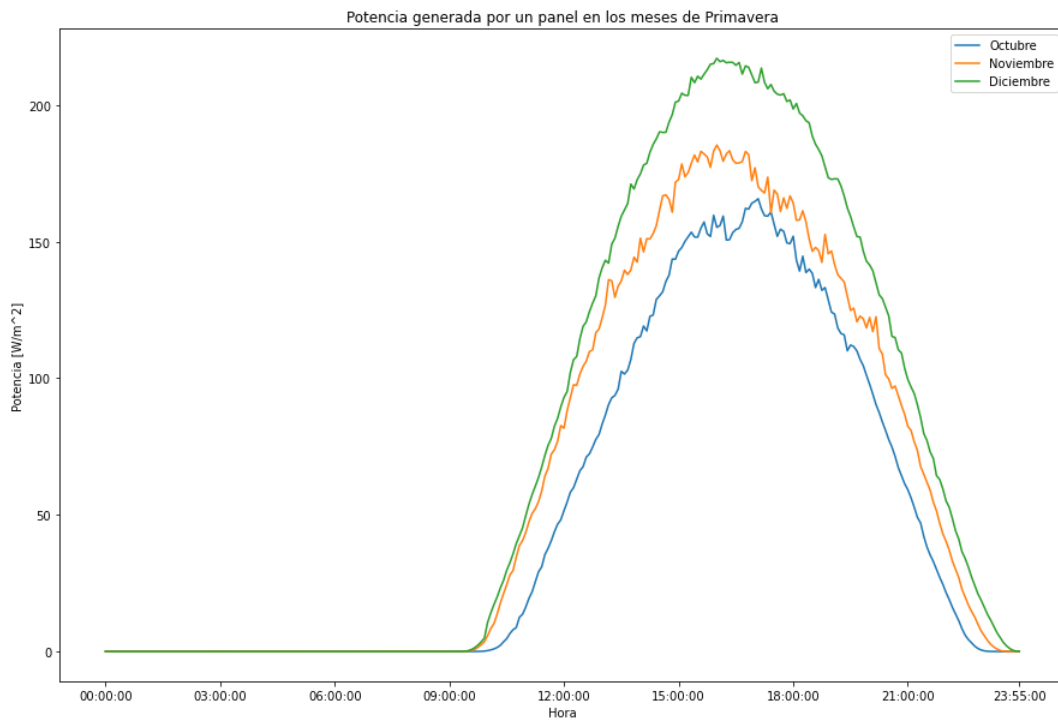


Figura 4.12: Potencia generada por un panel en los meses de Primavera.

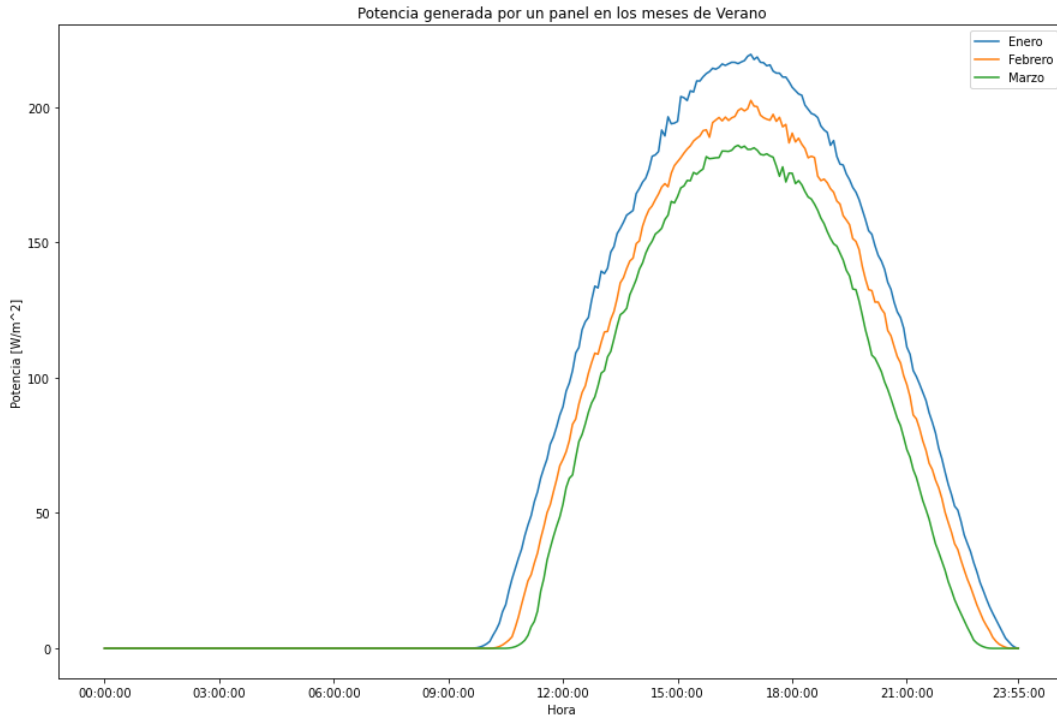


Figura 4.13: Potencia generada por un panel en los meses de Verano.

Para tener una visualización mas completa del comportamiento que posee la potencia generada por un panel a lo largo del año, se genera el siguiente gráfico de caja y bigote (Figura 4.14) que muestra la mediana, los valores máximos y mínimos en conjunto con los valores típicos de potencia para cada mes del año.

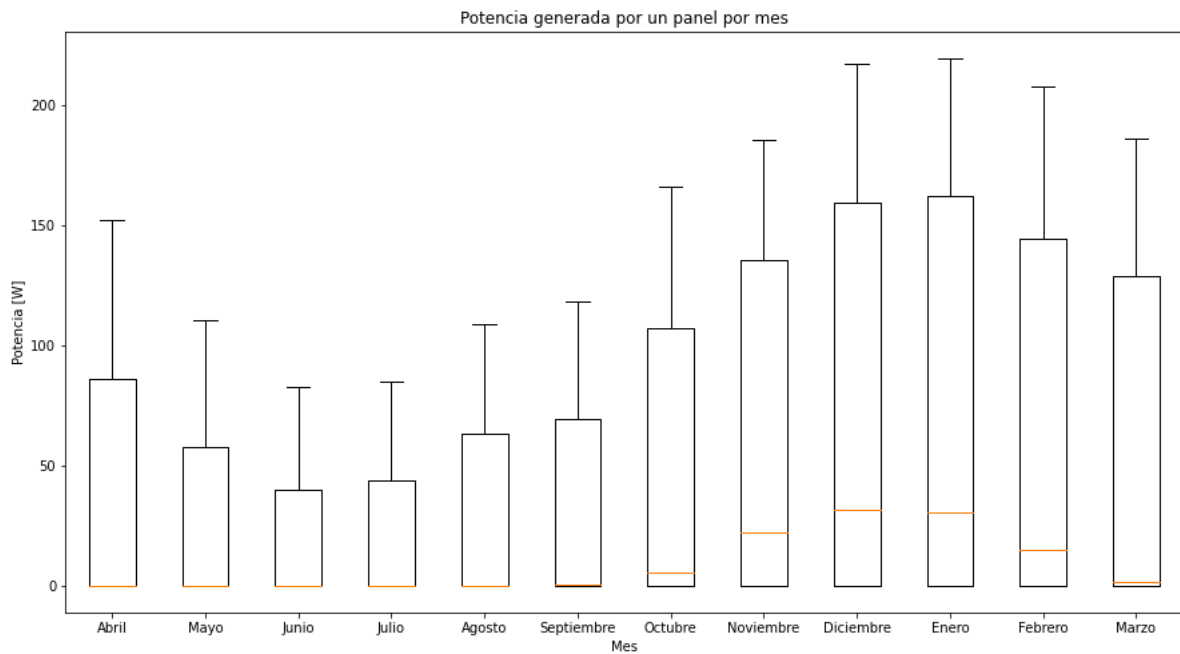


Figura 4.14: Potencia mensual generada por un panel.

Finalmente, es importante recordar que la potencia total instalada en el techo del edificio

del Centro de Energía es de 2 kW por lo que se debería multiplicar cada uno de los valores de potencia por un factor de 8. Con todo el desarrollo anterior se logró obtener la generación solar de los paneles para cada uno de los días del año, los cuales se pueden revisar en la Figura 4.15.

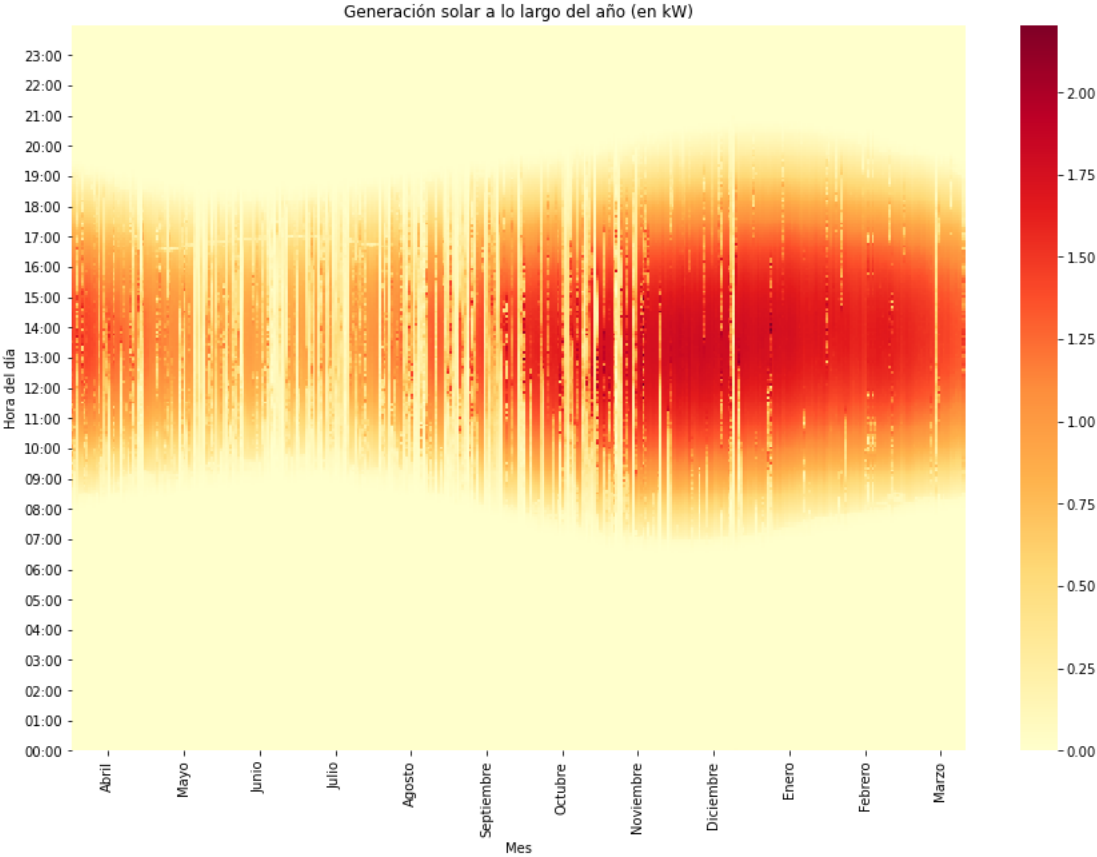


Figura 4.15: Generación anual paneles solares CE.

4.1.2 Caracterización de consumo del vehículo eléctrico

Para poder obtener una simulación que muestre cuanta generación renovable puede llegar a obtener la integración de un vehículo eléctrico en conjunto con los actuales equipos que se tienen en el Centro de Energía, es necesario estimar el consumo que tendrá este vehículo con el fin de saber cuanta será la energía que efectivamente estará destinada para su uso.

Dado que el principal usuario de este vehículo será el decano de la FCFM, es necesario obtener información acerca de la rutina usual de uso que tendrá el auto. Es por esto que se realiza una entrevista al chofer del decano con el fin de extraer dicha información junto con datos más concretos del vehículo eléctrico que se utilizará. Esta información se resume en lo siguiente:

- **Vehículo eléctrico**

El vehículo eléctrico que se comprará para uso del decano de la FCFM corresponde a un MG4 Electric en su versión "Comfort" (Figura 4.16) que dispone de una autonomía de hasta 450 km, una batería con una capacidad de 64 kWh y una carga de corriente continua de hasta 140 kW.



Figura 4.16: Vehículo MG4.

- **Datos entrevista con chofer**

De la entrevista con el chofer del decano se pudo extraer información acerca de la rutina usual del decano, la cual posee eventos que tienen una gran cantidad de ocurrencias y eventos que ocurren pocas veces al año, los cuales son los siguientes:

1. Traslado desde Calera de Tango hasta la FCFM, y de vuelta, todos los días de lunes a viernes.

2. Horario usual de salida a las 17:00 horas.
3. Aproximadamente 1 vez a la semana el horario de salida usual cambia a las 20:00 horas.
4. Aproximadamente 2 veces a la semana el horario de salida usual cambia a las 23:00 horas.
5. Visita la rectoría de la universidad alrededor de 6 a 7 veces por semana partiendo desde la facultad.
6. Visita el ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación una vez al mes.
7. Visita el observatorio en Cerro Calán una vez al mes.
8. Realiza viajes fuera de Santiago una vez cada dos meses por lo que debe viajar hacia el aeropuerto de Santiago.

Con la información anterior, se conocen los destinos mas usuales a los cuales se dirige el decano a lo largo del año, por lo que para obtener el consumo del vehículo se generan 9 perfiles diarios que representan los posible viajes que se pueden generar en las 24 horas del día. Estos perfiles son los siguientes:

1. Perfil 1

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego a las 10:00 desde FCFM hasta la rectoría de la Universidad de Chile, seguido por la vuelta a la facultad a las 12:00, para finalmente volver a Calera de Tango a las 17:00 horas.

2. Perfil 2

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego a las 14:00 desde FCFM hasta la rectoría de la Universidad de Chile, seguido por la vuelta a la facultad a las 16:00, para finalmente volver a Calera de Tango a las 20:00 horas.

3. Perfil 3

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego a las 10:00 desde FCFM hasta la rectoría de la Universidad de Chile, seguido por la vuelta a la facultad a las 12:00, para finalmente volver a Calera de Tango a las 23:00 horas.

4. Perfil 4

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego a las 10:00 desde FCFM hasta la rectoría de la Universidad de Chile, seguido por la vuelta a la facultad a las 12:00, después se vuelve a la rectoría a las 14:00 horas partiendo desde la facultad, a la cual vuelve nuevamente a las 16:00. Finalmente, el último viaje corresponde a la vuelta a Calera de Tango a las 17:00 horas.

5. Perfil 5

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego a las 10:00 desde FCFM hasta la rectoría de la Universidad de Chile, seguido por

la vuelta a la facultad a las 12:00, después a las 14:00 se realiza un viaje desde la facultad hacia Cerro Calán hasta las 15:30 horas donde se retorna a la facultad a las 17:00 horas.

6. Perfil 6

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego a las 10:00 desde FCFM hasta el ministerio de Ciencias y Tecnología con su retorno a la facultad a las 12:00. A las 14:00 se realiza un viaje hacia la rectoría de la universidad de Chile hasta las 16:00, donde se retorna a la FCFM. Finalmente, se retorna a Calera de Tango a las 17:00 horas.

7. Perfil 7

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta el aeropuerto de Santiago a dejar al decano para que luego el vehículo vuelva con su chofer a la facultad a las 09:00, y finalmente, se regrese el vehículo a Calera de Tango a las 17:00 horas.

8. Perfil 8

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego se realiza un viaje a las 10:00 hasta la rectoría de la universidad hasta las 12:00 horas en donde se vuelve a la facultad. Luego a las 15:00 horas se vuelve nuevamente a la rectoría hasta las 17:00 horas en donde se retorna a la FCFM. Finalmente, el último viaje del día se realiza a las 20:00 retornando a Calera de Tango.

9. Perfil 9

Este perfil consiste en un primer viaje a las 07:15 desde Calera de Tango hasta la FCFM, luego se realiza un viaje a las 10:00 hasta la rectoría de la universidad hasta las 12:00 horas en donde se vuelve a la facultad. Luego, a las 17:00 horas se vuelve nuevamente a la rectoría hasta las 19:00 horas en donde se retorna a la FCFM. Finalmente, el último viaje del día se realiza a las 23:00 retornando a Calera de Tango.

Estos perfiles se generan en hojas de cálculo de Excel en donde las columnas corresponden a cada uno de los destinos y las filas a la hora del día. Así, se representó con un 1 en donde se encuentra el vehículo en cada hora y un 0 en donde no, tal como se muestra en el ejemplo del Anexo B.1.

Teniendo todos estos perfiles y con la información obtenida de la entrevista, se genera una probabilidad de ocurrencia de cada uno de estos perfiles a lo largo del mes, las cuales principalmente se centran en la cantidad de veces que el decano se retira de la facultad al final de la jornada, la cantidad de veces que visita la rectoría a la semana y finalmente los destinos no tan usuales que realiza constantemente. Estas probabilidades son las presentadas a continuación:

1. Perfil 1 = $11/60$

2. Perfil 2 = $11/60$

3. Perfil 3 = $11/60$

4. Perfil 4 = $8/60$

5. **Perfil 5** = 2/60
6. **Perfil 6** = 2/60
7. **Perfil 7** = 1/60
8. **Perfil 8** = 7/60
9. **Perfil 9** = 7/60

Con esto, se generan aleatoriamente perfiles estándar para el mes de 28 días y para los meses de 30 y 31 días, pero estos perfiles aún no poseen ningún tipo de información de consumo asociado a los viajes, solo se generan los perfiles diarios de uso. Es por esta razón que también se crean matrices del tipo origen-destino con la información de las distancias ente cada uno de los destinos (en km) y con los tiempos (en minutos) que debiese tardar el vehículo en trasladarse entre cada uno de estos lugares, información extraída de la herramienta Google Maps.

Estas matrices de información, ya sea de distancia entre los destinos como de tiempo, se generan para 4 bloques de tiempo distintos. Esto, para representar la congestión vehicular y el sentido que poseen las calles dependiendo de la hora del día. Estos tramos de tiempo corresponden a los bloques de tiempo en donde no se presenta congestión, hora punta, las horas de baja congestión (valle) y las horas donde existe mediana congestión respectivamente, como se presentan a continuación:

1. **Sin congestión:** 00:01 - 06:00
2. **Hora punta:** 06:01 - 09:00 y 18:01 - 21:00
3. **Baja congestión:** 09:01 - 12:00 y 15:01 - 18:00
4. **Mediana congestión:** 12:01 - 15:00 y 21:01 - 00:00

Estas matrices de distancia y de tiempo son los que se presentan en el Anexo C.1, C.2, C.3, C.4, C.5, C.6, C.7 y C.8.

4.2 Diseño y planificación del sistema

4.2.1 Componentes y topología de red

La microrred del Centro de Energía, hasta el momento posee 4 de los elementos necesarios para su correcto funcionamiento, los cuales son los paneles solares, el sistema de baterías, la conexión física con la red de distribución a través del propio empalme del edificio y el vehículo eléctrico. Pero hacen falta los elementos que permiten la correcta transformación y transporte de la energía a cada uno estos equipos, tales como un inversor que transforme de corriente continua a alterna para aprovechar la generación solar y un cargador eléctrico que permita entregar la energía, ya sea, proveniente de los paneles solares, del sistema de baterías o desde la red al vehículo. Para esto se proponen los siguientes equipos que cumplen con los requerimientos para las condiciones actuales de la microrred.

- **Inversor**

Como ya se mencionó anteriormente, se posee un total de 2 kW de potencia instalada en el techo del Centro de Energía, los cuales se componen de 2 arreglos de 4 paneles solares conectados en serie. Es por esto, que se opta por un inversor de la marca Huawei modelo SUN2000-3KTL-L1, al cual se le puede conectar una potencia de hasta 3 kW, por lo que se tendría un margen para conectar 1 kW más de potencia de paneles en caso de ser necesario. Este inversor tiene una eficiencia de 98,3 % y posee dos entradas, por lo que conectar los dos arreglos de paneles solares es posible. Este inversor es el que se ve en la Figura 4.17 y su hoja de datos se encuentra en el Anexo A.6 y A.7.



Figura 4.17: Inversor Huawei 3 kW.

- **Cargador eléctrico**

El cargador eléctrico es uno de los componentes más importantes de todo este proyecto debido a que sin él no sería posible entregar toda la energía almacenada y generada al principal consumo, el vehículo eléctrico. Es por esto que se opta por uno de los cargadores que la facultad ya tiene experiencia utilizando y que tiene las características que posibilitan la carga tanto normal como rápida del vehículo. Este equipo corresponde al cargador de vehículo eléctrico Waybox residencial de Enel X. Este es un cargador sencillo de pared con una potencia máxima de 22 kW de carga trifásica y conectores tipo 2 y 3a, donde el primer de estos corresponde a la entrada que posee el vehículo MG4 a utilizar. Este cargador es el que se presenta en la Figura 4.18 y su hoja de datos con sus parámetros específicos se presenta en el Anexo A.8, A.9 y A.10.



Figura 4.18: Cargador vehículo eléctrico Waybox.

Estos 2 nuevos equipos junto con los que ya posee el Centro de Energía son capaces de formar la microrred objetivo de esta investigación, por lo que se propone la siguiente topología para los elementos que la componen (Figura 4.19).

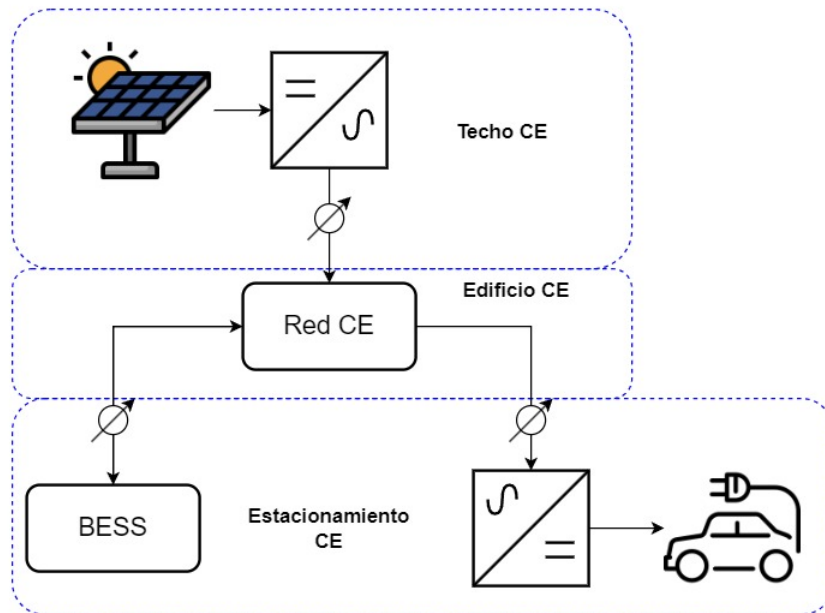


Figura 4.19: Topología de red.

En la Figura 4.19 se muestran 3 secciones características en donde se ubicarán cada uno de los elementos. Primero, los elementos que dependen del recurso solar, como los paneles, se

ubicarán en el techo del edificio del Centro de Energía, junto con su inversor asociado. Luego, dentro del edificio del Centro de Energía, se requiere una conexión a la cual sea posible inyectar o extraer energía en caso de ser necesario. Es por esto que la conexión a la red del centro, o más bien dicho, al empalme del Centro de Energía, es ideal para lograr este objetivo. Por último, la sección inferior de todo este sistema corresponde al estacionamiento, en donde se ubicarán todos los demás equipos, como el sistema de baterías BESS, el cargador eléctrico y el vehículo como tal.

Una de las consideraciones más importantes de este modelo, es que no existe una conexión física entre varios de los elementos. Por ejemplo, no hay una conexión directa que permita que la energía almacenada en las baterías se pueda entregar directamente al vehículo eléctrico. Esta red se diseñó con el objetivo de que los balances de energía permitan maximizar la utilización del recurso renovable, por lo que se tiene como intermediario el empalme para todos los flujos. Sin embargo, el origen de la energía es el que define si esta es renovable o no. La decisión de esto tiene una razón más bien práctica: los paneles, la red, el cargador y las baterías no se encuentran en la misma ubicación, por lo que una conexión física no es posible sin hacer uso de una mayor cantidad de recursos, como cables, por ejemplo.

Esto implica que se deben monitorear todas las entradas y salidas de energía que presenta la red del Centro, y mediante actuadores, permitir o bloquear los flujos según sea necesario. Dentro de los posibles flujos de energía que se contemplan para su sistema de control se encuentran las siguientes alternativas:

- El panel solar entrega por sí solo la energía al vehículo eléctrico.
- El sistema de baterías entrega por sí solo la energía al vehículo eléctrico.
- La red eléctrica externa abastece al vehículo por sí solo.
- Existe una combinación entre los tres elementos anteriores para entregar energía al vehículo.
- Los paneles solares cargan el sistema de baterías.
- Los paneles solares entregan los excesos de generación a la red eléctrica.

Cabe destacar que el exceso de generación se define como la generación solar que no puede ser aprovechada por el sistema porque, en simultáneo, ya están cargados tanto el sistema de baterías como el vehículo, o el sistema de baterías ya está cargado y el vehículo no se encuentra conectado al cargador. Por lo tanto, no existe otro lugar al cual despachar esta generación que no sea la red del Centro de Energía.

4.2.2 Sistema de gestión de energía

Todos los equipos que componen esta red, por sí solos, no poseen una forma de tomar decisiones que permitan el objetivo principal de esta investigación, que es lograr una operación 100 % renovable. Es por esto que se requiere de un sistema de gestión de energía que tome las decisiones dependiendo de los flujos de energía que se presenten cada uno de estos equipos.

Para lograr este sistema, se divide la lógica en dos casos principales. El primero de estos corresponde a cuando el vehículo se encuentra conectado a la red y el segundo caso, corresponde a cuando este no está conectado. Estos casos se explican detalladamente a continuación:

- **EMS con vehículo conectado**

El esquema que representa el funcionamiento del sistema con el vehículo conectado es el que se muestra en la Figura 4.20.

La lógica del funcionamiento de este sistema parte en el momento en que se obtiene el valor de la potencia que está inyectando el panel solar (P_{panel}) y se compara con el valor máximo de potencia trifásica que requiere el cargador, es decir, los 22 kW mencionados anteriormente ($P_{cargador}$). Si el valor que inyectan los paneles solares no es menor que los 22 kW, se revisan las siguientes posibilidades, las cuales incluyen el caso en donde el valor es igual a los 22 kW o si es directamente mayor. En el primero de estos casos, los paneles solares se encargan por sí solos de cargar el vehículo; en caso contrario, se revisa el estado de carga de las baterías (SOC_{bat}). Si estas están cargadas, se inyecta el excedente hacia la red; si no, se cargan las baterías hasta alcanzar el valor máximo de un 80 % (SOC_{max}).

El segundo caso ocurre cuando la potencia que generan los paneles solares no es suficiente para alcanzar la potencia deseada. En este caso, lo primero que realiza el EMS es revisar si efectivamente se posee alguna cantidad de potencia solar. Si no se tiene, se revisa si las baterías están cargadas, en otras palabras, si el estado de carga de las baterías (SOC_{bat}) es mayor que el estado de carga mínimo de un 30 % (SOC_{min}). Para esto, se presentan dos opciones: si las baterías están cargadas, estas se encargan de suministrar la potencia necesaria al vehículo; en caso contrario, se extrae energía del empalme al que está conectado el sistema. Pero si existe generación solar, como ya se conoce que la generación no es suficiente, se debe primero revisar si las baterías están cargadas para dar apoyo a los paneles y, finalmente, si estas baterías no se encuentran cargadas, se debe hacer uso nuevamente de la energía proveniente de la red.

Este algoritmo finalmente escoge de qué fuente se extrae la energía que carga el vehículo, en donde como última opción se extrae energía de la red para minimizar el uso de energías no renovables.

- **EMS con vehículo desconectado**

Ahora, el esquema que representa esta situación corresponde al mostrado en la Figura 4.21.

Este caso del EMS tiene una lógica más sencilla pero parte con la misma acción, es decir, obteniendo el valor de la potencia que están inyectando los paneles solares (P_{panel}). Teniendo este valor, en caso de ser mayor a cero se inyecta la energía generada por los paneles solares al sistema BESS, en caso de estos no hayan alcanzado el estado de carga máximo (SOC_{max}), en caso contrario, simplemente se inyecta el excedente de generación a la red del Centro de Energía.

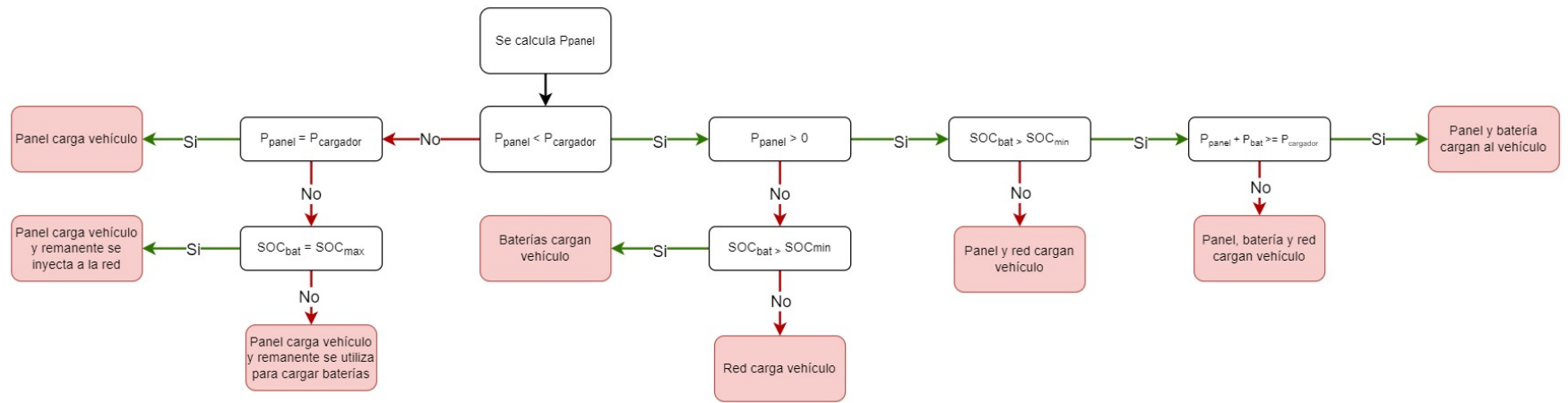


Figura 4.20: EMS con vehículo conectado.

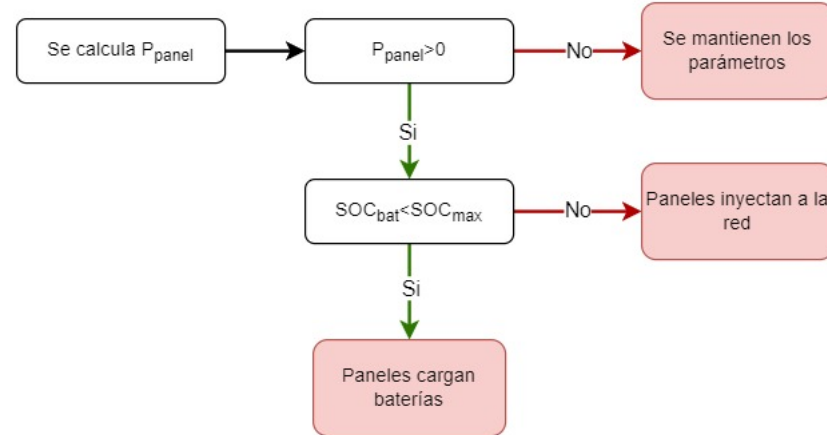


Figura 4.21: EMS con vehículo desconectado.

4.3 Evaluación y simulación

El programa que se utiliza para realizar la simulación de toda la red corresponde a Python. En este se utiliza toda la información de entrada mencionada anteriormente. Estas variables son principalmente los datos de temperatura y radiación solar del lugar, las matrices de tiempo y distancia entre destinos, los perfiles de consumo del vehículo y los algoritmos del sistema de gestión de energía.

Partiendo con la función de simulación, esta se encarga de escoger cual de los algoritmos EMS se debe utilizar en función de la potencia, el perfil y el consumo que recibe en cada instante de tiempo. Es por esto que las variables de entrada que recibe son las que se muestran en la Figura 4.22.

```
def simulación(p_generada,perfil,consumo,dia,contador_mes):
```

Figura 4.22: Datos de entrada función de simulación.

Los datos de entrada de la Figura 4.22 corresponden respectivamente a: un arreglo con las potencias generadas por un panel en un día completo (288 elementos), un arreglo con el perfil de uso para ese día específico, un arreglo con el consumo de ese día (288 elementos), un contador que indica que día del mes se está ejecutando mediante la simulación, y finalmente, otro contador pero que indica que mes del año se está ejecutando.

Ahora, es importante mostrar como es el formato de cada uno de estas variables de entrada para que se entienda la programación de esta función. Primero, se tiene el arreglo de las potencias generadas por un panel solar en un formato de 288 elementos, como se muestra en la Figura 4.23, en donde son 288 elementos debido a que se dividen los 1440 minutos que conforman un día en bloques de 5 minutos. El formato del perfil de datos es el que se muestra en la Figura 4.24, para lo cual existen 9 perfiles distintos en donde se presenta la hora de salida del vehículo de un destino a otro, desde que lugar parte y hacia donde se dirige, y finalmente, el tiempo que tarda en realizar este viaje. Además, existe el caso en donde el perfil es directamente un 0, lo cual representa que el vehículo no se utiliza ese día (por ejemplo los días de fin de semana). El arreglo del consumo tiene el formato de la Figura 4.25 el cual también son 288 elementos y representan el consumo del vehículo en kilómetros para cada bloque del día. Las 2 variables de entrada restantes, como el contador de día del mes y el contador de mes, son simplemente valores enteros que se ingresan a la función y que representan lo que su nombre indica. Es importante recalcar que existe un arreglo de potencia generada por los paneles solares, un perfil y un consumo específico para cada día del año.

La sección de código de la Figura 4.26 comienza estableciendo que el perfil del mes número 10 (febrero) debe ser 0, es decir, el vehículo está estacionario. Las líneas de código que le siguen son las que establecen qué sucede cuando el vehículo está estacionario. Primero se genera una variable llamada "iteración", la cual indica en cuál de los 288 elementos se está trabajando en la simulación. Luego, se revisa si el perfil que recibe la función es efectivamente 0 (estacionario). Una vez establecido esto, se inicializa un bucle for que recorre los 288 elementos de un día. A partir de este punto, existen varias posibilidades:

1. Si el código está ejecutando la primera iteración del año, lo cual ocurre cuando "iteración", "día" y "contador mes" están en cero, se fijan los valores iniciales de la simulación en el arreglo "resultados". Esto incluye el 80% del estado de carga del vehículo y del banco de baterías, mientras que el resto de las variables se establecen en 0.
2. Si la iteración es la primera del mes pero no del primer mes de la simulación, el valor inicial de este mes se establece igual al valor final del mes anterior. Para esto, se extrae la información de la lista donde se van guardando todos los datos de manera externa ("lista meses") y se agregan a la lista de resultados. En este caso, se diferencia entre los datos que dependen de los meses anteriores y aquellos que no; los datos dependientes se extraen de "lista meses" y aquellos que no, simplemente se fijan en cero.
3. Si no es la primera iteración de ningún mes pero sí la primera de un día cualquiera, se extraen los datos del día anterior en el mismo mes. Es decir, el primer dato de este día en concreto es el mismo que el último entregado el día anterior.
4. Si la iteración no corresponde a ninguna de las mencionadas anteriormente, sino que es una iteración que no es la primera de ningún caso, se añaden al arreglo "resultados" los resultados entregados por la función que realiza el algoritmo EMS con el vehículo desconectado. Esta función entrega datos como la potencia generada por los paneles, el intervalo de tiempo que se está trabajando (en intervalos de 5 minutos), el estado de carga de las baterías, el estado de carga del vehículo y la cantidad de energía que se ha intercambiado hasta esa simulación (el débito con la red).

Al finalizar cada ciclo "for", se suma 1 a la variable "iteración" para indicar que se está completando dicha iteración. Una vez finalizado el ciclo, el código entrega todos los valores del arreglo "resultados", el cual hasta este punto contiene 288 valores para cada día del mes.

La siguiente sección, que aborda el caso en el que el vehículo ya no está estacionario, se muestra en las Figuras 4.27 y 4.28 a continuación:

```

else: #Se ejecuta el algoritmo de carga normal
    for i in range(len(p_generada)):
        if iteración == 0 and día == 0 and contador_mes == 0:
            #si es la primera iteración de todas
            Resultados.append((0.8,0.8,0,0,0,0,0,0)) #SOC_bat,SOC_veh,Deb_red,Carga,Descarga,Renovable,Red,LLP

        if iteración == 0 and día == 0 and contador_mes != 0:
            #si es la primera iteración del mes pero no el primer mes
            Resultados.append((lista_meses[contador_mes-1][0][lista_meses[contador_mes-1][1]-1][287][0],
                               lista_meses[contador_mes-1][0][lista_meses[contador_mes-1][1]-1][287][1],
                               lista_meses[contador_mes-1][0][lista_meses[contador_mes-1][1]-1][287][2],0,0,0,0,0))

        if iteración == 0 and día != 0:
            #si es la primera iteración del día pero no del mes
            Resultados.append((lista_meses[contador_mes][0][día-1][287][0],
                               lista_meses[contador_mes][0][día-1][287][1],
                               lista_meses[contador_mes][0][día-1][287][2],0,0,0,0,0))

        if iteración > 0:
            #si no es ningún tipo de primera iteración

            horas_de_carga = hora_carga(perfil) #Arreglo que contiene las horas en donde se puede cargar el vehículo
            contador_carga = 0

```

Figura 4.27: Código para vehículo no estacionario 1.

```

if i >= horas_de_carga[contador_carga][0] and i < horas_de_carga[contador_carga][1]:
    #si se encuentra dentro del bloque de carga
    #Se ejecuta el algoritmo en donde se carga el vehículo considerando los minutos en donde
    #el vehículo se descarga entre viajes
    if Resultados[iteración-1][1] > 0.8: #Si el vehículo ya está cargado
        Resultados.append(decision_sin_vehiculo(p_generada[i]*Cant_paneles,5,
                                                Resultados[iteración-1][0],
                                                Resultados[iteración-1][1],
                                                Resultados[iteración-1][2]))
    else: #Se carga el vehículo si es que no está viajando
        if i > horas_de_carga[contador_carga][0]+horas_de_carga[contador_carga][2]:
            Resultados.append(decision(p_generada[i]*Cant_paneles,5,
                                       Resultados[iteración-1][0],
                                       Resultados[iteración-1][1],
                                       Resultados[iteración-1][2],1))
        else: #si es que todavía está viajando el vehículo
            Resultados.append(decision_sin_vehiculo(p_generada[i]*Cant_paneles,
                                                    5,Resultados[iteración-1][0],
                                                    Resultados[iteración-1][1]-consumo[i]/450,
                                                    Resultados[iteración-1][2]))

        if i==horas_de_carga[contador_carga][1] and contador_carga<len(horas_de_carga)-1:
            contador_carga += 1
    else:
        #Se ejecuta el algoritmo en donde no se carga el vehículo por no estar en la FCFM
        #considerando los consumos (se restan)
        Resultados.append(decision_sin_vehiculo(p_generada[i]*Cant_paneles,5,
                                                Resultados[iteración-1][0],
                                                Resultados[iteración-1][1]-consumo[i]/450,
                                                Resultados[iteración-1][2]))

iteración += 1
return Resultados

```

Figura 4.28: Código para vehículo no estacionario 2.

El código de la Figura 4.27 comienza con un "else" que se ejecuta cuando el perfil recibido por la función es distinto de cero, lo que indica que se debe ejecutar el algoritmo en el que el vehículo no está estacionario. Este algoritmo, al igual que el anterior, comienza con un bucle "for" que recorre los 288 elementos que representan un día completo de datos. Nuevamente se revisan los 4 casos anteriores, proporcionando al modelo los mismos datos, con la diferencia de que se trata el caso cuando la iteración no es inicial de algún día ni mes.

En esta situación, primero se llama a la función "hora de carga", que recibe un perfil y devuelve un arreglo con los bloques en los que el vehículo se encuentra en la FCFM (lugar donde se encuentra el cargador) y cuanto tiempo tarda en llegar el vehículo a la facultad. Con esta información, se genera un nuevo contador llamado "contador carga", que registra cuántas veces se conecta el vehículo durante el día.

Después, se ingresa al algoritmo presentado en la Figura 4.28. Lo primero que se revisa es si se encuentra en el bloque donde el vehículo se carga, obtenido anteriormente mediante la función "hora de carga". En caso afirmativo, se verifica si el vehículo está cargado ($SOC_{veh} = 0,8$). Si está cargado, se utiliza el algoritmo EMS donde el vehículo está desconectado, simulando que el vehículo no está conectado. Si el vehículo no está cargado y ha pasado el tiempo necesario para llegar a la FCFM, se carga utilizando el algoritmo EMS con el vehículo conectado; de lo contrario, se continúa utilizando el EMS con el vehículo desconectado. Luego de tomar esta decisión, se incrementa en 1 el contador de cargas para analizar el siguiente bloque en el día cuando el vehículo está en carga.

Si se está iterando fuera de los bloques de carga, simplemente se ejecuta el algoritmo EMS con el vehículo desconectado durante estos períodos. Al finalizar el ciclo "for", se entregan los valores del arreglo "resultados".

Es importante entender que todo el código anterior sirve para evaluar los datos de un solo día. Por lo tanto, es necesario ejecutar esta simulación para todos los días y meses del año. Para esto, se deben generar objetos donde se almacenen los resultados, como se muestra en la Figura 4.29. Es crucial mencionar que "lista meses" y "lista p generada" corresponden a las listas que contienen todos los arreglos donde se almacenan los resultados de cada mes, junto con la cantidad de días de dicho mes y los arreglos que contienen las potencias generadas por un panel para cada mes respectivamente.

```

resultados_abril = []
resultados_mayo = []
resultados_junio = []
resultados_julio = []
resultados_agosto = []
resultados_septiembre = []
resultados_octubre = []
resultados_noviembre = []
resultados_diciembre = []
resultados_enero = []
resultados_febrero = []
resultados_marzo = []

lista_meses = [(resultados_abril,30),(resultados_mayo,31),(resultados_junio,30),(resultados_julio,31)
               ,(resultados_agosto,31),(resultados_septiembre,30),(resultados_octubre,31),
               (resultados_noviembre,30),(resultados_diciembre,31),(resultados_enero,31),
               (resultados_febrero,28),(resultados_marzo,31)]
lista_p_generada = [p_generada_abril,p_generada_mayo,p_generada_junio,p_generada_julio,
                   p_generada_agosto,p_generada_septiembre,p_generada_octubre,p_generada_noviembre,
                   p_generada_diciembre,p_generada_enero,p_generada_febrero,p_generada_marzo]

```

Figura 4.29: Arreglos de resultados.

Teniendo estos arreglos, basta con simplemente iterar sobre los elementos de cada día por cada mes, tal como se muestra en la Figura 4.30 a continuación:

```

for i in range(len(lista_meses)): #Para los 12 meses de la simulación
    for j in range(lista_meses[i][1]): #Para la cantidad de días de cada mes
        lista_meses[i][0].append(simulación_4(lista_p_generada[i][j],Perfil_anual[i][j],Consumo_anual[i][j],j,i))

```

Figura 4.30: Iteración de función "Simulación".

Con esta sección del código, los arreglos expuestos en la Figura 4.29 adquirirían todos los datos para cada día del mes para luego extraer esta información y graficar resultados.

4.3.1 Evaluación de casos

Con el fin de comparar el rendimiento de esta red se ejecutan diversos escenarios utilizando la misma lógica de funcionamiento del código explicada anteriormente. Estos casos son los siguientes:

1. Año inicial
2. Segundo año
3. Tercer año
4. Año inicial con distintas potencias instaladas
5. Largo plazo con distintas potencias instaladas

Estos escenarios tienen como fundamento lograr representar el funcionamiento de la red en el comienzo de su funcionamiento y a largo plazo, y evaluar como afecta a los indicadores de rendimiento la potencia instalada en la red.

4.4 Validación de resultados

Parte importante de esta investigación corresponde al poder simular el funcionamiento del cargador de manera que pueda mostrar el comportamiento de la carga y descarga de los diversos elementos que componen la red del sistema. Es por esto que se diseña un modelo simplificado del sistema, en donde se simula una semana del mes de diciembre de 2023 contando con todos elementos de la red mencionados anteriormente. En este escenario se obtiene como resultado la Figura 4.31.

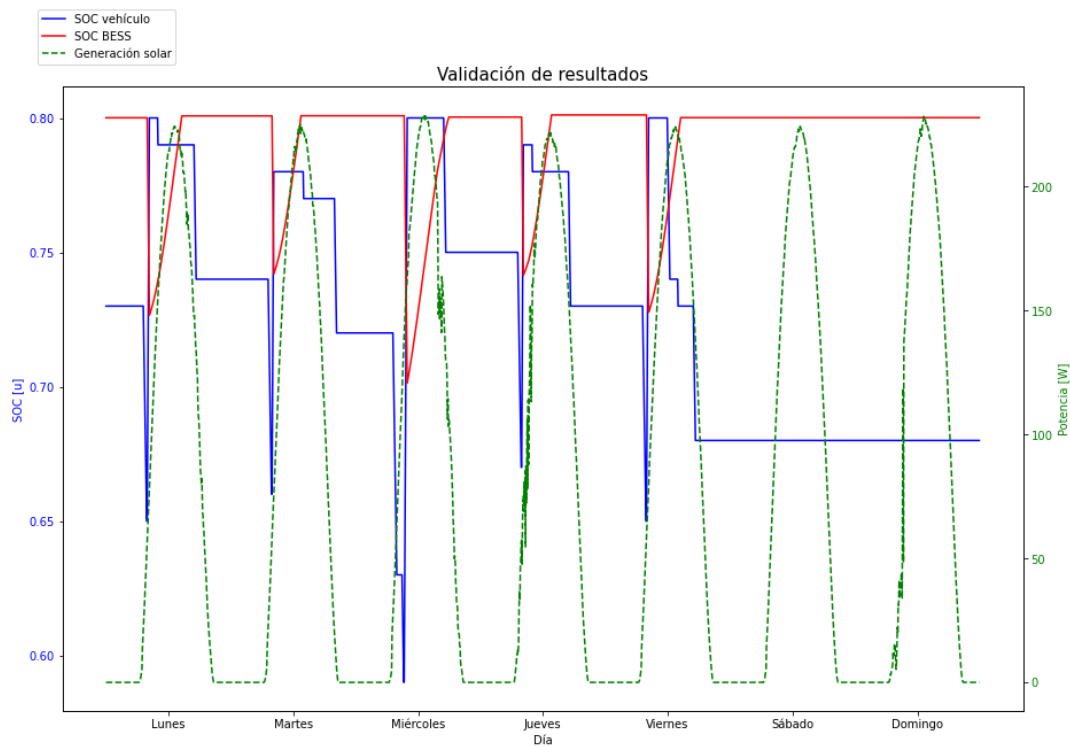


Figura 4.31: Simulación 1 semana para validación de resultados.

En la Figura 4.31 se muestran 3 curvas, la primera de estas corresponde a la curva de color azul, la cual, muestra el estado del carga del vehículo, la curva roja muestra el estado de carga del sistema BESS y la curva verde muestra la potencia que inyecta 1 de los paneles, este parámetro se incluyó dentro del gráfico para comparar el comportamiento de carga cuando se posee recurso solar. En este gráfico, de manera sencilla se puede ver los momentos en donde el vehículo se carga y se descarga, en donde cabe destacar que no necesariamente la carga del vehículo ocurre cuando se presenta recurso solar, esto debido a que existe presencia de la red del Centro de Energía de la cual se puede extraer energía, por el contrario, la carga del sistema BESS coincide completamente con la generación solar, debido a que cuando el vehículo no se encuentra conectado para cargarse es cuando se inyecta la energía a este sistema BESS o a la red. En este gráfico se notan al menos 4 perfiles de consumo distintos en este gráfico, los cuales se pueden diferenciar al ver las curvas que se generan en color azul en los distintos días de la semana.

Dentro de los datos relevantes se encuentra que este vehículo tiene un consumo de de 0.14 kWh/km.

Esto indica que el modelo si logra representar distintos escenarios de carga y descarga del vehículo, incluso los días de fin de semana, los cuales, no presentan ningún tipo de consumo ni cambio en la carga del vehículo.

Capítulo 5

Resultados del caso de estudio

Los resultados de esta investigación se dividen en 5 secciones, una para cada caso mencionado anteriormente:

5.1 Año inicial

La simulación de este año inicial corresponde al uso del sistema a partir de los estados iniciales de todos los equipos, es decir, el sistema de baterías (BESS) está completamente descargado, la batería del vehículo también está descargada y aún sin haber realizado ningún intercambio de energía con la red externa.

A continuación, se presentan los cambios que presenta el sistema al simular un año completo, considerando las variables iniciales del sistema.

El primero de estos gráficos corresponde a la autonomía del vehículo medida en km, como se muestra en la Figura 5.1. Este gráfico ilustra la cantidad de kilómetros que puede recorrer el vehículo sin tener que volver a conectarse al cargador. Se observa que el límite superior de la carga no se alcanza, es decir, la batería del vehículo nunca llega a su valor máximo. Esto se decide así para extender la vida útil de la batería [20], evitando que se cargue más del 80 % o que se supere la autonomía total de 360 kilómetros. A grandes rasgos, este gráfico representa la carga y descarga del vehículo a lo largo del año, destacando que en el mes de febrero la autonomía no se ve modificada debido a la falta de uso, ya que el receso universitario ocurre durante este mes.

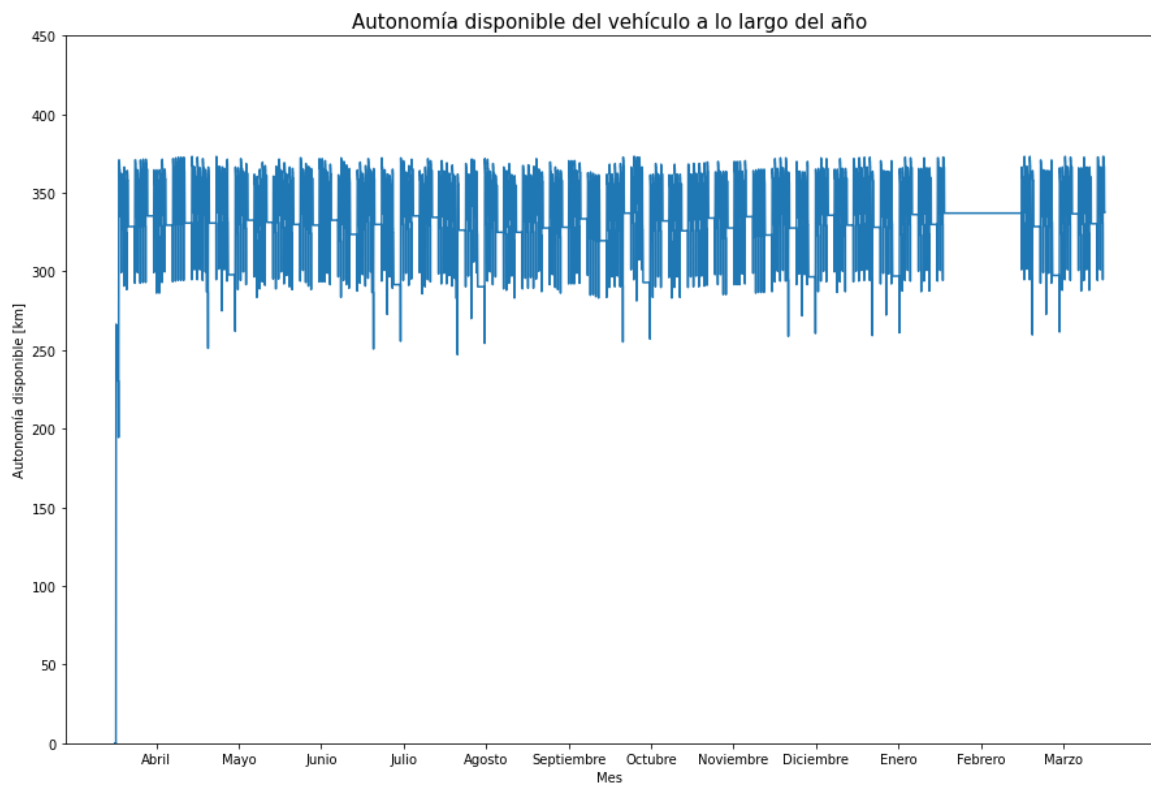


Figura 5.1: Autonomía del vehículo año inicial.

El gráfico de la Figura 5.2 muestra el estado de carga del sistema de baterías (BESS) a lo largo del año. Este gráfico tiene la intención de mostrar el como se carga y descarga el almacenamiento externo al vehículo e ilustrar en que meses del año se posee una mayor cantidad de energía disponible para uso del cargador.

En este gráfico se observa claramente que el sistema de baterías no logra cargarse por completo durante los meses de invierno; es más, en muchas ocasiones alcanza el valor mínimo establecido en un 30 %. Este 30 % se considera para esta simulación como el límite inferior, donde el SOC no debe bajar de 20 % para prolongar la vida de las baterías, y el 10 % restante se utilizaría como respaldo en caso de alguna contingencia que afecte a la red en su totalidad. Cabe destacar que en los meses de verano, el sistema de baterías se encuentra la mayor parte del tiempo completamente cargado debido al abundante recurso solar presente en esta estación. Nuevamente, el límite superior es de un 80 % para extender la vida de las baterías.

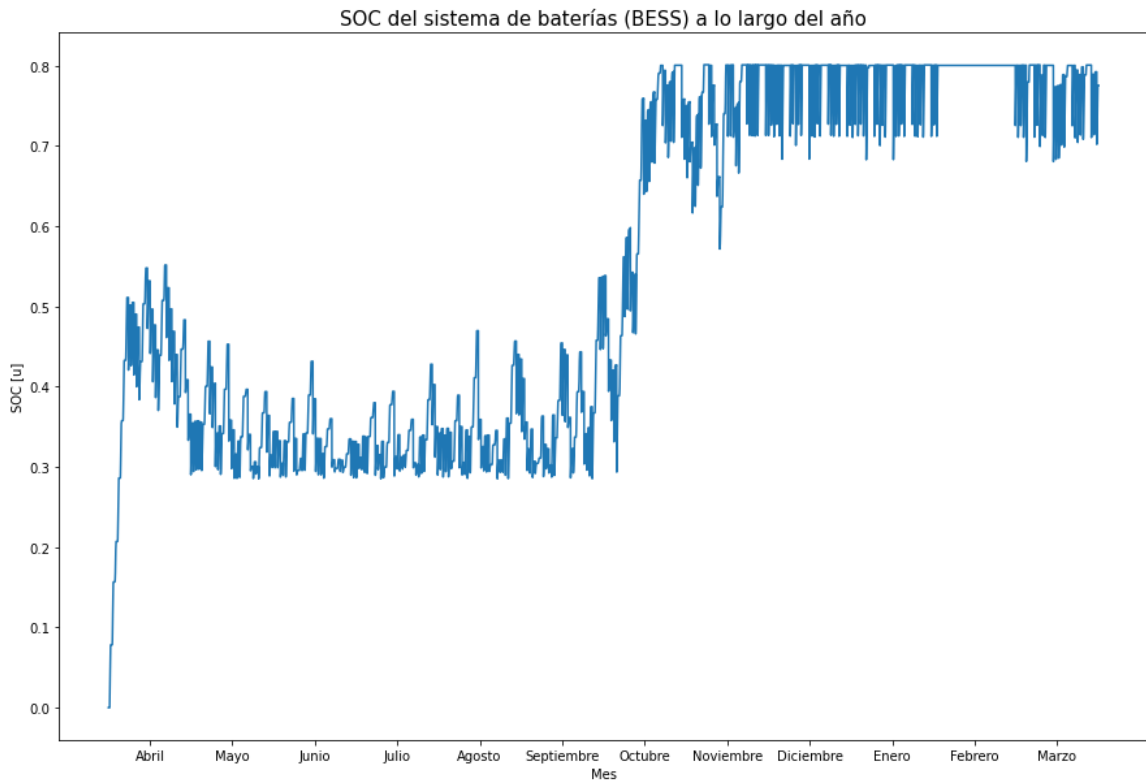


Figura 5.2: SOC del sistema de baterías (BESS) durante año inicial.

El gráfico de la Figura 5.3 ilustra la variable "Débito con la red", la cual representa la cantidad de energía que se ha extraído de la red para cargar el vehículo cuando el suministro propio de la microrred no es suficiente. Al ser el primer año de la simulación, el valor inicial es 0, pero a medida que se extrae energía de la red durante los meses de invierno, cuando el suministro solar es menor, el valor del débito aumenta. Este comportamiento de crecimiento continúa hasta llegar al mes de octubre, cuando el recurso solar aumenta, permitiendo no solo abastecer el consumo del vehículo, sino también inyectar energía a la red como devolución. Esto continúa a lo largo del final de la simulación, hasta alcanzar incluso valores negativos de débito con la red, lo cual indica que al término de la simulación, la red de distribución le debe energía a la microrred. Este tipo de comportamiento, en el que se solicita energía y luego se devuelve, se denomina "compensación de energía".

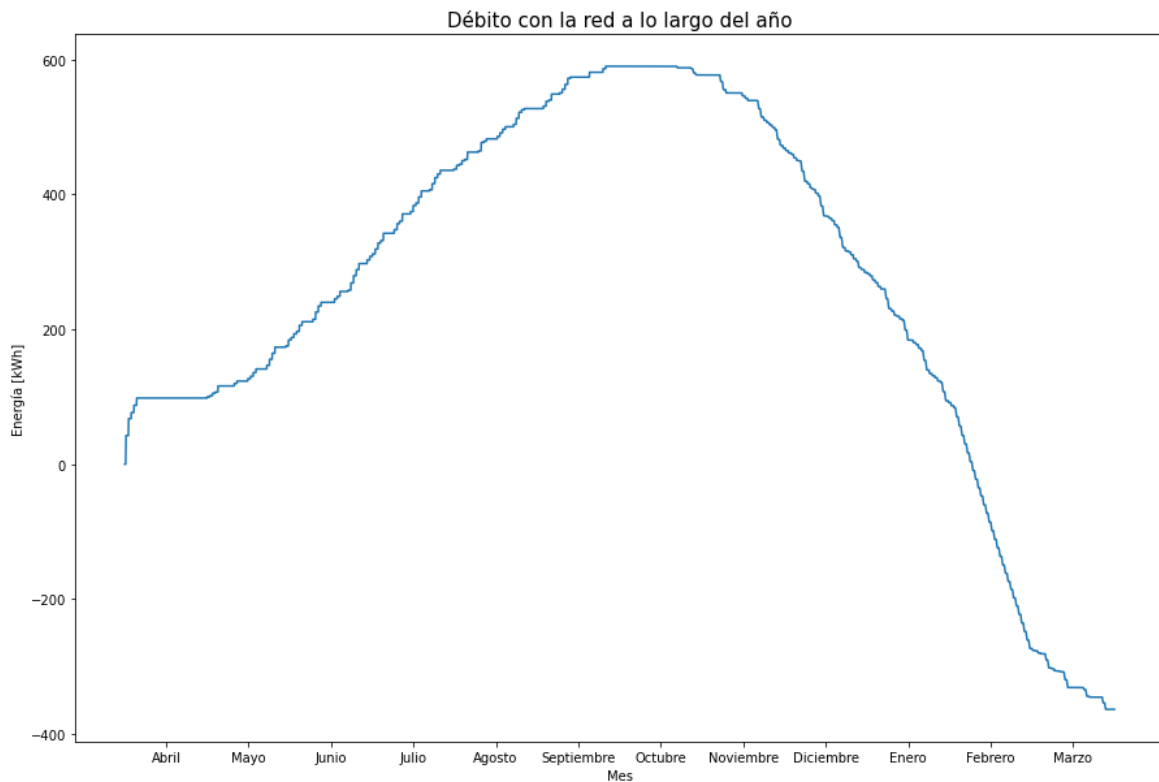


Figura 5.3: Débito con la red primer año.

El gráfico de la Figura 5.4 ilustra la carga del sistema de baterías a lo largo del año. Dado que el modelo EMS establece que solo se puede cargar el sistema de baterías con la energía solar generada por el arreglo fotovoltaico, este gráfico muestra los instantes de tiempo y la cantidad de potencia (en W) que recibe el sistema de baterías (BESS). En esta figura se observa gráficamente que en los meses de invierno, la potencia generada es mucho menor que en verano. Nuevamente, en febrero, el vehículo no se encuentra conectado, por lo que se ve solo una línea en cero durante la mayoría de los días de este mes, lo que ilustra que el BESS ya se encuentra cargado en esos momentos y, al no descargarse para alimentar al vehículo, no requiere ser cargado nuevamente.

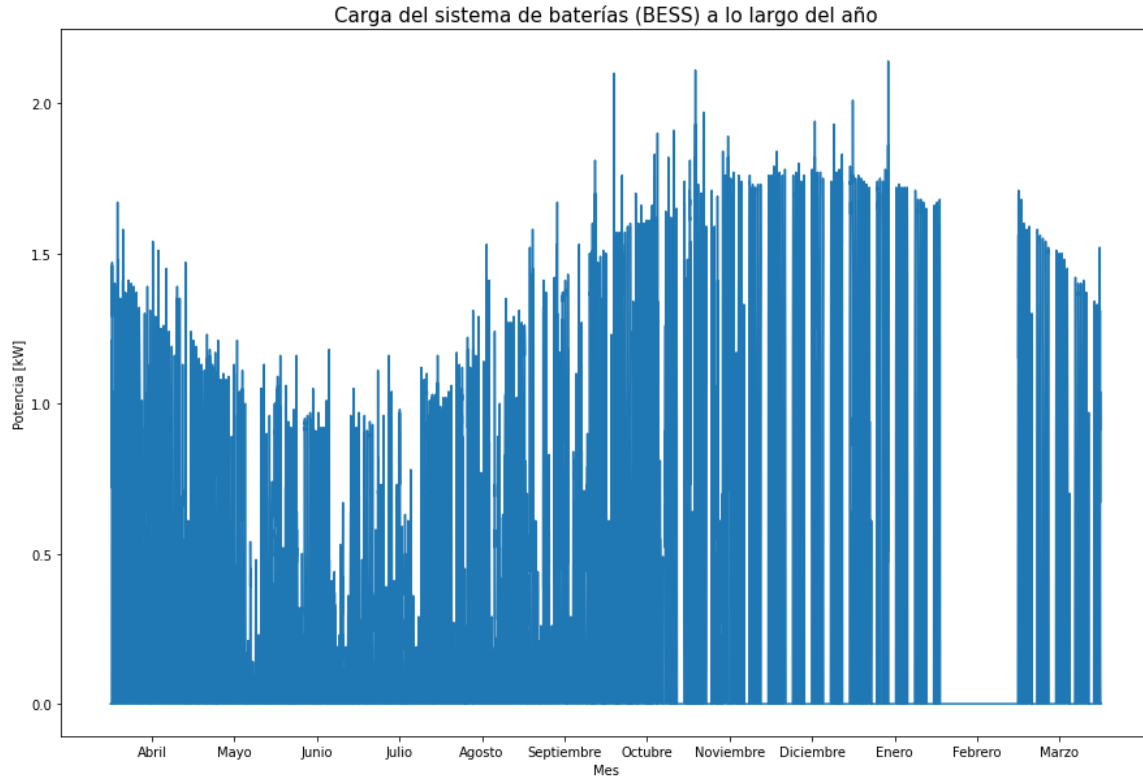


Figura 5.4: Carga del sistema de baterías primer año.

El siguiente gráfico de la Figura 5.5 ilustra el consumo anual del vehículo con una periodicidad mensual. En este, se muestra en color azul el consumo del vehículo que logra ser abastecido con energía 100 % renovable generada por los paneles solares, mientras que el consumo que se muestra en color naranja es aquel que no alcanza a ser abastecido por la microrred y se requiere extraer energía del empalme del centro de energía. El consumo renovable de esta simulación alcanza un total de 2.116,35 kWh, y el consumo no renovable es de 601,39 kWh.

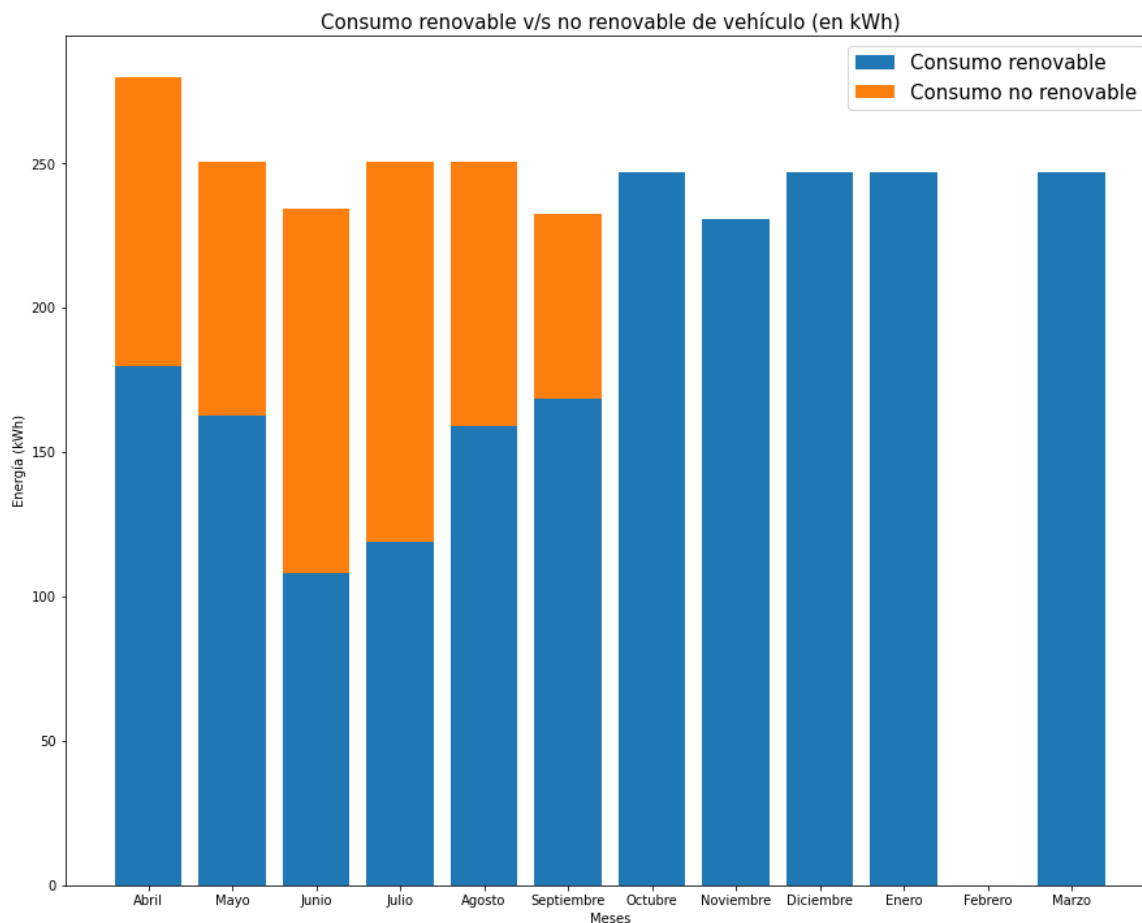


Figura 5.5: Consumo del vehículo en el primer año.

En la Figura 5.5, el consumo renovable total no coincide exactamente con la generación anual, que es de 3.245,33 kWh. Esto implica que existe mayor generación que consumo, pero esta energía se genera principalmente en el verano, cuando no se puede consumir completamente. Esto se ve ilustrado en la Figura 5.6 con las barras de color verde, las cuales se posicionan en los meses con mayor generación solar. Este mismo excedente de energía renovable es el que se devuelve a la red del centro de energía, haciendo que la variable "débito con la red", ilustrada en la Figura 5.3, se vuelva negativa al final de la simulación.

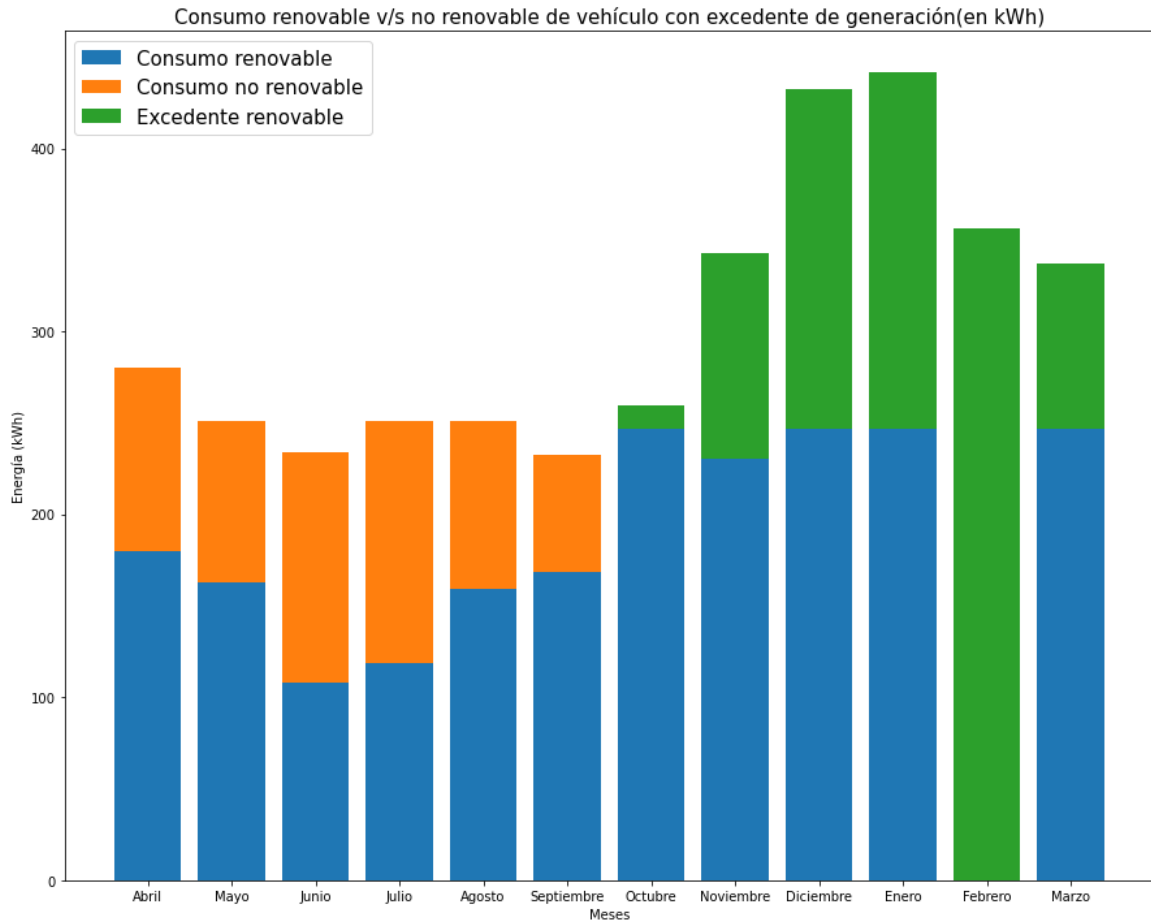


Figura 5.6: Consumo del vehículo con excedente de generación para primer año.

Todos estos gráficos y datos adquiridos durante la simulación permiten calcular los siguientes indicadores de confiabilidad y de sostenibilidad de la red, los cuales se ilustran en las Tablas 5.1 y 5.2 a continuación.

Indicador	Valor
LOLP	9,52 %
LPSP	22,13 %
LA	90,48 %
SAIDI	27,42 h
EENS	601,39 kWh

Tabla 5.1: Indicadores de confiabilidad.

Indicador	Valor (%)
1: RER	125,83
2: OEF	119,41
3: RECR	77,87

Tabla 5.2: Indicadores de sostenibilidad.

De estos indicadores, los presentados en la Tabla 5.1 se modificaron y adaptaron al sentido renovable de estas variables, considerando solo la energía renovable que genera el sistema. Por ejemplo, el indicador LOLP indica la probabilidad de que la demanda de carga exceda la generación renovable, a pesar de que se pueda extraer energía desde la red. El LPSP sigue el mismo razonamiento, ilustrando la probabilidad de pérdida únicamente del suministro reno-

vable, teniendo en cuenta que el vehículo en ningún momento se queda sin abastecimiento. El indicador SAIDI representa las horas en que el suministro no puede ser abastecido con energía renovable generada por la microrred, o se utiliza energía desde la red. El indicador EENS muestra la cantidad de energía esperada que no será posible abastecer con los paneles solares.

De estos indicadores, el LOLP y el LPSP se desea que sean lo menor posible, lo que demostraría que se tiene suficiente suministro y no se tendrían pérdidas de cargas en el sistema. El indicador LA se desea que sea de un 100 %, ya que, mientras mayor es, implica que el sistema es lo más autónomo alcanzando solo un 90,48 %, el indicador SAIDI que está actualmente en 27,4 horas se espera que sea de 0, lo que indicaría que en ningún momento se corta el suministro hacia el vehículo. Finalmente, el EENS es de 601,39 kWh que representa la energía que no se espera de poder entregar al vehículo, por lo que el caso ideal sería que este valor esté en cero.

Los indicadores de la Tabla 5.2 comienzan con el indicador RER de un 125,83 %, lo que implica que por el sistema circula un 25,83 % más de energía renovable que el consumo del vehículo. Esta energía renovable proviene del arreglo fotovoltaico y de la energía extraída de la red, utilizando un factor de 0,29 para obtener la fracción de energía renovable tomada de la red [21]. Por otra parte, el indicador OEF muestra cuanta energía solar se produce en comparación con el consumo del auto eléctrico, el cual es de un 119,41 %, indicando que la red es más que 100 % renovable. Por último, al revisar el tercer y último indicador, el RECR, que alcanza solo un 77,87 %, se observa el porcentaje de la energía generada que efectivamente se utiliza para el consumo del vehículo. Según este, la red aún no es 100 % renovable, a diferencia de los dos anteriores.

5.2 Segundo año

Para poder simular el segundo año de operación del cargador del vehículo eléctrico, se utilizan los mismos set de datos de entrada del modelo, es decir, se mantienen los perfiles de consumo y la generación solar proveniente del arreglo fotovoltaico. La diferencia con el caso anterior son las variables iniciales del modelo, en este caso, el estado de carga del BESS, la autonomía disponible del vehículo y el débito con la red se mantienen de la simulación del año anterior. Específicamente, los datos iniciales son: $SOC_{BESS} = 77,53\%$, $SOC_{Vehículo} = 75\%$ y $Débito_{red} = -363,5$ kWh.

Luego, los resultados de la simulación anual se ilustran a continuación:

El gráfico de la Figura 5.7 logra mostrar nuevamente la carga y descarga del vehículo a lo largo del segundo año de simulación. En este, a diferencia de la Figura 5.1, como el vehículo ya tiene un cierto porcentaje de carga al iniciar su funcionamiento, no existe la curva inicial que parte desde 0. El resto del comportamiento anual es análogo al caso del primer año debido a que el consumo y la generación se supuso igual.

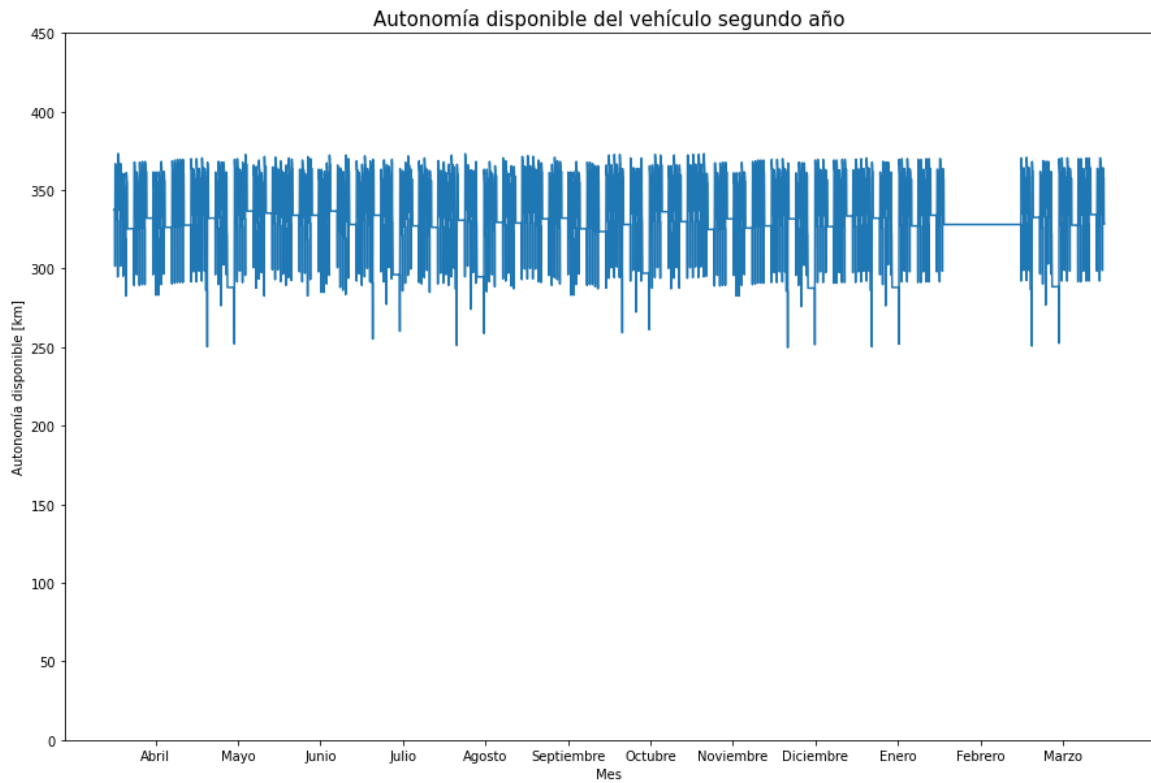


Figura 5.7: Autonomía vehículo segundo año.

La Figura 5.8 ahora muestra que el estado de carga del sistema de baterías está muy cercano al 80 % de carga. En este gráfico es más notorio que en los meses de invierno se debe hacer uso de la gran mayoría del almacenamiento para poder alimentar al auto eléctrico, lo que significa que el estado de carga se mantiene cercano al límite inferior durante esta época. Por otra parte, en los meses con mayor generación solar, la carga del sistema de baterías se mantiene prácticamente cargada en la mayoría del tiempo, con descargas en el momento en que se debe conectar el vehículo para ser cargado.

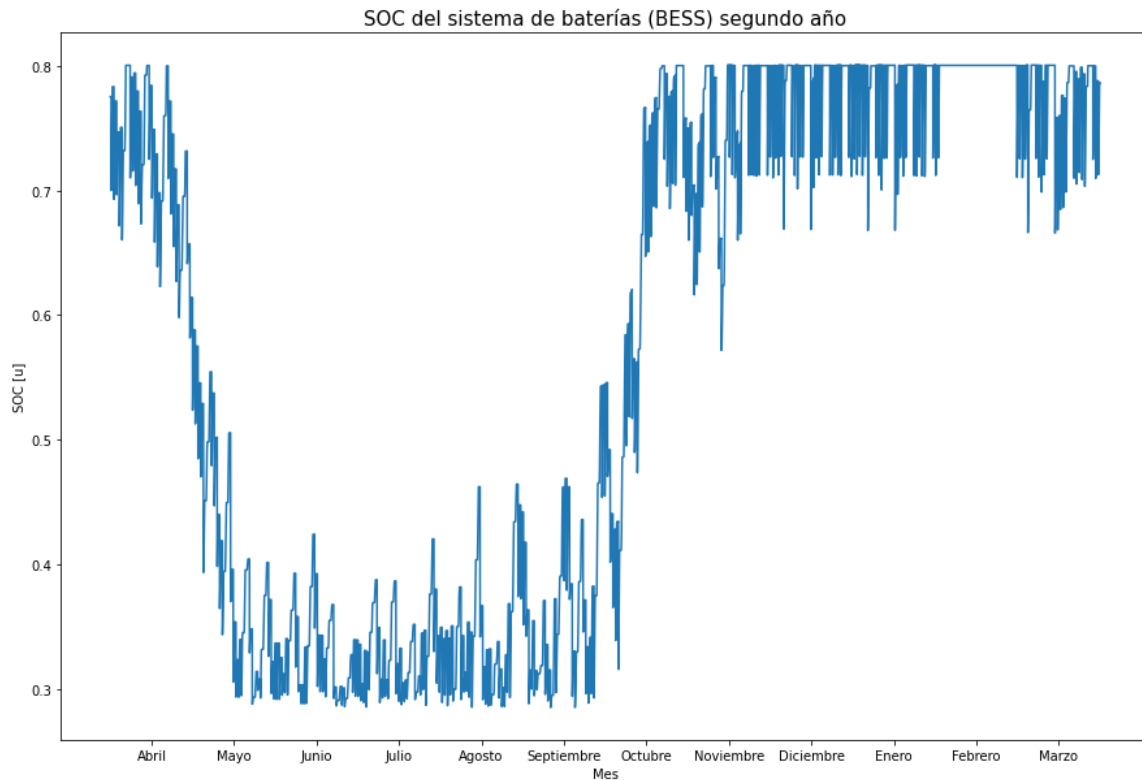


Figura 5.8: SOC sistema de baterías (BESS) segundo año.

El débito con la red ilustrado en la Figura 5.9, en este caso, no tiene un peak inicial debido a que en esta simulación se posee energía almacenada y este valor comienza a aumentar a medida que la generación solar y la energía almacenada en el sistema BESS disminuye. Esto implica que la curva nuevamente aumente al extraer energía de la red, pero a diferencia del año anterior, el valor del débito se mantiene mayoritariamente en valores negativos por la cantidad de energía excedente generada que se logra inyectar en el periodo anterior. Además, en el final de este año de simulación, el valor alcanzado por la red es aún mayor equivalente a -870 kWh.

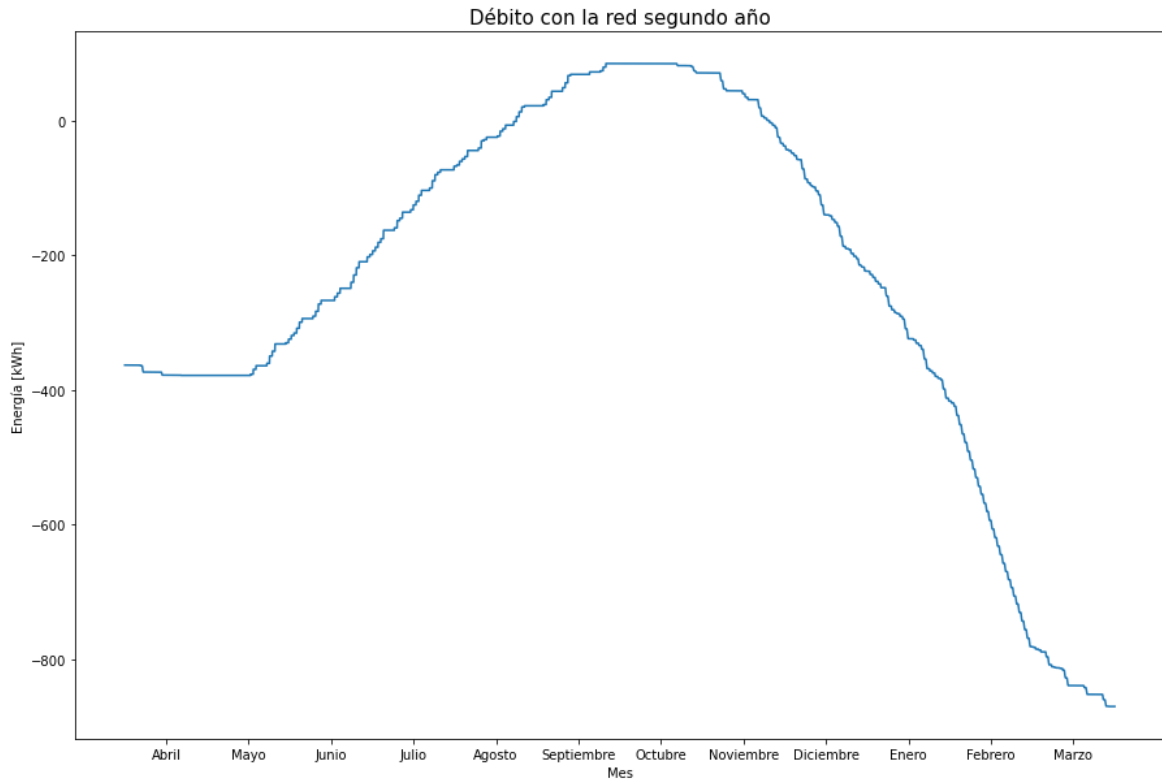


Figura 5.9: Débito con la red segundo año.

La carga del sistema BESS de la Figura 5.10 es idéntica a la del primer año, esto debido a que el perfil de consumo del vehículo utilizado es el mismo, lo que implica que los momentos en que se descarga y la potencia que se le inyecta a estas baterías es la mismo a lo largo del año.

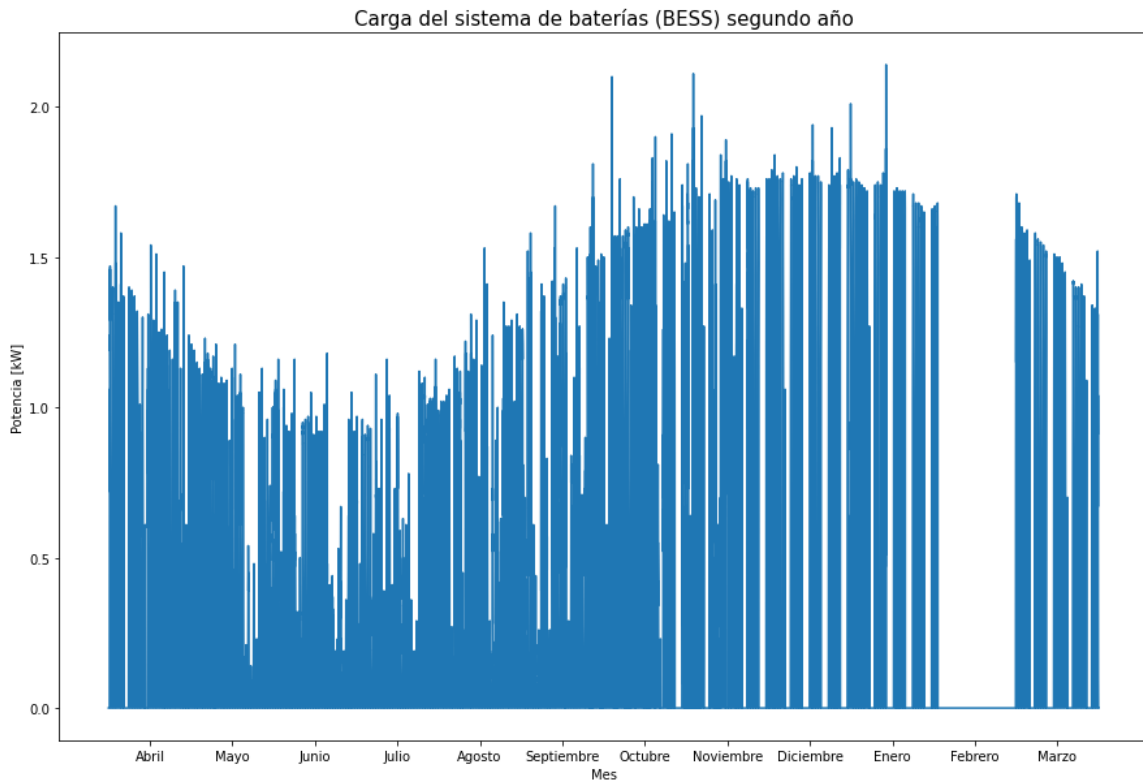


Figura 5.10: Carga del sistema de baterías (BESS) segundo año.

Ahora, el consumo del vehículo eléctrico (Figura 5.11) es la variable importante a evaluar en comparación con los resultados obtenidos del año anterior, esto debido a que el consumo total de energía no renovable difiere. Partiendo por el primer mes de la simulación, en abril ya no existe ningún consumo no renovable debido a que el sistema de baterías si tiene energía para despachar, en el mes de mayo ocurre algo similar pero no alcanza a disminuir por completo el consumo no renovable. Es por esto que el consumo renovable del vehículo aumenta a un total de 2.192,54 kWh y el consumo no renovable disminuye a 472,01 kWh.

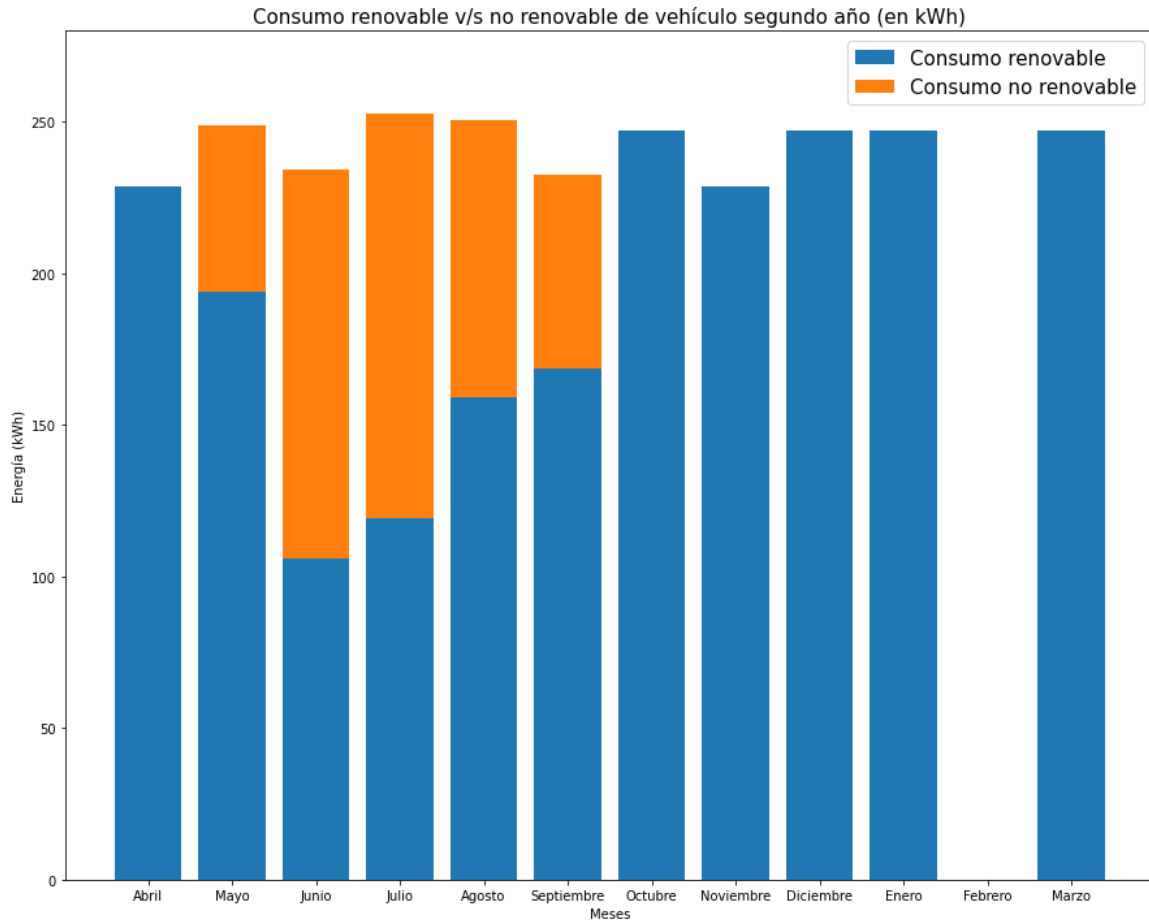


Figura 5.11: Consumo del vehículo en el segundo año.

Ahora, la energía excedente ilustrada en la Figura 5.12 de este sistema también aumenta, es más, se genera un pequeño excedente de energía en el mes de abril, lo que hace que este valor pase de un total anual de 951,15 kWh a 967,83 kWh. Estos 16,68 kWh de diferencia se inyectan a la red de distribución aumentando aun más el valor del débito con la red ilustrado en la Figura 5.9.

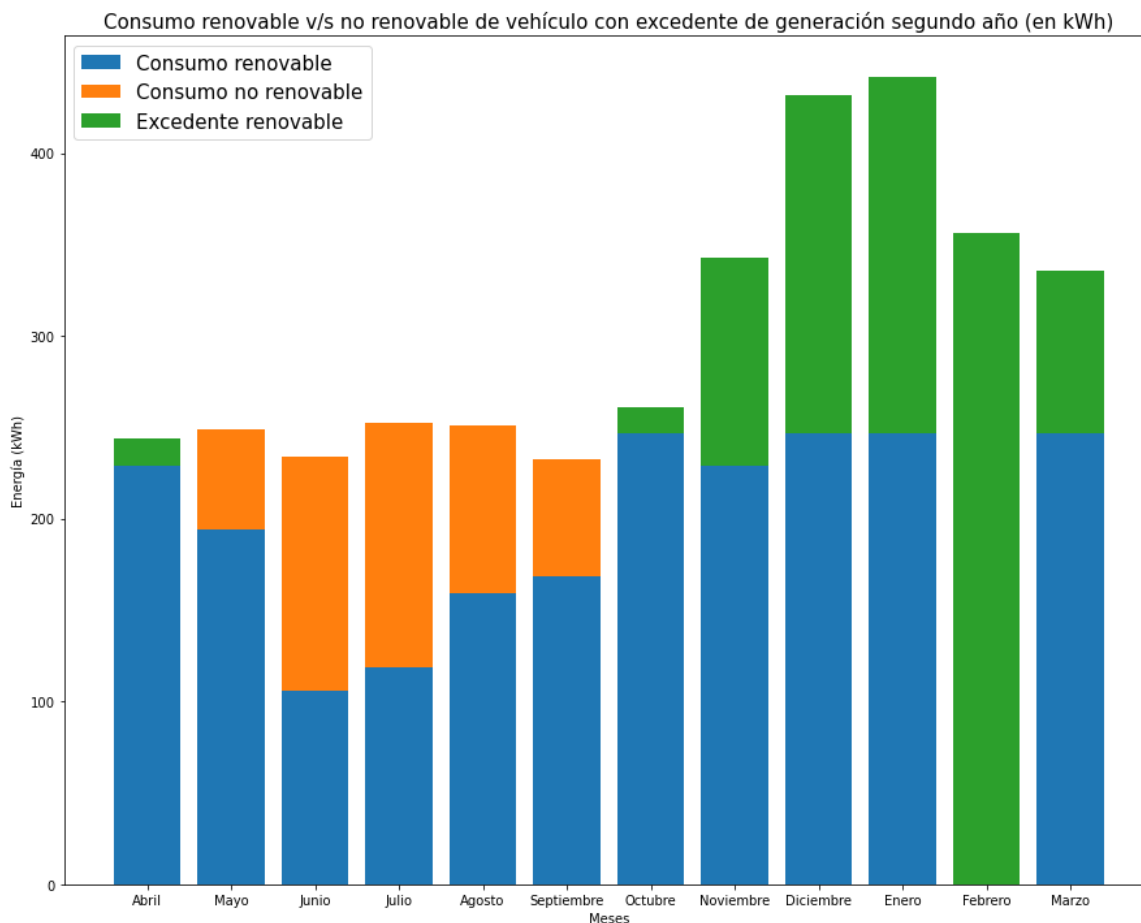


Figura 5.12: Consumo del vehículo con excedente de generación segundo año.

Finalmente, los indicadores de confiabilidad y de sostenibilidad se muestran en las Tablas 5.3 y 5.4 de a continuación:

Indicador	Valor
LOLP	7,47 %
LPSP	17,71 %
LA	92,53 %
SAIDI	21,5 h
EENS	472,01 kWh

Tabla 5.3: Indicadores de confiabilidad segundo año.

Indicador	Valor (%)
1: RER	126,93
2: OEF	121,80
3: RECR	82,29

Tabla 5.4: Indicadores de sostenibilidad segundo año.

Los indicadores de la Tabla 5.3 muestran una ligera disminución para el LOLP, LPSP y EENS, lo cual implica que la confiabilidad del sistema aumenta con respecto al año anterior. El indicador LA aumenta en un 2,05 %, indicando que la red tiene un pequeño incremento en el nivel de autonomía. El valor del indicador SAIDI se mantuvo en 21,5 horas, ya que es en las mismas horas del año cuando no es posible suministrar energía renovable al vehículo. Además, la granularidad del modelo (en periodos de 5 minutos) no permite identificar mayores cambios en este indicador.

Por otra parte, los indicadores de sostenibilidad de la Tabla 5.4, todos aumentan en un pequeño porcentaje. Principalmente, esta nueva simulación muestra que según el primer indicador, el sistema es un 126,93 % renovable. Según el segundo indicador el sistema es un 121 % renovable y finalmente, según el tercer indicador, el consumo del vehículo es un 82,29 % renovable.

5.3 Tercer año

El tercer año de esta simulación es bastante similar a la simulación del segundo año debido a que sus parámetros iniciales son valores cercanos entre ellos y son los siguientes: $SOC_{BESS} = 78,63\%$, $SOC_{Vehículo} = 73\%$ y $Débito_{red} = -870,6$ kWh. Esto genera que los gráficos asociados a la autonomía del vehículo, el SOC del sistema BESS, la carga del sistema de baterías y los gráficos de consumos sean prácticamente iguales, a excepción del valor que se obtiene del débito con la red.

Para poder comparar estos detalles se muestran de igual manera todos estos gráficos.

El gráfico de la Figura 5.13, muestra el valor de la autonomía del vehículo para el tercer año de esta simulación. En este caso se nota que el vehículo no se carga por sobre el 80 % de valor de batería y que su comportamiento es muy similar al gráfico de la Figura 5.7.

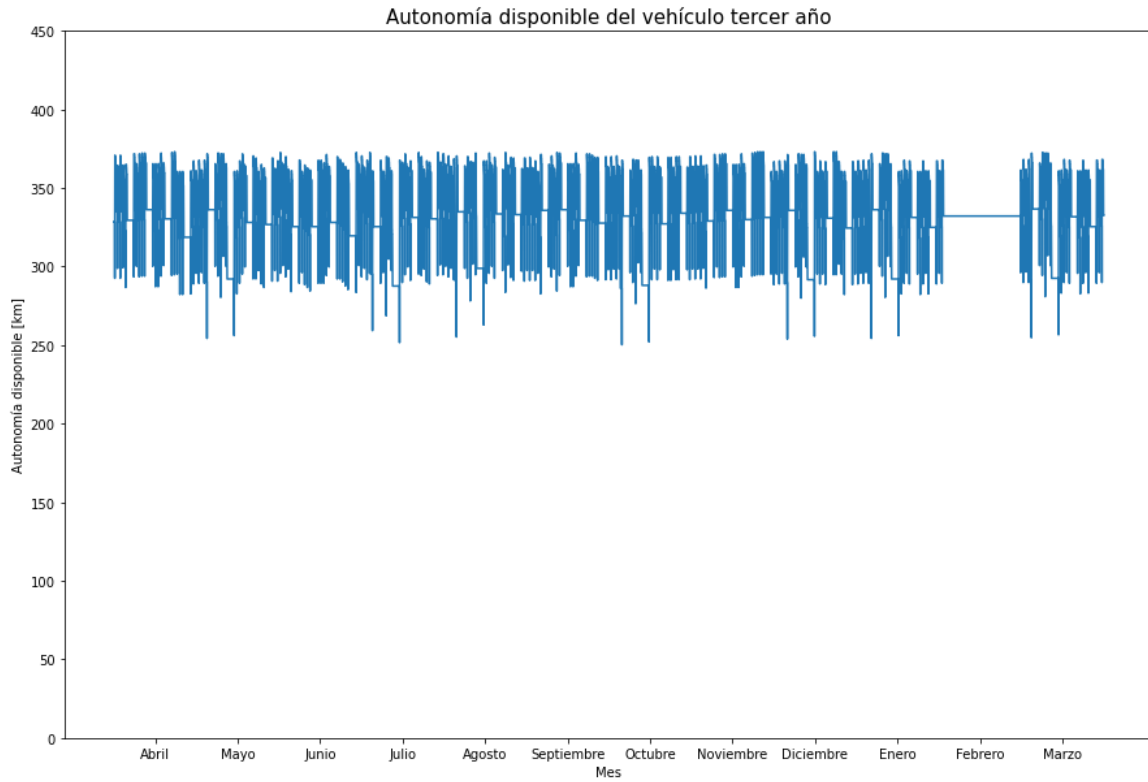


Figura 5.13: Autonomía del vehículo tercer año.

El gráfico de la Figura 5.14 ilustra el estado de carga del sistema de baterías (BESS) para el tercer año de esta simulación, en donde a simple vista el comportamiento es el mismo que en el año anterior. Esto implica que el BESS se descarga en los meses de invierno y se vuelve a mantener en los límites superiores cuando el recurso solar aumenta a partir de octubre en adelante.

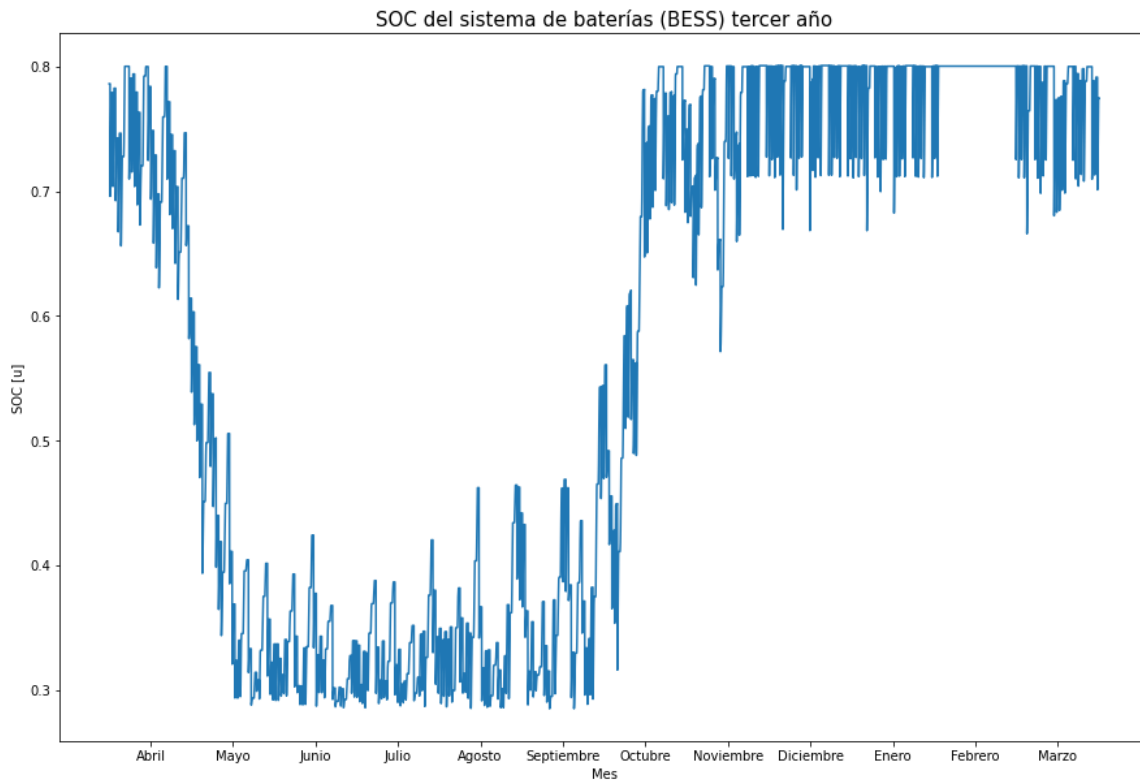


Figura 5.14: SOC sistema de baterías (BESS) tercer año.

El débito con la red se ilustra en la Figura 5.15, en este se muestra el mismo comportamiento que en el segundo año pero como el valor inicial de esta simulación comienza en $-870,6$ kWh, el débito con la red disminuye aún más hasta el final de la simulación debido al exceso de generación que presenta este sistema. En este caso, todos los valores durante el año son negativos y al final de este se alcanza un valor de $-1.378,6$ kWh de débito, lo que indica que se ha inyectado este total de energía acumulada en los 3 años de simulación.

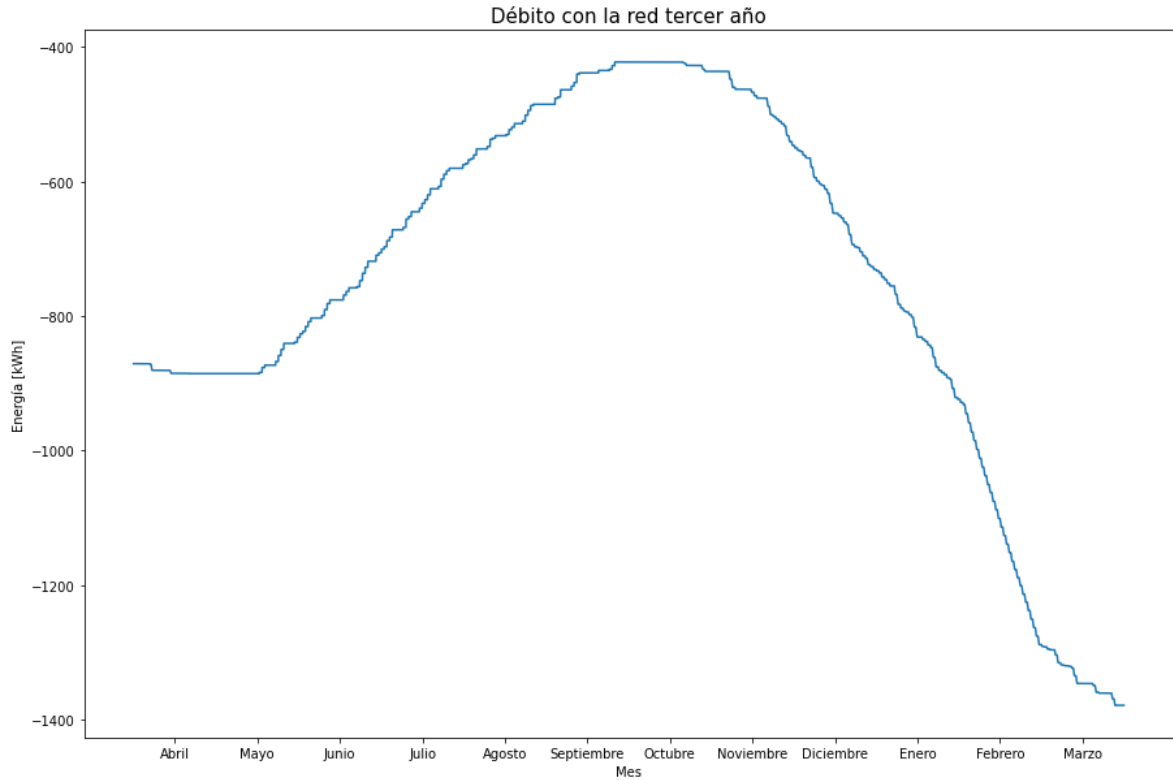


Figura 5.15: Débito con la red tercer año.

La carga del sistema BESS mostrado en la Figura 5.16 es idéntico al caso de la Figura 5.4 y 5.10, esto porque los momentos en donde se carga el sistema BESS son los mismos en los 3 años de simulación y además la generación solar se supuso la misma en todos los años.

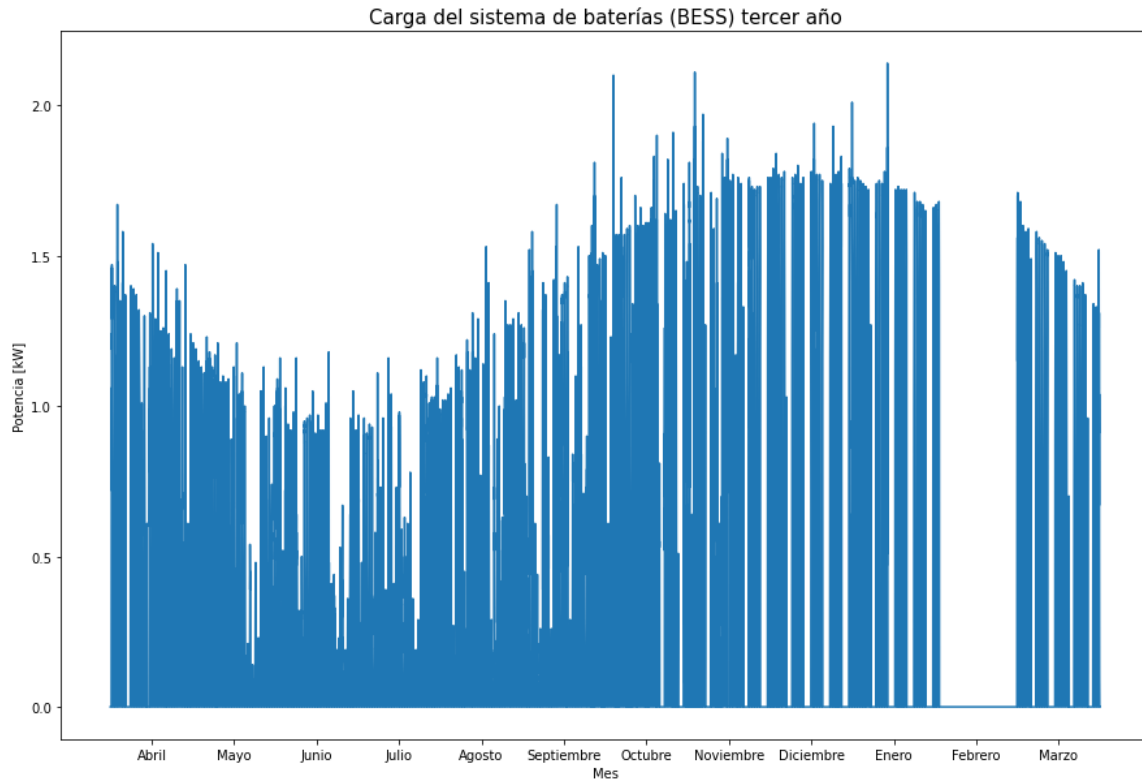


Figura 5.16: Carga del sistema de baterías (BESS) segundo año.

El gráfico de la Figura 5.17 ilustra el consumo renovable y no renovable que posee a lo largo del tercer año de simulación. En este se obtiene que el consumo renovable total es de 2.194,4 kWh y el consumo no renovable es de 471,99 kWh, valores muy cercanos a los obtenidos en la simulación del segundo año.

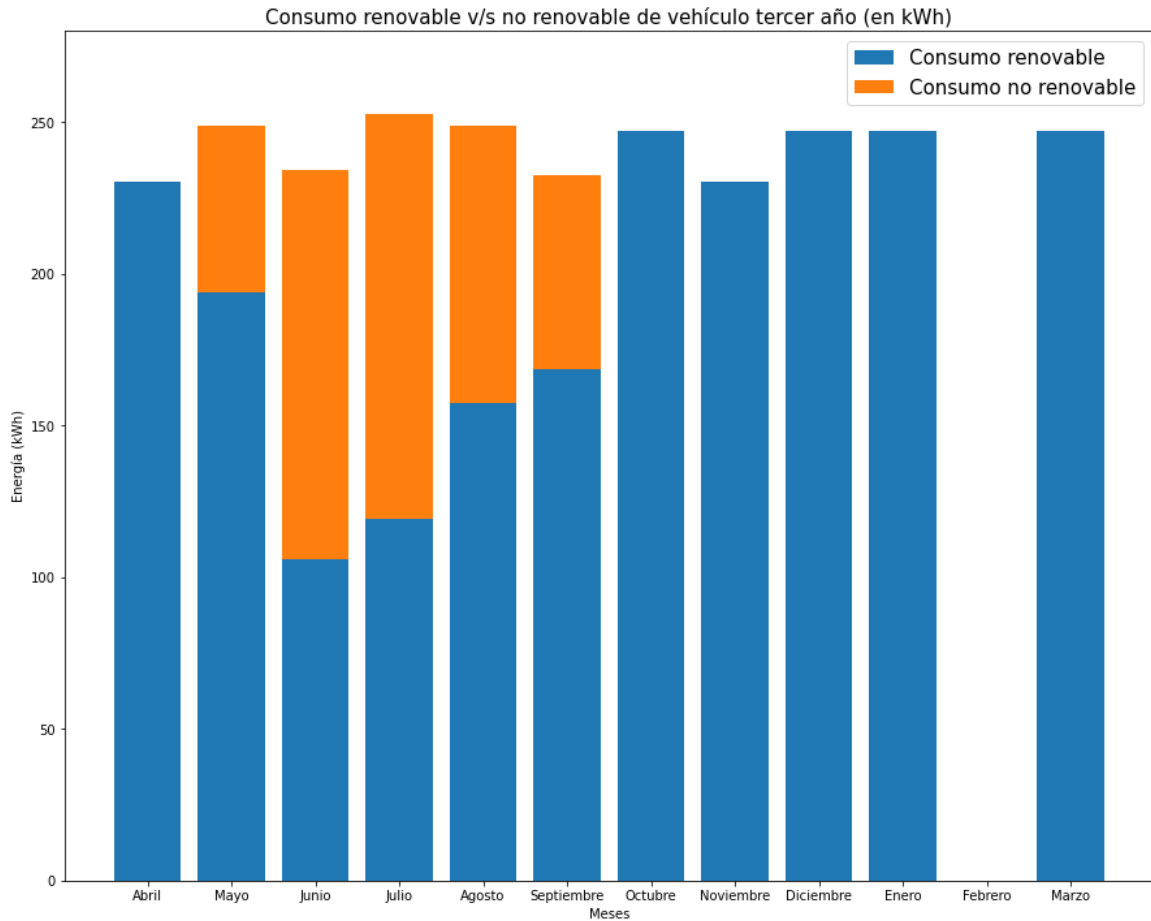


Figura 5.17: Consumo del vehículo en el tercer año.

Por otra parte, el excedente de generación, de la Figura 5.18, obtenido este tercer año de simulación es de 968,7 kWh, nuevamente, un valor muy similar a los resultados obtenidos en el segundo año de simulación.

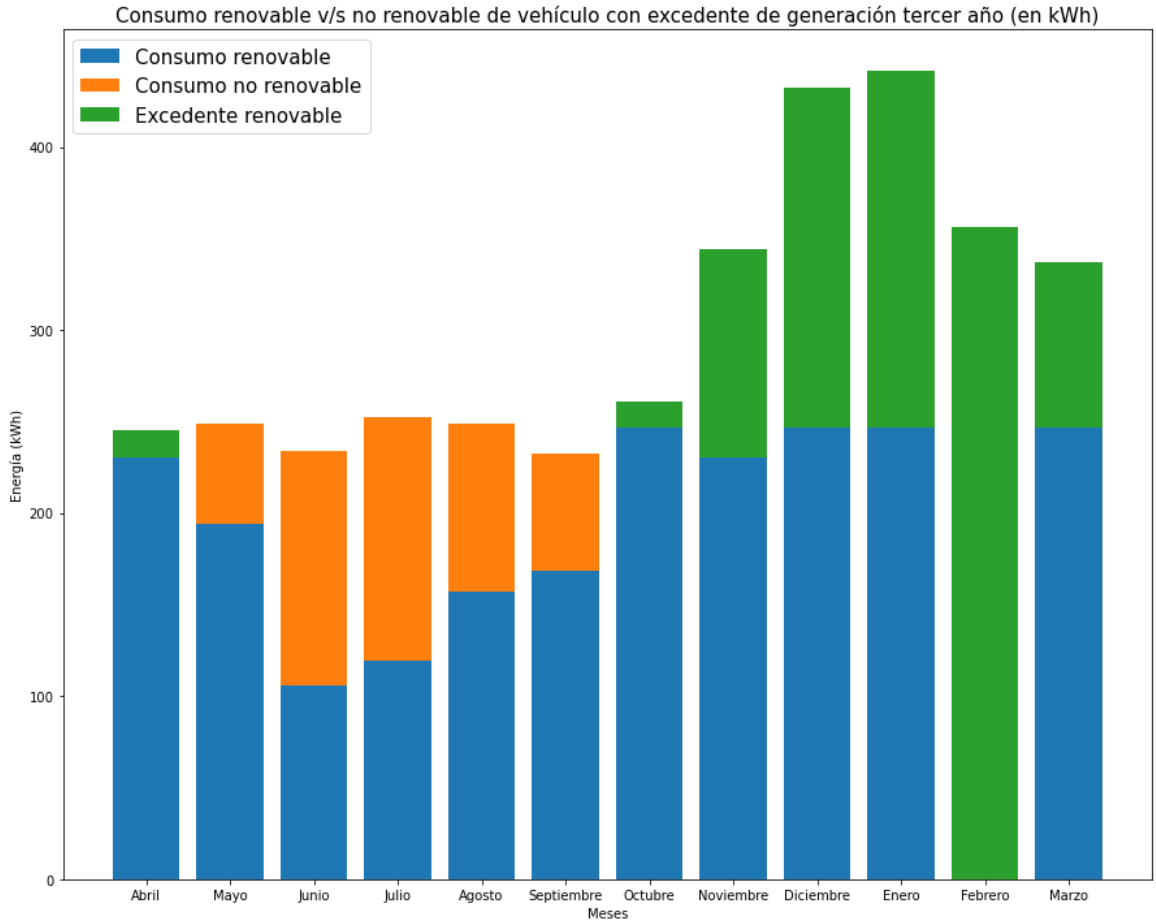


Figura 5.18: Consumo del vehículo con excedente de generación tercer año.

De todos estos gráficos anteriores, se puede notar que al realizar simulaciones de una mayor cantidad de años, lo único que aumenta de manera considerable es el débito con la red, es decir, la energía excedente total que se ha inyectado hacia la red. El resto de parámetros se mantiene de manera aproximadamente constante. Esto implica que, considerando una hipótesis de generación y consumo constante para los distintos años de simulación, se alcanza un régimen permanente en el funcionamiento de esta red. Es por esto que los indicadores más importante a considerar son aquellos en donde la red ya se encuentra en un estado de régimen permanente lo que mostrará el como podrá funcionar en un futuro.

Estos indicadores son los que se presentan en las Tablas 5.5 y 5.6 de a continuación:

En estas tablas, se puede concluir que los valores son nuevamente muy similares a los obtenidos en la simulación del segundo año. Pero es importante analizar estos datos, ya que, representan el estado de régimen permanente de la red.

En el caso de los indicadores de confiabilidad de la Tabla 5.5, los casos ideales son que los indicadores LOLP, LPSP, SAIDI y EENS estuvieran en cero, valores que no se logran alcanzar en esta red con los 2 kW de potencia instalada que se posee actualmente. Por otra

Indicador	Valor
LOLP	7,47 %
LPSP	17,71 %
LA	92,53 %
SAIDI	21,5 h
EENS	471,99 kWh

Tabla 5.5: Indicadores de confiabilidad tercer año.

Indicador	Valor (%)
1: RER	126,85
2: OEF	121,71
3: RECR	82,29

Tabla 5.6: Indicadores de sostenibilidad tercer año.

parte, una red completamente autónoma debiese poseer un nivel de autonomía (LA) de un 100 %, valor que la red actual no alcanza.

Por otra parte, los indicadores de sostenibilidad se modifican levemente respecto al año anterior. Según los indicadores 1 y 2 (RER y OEF), la red es completamente renovable, es más, se posee un excedente de generación que permitiría suplir su demanda y exportar el excedente hacia el exterior, pero, según el indicador número 3 (RECR), la red no alcanza el 100 % de consumo renovable, solo alcanza un 82,29 %, esto implica que la red no cumple con el objetivo de esta investigación.

5.4 Año inicial con distintas potencias instaladas

Para evaluar como funcionaría el sistema con diversos niveles de generación, se realizará una simulación para valores de potencia instalada de generación solar desde 1 kW hasta los 5 kW, donde el principal enfoque será la energía consumida por el vehículo y el excedente inyectado hacia la red, debido a que estos son los parámetros que permiten conocer los indicadores de confiabilidad y sostenibilidad. Considerando esto, los resultados obtenidos se exponen a continuación.

El gráfico de la Figura 5.19 ilustra el consumo del vehículo y el excedente de generación producido por la red al tener 1 kW de potencia instalada. En este caso, se obtiene un consumo renovable total de 1.415,12 kWh, un consumo no renovable de 1.326,82 kWh y un excedente de generación de 127,29 kWh. Este escenario implica que en todos los meses en los que hay consumo del vehículo, no se alcanza la demanda requerida por el mismo.

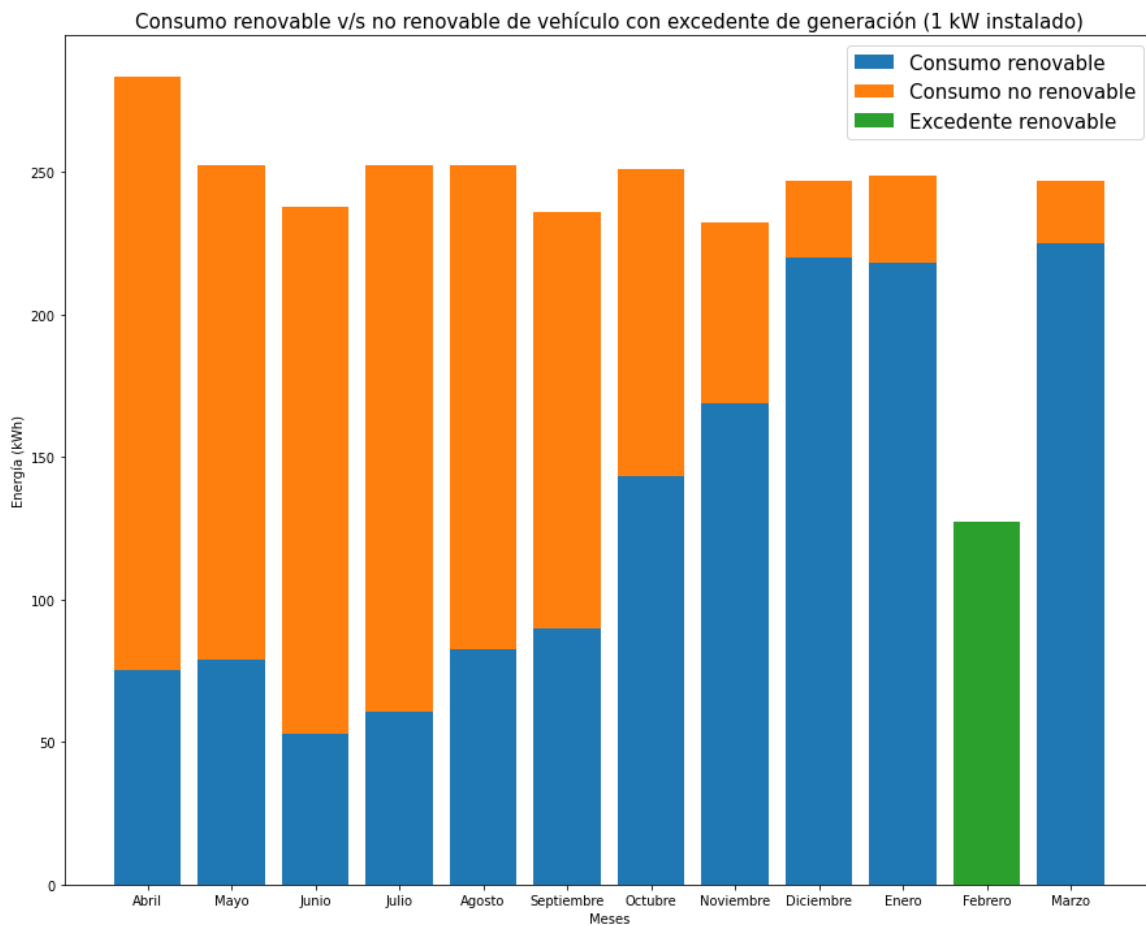


Figura 5.19: Consumo y excedente de generación con 1 kW potencia instalada.

El caso de la Figura 5.20 muestra el escenario con una potencia instalada de 2 kW, en donde el consumo renovable total es de 2.116,35 kWh, el consumo no renovable es de 601,39 kWh y el excedente de generación producida es de 951,15 kWh. En este caso, los meses en los que se requiere extraer energía de la red son aquellos en los que la generación renovable no es suficiente, como los meses de invierno, y el mes inicial de la simulación (abril), en el cual, debido a la falta de almacenamiento y a la poca generación, no es posible alimentar el vehículo.

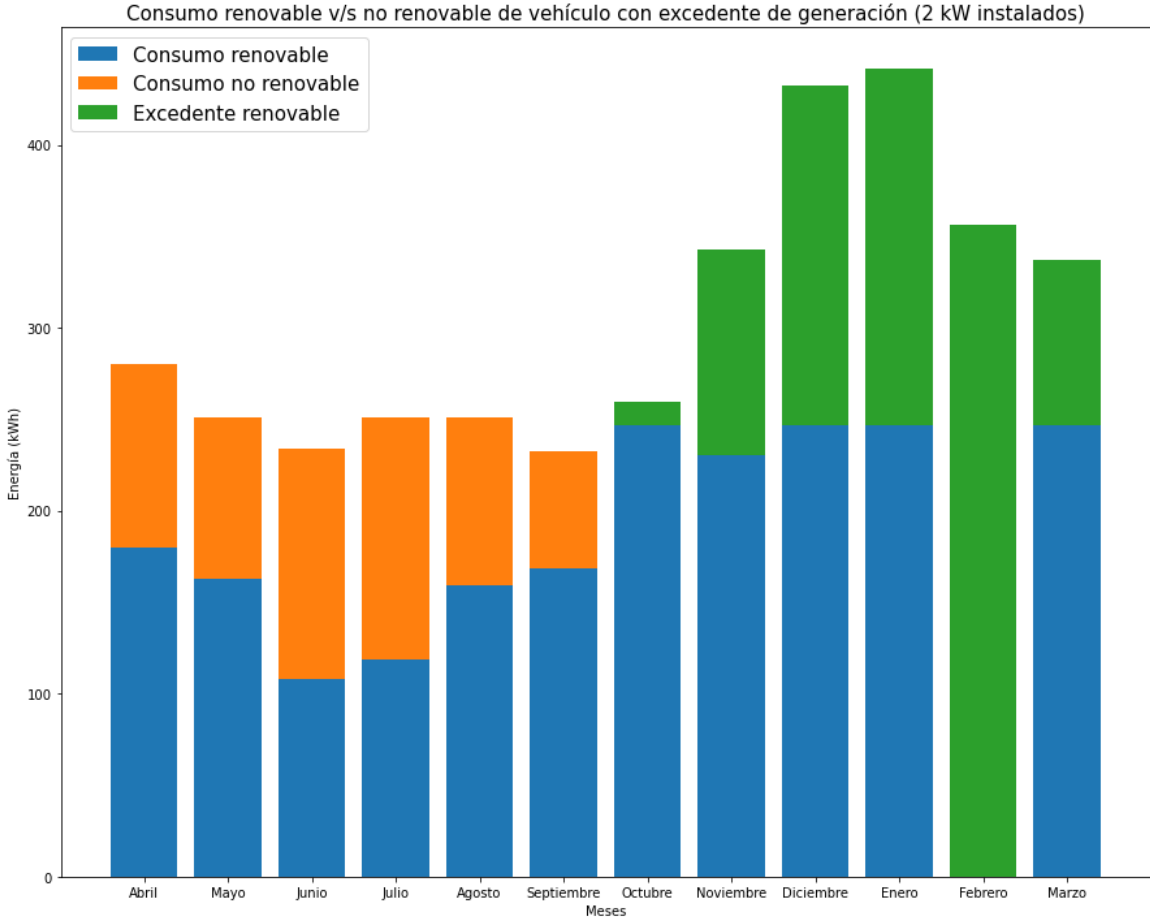


Figura 5.20: Consumo y excedente de generación con 2 kW potencia instalada.

El gráfico de la Figura 5.21 muestra un escenario diferente al anterior con una potencia instalada de 3 kW, en el cual solo algunos meses requieren extraer energía de la red para el uso del vehículo. En este caso, se alcanza un consumo renovable total de 2.456,99 kWh, un consumo no renovable de 247,89 kWh, y el excedente inyectado a la red es de 2.191,94 kWh. Los meses de junio, julio y agosto, que corresponden al invierno, son los que requieren generación externa al sistema. Además, el mes inicial también necesita suministro de la red para el uso del sistema.

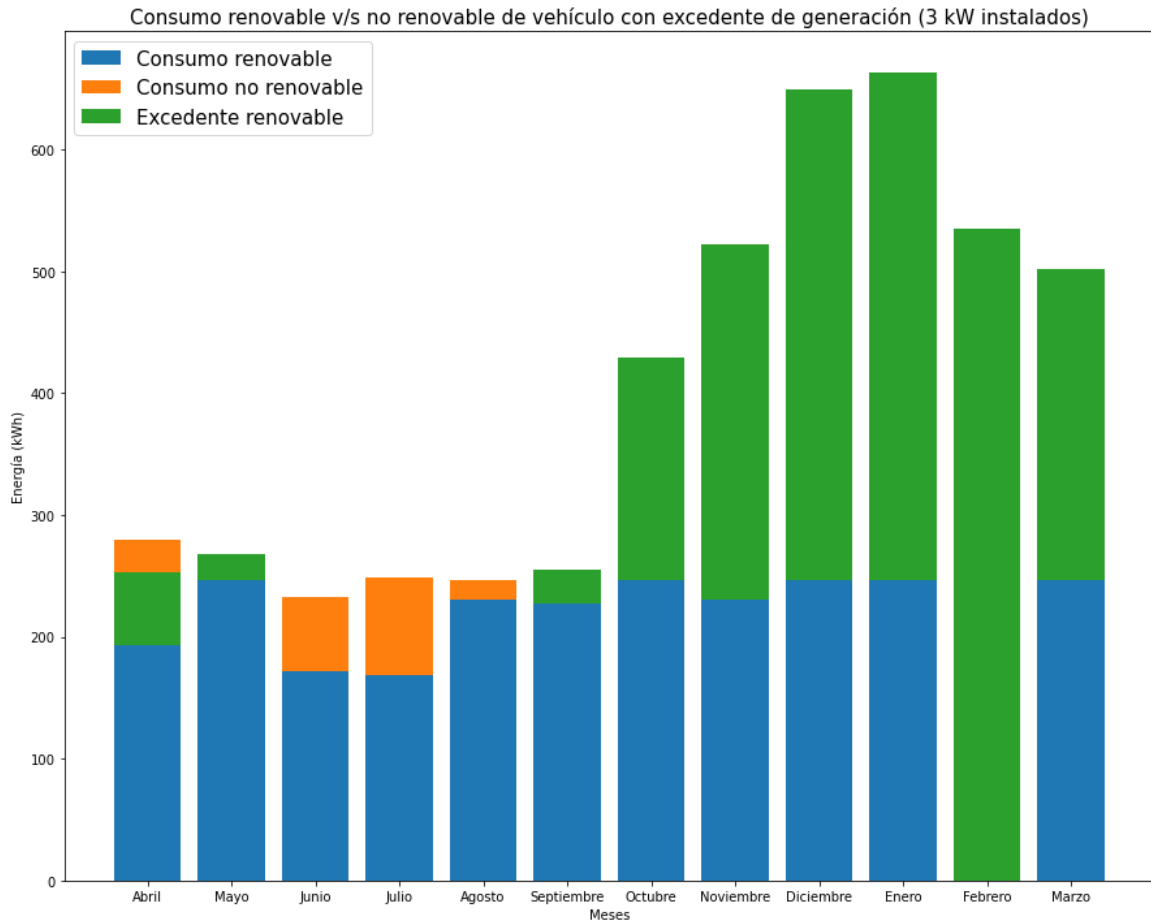


Figura 5.21: Consumo y excedente de generación con 3 kW potencia instalada.

La Figura 5.22 muestra un escenario completamente distinto a los anteriores, en el cual, desde el primer año de la simulación, existe principalmente solo consumo renovable y excedente de generación con una potencia instalada de 4 kW. En este escenario se obtiene un consumo renovable de 2.603,61 kWh, un consumo no renovable de 95,76 kWh, y un excedente de generación de un total de 3.628,77 kWh, un valor que ya supera el consumo total del sistema. El consumo no renovable ocurre en los meses de abril y julio del primer año de simulación; el consumo de abril no es visible en el gráfico debido a la gran diferencia en el tamaño de las barras.

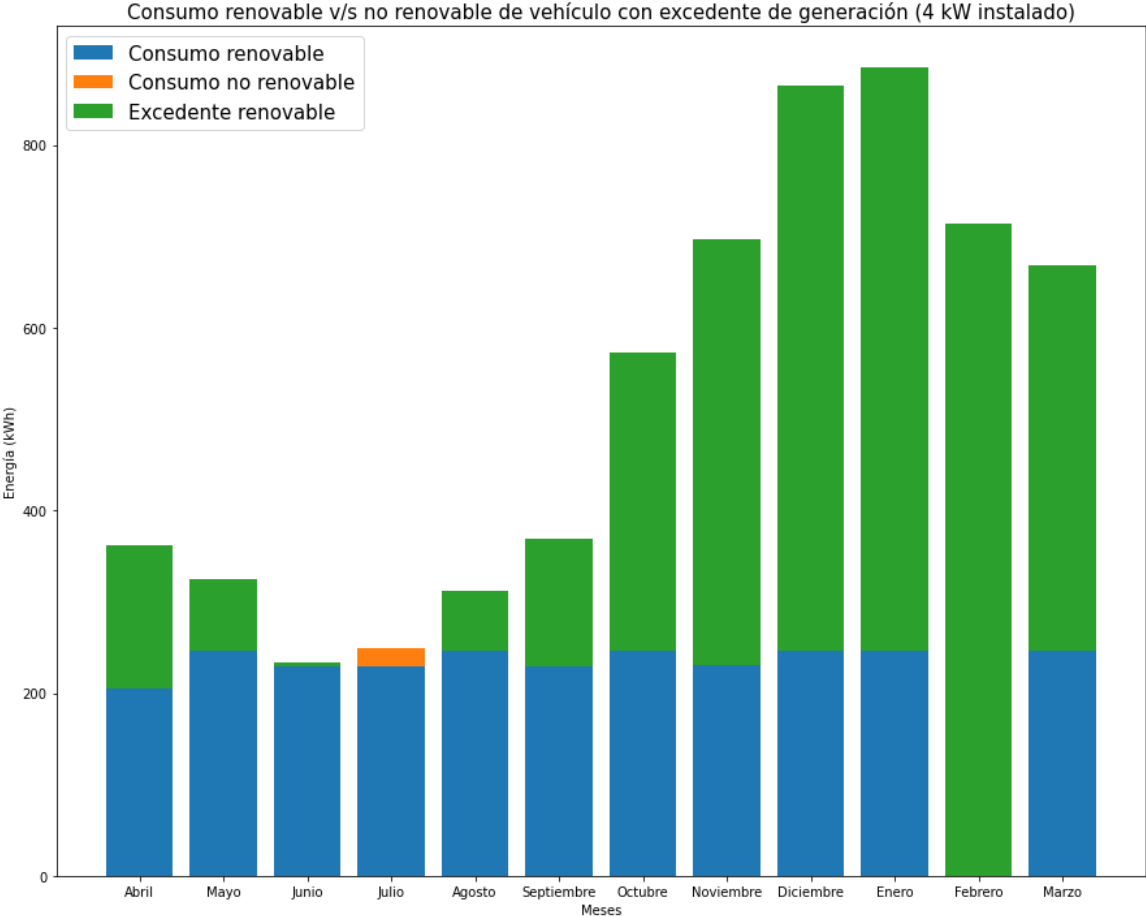


Figura 5.22: Consumo y excedente de generación con 4 kW potencia instalada.

El gráfico de la Figura 5.23 muestra el escenario en el que, durante el primer año de simulación del sistema, se tiene una potencia instalada de 5 kW. Bajo estas condiciones, se obtiene principalmente consumo renovable y un excedente de generación significativo. Sin embargo, también existe un consumo no renovable del orden del 0,8 % de la energía total utilizada en la red, ubicado en el mes inicial de la simulación. En este escenario, se alcanza un total de 2.629,57 kWh de consumo renovable, un consumo no renovable de 67,97 kWh, y un excedente de generación que asciende a 5.187,78 kWh, casi el doble del consumo anual del vehículo.

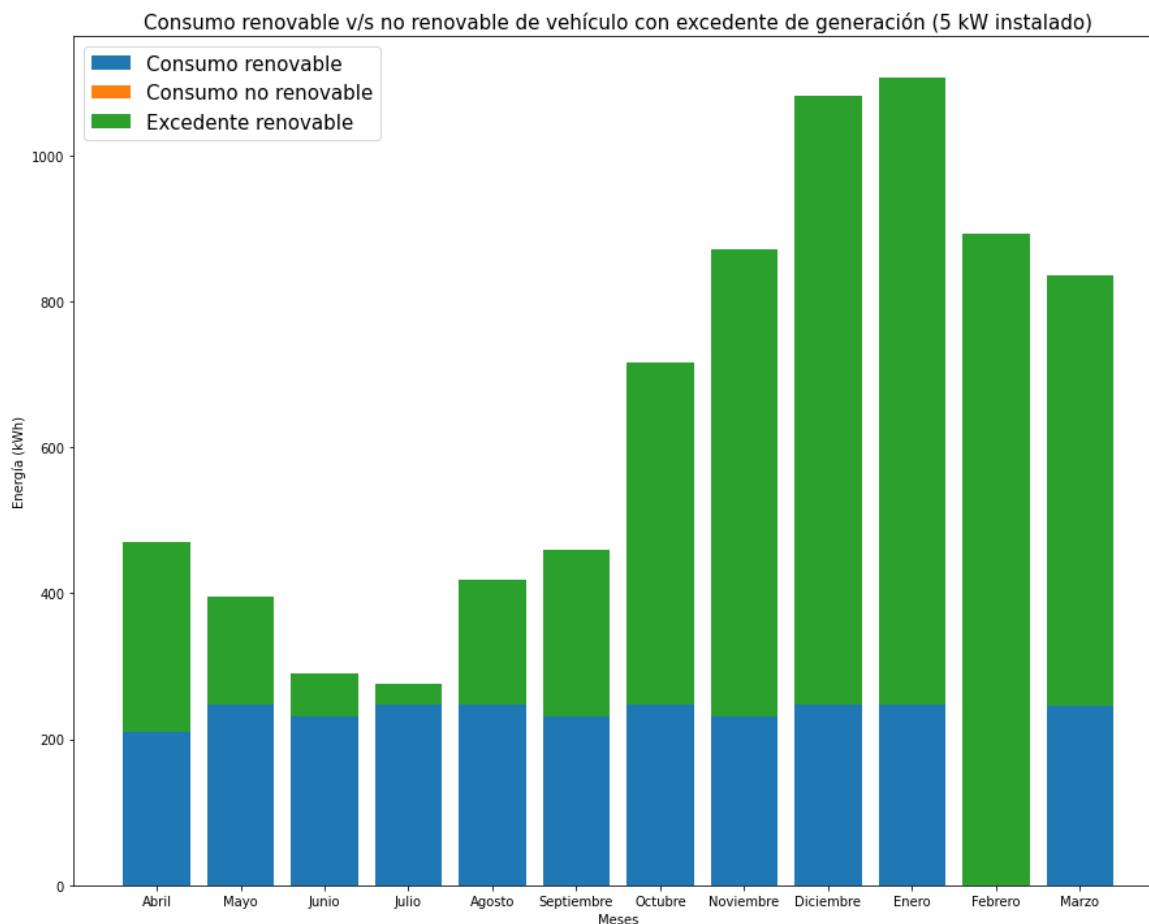


Figura 5.23: Consumo y excedente de generación con 5 kW potencia instalada.

En lo que respecta únicamente al consumo del vehículo, se pueden comparar las fuentes que alimentan al auto eléctrico para cada uno de estos casos asociados al primer año de simulación mediante un gráfico, tal como se presentan en la Figura 5.24 a continuación:

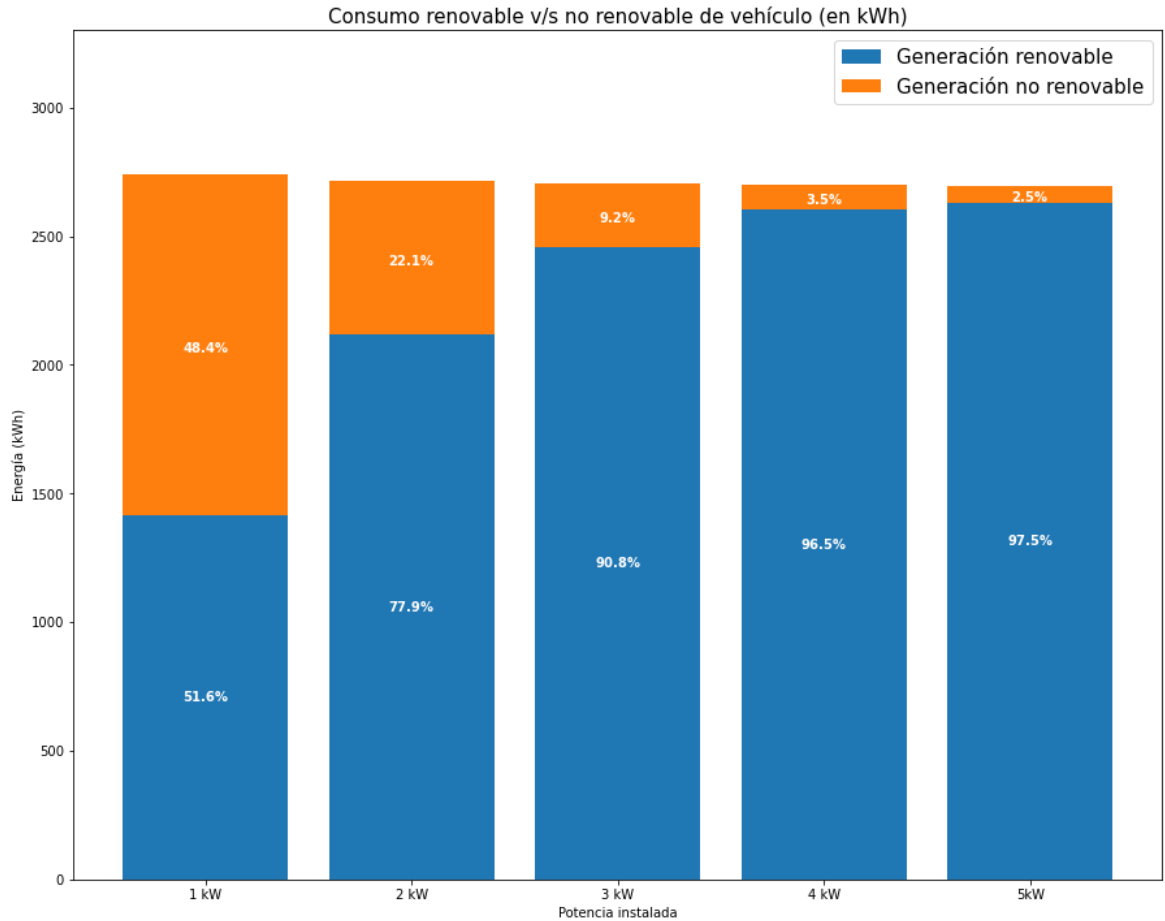


Figura 5.24: Comparación de consumo en escenarios.

La Figura 5.24 muestra claramente la relación potencia instalada-consumo renovable, la cual implica que a mayor potencia instalada, mayor es el consumo renovable que tendrá este vehículo, pero esta relación aumenta rápidamente con valores bajos de potencia instalada y decrece a medida que la potencia es mayor.

Ahora, estos consumos pueden ser traducidos a la cantidad de emisiones de carbono emitidas a la atmósfera (CO_2 eq), tal como se muestra en la Figura 5.25. Para obtener estos valores se utiliza como caso base el vehículo actual que está utilizando una de las autoridades de la facultad, un Subaru Legacy 3.6R-S, el cual recorre anualmente 20.058 kms y tiene un consumo de 10,7 km/L. Considerando estos datos y el factor de emisiones asociado a la bencina de 95 octanos de $2.241 \text{ kg } CO_2eq/m^3$ [22]. Para el caso de la energía extraída de la red, esta tiene un factor de emisiones de $0,2384 \text{ t } CO_2 \text{ eq/MWh}$ [23], lo que permite calcular las emisiones de los demás casos con este valor.

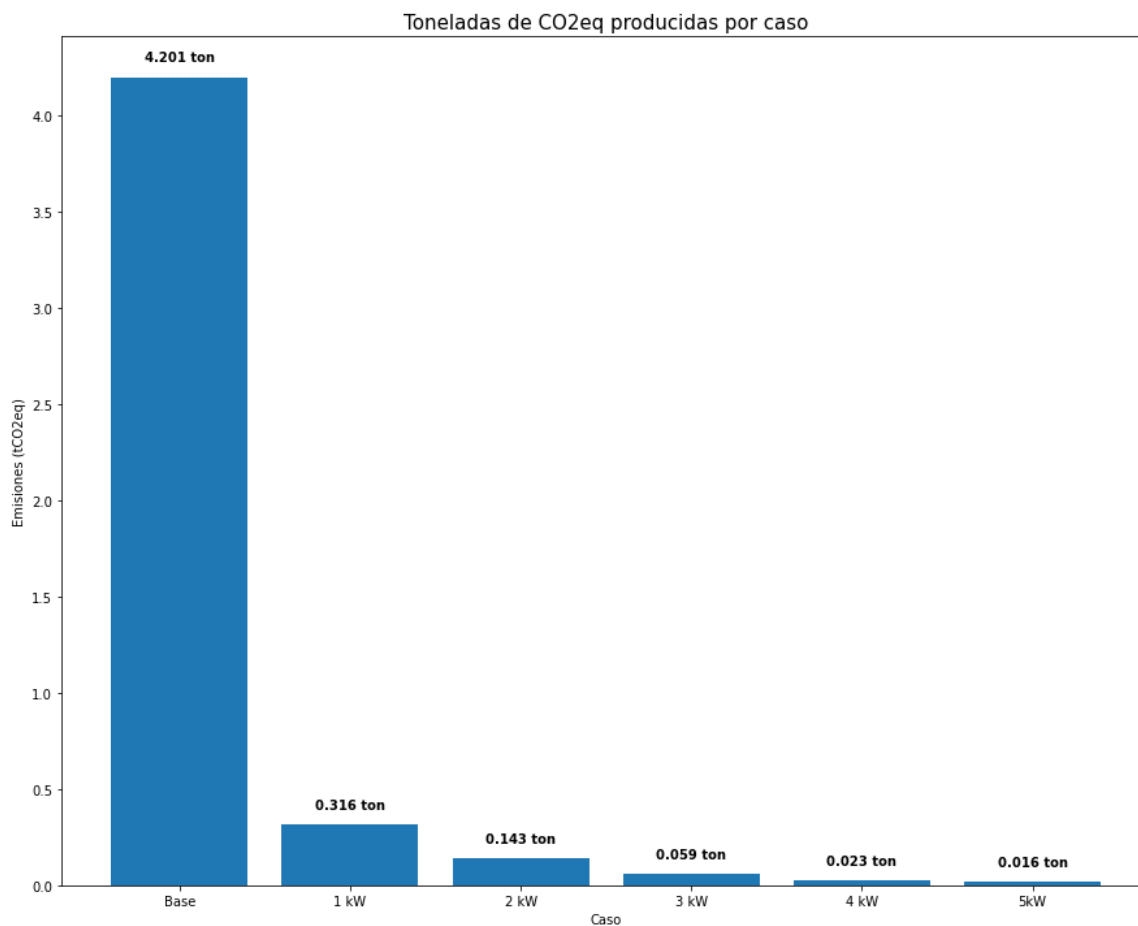


Figura 5.25: Emisiones de carbono a la atmósfera para barrido de potencias de año inicial.

Esto también puede verse como los costos de operación del vehículo para cada uno de estos escenarios durante el primer año de simulación. Estos valores se muestran en la Figura 5.26 y se calculan utilizando un precio de combustible de \$1.407 y un precio de kWh de \$134,5, considerando una tarifa del tipo AT43 para el mes de Agosto de 2024, que posee actualmente el Centro de Energía.

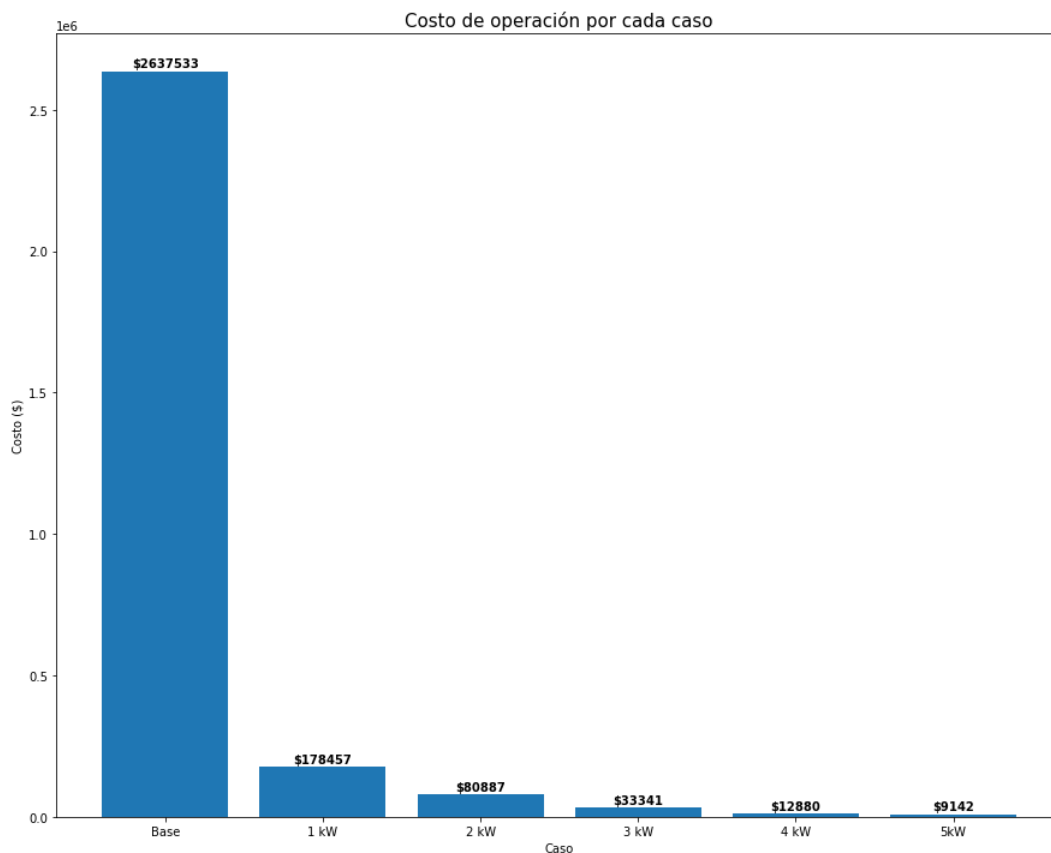


Figura 5.26: Costo de operación para barrido de potencias de año inicial.

Considerando estos escenarios, se calculan todos los indicadores de confiabilidad y sostenibilidad asociados y estos se muestran en las Tablas 5.7 y 5.8 a continuación:

Tabla 5.7: Indicadores de confiabilidad para barrido de potencias de año inicial.

Potencia instalada (kW)	LOLP (%)	LPSP (%)	LA (%)	SAIDI (h)	EENS (kWh/año)
1	21,01	48,39	78,99	60,50	1.326,82
2	9,52	22,13	90,48	27,41	601,39
3	3,94	9,16	96,06	11,33	247,89
4	1,53	3,55	98,47	4,42	95,76
5	1,10	2,52	98,90	3,17	67,97

Tabla 5.8: Indicadores de sostenibilidad para barrido de potencias de año inicial.

Potencia instalada (kW)	1: RER (%)	2: OEF (%)	3: RECR (%)
1	73,21	59,18	51,61
2	125,83	119,41	77,87
3	182,63	179,97	90,84
4	241,48	240,45	96,45
5	301,5	300,77	97,48

De la Tabla 5.7 se nota que el indicador LOLP, LPSP, SAIDI y EENS disminuyen a medida que aumenta la potencia instalada, lo cual es esperable debido a que estas variables tienen relación con tener una cantidad de suministro suficiente para abastecer al vehículo eléctrico. Por otra parte, el valor del indicador LA aumenta junto con la potencia instalada mostrando que el sistema es cada vez más autónomo. En estos escenarios, el mejor desempeño en términos de confiabilidad lo tuvo el caso de tener 5 kW de potencia instalada, en donde casi se alcanza el ideal para todos los indicadores.

Con respecto a los indicadores de sostenibilidad de la Tabla 5.8, se muestra que los indicadores 1 y 2 aumentan considerablemente a medida que se posee una mayor cantidad de potencia instalada. En contraste, el indicador 3 aumenta de manera más paulatina y no alcanza el 100 % esperado en esta investigación. Esto ocurre principalmente porque la generación no siempre cubre la demanda en los momentos necesarios. Estos indicadores sugieren que se está sobredimensionando la potencia instalada del sistema para asegurar que la generación cubra la demanda en todo momento.

Ahora, todos estos resultados se obtienen para el primer año de funcionamiento de la red, es por esto que es necesario conocer como funciona el sistema en un régimen permanente cuando los estados de los equipos del sistema sean más constantes.

5.5 Largo plazo con distintas potencias instaladas

Para analizar cómo se comportaría el sistema a largo plazo, se opta por realizar nuevas simulaciones para los mismos cinco casos de potencias instaladas, variando solo el periodo de tiempo de ejecución. En este caso, se desea evaluar el rendimiento de la red a largo plazo, es decir, en un estado de régimen permanente en donde los parámetros entre un año y el siguiente no cambian significativamente. En este contexto, se escoge el tercer año de simulación como periodo de régimen permanente, basado en el análisis de secciones anteriores.

Este primer gráfico de la Figura 5.27 muestra el consumo de energía que posee el vehículo y el excedente de generación producido en el año de régimen permanente teniendo una potencia instalada de 1 kW. En esta escenario de alcanza un consumo renovable de 1.453,25 kWh, un consumo no renovable de 1.241,07 kWh y un excedente de generación de energía renovable de 128,35 kWh que se produce solamente en el mes de febrero cuando el vehículo no presenta consumo.

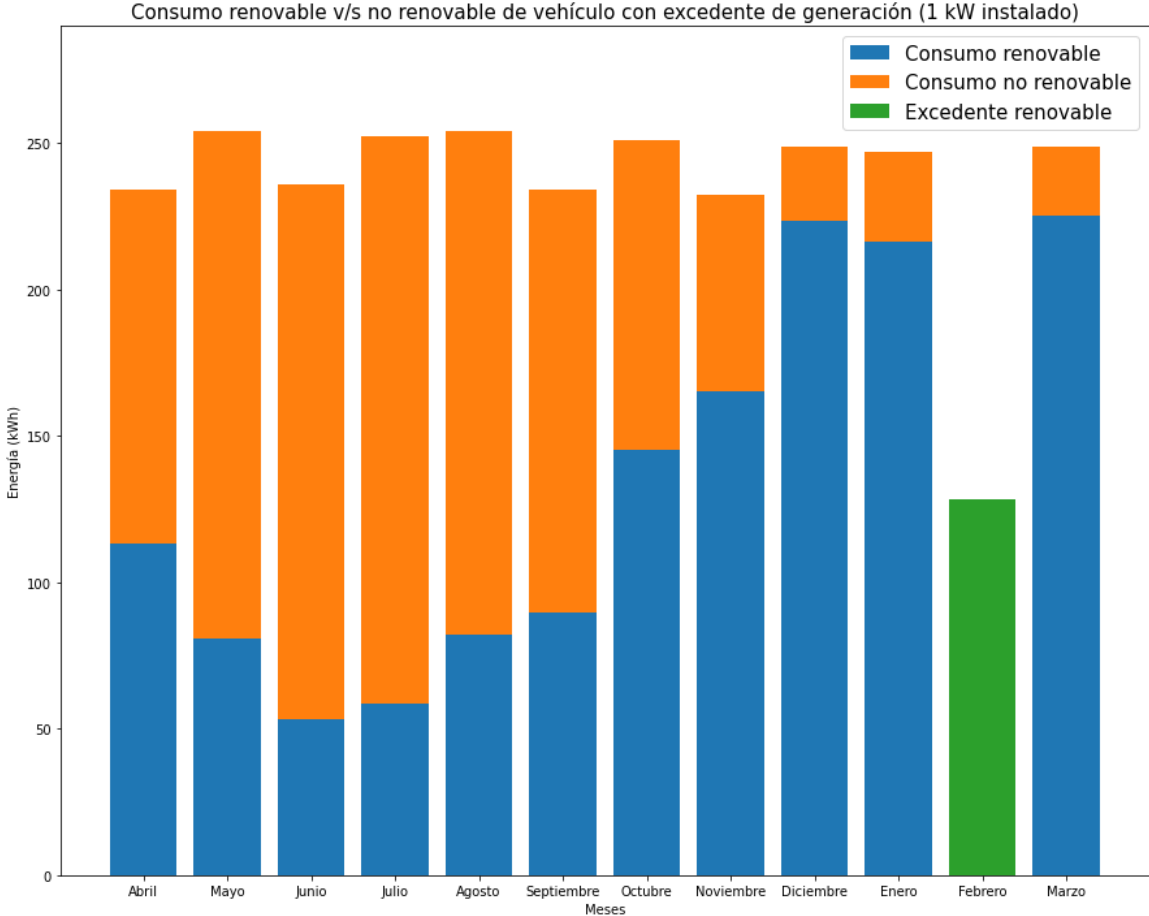


Figura 5.27: Consumo y excedente de generación con 1 kW de potencia instalada en régimen permanente.

El gráfico de la Figura 5.28 muestra el consumo y el excedente de generación para el sistema de carga con una potencia instalada de 2 kW. Este caso coincide con el análisis de la sección "Tercer año", donde se registra un consumo renovable anual de 2.194,4 kWh y un consumo no renovable anual de 471,99 kWh. Además, se observa un excedente de generación de 968,7 kWh que se inyecta de vuelta a la red. En este escenario, el excedente de energía se presenta a lo largo del año, no solo en febrero. A diferencia del primer año de simulación, en el primer mes ya no hay consumo no renovable. Esto se debe a que el sistema BESS ahora cuenta con almacenamiento suficiente para cargar el vehículo, incluso cuando la generación renovable no es suficiente.

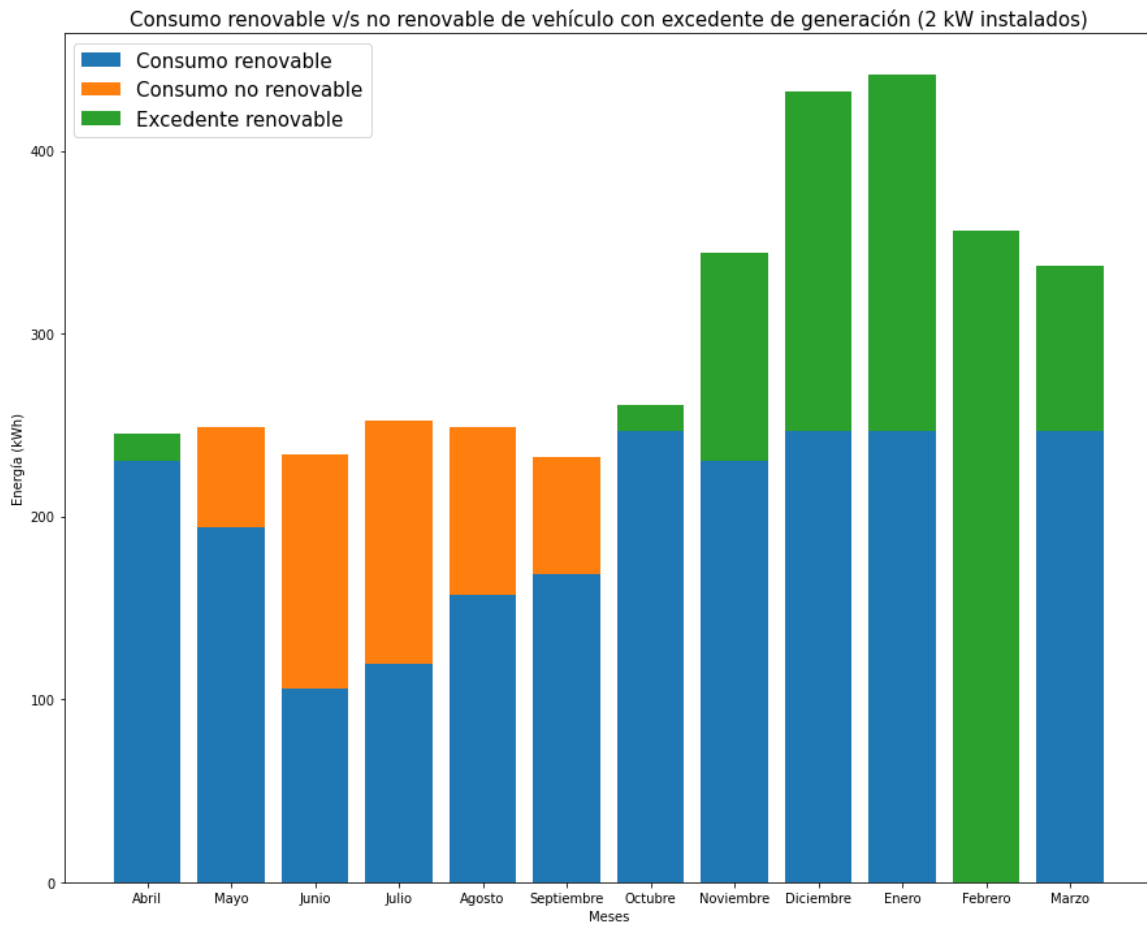


Figura 5.28: Consumo y excedente de generación con 2 kW de potencia instalada en régimen permanente.

Con una potencia instalada de 3 kW, se obtuvo el gráfico de la Figura 5.29 al simular a largo plazo el sistema. En este caso, se registra un consumo renovable anual de 2.494,4 kWh, un consumo no renovable de 159,13 kWh y un excedente de generación de 2.251,75 kWh. Es notable que el excedente generado se acerca al consumo total anual del vehículo.

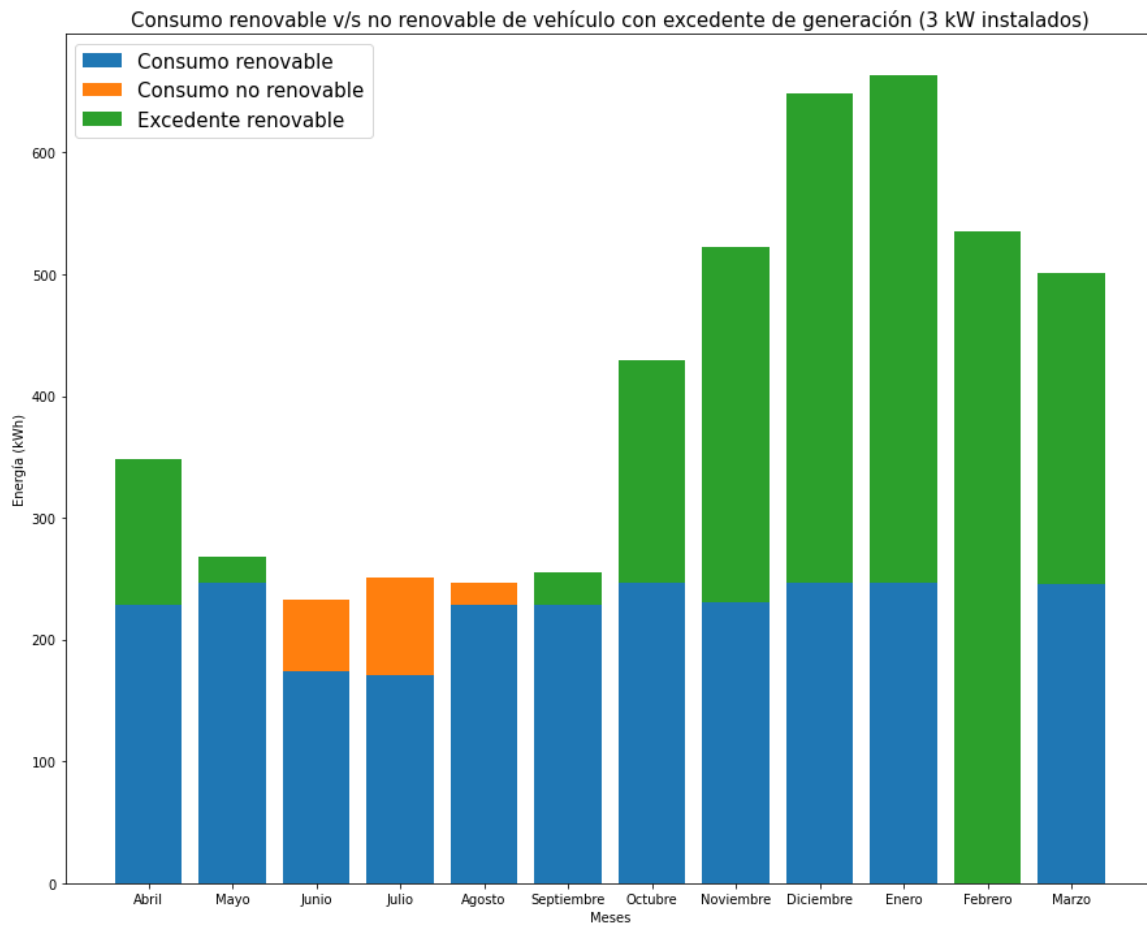


Figura 5.29: Consumo y excedente de generación con 3 kW de potencia instalada en régimen permanente.

Con una potencia instalada de 4 kW, a largo plazo, se obtiene el consumo y el excedente de generación mostrado en la Figura 5.30. En este caso, se registra un consumo renovable de 2.631,54 kWh, un consumo no renovable de 18,3 kWh y un excedente de generación de 3.698,11 kWh. Bajo este escenario, solo en el mes de julio se requiere extraer energía de la red para alimentar al vehículo, mientras que en todos los otros meses se genera un excedente de energía.

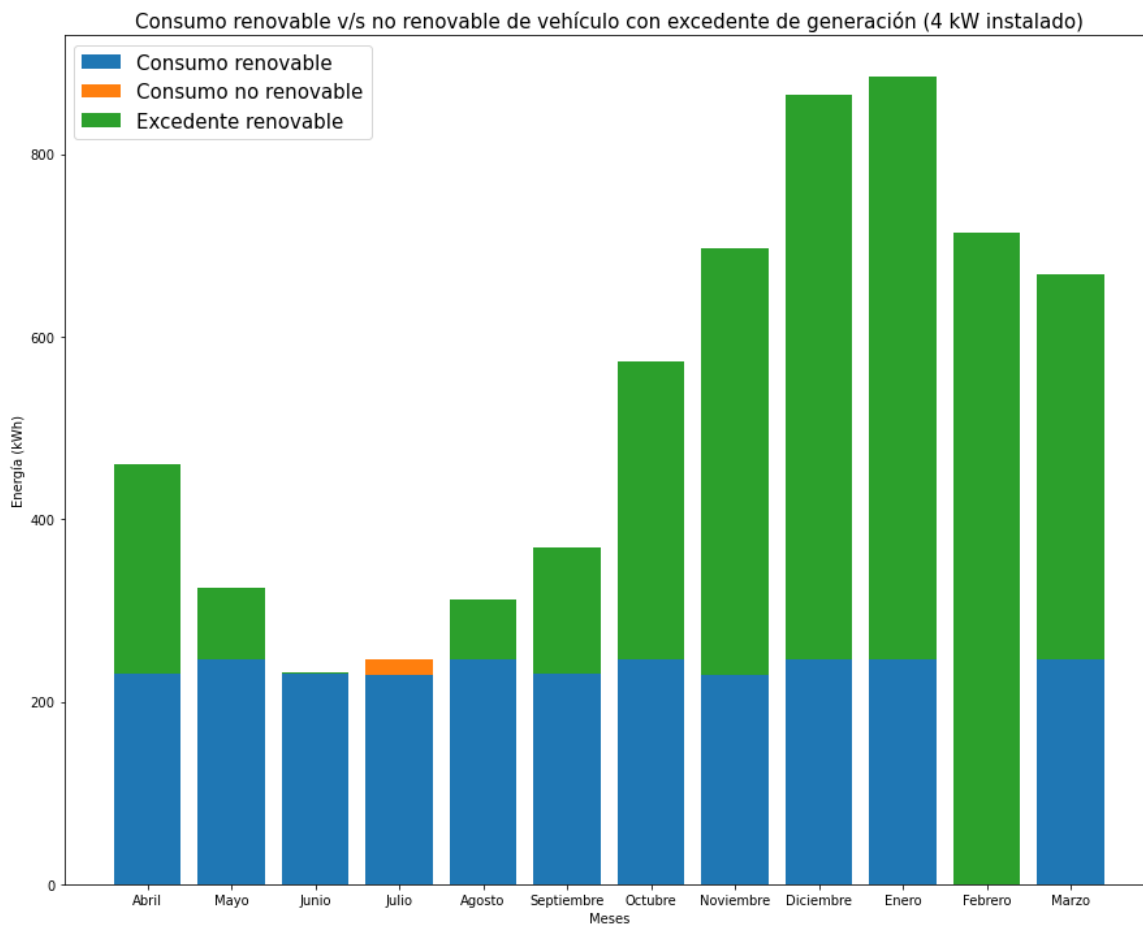


Figura 5.30: Consumo y excedente de generación con 4 kW de potencia instalada en régimen permanente.

Finalmente, con una potencia instalada de 5 kW en régimen permanente, se muestra el balance energético del cargador y el excedente de energía en la Figura 5.31. En este caso, se logra un consumo renovable anual que cubre el 100 % del consumo del vehículo, equivalente a 2.649,84 kWh, por lo que no hay consumo no renovable (0 kWh), y se genera un excedente de generación de 5.265,19 kWh, casi el doble del consumo total. Este escenario asegura que todo el suministro sea generado por los paneles solares.

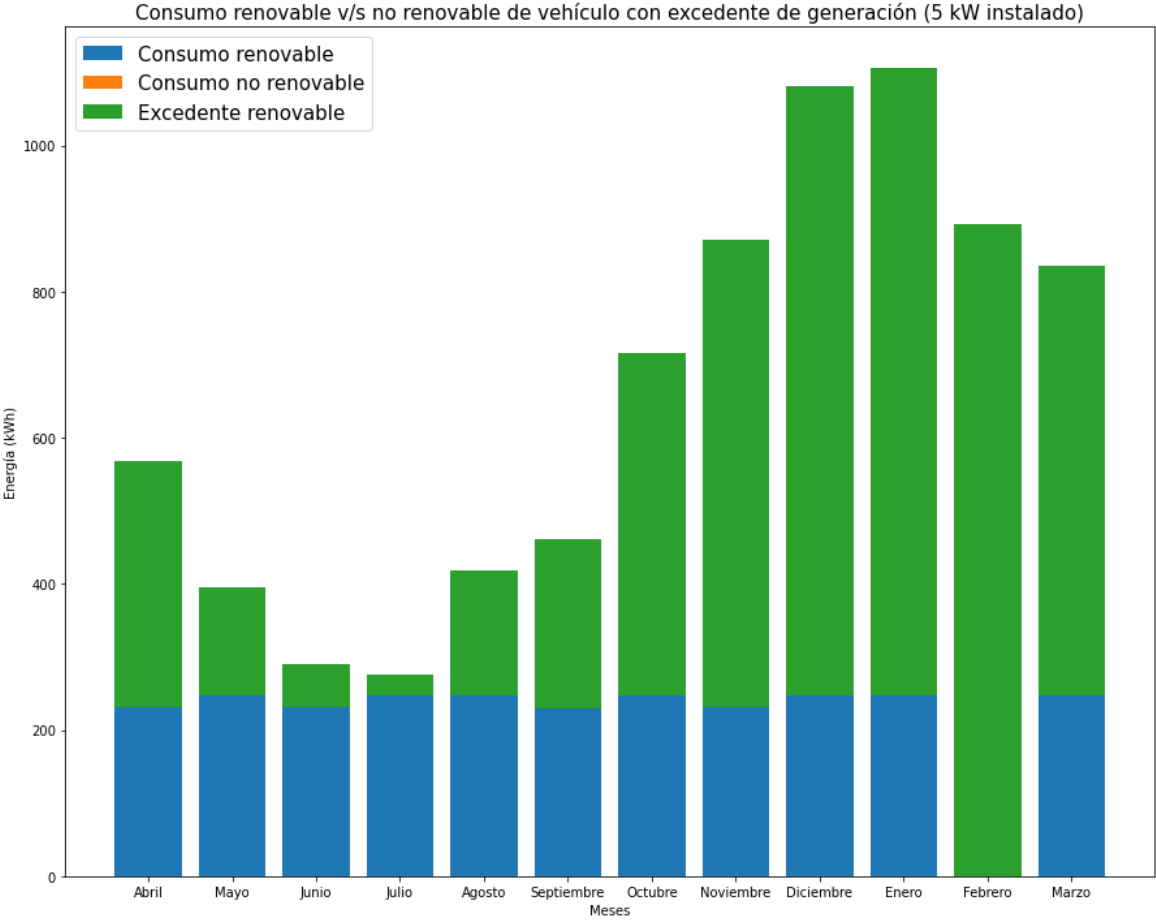


Figura 5.31: Consumo y excedente de generación con 5 kW de potencia instalada en régimen permanente.

Para comparar los distintos escenarios, se genera el gráfico de la Figura 5.32. En este gráfico se puede observar de manera más clara cómo aumenta el consumo renovable a medida que aumenta la capacidad instalada de paneles solares en un régimen permanente de funcionamiento del cargador eléctrico. Se nota una relación proporcional entre la capacidad instalada y el porcentaje de consumo renovable. Con 4 kW de potencia instalada, se alcanza casi el 100 % de consumo renovable, llegando al 99,3 %. Es por esto que con una potencia instalada de 5 kW se logra alcanzar un consumo 100 % alimentado por la generación propia del sistema del cargador.

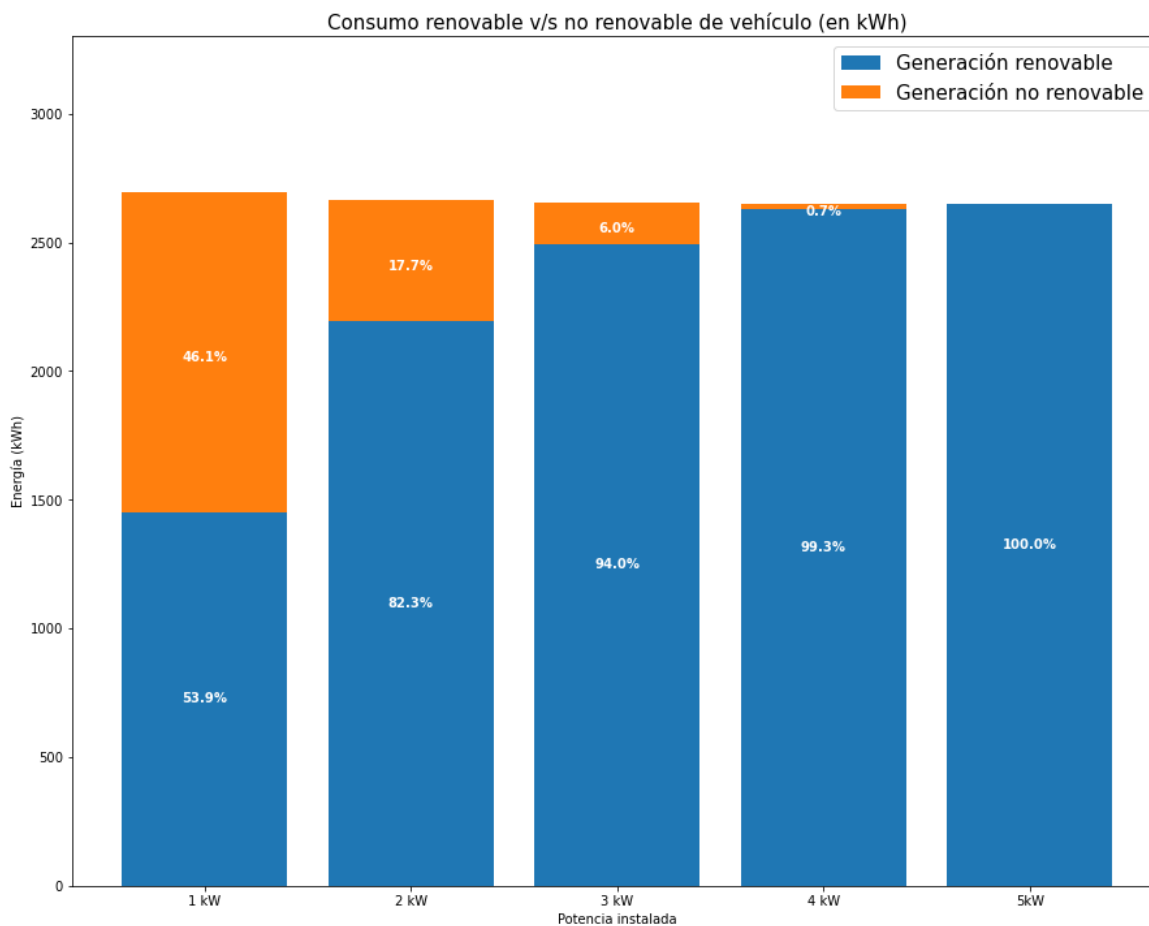


Figura 5.32: Comparación de consumos en escenarios en régimen permanente.

Ahora, como el gran objetivo de la facultad es reducir la huella de carbono, el gráfico de la Figura 5.33 muestra el como disminuyen las emisiones a la atmósfera al aumentar la capacidad generación en el sistema. En donde, nuevamente, el caso base corresponde al uso anual del vehículo actual que posee la autoridad, que utiliza bencina de 95 octanos.

En estos escenarios, se puede ver que el caso en donde no se generan emisiones de carbono a la atmósfera ocurre cuando la potencia instala es de 5 kW.

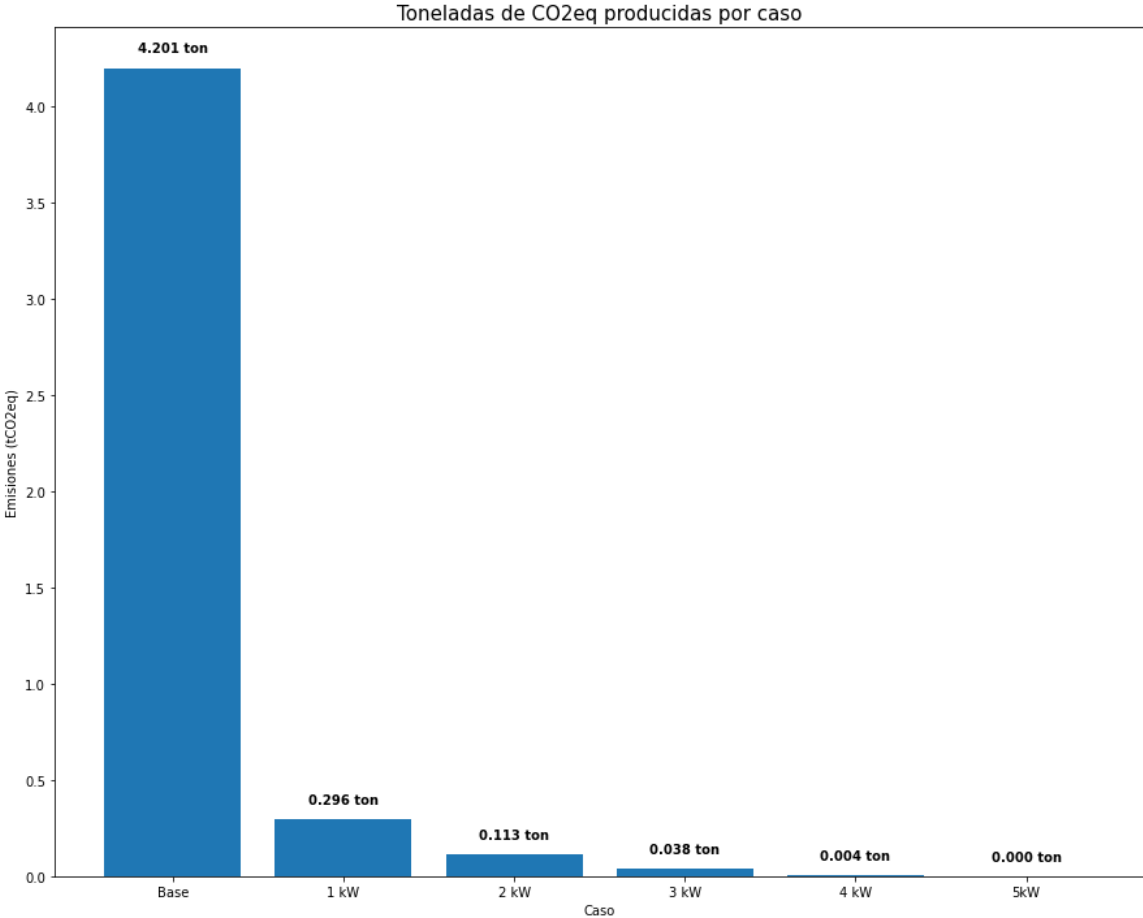


Figura 5.33: Emisiones de carbono a la atmósfera para barrido de potencias en régimen permanente.

Estas reducciones de emisiones también pueden traducirse a ahorros económicos. Por lo tanto, el gráfico de la Figura 5.34 muestra el costo de operación anual del vehículo para cada uno de los escenarios de potencia instalada mencionados anteriormente. Como se observa, el escenario que resulta en un costo de operación nulo es aquel con una potencia instalada de 5 kW.

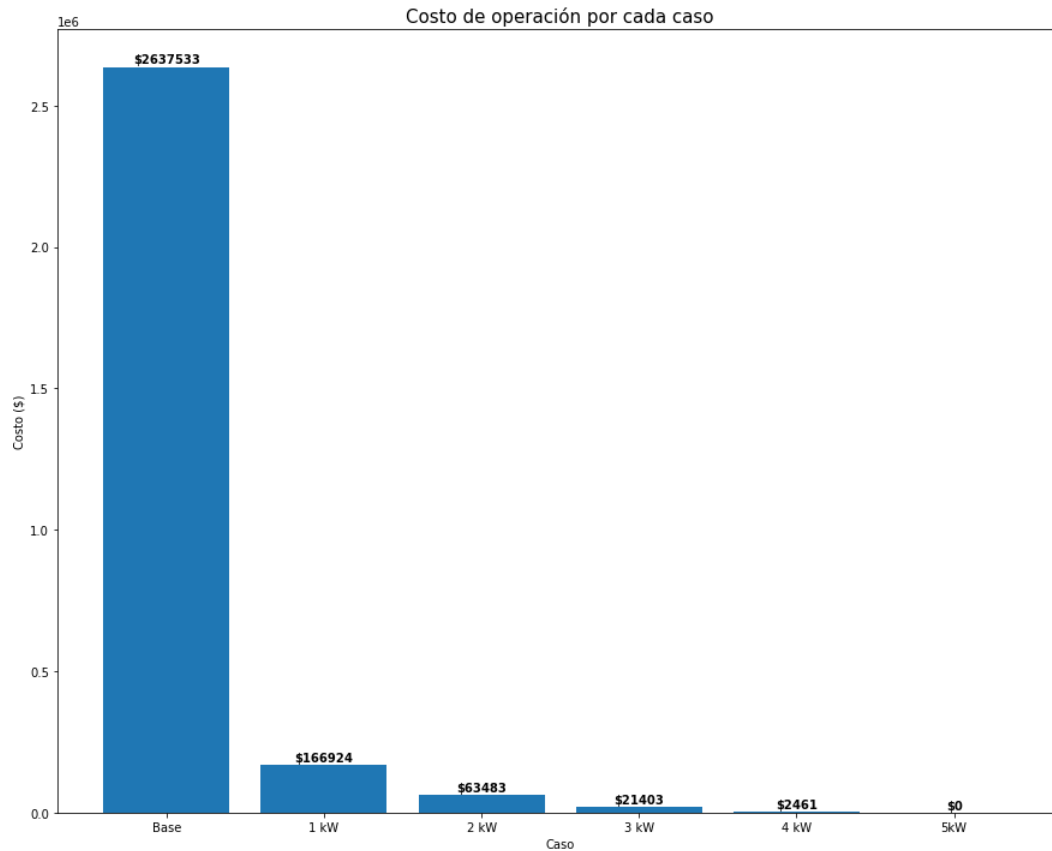


Figura 5.34: Costo de operación para barrido de potencias en régimen permanente.

Ahora, con respecto a los indicadores de confiabilidad y de sostenibilidad, se ilustran en las Tablas 5.9 y 5.10 respectivamente.

Tabla 5.9: Indicadores de confiabilidad para barrido de potencias en régimen permanente.

Potencia instalada (kW)	LOLP (%)	LPSP (%)	LA (%)	SAIDI (h)	EENS (kWh/año)
1	19,65	46,06	80,35	56,58	1.241,07
2	7,47	17,70	92,53	21,5	471,99
3	2,52	6,00	97,48	7,25	159,13
4	0,29	0,69	99,71	0,83	18,30
5	0	0	100	0	0

En la Tabla 5.9 se observa cómo los indicadores LOLP, LPSP, SAIDI y EENS disminuyen hasta alcanzar cero al tener una potencia instalada de 5 kW. Esto indica que este escenario es el más confiable en términos de generación renovable, ya que puede suministrar energía completamente generada por los paneles solares durante todo el año. Esto también se refleja en el indicador LA, que alcanza el 100 %, demostrando que la red es completamente autónoma bajo estas condiciones.

Tabla 5.10: Indicadores de sostenibilidad para barrido de potencias en régimen permanente.

Potencia instalada (kW)	RER (%)	OEF (%)	RECR (%)
1	73,58	60,23	53,94
2	126,85	121,71	82,3
3	185,19	183,45	94,00
4	245,15	244,95	99,31
5	306,18	306,18	100

La Tabla 5.10 muestra los indicadores de sostenibilidad asociados a los 5 distintos escenarios. Comenzando con el indicador número 1, se observa que aumenta aproximadamente cuatro veces al pasar de una potencia instalada de 1 kW a 5 kW, alcanzando el mismo valor en el escenario final de 5 kW. Este aumento se debe a que el indicador 1 considera tanto la energía utilizada dentro del sistema del cargador como la energía externa proveniente de la red. Sin embargo, en el caso de los 5 kW de potencia instalada, solo se utiliza energía generada por los paneles solares y no se recurre a la red externa. Estos dos indicadores alcanzan un nivel del 306 %, lo que indica que la generación renovable es aproximadamente tres veces mayor que el consumo anual.

Por otro lado, el indicador número 3 solo alcanza el 100 % de renovabilidad en el escenario donde se tiene una capacidad instalada de 5 kW.

Ahora, es posible determinar el punto en el cual el sistema alcanza un estado considerado

como 100 % renovable para cada uno de los indicadores de sostenibilidad. Es importante tener en cuenta que los paneles solares tienen una potencia de 250 W, por lo que los valores no pueden llegar exactamente al 100 %.

Para el primer indicador, se alcanza un valor del 100 % renovable con una potencia instalada de 1,75 kW, alcanzando un rendimiento de 112,84 %. Es importante destacar que con una potencia instalada de 1,5 kW se logra un rendimiento renovable del 99,02 %. El segundo indicador también supera el 100 % con una potencia instalada de 1,75 kW, alcanzando un valor de 106,5 %. El tercer indicador requiere una potencia instalada mayor para alcanzar un 100 % renovable, lográndolo con 4,5 kW, mientras que con 4,25 kW se alcanza un valor muy cercano al 100 % con un 99,79 %.

Considerando los dos primeros escenarios, no se requeriría ninguna inversión adicional. Sin embargo, para el tercer indicador, sería necesario adquirir 10 paneles solares adicionales junto con un inversor de igual capacidad o uno que soporte hasta 4,5 kW.

5.6 Diseño final del cargador

Considerando todas las simulaciones anteriores, el sistema requiere de los siguientes elementos para un funcionamiento 100 % renovable desde el punto de vista de los 3 indicadores de sostenibilidad.

1. Paneles solares con una potencia instalada de 4,5 kW.
2. Inversor de capacidad superior a 4,5 kW.
3. Sistema de baterías BESS con 618 baterías de 115 Ah (104,6 kWh).
4. Cargador eléctrico con potencia de inyección de 22 kW trifásicos.
5. Vehículo eléctrico con autonomía de 450 km.

Es importante notar que la cantidad de baterías disminuyó de 720 a 618 debido a que la simulación final muestra que el SOC del sistema BESS trabaja entre el 0,44 y 0,8 lo que permite reducir la cantidad de baterías necesarias.

Además, es importante notar que solo con estos elementos, el sistema carece de capacidad de comunicación interna y de la capacidad de tomar decisiones necesarias para operar con el EMS propuesto. Por lo tanto, se requieren nuevos equipos que permitan la comunicación y que actúen según sea necesario para permitir o cortar el suministro a los elementos de la red.

Considerando esto, la topología propuesta inicialmente se modifica agregando estos nuevos elementos, tal como se presenta en la Figura 5.35.

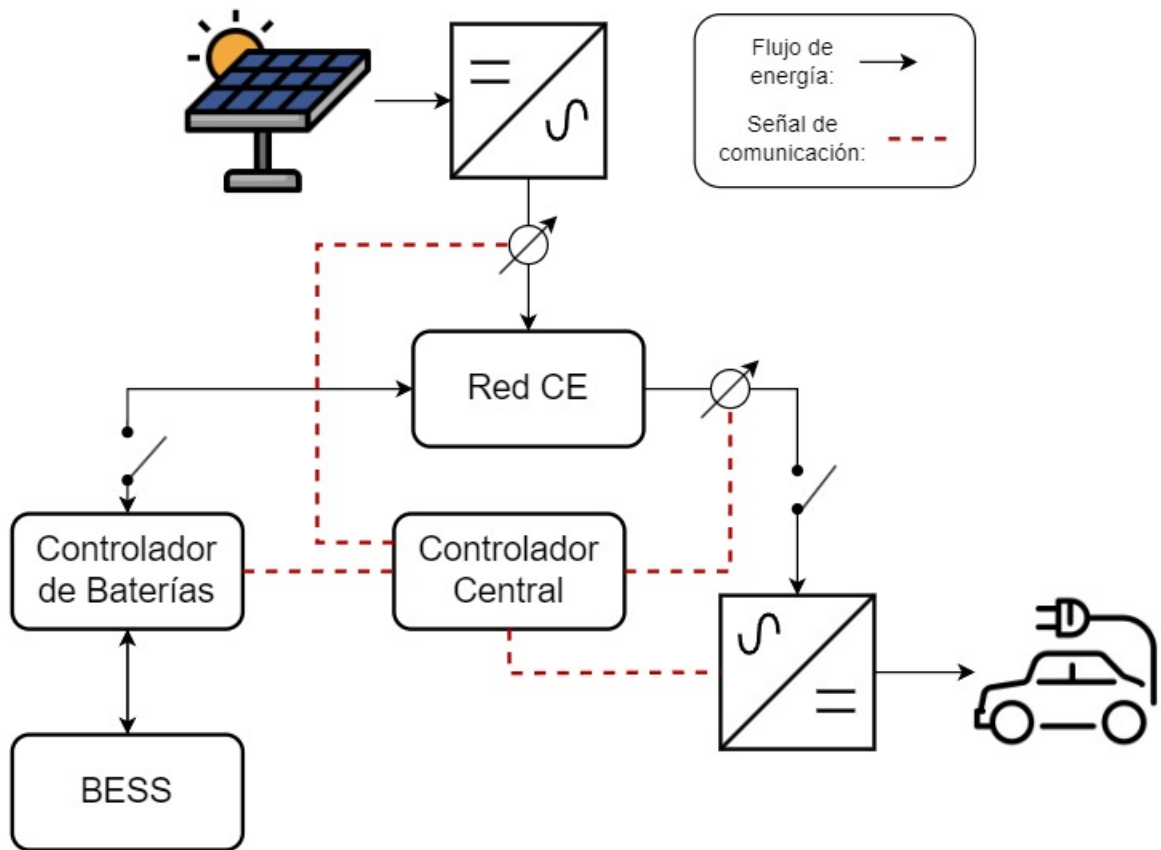


Figura 5.35: Implementación de sistema de cargador eléctrico.

En el esquema de la Figura 5.35 además de tener los equipos mencionados anteriormente, se incluyen 4 nuevos elementos. Estos son:

- Controlador central

Este controlador tiene como objetivo recibir la información de todos los flujos de energía presentes en la red y tomar decisiones en base a esta información. Por lo tanto, es en este equipo donde se introducirá toda la lógica presente en el EMS, idealmente utilizando programación en Python para adaptar el código utilizado en esta investigación. Uno de los equipos que permite esto es una Raspberry Pi, ya que acepta el lenguaje Python y permite realizar todas las acciones de control necesarias sobre los equipos siguientes.

- Controlador de baterías

La función principal del controlador de baterías es tomar mediciones del estado actual de las baterías y enviar esta información al controlador central. A su vez, el controlador central enviará una señal para autorizar la carga o descarga del BESS. Es crucial seleccionar un controlador de baterías compatible con baterías de Ni-Cd, el tipo de baterías disponibles para este proyecto.

- Actuadores

Este sistema incluye 2 actuadores, ambos en forma de interruptores. El primero se sitúa en la entrada del controlador de baterías, permitiendo cortar el suministro de energía

a las baterías cuando están completamente cargadas, o cerrar el circuito para permitir la carga. El segundo interruptor está ubicado en la entrada del cargador del vehículo eléctrico y tiene una función similar al primero: cortar el suministro cuando el vehículo está completamente cargado o no está conectado, y cerrar el circuito para iniciar la carga según sea necesario. Estos actuadores deben ser compatibles con la Raspberry Pi, siendo los relés los dispositivos más comúnmente utilizados para esta función en conjunto con esta plataforma.

Considerando estos nuevos equipos, el esquema de funcionamiento que debe tener este sistema es el siguiente (Figura 5.36).

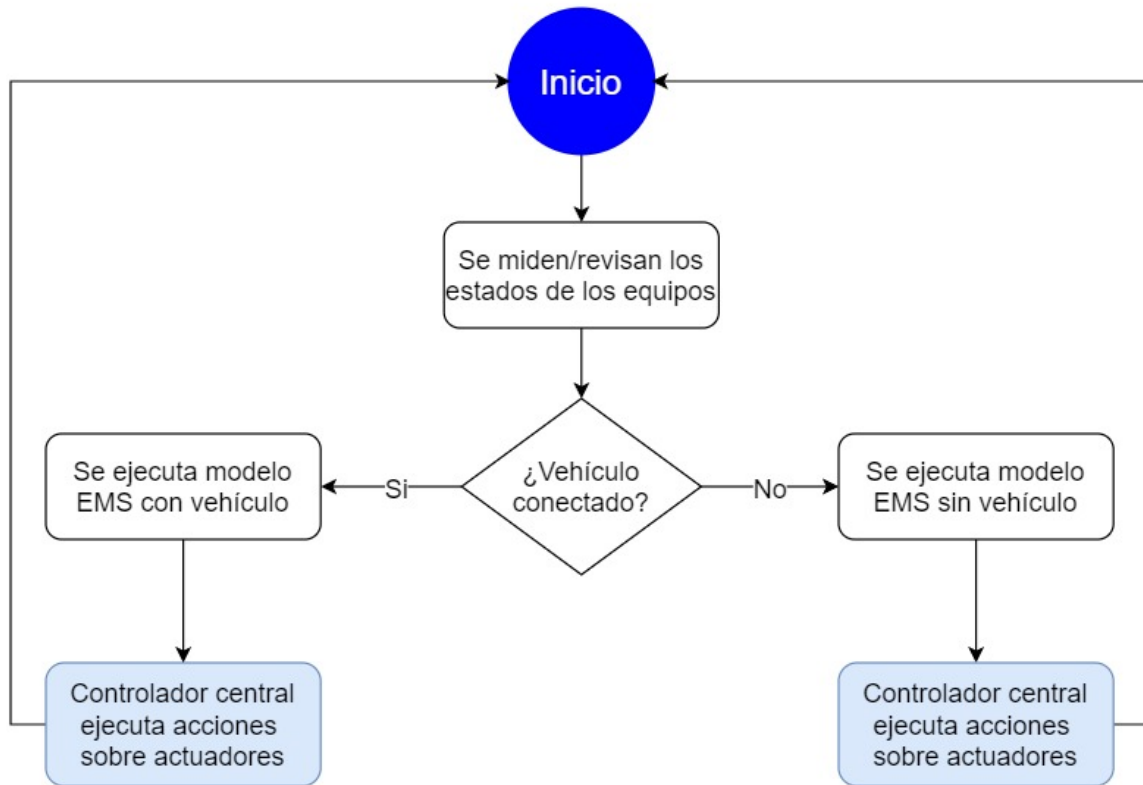


Figura 5.36: Esquema de funcionamiento de sistema.

La Figura 5.36 esquematiza de manera simplificada el funcionamiento del sistema una vez implementado. Comienza con la medición y revisión de los estados de los equipos. La medición se aplica a la generación de los paneles solares, mientras que la revisión de estados se realiza para el sistema BESS y, en caso de estar conectado, para el vehículo eléctrico. Posteriormente, se verifica si el vehículo está efectivamente conectado al cargador eléctrico, lo que determina qué modelo de EMS debe ser ejecutado por el controlador central. Con esta información, el EMS decide las acciones a tomar sobre cada uno de los actuadores, que permiten o impiden el flujo de energía en direcciones específicas. Dado que el sistema debe operar de manera continua, después de un intervalo de tiempo determinado por el usuario, este algoritmo se ejecuta nuevamente.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

El objetivo principal de este trabajo de memoria consiste en proponer el sistema de carga de un vehículo eléctrico de manera que al hacer uso de un sistema fotovoltaico y un sistema de almacenamiento en base a baterías se logre la operación 100 % renovable del vehículo.

Para lograr esto, se propone una metodología que se centra en cuatro puntos principales. El primero consiste en la obtención de los datos de entrada, mediante la recolección de datos de temperatura y radiación solar a partir de las mediciones realizadas por el centro meteorológico más cercano al CE y en la obtención del perfil de consumo del auto eléctrico mediante una entrevista semi estructurada. El segundo punto, correspondiente al diseño y la planificación del sistema, se aborda en el Capítulo 4. Esto considera el uso de equipamiento fotovoltaico que el CE ya posee y la adquisición de nuevos componentes, como un inversor, un cargador de sistema de almacenamiento y un cargador para vehículo eléctrico. Por su parte, el modelo EMS se diseña utilizando lógicas de optimización energética para asegurar que toda la energía disponible sea aprovechada. El tercer punto está relacionado con la evaluación y simulación del sistema, que se desarrolla en gran parte del Capítulo 5. En este capítulo se determina el porcentaje de energías renovables del sistema y su confiabilidad, según los escenarios e indicadores propuestos. Finalmente, el cuarto punto evalúa el diseño final del sistema, basado en las simulaciones presentadas en el Capítulo 5. Estas indican que, para lograr un consumo 100 % renovable por parte del vehículo, es necesario aumentar la potencia instalada de 2 kW a 4,5 kW, junto con un inversor capaz de soportar dicha capacidad. La capacidad del banco de baterías es de 121,7 kWh.

Los resultados de este trabajo demuestran que el sistema actualmente propuesto, con una potencia instalada de 2 kW en paneles solares, el uso completo de las baterías disponibles y un inversor de 3 kW, puede operar el vehículo de manera completamente renovable según dos de los tres indicadores de sostenibilidad.

Sin embargo, esto no garantiza que la red sea completamente confiable desde el punto de vista del abastecimiento con energías renovables. De hecho, al aplicar los indicadores de confiabilidad, específicamente al funcionamiento con energías renovables, se alcanza un nivel de autonomía renovable del 92,53 %.

Para determinar si este comportamiento se repite tanto en el primer año como en los siguientes del uso del cargador, se evalúan los dos años subsiguientes para entender el funcio-

namiento continuo de la red. Esto permite identificar un punto de régimen permanente donde los parámetros de la red no cambian significativamente de un año a otro. En este escenario, se observa que, incluso al alcanzar este régimen permanente, solo dos de los tres indicadores de sostenibilidad indican que el vehículo puede operar con un 100 % de energía renovable, mientras que el tercer indicador (RECR) se mantiene en un 82,29 %.

Por esta razón, se explora la posibilidad de alcanzar un valor del 100 % en los tres indicadores de sostenibilidad mediante el aumento de la capacidad total de generación solar de la red. Se evalúan rangos de 1 a 5 kW de potencia instalada, con incrementos de 1 kW entre cada escenario. Se observa que el tercer indicador aumenta conforme aumenta la capacidad total de generación solar, y el escenario que logra alcanzar un funcionamiento 100 % renovable es el último de estos casos, es decir, con 5 kW de potencia instalada. Sin embargo, esto implica un aumento significativo en los otros dos indicadores iniciales, que alcanzan un valor de 306,18 % para ambos casos.

Esto indica que, desde la perspectiva de los dos primeros indicadores, la capacidad de generación está sobredimensionada en aproximadamente tres veces al tener instalados 5 kW de paneles solares. Sin embargo, para el tercer indicador, la capacidad instalada es suficiente para alcanzar el 100 % de operación renovable. Esta discrepancia se debe principalmente a que los dos primeros indicadores consideran la energía total generada y extraída de la red, comparándola con el consumo total, mientras que el tercer indicador evalúa únicamente la energía producida que realmente se utiliza para cargar el vehículo en lugar de exportarse a la red de distribución.

Uno de los enfoques de esta investigación es finalmente presentar un sistema que asegura una operación del vehículo 100 % renovable, según los tres indicadores, mediante cambios en la red actual. Lo anterior es factible dimensionando los equipos de la siguiente manera: primero, una potencia instalada de paneles solares que sume 4,5 kW, un inversor que soporte esta capacidad instalada con un margen de error, el uso de 121,7 kWh correspondiente a la donación completa de almacenamiento, un cargador de vehículo eléctrico capaz de inyectar una potencia trifásica de 22 kW y un vehículo con una autonomía de 450 km. Además, se necesitan equipos para el control del sistema, como un controlador central, un controlador de baterías y al menos dos actuadores. Con estos componentes, se puede implementar un modelo EMS que asegure un suministro 100 % renovable.

Es importante mencionar que para extender la vida de todas las baterías que utiliza el sistema, es decir, las baterías de Ni-Cd y la batería del vehículo, se opta por trabajar entre el rango de SOC 0,2 y 0,8. En donde, a partir de los resultados obtenidos, se nota que para el caso en donde se tiene una potencia instalada de 2 kW se utiliza todo el rango de 0,3 a 0,8 SOC a lo largo del año, exceptuando un 0,1 de SOC del total de la batería quedando como respaldo para el CE, pero si este sistema optara por la opción de tener una potencia instalada de 4,5 kW de paneles solares, entonces el sistema de baterías trabajaría en el rango de 0,44 a 0,8 de SOC, lo que permite reducir el tamaño del sistema BESS de 121,7 kWh a 104,6 kWh, o su equivalente que sería bajar de 720 batería a usar 618, considerando que aún se debe mantener un respaldo para el CE y que se desea trabajar entre un 0,2 y 0,8 de SOC.

Esta memoria también aporta un nuevo punto de vista en el análisis de las aplicaciones en

campus universitarios investigados. En este caso, se emplea una serie de indicadores no solo para determinar el porcentaje de suministro que se puede obtener al utilizar este vehículo, sino también para proponer una nueva perspectiva en relación con los indicadores de confiabilidad que comúnmente se utilizan en las redes.

Con respecto a las limitaciones de este modelo, una de las principales hipótesis utilizadas para diseñar y operar el sistema durante más de un año de simulación es el uso de los mismos datos de generación solar para cada periodo, así como la falta de precisión en la ubicación de los datos utilizados en relación con la instalación real de los paneles solares. Esta falta de variabilidad o error entre los años de simulación podría haber afectado los resultados obtenidos. Además, otro supuesto importante es la utilización de perfiles típicos del comportamiento del vehículo durante el periodo evaluado, sin considerar viajes diarios de más de 100 kilómetros, los cuales pueden ocurrir en ocasiones excepcionales durante el año. Sin embargo, debido a la falta de información sobre estos viajes en las entrevistas realizadas, se decide no incluirlos en el modelo.

Es por estas razones que el trabajo futuro que tendría esta investigación tiene que contemplar las siguientes actividades:

- Medición en tiempo real de radiación solar y temperatura de las celdas fotovoltaicas,
- Implementación del sistema de control sobre los equipos presentes en la red,
- Un código aplicado al sistema de control que optimice los flujos de energía en la red,
- Un método que permita conocer el consumo real del vehículo, que puede ser implementado al conectar el vehículo al cargador y tomar registro de los valores iniciales de la carga del auto,
- Investigar otros indicadores que permitan conocer el rendimiento de la red y nuevas formas de optimizarlos,
- Investigar nuevas alternativas que permitan un funcionamiento 100 % renovable que no involucren el aumento de la generación solar,
- Considerar la demanda del Centro de Energía como una variable del modelo.

La aplicación de este modelo conlleva varios beneficios, no solo ambientales sino también económicos. Esta investigación demuestra que la implementación de este sistema de carga reduce la huella de carbono del vehículo actualmente utilizado de 4,2 toneladas de CO_2 eq a cero. Desde el punto de vista económico, el uso de este nuevo vehículo también permite ahorrar aproximadamente \$2.637.533 al año al evitar la compra de combustibles fósiles.

En resumen, esta investigación proporciona una modelación y una solución al manejo de la energía que debe tener el sistema de carga de un vehículo eléctrico, teniendo un consumo específico, que permite su completo funcionamiento, utilizando un abastecimiento energético 100 % renovable.

Bibliografía

- [1] "La electricidad como oportunidad para enfrentar la urgencia climática". Generadoras de Chile. Accedido el 2 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible: <https://generadoras.cl/prensa/la-electricidad-como-oportunidad-para-enfrentar-la-urgencia-climatica>
- [2] A. Ruvio y R. Lamedica, "Electric transportation", Encyclopedia of Electrical and Electronic Power Engineering. Elsevier, 2023.
- [3] H.S Das, M.M Rahman, S. Li y C.W Tan, "Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review", Renewable Sustain. Energy Rev., vol. 120, 2020.
- [4] G. Maggetto y J. Van Mierlo, "Electric vehicles, hybrid electric vehicles and fuel cell electric vehicles : state of the art and perspectives", Annales de Chimie Sci. des Matériaux, vol. 26, pp. 9–26, 2001.
- [5] U. Eze, V. H., C. Eze, M., C. Ogbonna, C., A. Ugwu, S., K. Ogbonna, E., & A. Onyeke, C. (2021). "Comprehensive Review of Recent Electric Vehicle Charging Stations. Global Journal of Scientific and Research Publications".
- [6] K. Sayed, A. G. Abo-Khalil, y A. S. Alghamdi, "Optimum Resilient Operation and Control DC Microgrid Based Electric Vehicles Charging Station Powered by Renewable Energy Sources" Energies, vol. 12, no. 22, p. 4240, Nov. 2019, doi: 10.3390/en12224240. Disponible: <http://dx.doi.org/10.3390/en12224240>
- [7] D. Espín-Sarzosa, R. Palma-Behnke, y O. Núñez-Mata, "Energy Management Systems for Microgrids: Main Existing Trends in Centralized Control Architectures" Energies, vol. 13, no. 3, p. 547, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13030547.
- [8] A. Esfandyari, B. Norton, M. Conlon y S. J. McCormack, "Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate", Sol. Energy, vol. 177, 2019.
- [9] T. Nasir, S. Raza, M. Abrar, H. A. Muqet, H. Jamil, F. Qayyum, O. Cheikhrouhou, F. Alassery, H. Hamam, "Optimal Scheduling of Campus Microgrid Considering the Electric Vehicle Integration in Smart Grid". Sensors 2021, 21, 7133.
- [10] R. Singh, K. Kumar, B. Sivaneasan, P. So, HB. Gooi, N. Jadhav, and C. Marnay. 2021. "Sustainable Campus with PEV and Microgrid". Lawrence Berkeley National Laboratory. United States. Disponible: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1810825>.
- [11] H. Yongyi et al., "Multi-objective optimization of campus microgrid system considering electric vehicle charging load integrated to power grid", Sustain. Cities Soc., vol. 98, 2023.
- [12] W. Yan, A. Syed Mahfuzul y H. Mohammed H, "Techno-economic modelling for energy cost minimisation of a university campus to support electric vehicle charging with photo-

- voltaic capacity optimisation”, *Renew. Energy*, vol. 219, 2023.
- [13] H. M. Abdullah, A. Gastli, L. Ben-Brahim and S. O. Mohammed, ”Planning and Optimizing Electric-Vehicle Charging Infrastructure Through System Dynamics” in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 17495-17514, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3149944.
- [14] ”Power Purchase and sale agreement”. Accedido el 1 de julio de 2024. Disponible: <https://www.lawinsider.com/contracts/82iKku4Cu1U>.
- [15] ”Renewable Energy Certificates (RECs)”. United States Environmental Protection Agency. Accedido el 1 de julio de 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.epa.gov/green-power-markets/renewable-energy-certificates-recs>
- [16] S. Kumar, R. Saket, D. Kumar Dheer, J. B. Holm-Nielsen y P. Sanjeevikumar, ”Reliability enhancement of electrical power system including impacts of renewable energy sources: a comprehensive review”, 2020.
- [17] L. Guzmán Acuña, R. Vasquez Padilla y A. Santander Mercado, ”Measuring reliability of hybrid photovoltaic-wind energy systems: A new indicator”, *Renew. Energy*, 2016.
- [18] M. J. Oliveira Panão, ”The overall renewable energy fraction: An alternative performance indicator for evaluating Net Zero Energy Buildings”, *Energy Build.*, vol. 127, 2016.
- [19] R. Segers, ”Three options to calculate the percentage renewable energy: An example for a EU policy debate”, *Energy Policy*, vol. 36, 2008.
- [20] E. Wikner y T. Thiringer, ”Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC”, *Plug-In Hybrid Electr. Veh.*, 2018.
- [21] Gobierno de Chile. ”Histórico: Por primera vez en Chile la energía solar y eólica superan al carbón en la generación de electricidad”. [En línea]. Disponible: <https://www.gob.cl/noticias/historico-por-primera-vez-en-chile-la-energia-solar-y-eolica-superan-al-carbon-en-la-generacion-de-electricidad/>
- [22] Comisión Nacional de Energía. ”Determinación de los factores de emisión directos e indirectos de la estimación de la huella de carbono”. *Energía Abierta*. [En línea]. Disponible: <http://energiaabierta.cl/?lang=&s=factores%20de%20emisi&t=estudios>
- [23] Coordinador Eléctrico Nacional. ”Sistema eléctrico redujo 21 % sus emisiones en 2023 y se espera que siga creciendo participación de energía renovable variable”. [En línea]. Disponible: <https://www.coordinador.cl/novedades/sistema-electrico-redujo-21-sus-emisiones-en-2023-y-se-espera-que-siga-creciendo-participacion-de-energia-renovable-variable/>

Anexo A

Hojas de datos

Las hojas de datos del panel solar a utilizar son las siguientes:





JKM250M-60

MONO CRYSTALLINE MODULE
230-250 Watt

Jinko Solar introduces a brand-new line of high performance modules in wide application.

KEY FEATURES

- Our solar cells offer high conversion efficiency to ensure the highest quality
- Our high performing modules have an industry low tolerance of 0-+3% (optional)
- The modules can withstand high wind-pressure, snow loads and extreme temperatures
- Passed IEC 5400 Pa mechanical loading test

QUALITY & SAFETY

- Industry leading power output warranty (12 years/90%, 25 years/80%)
- 10-year warranty on materials & workmanship (optional)
- ISO 9001:2008 (Quality Management System) certified factory
- IEC61215. IEC61730 certified products



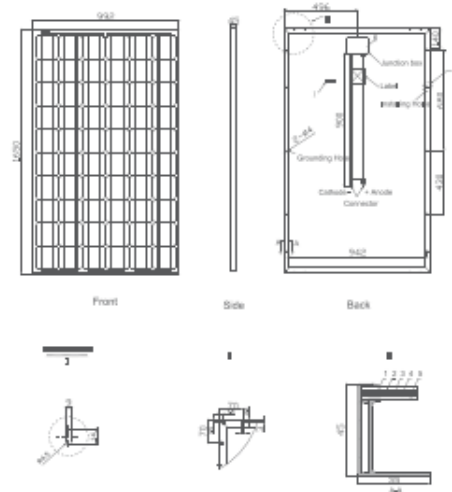
APPLICATIONS



On-grid residential roof-tops On-grid commercial/industrial roof-tops Solar power plants Off-grid systems

Figura A.1: Hoja de datos panel solar 1.

Engineering Drawings

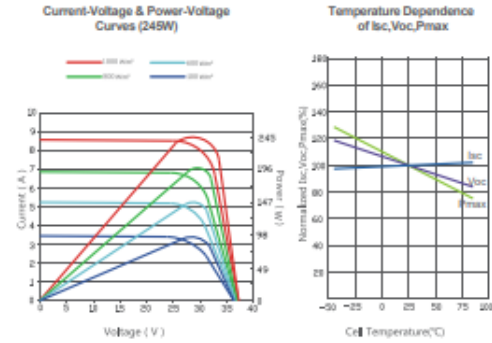


Packaging Configuration

(Two boxes + 4pcs addition module = One pallet)

23 pcs/box, 50 pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×45mm (64.97×39.06×1.77 inch)
Weight	19.0kg (41.9 lbs.)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP65 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm² / UL 12AWG, Length:900mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM230M	JKM235M	JKM240M	JKM245M	JKM250M
Maximum Power at STC (Pmax)	230Wp	235Wp	240Wp	245Wp	250Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	29.9V	30.0V	30.2V	30.4V	30.6V
Maximum Power Current (Imp)	7.69A	7.83A	7.95A	8.06A	8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.1V	37.2V	37.3V	37.4V	37.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.20A	8.31A	8.45A	8.58A	8.70A
Module Efficiency (%)	14.05%	14.36%	14.66%	14.97%	15.27%
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C				
Maximum system voltage	600V (UL) / 1000V (IEC) DC				
Maximum series fuse rating	15A				
Power tolerance	0 ~ +3% (optional)				
Temperature coefficients of Pmax	-0.43%/°C				
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C				
Temperature coefficients of Isc	0.04%/°C				
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C				

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📡 Module Temperature 25°C ☁ AM=1.5

* Power measurement tolerance: ± 3%

Figura A.2: Hoja de datos panel solar 2.

Las hojas de datos de las baterías a utilizar son las siguientes :

SRX Ni-Cd battery

Starting and braking power for railways

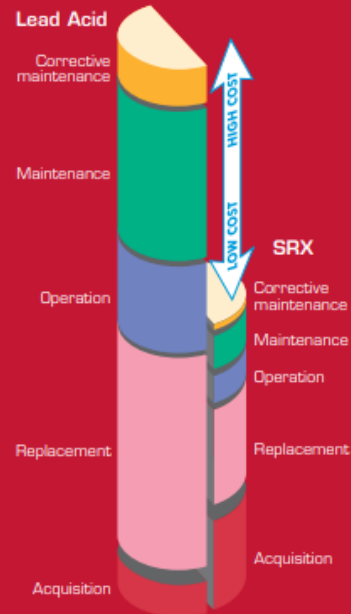
Diesel locomotives, DMU (Diesel Multiple Units) and electric rolling stock equipment operate in some of the world's most punishing conditions. Extremes of temperature directly affect efficiency, but passengers and freight services still expect reliable service at a predictable cost. Guaranteed power for engine starting – even in freezing temperatures – emergency braking, tilting, and for raising pantographs is provided by today's advanced rail battery technology: SRX nickel-cadmium batteries.

Low temperature reliability
Where total reliability is essential in harsh conditions, sintered/PBE technology tolerates extreme temperatures from +70°C (+158°F) to as low as -50°C (-58°F), levels that destroy lead acid batteries. Saft builds SRX nickel-cadmium batteries specifically for demanding rail applications in all climates.

At -20°C (-4°F) SRX retains more than 70% capacity, avoiding the need to oversize the battery and ensuring the availability of power even at low temperatures.

Minimizing life cycle cost
SRX features keep down overall cost and provide up to 15 years' service through solid construction, large electrolyte reserves and advanced plate design. The optional Saft battery water filling system operates quickly and accurately to minimize maintenance costs.

SRX's extended lifetime is achieved through sintered/PBE technology and exceeds by more than 6 times the minimum lifetime required by UIC B54 R railway specification.



Life cycle cost comparison over 30 years' rolling stock operation

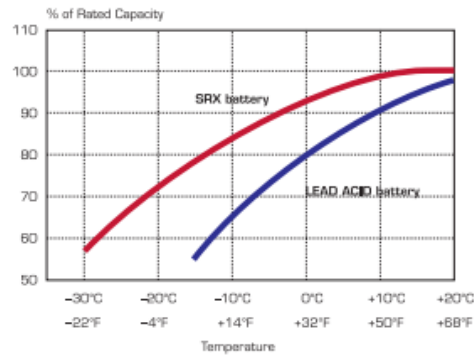


Figura A.3: Hoja de datos batería 1.

Electrical performance

Performance for fully charged cells by a constant current charge according to IEC 60623 standard

Steel range

Available amperes at +20°C ± 5°C (+68°F ± 9°F)

Type	SRX 720	SRX 800	SRX 900	SRX 1000	SRX 1200	SRX 1300	SRX 1500	SRX 1700	SRX 1900	SRX 2200	SRX 2500	SRX 3000	SRX 3700
Capacity (C ₂₀ Ah)	73	81	90	103	115	130	145	170	195	220	250	300	375
Duration													
End voltage = 1.10 V /cell													
1 min	370	410	460	511	582	642	715	874	962	1086	1202	1381	1717
3 min	266	296	332	368	420	463	517	630	695	794	888	1009	1247
5 min	222	247	277	307	350	386	430	525	579	653	727	849	1050
15 min	148	165	183	206	234	265	296	349	397	447	499	595	740
30 min	116	128	142	163	182	206	223	269	309	348	396	465	58
60 min	66.7	74.0	82.2	94.0	105	119	132	155	178	201	228	274	342
90 min	45.8	50.8	56.4	64.6	72.1	81.5	90.9	107	122	138	157	188	235
5 h	14.3	15.8	17.6	20.2	22.5	25.4	28.4	33.3	38.2	43.0	48.9	58.7	73.4
End voltage = 1.05 V /cell													
1 min	457	508	569	632	720	793	886	1080	1190	1343	1487	1709	2125
3 min	341	378	425	471	537	592	660	805	888	1001	1109	1288	1593
5 min	285	316	355	394	449	495	552	674	742	837	932	1089	1347
15 min	180	200	222	250	283	320	357	423	481	543	604	721	896
30 min	128	142	157	180	201	227	246	297	341	385	437	514	642
60 min	69.2	76.8	85.3	97.6	109	123	137	161	185	209	237	284	355
90 min	47.1	52.3	58.1	66.5	74.2	83.9	93.6	110	126	142	161	194	242
5 h	14.5	16.1	17.8	20.4	22.8	25.8	28.7	33.7	38.7	43.6	49.6	59.5	74.3
End voltage = 1.00 V /cell													
1 min	544	602	677	751	855	943	1052	1284	1414	1596	1788	2032	2525
3 min	410	454	510	566	647	712	794	969	1067	1204	1333	1550	1924
5 min	338	375	421	467	532	586	654	798	880	992	1104	1291	1596
15 min	203	226	251	283	320	362	404	479	544	613	682	814	1013
30 min	133	147	164	187	209	236	256	309	354	400	454	534	668
60 min	70.5	78.2	86.9	99.4	111	125	140	164	188	212	241	290	362
90 min	47.6	52.8	58.7	67.2	75.0	84.8	94.6	111	127	143	163	196	245
5 h	14.6	16.2	18.0	20.6	23.0	26.0	29.0	34.0	39.0	44.0	50.0	60.0	75.0
End voltage = 0.85 V /cell													
30 s	816	905	1016	1128	1285	1416	1580	1928	2125	2398	2654	3050	3793
1 min	751	833	935	1038	1183	1304	1454	1775	1956	2207	2443	2839	3511
3 min	581	643	723	802	914	1008	1124	1372	1511	1705	1888	2193	2712
5 min	488	542	608	675	789	848	945	1154	1271	1434	1597	1866	2307
10 min	323	359	403	449	509	570	636	760	855	964	1073	1262	1561

Available amperes at -20°C ± 5°C (-4°F ± 9°F)

Type	SRX 720	SRX 800	SRX 900	SRX 1000	SRX 1200	SRX 1300	SRX 1500	SRX 1700	SRX 1900	SRX 2200	SRX 2500	SRX 3000	SRX 3700
Capacity (C ₂₀ Ah)	73	81	90	103	115	130	145	170	195	220	250	300	375
Duration													
End voltage = 1.00 V /cell													
3 min	290	323	362	402	457	505	563	686	757	854	946	1099	1358
15 min	176	196	218	245	278	315	351	415	472	532	592	707	879
30 min	109	121	134	154	171	194	210	253	291	328	373	438	548
60 min	57.8	64.1	71.2	81.5	91.0	103	115	135	154	174	198	237	297
90 min	39.0	43.3	48.1	55.1	61.5	69.5	77.5	90.9	104	118	134	160	201
5 h	13.1	14.6	16.2	18.5	20.7	23.4	26.1	30.6	35.1	39.6	45.0	54.0	67.5

10

Figura A.4: Hoja de datos batería 2.

SRX Ni-Cd batteries

Installation and operating instructions



Important recommendations

- Never allow an exposed flame or spark near the batteries, particularly while charging.
- Never smoke while performing any operation on the battery.
- **The electrolyte is harmful to skin & eyes.**
Handle it with great care and avoid splashing. Always wear eye and face protection (preferably a transparent face mask), rubber gloves, long sleeves clothing and a rubber apron.
If some electrolyte is accidentally released (mishandling, falling battery), dry with absorbent paper, rinse with water and then dry up immediately.
First aid measures : In case of electrolyte contact with skin, rinse immediately with running water. In case of contact with eyes, rinse immediately with running water for at least 15 minutes. In all cases, consult a doctor and/or emergencies depending on the severity of the injuries.
- Remove all rings, watches and other items with metal parts before working on the battery.
- Use insulated tools.
- Avoid static electricity and take measures for protection against electric shocks.
- Discharge any possible static electricity from clothing and/or tools by touching an earth-connected part "ground" before working on the battery.

1. Receiving the shipment

- Unpack the battery immediately upon arrival. Do not overturn the package. Transport seals are located under the cover of the vent plug. The battery is shipped filled and no topping-up has to be performed upon reception of the battery.
- Make sure all items have been received by comparing with the packing list.
 - Check for damage or electrolyte spillage. Report any irregularities to the carrier and to Saft.
 - Remove the plastic transport seals. The battery must never be used electrically with the plastic transport seal in place as this can cause permanent damage.
 - The battery is ready for installation.

2. Storage

- Store the battery indoors in a dry, clean, cool location (0°C to +30°C / +32°F to +86°F).
- Make sure that the transport seals remain in place during storage.
 - Do not store in direct sunlight or exposed to excessive heat.
 - A battery delivered charged (80%) must not be stored more than 3 months (including transport). If a charged battery has to be stored for more than 3 months, discharge the cells at 0.2 C₅A down to 1V per cell or less.
 - A battery delivered discharged and filled may be stored for many years before it is installed.
 - If storage is required prior to commercial service, clean and coat the metallic parts with a thin layer of neutral Vaseline or neutral petroleum jelly grease approved by Saft. Leave the battery in its transport case to protect from dust, moisture and short circuits.

3. Installation

Remove the transport seals and close the vent plugs.

- 3.1. Verify that cells are correctly interconnected and that battery connection to the load is also correct.
- 3.2. Check tightness of terminal connecting nuts.
Torque applied must be:
 - 10 ± 2 N.m for cells SRX 22 P/FR to 80 P/FR, SRX 50 C,
 - 15 ± 2 N.m for cells SRX 900 P to 2200 P, SRX 90 FR to 220 FR, SRX 220 F3, SRX 175 LP/LFR, SRX 720 to 3700, SRX 90 to SRX 250 (SRX 100 with M12 terminals), SRX 2500 P-LC,
 - 30 ± 3 N.m for cells SRX 100 with M14 terminals.

The connectors and terminal nuts should be corrosion-protected by coating with a thin layer of neutral Vaseline or anticorrosion oil agreed by Saft.

4. Commissioning

Caution: during constant current charging operations, the battery box must be open.

4.1. The cells are delivered 80 % charged.

Charging and discharging should be done at constant current.

- **For a battery stored less than 3 months at T < +30°C**
No charge/discharge operation is required before use.

■ For a battery stored for more than 3 months or at T > +30°C

- Discharge the battery at 0.2 C₅A down to an average 1V per cell.
- Maintain the battery in open circuit during 8 hours or until the battery temperature is between 10°C and 30°C.
- Charge the battery at 0.2 C₅A for 8 hours.

4.2. The cells are delivered discharged

Caution: even if the battery is discharged, there remains a residual charge that may cause an electric shock. Charging and discharging should be done at constant current.

■ For a battery placed into service immediately after delivery or after less than one year of storage:

- **Preferred solution: Constant current charge:** charge the battery at 0.2 C₅A for 8 hours
Caution: during constant current charging the battery box must be open
- **Constant voltage charge:** 1.55V/cell for 20 h with the current limited at 0.2 C₅A

■ For a battery stored more than 1 year:

- Charge the battery at 0.2 C₅A for 8 hours.
- Discharge the battery at 0.2 C₅A down to an average 1V per cell.
- Maintain the battery in open circuit during 8 hours or until the battery temperature is between 10°C and 30°C.
- Charge the battery at 0.2 C₅A for 8 hours.

The battery is ready for use

5. Charging in service

- **1.47 V/cell at +20°C (+68°F) with voltage compensation:**
- 3 mV/°C/cell (-1.7 mV/°F/cell)
For higher charging voltages, consult your local Saft representative.

Figura A.5: Hoja de datos batería 3.

Las hojas de datos del inversor a utilizar son las siguiente:

Smart Energy Center



Active Safety
AI Powered
Active Arcing Protection



Higher Yields
Up to 30% More
Energy with Optimizer



2x POWER Battery Ready
5KW AC Output plus
5KW Battery Charge

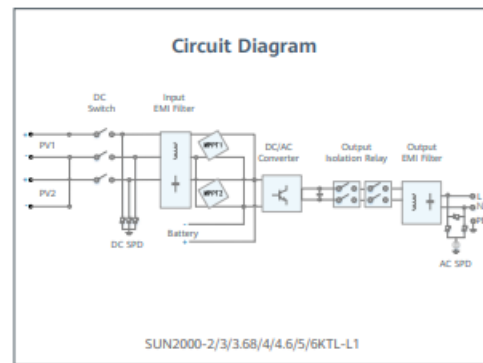
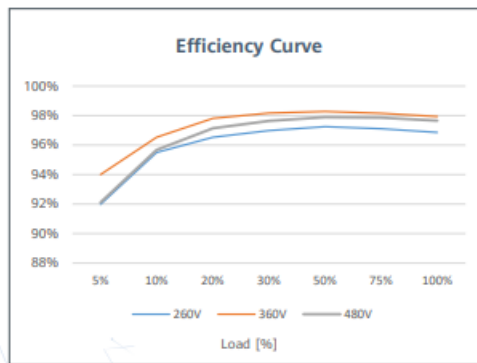


Figura A.6: Hoja de datos inversor 1.

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Efficiency							
Max. efficiency	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
European weighted efficiency	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Input (PV)							
Recommended max. PV power ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Max. input voltage	600 V ³						
Start-up voltage	100 V						
MPPT operating voltage range	90 V - 560 V ³						
Rated input voltage	360 V						
Max. input current per MPPT	12.5 A						
Max. short-circuit current	18 A						
Number of MPP trackers	2						
Max. number of inputs	2						
Input (DC Battery)							
Compatible Battery	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Operating voltage range	350 - 450 Vdc						
Max operating current	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Max charge power	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Max discharge Power @7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Max discharge Power @10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Compatible Battery	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh - 30kWh ¹						
Operating voltage range	350 - 560 Vdc						
Max operating current	15 A						
Max charge Power	5,000 W ⁴						
Max discharge Power	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Output							
Grid connection	Single phase						
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz						
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %						
Backup power output	Yes (via Backup Box-B0 ¹)						
Protection & Feature							
Anti-islanding protection	Yes						
DC reverse polarity protection	Yes						
Insulation monitoring	Yes						
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
Residual current monitoring	Yes						
AC overcurrent protection	Yes						
AC short-circuit protection	Yes						
AC overvoltage protection	Yes						
Over-heat protection	Yes						
Arc fault protection	Yes						
Battery reverse charging from grid	Yes						
General Data							
Operating temperature range	-25 ~ +60 °C (Derating above 45 °C @ Rated output power)						
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH						
Operating altitude	0 ~ 4,000 m (Derating above 2,000 m)						
Cooling	Natural convection						
Display	LED indicators; integrated WLAN + FusionSolar APP						
Communication	RS485, WLAN via inverter built-in WLAN module Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional); 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)						
Weight (incl. mounting bracket)	12.0 kg (26.5 lb)						
Dimension (incl. mounting bracket)	365mm * 365mm * 156 mm (14.4 x 14.4 x 6.1 inch)						
Degree of protection	IP65						
Optimizer Compatibility							
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P						
Standard Compliance (more available upon request)							
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

Figura A.7: Hoja de datos inversor 2.

Las hojas de datos del cargador eléctrico corresponden a las siguientes

JuiceBox Pro & Plus

Hoja de datos



Disfrute de la más reciente experiencia de carga de vehículos eléctricos en casa o en el lugar de trabajo

Disponibles en varios niveles de potencia, Enel X Way JuiceBox Pro & Plus vienen equipados con todas las características de seguridad y conectividad que hacen que la carga de vehículos en casa o en la oficina sea una experiencia completa, sencilla y perfecta.

Gracias a su conexión con nuestra plataforma de carga inteligente, estos productos brindan acceso a una amplia gama de funciones, desde la gestión remota de las sesiones de carga hasta servicios innovadores destinados a la carga inteligente y rentable de vehículos.

¿Por qué elegir Enel X Way JuiceBox?

Conectado Gestione fácilmente las sesiones de carga, las tarjetas RFID, los informes y mucho más gracias a la integración con la aplicación Enel X Way App y los paneles Juicenet.	Inteligente Acceda a las funciones de carga inteligente que le permiten cargar vehículos de forma práctica y eficiente.
Seguro JuiceBox cuenta con una certificación de resistencia al agua y al polvo, lo que permite una carga segura tanto en interiores como en exteriores.	Se puede supervisar Asistencia técnica remota integral disponible con tiempos de respuesta rápidos.

Figura A.8: Hoja de datos cargador eléctrico 1.

¿Cómo elegir el modelo correcto?

	Salida de potencia	Tipo de salida	Load Optimization Pro (*) PARA CLIENTES RESIDENCIALES	Load Optimization Pro (*) PARA CLIENTES EMPRESARIALES	Wi-Fi	Red Celular LTE
JuiceBox Pro Celular	Hasta 7,4 kW (1 fase) Hasta 22 kW (3 fases)	Enchufe o cable integrado	✓	✓	✓	✓
JuiceBox Pro	Hasta 7,4 kW (1 fase) Hasta 22 kW (3 fases)	Enchufe o cable integrado	✓	✓	✓	
JuiceBox Plus Celular	Hasta 7,4 kW (1 fase) Hasta 22 kW (3 fases)	Enchufe o cable integrado		✓	✓	✓
JuiceBox Plus	Hasta 7,4 kW (1 fase) Hasta 22 kW (3 fases)	Enchufe o cable integrado		✓	✓	

(*) Se requiere una instalación de hardware adicional (Juicemeter) para activar Load Optimization Pro.

Especificaciones

Todas las especificaciones se aplican tanto a JuiceBox Pro como a JuiceBox Plus, a menos que se especifique lo contrario.

Voltaje de entrada	<ul style="list-style-type: none"> > 230 VAC (1 fase) > 400 VAC (3 fases)
Conexión de red	<ul style="list-style-type: none"> > TN, TT y IT
Potencia de salida	<ul style="list-style-type: none"> > Hasta 7,4 kW, 32 A, 1 fase > Hasta 22 kW, 32 A, 3 fases
Cable de salida y enchufe	<ul style="list-style-type: none"> > Tipo 2 y Tipo 3a (versión con enchufe) > Conector de vehículo tipo 2 (versión con cable); 5 m y 7 m (incluido el conector del cable)
Modo de carga	<ul style="list-style-type: none"> > Modo 3
Temperatura de funcionamiento	<ul style="list-style-type: none"> > De -30 °C a +50 °C
Precisión	<ul style="list-style-type: none"> > Precisión de medición: 0,5 %
Protección	<ul style="list-style-type: none"> > Detector de corriente de falla de CC interno (por encima de 6 mA) > Se requiere un RCD externo tipo A y un MCB
Dimensiones y peso	<ul style="list-style-type: none"> > 153 mm x 180 mm x 421 mm > 5 kg, la versión con enchufe; 10 kg, la versión con cable
Gabinete	<ul style="list-style-type: none"> > IP55; IK08 > Conexión de la placa posterior para una fácil instalación
LED	<ul style="list-style-type: none"> > Los LED dinámicos muestran el estado de carga
Conectividad	<ul style="list-style-type: none"> > Wi-Fi de 2,4 Ghz > 4G/LTE con plan de datos de 8 años (opcional en JuiceBox Plus y JuiceBox Pro)
Firmware y protocolos	<ul style="list-style-type: none"> > Firmware con actualización inalámbrica (OTA) > Almacenamiento de datos a largo plazo y continuo en caso de interrupción del suministro eléctrico

Figura A.9: Hoja de datos cargador eléctrico 2.

Características de carga inteligente	>	Load Optimization Pro (disponible para JuiceBox Pro) permite cargar a la máxima potencia disponible en casa, sin superarla.
	>	Para instalaciones múltiples en el mismo sitio, consulte nuestras soluciones empresariales
Servicios adicionales para clientes empresariales	>	A través de nuestros paneles web se pueden gestionar varias sesiones de carga, supervisar la información de carga en tiempo real y mucho más. Para obtener más información, consulte nuestras soluciones para clientes empresariales
Autenticación	>	Modo Unlock to Charge (Desbloquear para cargar): la sesión de carga se inicia tras la autenticación mediante la aplicación Enel X Way App o la tarjeta RFID
	>	Modo Connect & Charge (Conectar y cargar): la sesión de carga se inicia automáticamente al conectar el vehículo a JuiceBox
Aplicación Enel X Way	>	Aplicación para establecer la configuración y el nivel de potencia del cargador, supervisar las sesiones de carga y el consumo de energía, programar e iniciar la carga de forma remota, recibir notificaciones
Estándares y certificaciones	>	IEC 61851-1 (2017)
	>	Marcado CE

Figura A.10: Hoja de datos cargador eléctrico 3.

Anexo B

Perfiles de consumo

Los perfiles de consumo siguen la siguiente estructura, y entre cada perfil cambia la ubicación en donde se encuentran los valores 0 y 1.

	Calera de Tango	FCFM	Rectoría	Cerro Calán	Ministerio	Aeropuerto
00:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
01:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
02:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
03:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
04:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
05:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
06:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
07:00	1	0	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
08:00	0	1	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
09:00	0	1	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
10:00	0	0	1	0	0	0
	0	0	1	0	0	0
11:00	0	0	1	0	0	0
	0	0	1	0	0	0
12:00	0	1	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
13:00	0	1	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
14:00	0	1	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
15:00	0	1	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
16:00	0	1	0	0	0	0
	0	1	0	0	0	0
17:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
18:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
19:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
20:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
21:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
22:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0
23:00	1	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0

Figura B.1: Perfil de consumo 1.

Anexo C

Matrices de distancia y tiempo

Las matrices de distancia y tiempo para cada uno de los 4 bloques son las que se presentan a continuación:

Distancia Bloque 1	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	23.4	29.6	51	29.9	31.2
FCFM	29.5	0	2.5	20.7	2.7	19.6
Rectoría Uchile	32.6	3.5	0	20.8	1.4	18.7
Cerro Calán	48.6	20.8	21.3	0	19.2	32.6
Ministerio de Investigación	31.8	3.4	1.6	18.2	0	17.6
Aeropuerto	30.1	19.8	18.7	32.8	18.2	0

Figura C.1: Matriz de distancia Bloque 1.

Tiempo bloque 1	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	24	26	45	26	28
FCFM	22	0	4	24	7	16
Rectoría Uchile	24	6	0	22	4	16
Cerro Calán	35	26	22	0	20	28
Ministerio de Investigación	24	7	5	18	0	16
Aeropuerto	26	16	16	26	14	0

Figura C.2: Matriz de tiempo Bloque 1.

Distancia Bloque 2	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	35.2	33.6	51	33.9	37.7
FCFM	29.4	0	2.5	20.7	2.7	19.6
Rectoría Uchile	32.6	3.5	0	20.8	1.9	19.4
Cerro Calán	48.6	20.8	21.3	0	19.2	32.6
Ministerio de Investigación	31.8	3.4	1.6	18.6	0	17.6
Aeropuerto	36.7	19.8	18.7	32.8	18.2	0

Figura C.3: Matriz de distancia Bloque 2.

Tiempo bloque 2	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	40	40	50	40	45
FCFM	24	0	5	26	6	16
Rectoría Uchile	24	6	0	24	4	16
Cerro Calán	40	26	22	0	26	30
Ministerio de Investigación	26	7	4	24	0	16
Aeropuerto	28	16	16	30	16	0

Figura C.4: Matriz de tiempo Bloque 2.

Distancia Bloque 3	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	35.2	33.6	51	33.9	37.7
FCFM	29.4	0	2.5	20.8	2.7	19.6
Rectoría Uchile	32.6	3.5	0	20.8	1.4	19.4
Cerro Calán	48.6	20.7	21.3	0	19.2	32.6
Ministerio de Investigación	31.8	3.4	1.6	18.6	0	17.6
Aeropuerto	36.7	19.8	18.8	32.8	18.2	0

Figura C.5: Matriz de distancia Bloque 3.

Tiempo bloque 3	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	28	30	45	30	30
FCFM	24	0	5	20	7	18
Rectoría Uchile	28	9	0	26	4	18
Cerro Calán	40	20	24	0	22	28
Ministerio de Investigación	30	10	4	22	0	16
Aeropuerto	30	18	18	28	16	0

Figura C.6: Matriz de tiempo Bloque 3.

Distancia Bloque 4	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	35.2	33.6	51	33.9	31.2
FCFM	29.4	0	2.5	20.8	2.7	19.6
Rectoría Uchile	31.7	3.5	0	20.8	1.4	17.3
Cerro Calán	48.5	20.7	21.3	0	19.2	32.6
Ministerio de Investigación	31.8	3.4	1.6	18.6	0	17.6
Aeropuerto	30.1	19.8	18.7	32.8	18.2	0

Figura C.7: Matriz de distancia Bloque 4.

Tiempo bloque 4	Calera de Tango	FCFM	Rectoría Uchile	Cerro Calán	Ministerio de Ciencia	Aeropuerto
Calera de Tango	0	28	28	45	28	30
FCFM	26	0	4	22	6	16
Rectoría Uchile	26	6	0	22	4	16
Cerro Calán	40	20	22	0	20	28
Ministerio de Investigación	26	8	4	18	0	16
Aeropuerto	28	18	16	26	16	0

Figura C.8: Matriz de tiempo Bloque 4.