

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Luís C. García Santander

Informe de Memoria de
Título para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Sistema de control para cargadores de Vehículos Eléctricos Livianos Particulares

Concepción, agosto de 2022

Maximiliano Javier Huerta Cornejo

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

Facultad de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:

Dr. Luís C. García Santander

Sistema de control para cargadores de Vehículos Eléctricos Livianos Particulares

Informe de Memoria de Título

para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto 2022

Resumen

En este trabajo de memoria de título se trata la problemática de diseñar un sistema de control para la carga masiva de vehículos eléctricos considerando los parámetros de potencia establecidos tanto por los usuarios como por las empresas distribuidoras, realizando un enfoque en los vehículos eléctricos livianos particulares.

Para esto se llevó a cabo una investigación cubriendo aspectos normativos, técnicos y económicos para obtener un trasfondo de la problemática. Luego, se modeló una estación de carga para vehículos eléctricos bajo distintos escenarios utilizando tanto información real acerca de sesiones de carga como de los mismos vehículos. Los casos a estudiar son de carga residencial sin o con flujo bidireccional o más conocido como V2G (vehicle-to-grid), carga pública o carga rápida. Se diseñó un algoritmo de control y un hub de energía para operar la estación. Se definieron indicadores de desempeño con el fin de evaluar el sistema diseñado. Por último, se realizaron simulaciones de la estación de carga para 4 casos en el software MatLab.

De los resultados se concluye que el sistema de gestión de carga (SGC) implementado cumple apropiadamente su función en un tiempo de carga y computo adecuados existiendo un compromiso entre el control y la satisfacción del usuario. El SGC cumple un rol importante para todos los casos excepto para el caso de carga pública. Los servicios V2G tiene un gran potencial para aplanar la curva de demanda y obtener beneficios económicos por ello.

Agradecimientos

A mi familia, amigos, mascotas, profesores, compañeros y todas las personas que me han apoyado no solo en esta última etapa de mi carrera universitaria, sino también a lo largo de los años permitiéndome desarrollarme y crecer como persona.



Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS.....	IX
ABREVIACIONES	XI
1 INTRODUCCIÓN.....	12
1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL.....	12
1.1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
1.2. TRABAJOS PREVIOS	14
1.2.1. Normas y estándares nacionales e internacionales.....	14
1.2.2. Modelación de estación de carga.....	16
1.2.3. Sistemas de control para una estación de carga.....	18
1.2.4. Gestión de energía en un hub.....	20
1.2.5. Información de sesiones, perfiles y modelos de carga de EVs	20
1.2.6. Discusión.....	21
1.3. HIPÓTESIS DE TRABAJO	21
1.4. OBJETIVOS.....	21
1.4.1. Objetivo General.....	21
1.4.2. Objetivos Específicos.....	22
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	22
1.6. TEMARIO Y METODOLOGÍA	22
2. MODELO DE LA ESTACIÓN DE CARGA.....	24
2.1. INTRODUCCIÓN.....	24
2.2. CARACTERÍSTICAS DE LA ESTACIÓN DE CARGA	25
2.2.1. Ubicación de la estación.....	25
2.2.2. Capacidad de EVs en la estación	26
2.2.3. Nivel de potencia de carga.....	27

2.2.4.	<i>Tipos de EVs</i>	29
2.2.5.	<i>Niveles de potencia de los EVs</i>	30
2.2.6.	<i>Disponibilidad de V2G</i>	32
2.2.7.	<i>Perfil de carga de los usuarios de EVs</i>	32
2.3.	MODELOS MATEMÁTICOS DE LA ESTACIÓN.....	34
2.3.1.	<i>Introducción</i>	34
2.3.2.	<i>Estado de carga de la batería y sus restricciones</i>	34
2.3.3.	<i>Satisfacción del usuario</i>	36
2.3.4.	<i>Nivel de sobrecarga</i>	37
2.3.5.	<i>Carga no controlada</i>	37
2.4.	SUMARIO Y DISCUSIÓN.	38
2.4.1.	<i>Sumario</i>	38
2.4.2.	<i>Discusión</i>	39
3.	DISEÑO DEL HUB	41
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	41
3.2.	ESQUEMA DEL HUB DE ENERGÍA	41
3.3.	INTEGRACIÓN CON SMARTMETER	42
3.4.	RESUMEN.....	43
4.	ESTRATEGIA DE CONTROL DE CARGA	44
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	44
4.2.	ELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE CARGA PARA EVs.....	45
4.3.	DISEÑO DEL ALGORITMO	46
5.	SIMULACIÓN DE LA ESTACIÓN DE CARGA.....	51
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	51
5.2.	FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD PARA <i>tarr</i> , <i>tspan</i> Y <i>tend</i>	51
5.2.1.	<i>Caso 1: escenario de carga residencial</i>	52
5.2.2.	<i>Caso 2: escenario de carga pública</i>	53
5.2.3.	<i>Caso 3: escenario de carga rápida</i>	54

5.3.	SIMULACIÓN CASO RESIDENCIAL	55
5.3.1.	<i>SGC sin V2G</i>	55
5.3.2.	<i>SGC con V2G</i>	56
5.4.	SIMULACIÓN CASO DE CARGA PÚBLICA	58
5.5.	SIMULACIÓN CASO DE CARGA RÁPIDA	58
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	60
6.1.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO RESIDENCIAL	60
6.2.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO DE CARGA PÚBLICA	61
6.3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO DE CARGA RÁPIDA	62
7.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	64
7.1.	SUMARIO	64
7.2.	CONCLUSIONES.....	65
7.3.	TRABAJO FUTURO.....	65
	BIBLIOGRAFÍA.....	67



Lista de Tablas

TABLA 2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CS (ELABORACIÓN PROPIA).	24
TABLA 2.2 MODOS DE CARGA PARA EVS SEGÚN LA NORMA EN IEC 61851-1 ([7], [8], [21])......	27
TABLA 2.3 NIVELES DE CARGA PARA EVS Y SUS CARACTERÍSTICAS ([11], [12]).	28
TABLA 2.4 FACTOR DE DEMANDA SEGÚN LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA [8].	28
TABLA 2.5 CARACTERÍSTICAS DE EVS PRESENTES EN CHILE ([28]).	30
TABLA 2.6 EVS PRESENTES EN EL MERCADO A NIVEL MUNDIAL [12]......	31
TABLA 2.7 CAPACIDAD Y AUTONOMÍA DE LOS EVS INDICADOS EN LA TABLA 2.6 [12].	31
TABLA 2.8 RESUMEN DE MODELOS MATEMÁTICOS, RESTRICCIONES Y KPIS (ELABORACIÓN PROPIA).	38
TABLA 2.9 CARACTERÍSTICAS DE LAS CS PARA CADA CASO (ELABORACIÓN PROPIA).	39
TABLA 2.10 VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA PARA CADA CS (ELABORACIÓN PROPIA). ..	39
TABLA 5.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS EVS AUXILIARES V2G (ELABORACIÓN PROPIA).	57
TABLA 6.1 KPIS DEL CASO 1.1 (ELABORACIÓN PROPIA).	60
TABLA 6.2 KPIS PARA EL CASO 1.2 (ELABORACIÓN PROPIA).	61
TABLA 6.3 KPIS DEL CASO 2 (ELABORACIÓN PROPIA).	61
TABLA 6.4 KPIS DEL CASO 3 (ELABORACIÓN PROPIA).	62
TABLA 6.5 RESUMEN DE LOS VALORES DE LOS KPIS OBTENIDOS PARA CADA CASO (ELABORACIÓN PROPIA).	63

Lista de Figuras

FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE TRABAJO (ELABORACIÓN PROPIA).	25
FIGURA 2.2 PERFILES DE CARGA TÍPICOS EN UNA CS PARA DISTINTAS UBICACIONES [41]. DE IZQUIERDA A DERECHA SE MUESTRAN LOS PERFILES DE CARGA PARA: VIVIENDAS INDIVIDUALES, CONJUNTOS HABITACIONALES, ZONAS DE TRABAJO, ZONAS PÚBLICAS Y ZONAS PÚBLICAS DE CARGA RÁPIDA.....	34
FIGURA 3.1 ESQUEMA DEL EH PARA LA CS (ELABORACIÓN PROPIA).	41
FIGURA 3.2 DIAGRAMA DEL FLUJO DE INFORMACIÓN EN LA CS (ELABORACIÓN PROPIA). ...	42
FIGURA 4.1.1 TIPOS DE GESTIÓN DE CARGA (ELABORACIÓN PROPIA).	44
FIGURA 4.2 DIAGRAMA GENERAL DEL FLUJO DE LA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN (ELABORACIÓN PROPIA).	49
FIGURA 5.1 HISTOGRAMA NORMALIZADO Y PDF DE LOS TIEMPOS DE LLEGADA EN UN DÍA DE SEMANA (ELABORACIÓN PROPIA).	52
FIGURA 5.2 HISTOGRAMA NORMALIZADO Y PDF DE LOS TIEMPOS DE CARGA EN UN DÍA DE SEMANA (ELABORACIÓN PROPIA).	53
FIGURA 5.3 HISTOGRAMA NORMALIZADO Y PDF DE LOS TIEMPOS DE SALIDA EN UN DÍA DE SEMANA (ELABORACIÓN PROPIA).	53
FIGURA 5.4 HISTOGRAMA Y PDF DE LOS TIEMPOS DE LLEGADA TÍPICOS A UNA CS PÚBLICA EN UN DÍA DE SEMANA (ELABORACIÓN PROPIA).	53
FIGURA 5.5 HISTOGRAMA Y PDF DEL TIEMPO DE CARGA EN UNA CS PÚBLICA EN UN DÍA DE SEMANA (ELABORACIÓN PROPIA).	54
FIGURA 5.6 HISTOGRAMA Y PDF DEL TIEMPO DE SALIDA DE CARGA EN UNA CS PÚBLICA EN UN DÍA DE SEMANA (ELABORACIÓN PROPIA).	54
FIGURA 5.7 HISTOGRAMA Y PDF DEL TIEMPO DE DURACIÓN DE CARGA EN UNA CS RÁPIDA EN DÍA DE SEMANA (ELABORACIÓN PROPIA).	54
FIGURA 5.8 COMPARACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA SIN Y CON SGC EN UNA CS PARA UN DÍA DE SEMANA CON C.I. NULAS (ELABORACIÓN PROPIA).	55
FIGURA 5.9 EJEMPLO DE PERFIL DE CARGA SIN REBALSE (ELABORACIÓN PROPIA).	55
FIGURA 5.10 COMPARACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA SIN Y CON SGC PARA UN DÍA DE SEMANA EN UNA CS (ELABORACIÓN PROPIA).	56
FIGURA 5.11 COMPARACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA SIN Y CON SGC PARA EVS EN LA CS (ELABORACIÓN PROPIA).	56
FIGURA 5.12 COMPARACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA SIN Y CON SGC EN UNA CS CON SERVICIOS AUXILIARES V2G (ELABORACIÓN PROPIA).	57

FIGURA 5.13 COMPARACIÓN INDIVIDUAL DE PERFILES DE CARGA PARA EVS SIN Y CON SGC (ELABORACIÓN PROPIA)..... 57

FIGURA 5.14 PERFILES DE DEMANDA DE EVS AUXILIARES V2G (ELABORACIÓN PROPIA)..... 57

FIGURA 5.15 COMPARACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA SIN Y CON SGC EN UNA CS (ELABORACIÓN PROPIA)..... 58

FIGURA 5.16 COMPARACIÓN INDIVIDUAL DE PERFILES DE DEMANDA SIN Y CON SGC EN UNA CS (ELABORACIÓN PROPIA). 58

FIGURA 5.17 COMPARACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA SIN Y CON SGC EN UNA CS (ELABORACIÓN PROPIA)..... 59

FIGURA 5.18 COMPARACIÓN INDIVIDUAL DE PERFILES DE CARGA DE EVS SIN Y CON SGC EN UNA CS (ELABORACIÓN PROPIA). 59



Abreviaciones

Mayúsculas

EV	vehículo eléctrico (en inglés es Electric Vehicle).
BEV	vehículo eléctrico puro a batería (en inglés es Battery Electric Vehicle).
PHEV	vehículo eléctrico enchufable (en inglés es Plug-in Hybrid Electric Vehicle).
GEI	Gases de Efecto Invernadero.
CS	estación de carga para vehículos eléctricos (en inglés es Charge Station).
SGC	Sistema de Gestión de Carga.
SAE	Society of Automotive Engineers.
IEC	International Electrotechnical Commission.
SOC	estado de carga (en inglés es State Of Charge).
V2X	Vehicle-to-everything.
V2G	Vehicle-to-grid.
AC	corriente alterna (Alternating Current).
DC	corriente continua (Direct Current).
PC-AC	Punto de Carga AC.
PC-DC	Punto de Carga DC.
ICE	vehículo a combustión interna (en inglés es Internal Combustion Engine).
PCC	Point of Common Couple



Minúsculas

c.i.	condiciones iniciales.
ph	fase de la corriente

1 Introducción

1.1 Introducción General

Los vehículos a base de electricidad no son algo nuevo, sus orígenes se remontan a comienzos del siglo XIX [1], llegando incluso a ser más comunes que los vehículos a gasolina alrededor del año 1900 pero debido a factores técnicos y económicos su uso fue decayendo hasta quedar relegados. No es sino hasta la actualidad en que se vive una crisis climática producto de la acción del ser humano que los vehículos eléctricos (EVs por sus siglas en inglés) vuelven a tener un espacio en el mercado mundial.

Entre las actividades que perjudican al planeta se cuenta con la emisión de gases de efecto invernadero, de la cual el sector energía es el principal culpable con una contribución del 73.2% del total de emisiones las cuales llegaron casi a 50 Gt de CO₂-equivalente, en donde el sector transporte a su vez aporta con un 16.2% [2]. En este contexto es donde la electromovilidad puede ayudar a disminuir los GEI y alcanzar un desarrollo más sostenible, en especial si la energía utilizada en los EVs es generada a partir de fuentes renovables.

Se han vendido más de 10 millones de EVs para 2022, ya sea a baterías puros (PEV por sus siglas en inglés) o híbridos (PHEV por sus siglas en inglés), para los cuales se disponen más de 1 millón de cargadores alrededor del mundo [3]. Estos cargadores pueden ubicarse ya sea en hogares, en carreteras o estacionamientos públicos, por ejemplo. Para cargar a un EVs se tiene que considerar la posible degradación de la batería, la capacidad de esta, el modo de carga y la preferencia del usuario. Desde el punto de vista de la red también hay que tener en cuenta que la demanda de energía a causa de los EVs puede derivar en varios problemas técnicos como sobrecarga en el transformador, inestabilidad en la red, contaminación armónica, etc. En el caso de una estación de carga, el cargar EVs se vuelve una tarea más complicada conforme aumenta la cantidad de vehículos con requerimientos de potencia y tiempo de carga particulares y la futura implementación de la tecnología “Vehicle-to-Grid” (V2G), en la cual se tiene la posibilidad de transferir energía de los vehículos hacia la red, considerando también que esta tecnología puede aumentar la degradación de la batería. Ya para 2040, se prevé un escenario en donde un 40% de las ventas anuales de vehículos sean de EVs [4], equivalente 1 millón [5]. Sumado a lo anterior hay que tener cuidado de no

afectar negativamente a la infraestructura eléctrica de los edificios en donde pudieran situarse estaciones de carga ni tampoco perturbar a la misma red eléctrica. Para esto es necesario establecer un sistema inteligente para cargar de manera óptima a los EVs, de manera de satisfacer tanto a los usuarios como a las empresas distribuidoras.

1.1. Planteamiento del problema

Para implementar el sistema inteligente a construir para la carga masiva de EV es necesario antes tener un modelo de una estación de carga (CS por sus siglas en inglés) en donde probar este sistema. Por lo anterior, surge la problemática de como modelar una CS. Como mencionado en la introducción, estas estaciones pueden estar ubicadas en diversas zonas como residenciales o comerciales, por lo tanto, pueden evaluarse distintos escenarios en donde implementar el modelo. Se debe definir si la estación contendrá solamente cargadores AC, DC o también la posibilidad de tener una estación mixta. Luego, establecer el límite máximo de vehículos que gestionará la CS lo que requiere un análisis de dimensionamiento.

En cuanto al sistema de control, se deben establecer todas las restricciones a las que está sujeta la CS desde el punto de vista técnico en cuanto a potencia de refiere principalmente, pero sin dejar de lado restricciones económicas y las preferencias del cliente y empresa distribuidora. Por lo tanto, se debe definir un método con que el sistema de control operará para cumplir con estas restricciones y trabajar de manera óptima. Para esto habrá que analizar métodos de optimización posibles de implementar, escoger el adecuado o los adecuados para el problema y si es necesario realizar una evaluación comparativa entre ellos.

Para el diseño del hub de energía, es decir, el sistema multi energía donde participan distintos portadores de energía de entrada y múltiples demandas como salida, se debe definir qué elementos se incluirán, como pueden ser las cargas de las mismas infraestructuras eléctricas o un sistema de almacenamiento a baterías como respaldo en el edificio. Por otra parte, se debe definir el método para gestionar la energía con la información que es capaz de aportar un SmartMeter.

Una vez diseñado el modelo de la CS, el sistema de control y el hub, se procederá a realizar la simulación del sistema. Para esto se deberá buscar al software apropiado para ello.

Por otro lado, hay que considerar cuáles serán los valores de entrada del sistema y como obtenerlos, ya sea mediante información real de perfiles de carga o una estimación de ellos. Por último, queda evaluar el desempeño del sistema. De ahí que sea necesario definir indicadores que permitan cuantificar su rendimiento y analizar los resultados. Se debe tener cuidado que el sistema inteligente sea coherente respecto a las normativas nacionales e internacionales.

1.2. Trabajos Previos

En base a la estructura del problema planteado anteriormente se ha realizado una búsqueda bibliográfica en la literatura incluyendo artículos, trabajos de grado, informes técnicos, normas y estándares nacionales e internacionales. Si bien se utilizaron más fuentes de información que las presentadas aquí, su utilidad fue de índole secundaria puesto que solo de obtuvieron datos puntuales. En cambio, los documentos aquí presentados fueron de importancia fundamental para realizar este trabajo.

1.2.1. Normas y estándares nacionales e internacionales

- [6] Ministerio de Energía, “ESTRATEGIA NACIONAL DE ELECTROMOVILIDAD,” 2021.
https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_nacional_de_electromovilidad_2021_0.pdf (accessed Aug. 09, 2022).

A comienzo del año 2021 se publicó la estrategia nacional de electromovilidad, documento en donde se establecen los ejes estratégicos, medidas y metas específicas para el desarrollo de la electromovilidad con la visión de que las personas en Chile puedan verse beneficiadas de alguna forma con un transporte limpio y eficiente. Entre las metas establecidas se tiene que para el año 2035 el 100% de las ventas de vehículos livianos y medianos sean de vehículos de cero emisiones, en donde la principal tecnología son los EVs. Aquí cobra importancia el trabajo desarrollado en esta memoria, asociada con el eje estratégico dos “Infraestructura de carga y regulación” para el despliegue de la infraestructura adecuada y el eje tres “Investigación y capital humano”, por la investigación llevada a cabo para hallar un mecanismo de carga masivo satisfactorio.

- [7] A. Bahrami, “(PDF) EV Charging Definitions, Modes, Levels, Communication Protocols and Applied Standards,” 2020. Accessed: Apr. 13, 2022. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/338586995_EV_Charging_Definitions_Modes_Levels_Communication_Protocols_and_Applied_Standards?channel=doi&linkId=61d36dfbda5d105e55191a36&showFulltext=true

En este reporte técnico se detallan las definiciones, los modos de operación, niveles de carga, protocolos de comunicación y estándares concernientes a los EVs. Se realiza un conciso trabajo acerca de los tipos de conectores de los vehículos. Se ilustran las interfaces de conexión, la información intercambiada entre los vehículos eléctricos y las estaciones de carga y los esquemas eléctricos de los diferentes conectores.

- [8] SEC, *PLIEGO TÉCNICO NORMATIVO : RIC N°15 MATERIA : INFRAESTRUCTURA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES. 1 OBJETIVO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN*. Chile, 2020. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/10/RIC-N15-Infra-para-la-recarga-de-vehiculos-electricos-Final.pdf>

Los pliegos técnicos RIC son documentos de regulación que establecen las exigencias mínimas que deben ser consideradas en el diseño, construcción, puesta en servicio, operación, reparación y mantenimiento de toda instalación de consumo de energía eléctrica hasta el punto de conexión del cliente final con la red de distribución. En este caso, el pliego técnico RIC N°15 se enfoca en la infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos (IRVE) en estacionamientos de edificios y conjuntos habitacionales, oficinas, locales comerciales, locales, industriales, estacionamientos públicos, estaciones de carga en vías de tránsito de uso público y/o privado y electrolinerías, y por lo tanto aplicable para la estación de carga a modelar. Se establecen los niveles de potencia que debe ser capaz de suministrar la IRVE bajo diferentes contextos incluyendo un sistema de gestión de carga y como calcularlos. Está basada en norma internacional IEC, la cual a su vez puede ser reemplazada por las normas UNE, JEVS, SAE o equivalente. Estas normas son las revisadas por el artículo revisado anteriormente.

1.2.2. Modelación de estación de carga

- [9] Ignacio Rivas and Javier Condador, “Metodología de cálculo de recomendaciones.,” Nov. 2021. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: https://drive.google.com/file/d/1wg5lSt_O6Xh8b1HLW8VHor5ULUX0nWTv/view

Este trabajo trata sobre la metodología usada para estimar el número de EVs que es capaz de soportar un punto de carga (PC) en el corto y mediano plazo en Chile (de 2 a 10 años). Para esto se basan en dos indicadores, la relación entre EVs y PC en corriente AC, y la relación entre EVs y PC en corriente DC. Analizan estos indicadores en varios países según sus características demográficas, esto es, densidad poblacional y potencial de carga residencial). Luego, se consideran los países con penetración de EVs similares a Chile (Australia, Canadá y USA). De esta manera, se concluye que una relación de 14 a 22 EVs por PC-AC sería adecuado, mientras que una relación de 76 a 106 EVs por PC-DC. Por lo tanto, se puede diseñar una CS en el contexto chileno considerando el EVs en la estación y el tipo de carga.



- [10] “Herramientas digitales › Electromovilidad en Chile,” *Agencia de Sostenibilidad Energética*, 2022. https://datastudio.google.com/u/0/reporting/4a522b4d-2073-49ea-8720-9fdae7904eb6/page/p_jhyxfyrmsc (accessed Apr. 21, 2022).

Esta página web es una plataforma de la Agencia de Sostenibilidad Energética, la cual es una fundación privada sin fines de lucro en Chile, en la cual es muestra un conjunto de indicadores entre otros recursos relevantes. De aquí se puede obtener información valiosa para obtener un trasfondo del avance de la electromovilidad en Chile y al momento de modelar la estación de carga para definir que modelos de EVs, tanto a batería como híbridos, irían a parar a la estación y la velocidad de carga máxima a la cual podrían operar lo que estará dado por sus características de potencia. También incluye información histórica acerca de las ventas, penetración y evolución de PC para EVs junto con los tipos de conectores, tanto para carga AC como DC, que podrían encontrarse en las estaciones.

- [11] R. P. Narasipuram and S. Mopidevi, "A technological overview & design considerations for developing electric vehicle charging stations," *J. Energy Storage*, vol. 43, p. 103225, Nov. 2021, doi: 10.1016/J.EST.2021.103225.

En este artículo se realiza una revisión de los factores técnicos involucrados a la hora de diseñar una estación de carga, las diferentes configuraciones de una estación de carga y algoritmos de optimización. Más específicamente, habla acerca de los diferentes tipos de EV y su impacto en la red, es decir, fluctuaciones en el nivel de voltaje, cortes, parpadeos, desbalances, caídas, subidas y armónicos, aumento de las pérdidas y daño en el transformador, además de tocar el tema del efecto de la tecnología V2G a nivel técnico-económico. También trata de los diferentes niveles de carga que pueden existir en una CS y sus distintas configuraciones como pueden ser una CS conectada a la red simplemente o incluir BSS (Battery System Storage) y/o RES (Renewable Energy Systems). Se mencionan diferentes técnicas de optimización en las cuales es de importancia considerar el dimensionamiento de la estación, el número de EVs en la estación, el estado de carga (SOC por sus siglas en inglés) de las baterías, estimación del número de cargadores, la capacidad de almacenar energía y la potencia de los convertidores. Por otra parte, muestra la aplicación de estas técnicas de optimización en las configuraciones de CSs mencionadas y hace referencia a distintos trabajos en donde se realizaron simulaciones. Por lo anterior, el trabajo es de utilidad para cumplir el primer objetivo específico de la memoria que es modelar la estación de carga.

- [12] G. Rajendran, C. A. Vaithilingam, N. Misron, K. Naidu, and M. R. Ahmed, "A comprehensive review on system architecture and international standards for electric vehicle charging stations," *J. Energy Storage*, vol. 42, p. 103099, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.EST.2021.103099.

Al igual que el artículo anterior este trabajo realiza una revisión en torno a los EVs para tener un mayor trasfondo a la hora de diseñar una CS, pero aporta más información acerca de las emisiones de GEI, dispositivos semiconductores en EVs, de los distintos convertidores unidireccionales y bidireccionales, las patentes comerciales de las compañías, las tecnologías implementadas en los EVs pero lo más importante es que aporta una mayor información de modelos de EVs que son de utilidad.

1.2.3. Sistemas de control para una estación de carga

- [13] N. I. Nimalsiri, C. P. Mediwaththe, E. L. Ratnam, M. Shaw, D. B. Smith, and S. K. Halgamuge, “A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid,” 2019, doi: 10.1109/TITS.2019.2943620.

En este trabajo se hace una reseña de los algoritmos utilizados para el control distribuido de carga de EVs en redes inteligentes en la literatura, considerando aspectos operacionales y de costos desde la perspectiva del operador de la red, los agregadores y los usuarios de vehículos eléctricos. Se realiza una clasificación de los distintos tipos de carga; centralizada, descentralizada y jerárquica. se mencionan las ventajas y desventajas de los distintos métodos de optimización y tipos de arquitectura de control de carga. Ordena los distintos artículos revisados según sus consideraciones según los objetivos del estudio y los algoritmos utilizados para resolver el problema. De aquí se desprende que los esquemas centralizados no son adecuados para la carga masiva de EVs puesto que el tiempo de cómputo, complejidad y costos por infraestructura de comunicación aumenta. Si bien en [11] también realiza una revisión de algoritmos usados en sistemas de control en CSs, el trabajo aquí revisado se enfoca en algoritmos de control de carga distribuidos.

- [14] Y. Wu, Z. Wang, Y. Huangfu, A. Ravey, D. Chrenko, and F. Gao, “Hierarchical Operation of Electric Vehicle Charging Station in Smart Grid Integration Applications — An Overview,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 139, p. 108005, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.IJEPES.2022.108005.

Aquí se presenta una nueva revisión de EVs y CSs. Destaca la revisión y comparación de diferentes métodos de optimización de carga donde se indica la metodología usada, ventajas, desventajas y sus principales aplicaciones. Este último punto es de importancia puesto que definiendo las aplicaciones que se quieran implementar en la estación hace posible definir el problema matemáticamente y aplicar la metodología apropiada para resolverlo.

- [15] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, and J. Y. Yong, "Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 720–732, Jan. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.09.012.

Este artículo realiza una revisión de técnicas de optimización al igual que los anteriores pero enfocado en el servicio V2G. Resume la estrategia de optimización de carga V2G en base a los servicios de la CS como regulación de voltaje, aplanamiento de la curva de demanda o respuesta a la demanda. En base a estos servicios se definen los objetivos de optimización sujetos a distintas restricciones como balance de potencia y límites de voltaje o generación por parte de la red y restricciones para los EVs como límite de intercambio de energía, de la batería y el precio de la energía. Por último, en las estrategias se establece el método de optimización a tratar y presenta distintos algoritmos usados en la literatura. Por lo tanto, sirve como una guía para construir el sistema inteligente.



- [16] A. H. Einaddin and A. S. Yazdankhah, "A novel approach for multi-objective optimal scheduling of large-scale EV fleets in a smart distribution grid considering realistic and stochastic modeling framework," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, p. 105617, May 2020, doi: 10.1016/J.IJEPES.2019.105617.

Este artículo fue uno de los más completos encontrados en la literatura en cuanto a factores considerados para diseñar la estrategia de control de carga por lo que sirve de ejemplo. Tiene en cuenta en la modelación al perfil de carga de los EVs, tipos de EVs conectados a la red, número de EVs conectados a algún bus de la red, nivel de carga, tiempos de llegada y partida residencial y en áreas de trabajo, disponibilidad de EV en el trabajo, distancias recorridas por los EVs, cálculo del SOC y un mecanismo para categorizar a cada bus de la red. Luego, formula el problema matemático como un problema multiobjetivo con el fin de disminuir la potencia peak, minimizar las pérdidas, minimizar el costo de carga y define las restricciones a las que están sujetas las funciones. Simula el sistema con otros métodos además del propuesto en el artículo con el fin de comparar su desempeño.

- [17] I. R. Zeballos *et al.*, “Guía para la Infraestructura de Carga Pública | 2,” 2019. Accessed: Apr. 21, 2022. [Online]. Available: <https://www.ecomovilidad.cl/wp-content/uploads/2021/11/Guia-para-la-infraestructura-de-carga-publica-VF.pdf>

En este documento se presenta una guía para diseñar la infraestructura de carga pública desde una mirada técnica, económica y política, además se señalan diversos factores a tener en cuenta. En primer lugar, se destaca la indicación acerca de cuándo construir una IRVE. En segundo lugar, trata acerca de que tipo debe ser esa infraestructura, es decir, el número de EVs que es posible cargar por cargador, la potencia de carga y si es en AC o DC. En tercer lugar, se trata la problemática acerca de la concentración de cargadores que debiese haber en Chile. Por último, trata acerca se dónde debiese estar la IRVE, esto es, el tipo de zona como puede ser residencial o comercial y el lugar exacto en donde debiese estar la CS en esa zona.

1.2.4. Gestión de energía en un hub

- [18] A. R. Jordehi, M. S. Javadi, and J. P. S. Catalão, “Day-ahead scheduling of energy hubs with parking lots for electric vehicles considering uncertainties,” *Energy*, vol. 229, p. 120709, Aug. 2021, doi: 10.1016/J.ENERGY.2021.120709.

Este artículo explica a profundidad que es un hub de energía (es un sistema multi energía donde participan distintos portadores de energía de entrada y múltiples demandas como salida) y realiza una revisión de diferentes EH encontrados en la literatura para luego proponer su propio modelo y método de optimización y, de esta manera, realizar una simulación. Se muestran varios esquemas, estructuras, modelos y herramientas matemáticas, que describen la interacción entre los distintos elementos del EH, presentes en la literatura y en el propio trabajo.

1.2.5. Información de sesiones, perfiles y modelos de carga de EVs

- [19] Y. Amara-Ouali, Y. Goude, P. Massart, J.-M. Poggi, and H. Yan, “A Review of Electric Vehicle Load Open Data and Models,” 2021, doi: 10.3390/en14082233.

En esta revisión se presentan diversas fuentes de información exógena concernientes al tráfico, encuestas y registro de vehículos, o información directa acerca de CSs para EVs como ubicación y sesiones de carga, ya sea histórica o en tiempo real. También realiza una revisión de modelos estocásticos y de machine learning que describen el comportamiento de

la demanda de los EVs, además de los procesos estocásticos temporales, espaciotemporales y de colas, destacando sus fortalezas y debilidades. Por último, realiza un análisis de 6 nuevos conjuntos de datos de sesiones de carga. Las fuentes de datos y el análisis realizado son de ayuda para modelar y entender los procesos involucrados en la CS.

1.2.6. Discusión

La revisión bibliográfica indica un serio problema que puede conllevar la carga masiva de EVs en la infraestructura eléctrica por lo que es de importancia gestionar la demanda de estos vehículos de modo de no perturbar a la red. Más aun, es posible obtener beneficios operativos y económicos considerando un flujo de energía bidireccional de la red y un sistema inteligente de carga, de manera de seguir las directrices de la estrategia nacional de electromovilidad.

Sin embargo, en la literatura se encuentran documentos que sirven como guía a la hora de modelar y diseñar la CS y varios ejemplos de sistemas inteligentes de carga, pero ninguno situado en el contexto chileno. Sumado a lo anterior, se encuentran varios trabajos que pueden no reflejar la realidad, ser poco prácticos u omitir detalles técnicos importantes a la hora de simular la estación.

1.3. Hipótesis de Trabajo

Es posible diseñar un sistema inteligente basado en control distribuido para la carga de vehículos eléctricos en un hub a través del intercambio de información con un Smart Meter, con validación del modelo utilizando datos reales.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Implementar un sistema (algoritmo) inteligente que permita decidir cómo cargar de forma masiva vehículos eléctricos utilizando la infraestructura eléctrica existente de edificios, restaurantes, estacionamientos públicos, etc. y, diseñar e implementar vía simulación un hub que permita obtener información desde un SmartMeter con las holguras disponibles de las instalaciones eléctricas, pueda decidir cómo y cuándo cargar y además transmita esta información a un cargador portable modulable tanto por parámetros del usuario final como por parámetros de las empresas de distribución según disponibilidad de potencia.

1.4.2. Objetivos Específicos

- (i) Modelar una estación de carga de vehículos eléctricos.
- (ii) Diseñar una estrategia de control de carga para la estación.
- (iii) Diseñar un HUB para gestionar la energía en las instalaciones eléctricas por medio de un SmartMeter.
- (iv) Simular la estación de carga usando la estrategia de control en conjunto con el hub.
- (v) Analizar y evaluar el desempeño del sistema.

1.5. Alcances y Limitaciones

- (i) El diseño de las CSs será realizado en base a casos generales de tráfico y demanda. Para una mayor precisión en cuanto al dimensionamiento de las estaciones en ubicaciones específicas, es necesario realizar estudios de tráfico vehicular.
- (ii) Puesto que se realizará una simulación, los resultados pueden ser diferentes a lo que uno observaría en la realidad.
- (iii) El análisis a realizar es de índole técnico principalmente, por lo que restaría profundizar en un análisis económico.
- (iv) Se considerará el diseño de las CS, la demanda de EVs y su nivel de penetración en el largo plazo, en este caso, al año 2040.

1.6. Temario y Metodología

El resto del presente trabajo es organizado en 6 capítulos. En el capítulo 2 se desarrolla el modelo de la estación de carga, definiéndose sus características en base a la normativa chilena que a su vez está basada en estándares internacionales. Además, se construyen los modelos matemáticos que describen los distintos elementos de la estación y los EVs. Se definen los KPIs y un modelo para el escenario de carga no controlada para así posteriormente realizar una comparación entre el caso sin y con SGC.

En el capítulo 3 se establece el esquema de control de carga basado en un control distribuido de energía e información. En el capítulo 4 se establecen las funciones a optimizar en el sistema y la estructura de optimización para cada escenario. En el capítulo 5 se realiza

la simulación de la estación en los escenarios anteriormente mencionados para que luego, en el capítulo 6 se analicen los resultados de la simulación, evaluando su desempeño mediante los KPIs establecidos previamente. Finalmente, en el capítulo 7 se realiza un sumario y se desarrollan las conclusiones correspondientes al trabajo realizado. Se proponen actividades para un trabajo futuro.



2. Modelo de la estación de carga

2.1. Introducción

Existen varias consideraciones involucradas a la hora de modelar una CS. Estas pueden ser características internas o externas. Al hablar de internas se hace referencia a las características de la estación como los niveles de potencia disponibles para cargar un EV, el número de estacionamientos disponibles, disponibilidad de flujo de energía bidireccional (V2G), los tipos de conectores y la ubicación (área residencial, de trabajo u otros [20]). Luego, al hablar de características externas, se hace referencia principalmente a los tipos de EVs (BEVs, PHEVs o PFCEV), sus características (nivel de potencia de carga, disponibilidad de V2G y tipo de conectores que posee) y las condiciones y preferencias de carga de los usuarios de EVs que llegan a la estación (tiempo de conexión y desconexión, SOC inicial, tiempo de carga o descarga y SOC de la batería buscada). Para efectos de simplificación, se asumirá que se tienen los conectores compatibles en la estación para cada EV que llegue. En la práctica esta suposición es acertada puesto que en Chile y a nivel mundial los EVs y las IRVEs utilizan los conectores tipo 2, combo tipo 2 y CHAdeMO. Las características de la estación están resumidas en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Características de la CS (Elaboración propia).

Características internas	Características externas
<ul style="list-style-type: none"> • Niveles de potencia disponibles para cargar un EV. • Número de espacios disponibles para estacionar. • Disponibilidad de flujo de energía bidireccional (V2G) de la CS. • Tipos de conectores presentes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tipos de vehículos que llegan a cargar en la estación (BEVs, PHEVs o PFCEV). • Nivel de potencia de carga de los EVs. • Disponibilidad de flujo de energía bidireccional (V2G) de los EVs. • Tipos de conectores que poseen los EVs. • Condiciones y preferencias de carga de los usuarios que llegan a la CS (tiempo de conexión y desconexión, SOC inicial, tiempo de carga o descarga y SOC de la batería buscada). • Ubicación de las CS.

Una vez definidas las características básicas de la estación de carga, hay que construir los modelos matemáticos que representen el comportamiento de los elementos presentes. En

primer lugar, se deben definir las necesidades de la CS y los servicios que se quieran incorporar en ella. En segundo lugar, se deben construir las funciones objetivo en base a las necesidades y servicios definidas previamente, esto es, las funciones que se desean minimizar o maximizar. Paralelamente, hay que definir las restricciones de las variables presentes en el sistema. Las necesidades y servicios pueden analizarse desde el aspecto operacional o de costos del sistema. A su vez, pueden ser clasificados según la perspectiva del usuario, del agregador o la perspectiva de la red. Esto puede dar a lugar a diferentes funciones objetivo. Luego, es posible establecer el algoritmo para resolver el problema de optimización planteado bajo el esquema de carga escogido, actividad que se realizará en el capítulo 4. El procedimiento a realizar antes de simular la estación es indicado en la Figura 2.1.

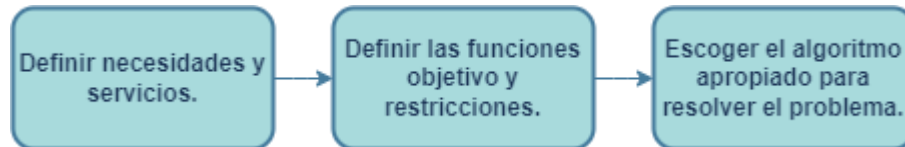


Figura 2.1 Diagrama de trabajo (Elaboración propia).

2.2. Características de la estación de carga

2.2.1. Ubicación de la estación

A priori, la CS estará ubicada en Chile por lo que será diseñada bajo el contexto chileno, esto es, deberá cumplir con las normas nacionales, nivel de penetración y proyección de ventas que se tienen para los EVs, además de las características demográficas.

En [21] se señala que la mayoría de los eventos de carga ocurren en áreas residenciales, con un porcentaje de entre el 50% al 80% del total ocasiones. En cambio, en las áreas de trabajo el porcentaje de eventos de carga se ve reducido a entre un 15% y 25%, en promedio. En las demás zonas los eventos de carga ocurren con una frecuencia mucho menor a la carga en zonas residenciales o de trabajo, de tal manera que tan solo 5% del total de eventos de carga se da a lugar en estos sitios, los cuales podrían ser, por ejemplo, en una estación de carga rápida en una autopista. Cabe destacar que para los 2 primeros casos se utiliza la carga AC, mientras que para el último caso se utiliza la carga DC.

En consecuencia, se diseñará la estación bajo estos 3 escenarios mencionados anteriormente, es decir, el primer escenario llamado “*caso 1 o caso residencial*” considerará las características de las zonas residenciales donde existan complejos habitacionales como condominios o apartamentos. Paralelamente, se asumirá para este caso que la estación tendrá estacionamientos fijos asignados a cada departamento, por lo que los vehículos no tendrán un tiempo de espera (hacer fila) para poder conectar y cargar sus vehículos. El segundo escenario llamado “*caso 2 o caso de carga pública*” constará de una estación de autoservicio público o electrolinería en zonas de trabajo y/o comercial, como puede ser una estación al lado de un conjunto de oficinas o en un mall. El último escenario será llamado “*caso 3 o carga rápida*”, la cual también es de carácter pública, en donde la estación estará ubicada en una autopista.

2.2.2. Capacidad de EVs en la estación

Para determinar cuántos cupos para EVs serían necesarios en una CS, se tendría que realizar un análisis considerando la ubicación exacta de la estación y el tráfico de vehículos en particular, lo cual tiene un efecto directo en los tiempos de espera y los tiempos de carga. La razón de esto es porque a mayor tráfico vehicular de EVs, aumenta la posibilidad de que la estación se congestione. Por otro lado, el tiempo de conexión de un EV no es igual a su tiempo de carga. Por ejemplo, puede que un vehículo necesite 2 horas de carga, pero el usuario lo mantenga conectado 4 horas al cargador de la estación. Sin embargo, anteriormente se estableció que el tiempo de espera no será un problema para el caso residencial. Sumado a lo anterior, tomando en cuenta el análisis hecho en [9], en el cual de acuerdo a la densidad poblacional y potencial de recarga domiciliar se realiza una comparación con otros países con un nivel de penetración de EVs similar a Chile (Australia, Canadá y USA). De esta manera se estima que es necesario un punto de carga AC (PC-AC) cada 14 a 22 EVs mientras que para puntos de carga DC (PC-DC), sería necesario uno por cada 76 a 106 EVs presentes en el parque vehicular, lo cual es una 5 veces menos que para los puntos de carga en AC. Por otro lado según la normativa chilena [8], se exige a los edificios o conjuntos habitacionales considerar una potencia para suministrar al menos al 30% de los estacionamientos individuales por piso, de tal manera de instalar una IRVE y proveer a la futura demanda de EVs. En consecuencia, se establece que la estación tendrá 30 cupos para el caso residencial, suponiendo que el edificio en donde se encuentra consta de 100 estacionamientos en total.

Para el caso 2, se supondrá que la estación tendrá 50 estacionamientos y estará ubicada en una zona urbana en donde puede recibir usuarios que llegan por distintas razones, ya sea de trabajo, recreación, compras, tramites, etc. El número de estacionamientos ha sido elegido de forma arbitraria. Para el caso 3 se tendrá una estación de 10 estacionamientos, 5 veces menor al caso 2 como indicado anteriormente por el estudio revisado. De aquí se desprende que uno de los KPI a utilizar para evaluar el rendimiento del sistema será el número de EVs N_{ch} que es capaz recibir la estación a lo largo de un día en relación al total de EVs N que pasaron por la estación independiente de si cargaron o no en esta. Este KPI será válido para los últimos 2 casos y será denominado como N_r .

2.2.3. Nivel de potencia de carga

Existe más de un modo para cargar EVs dependiendo del contexto, en la Tabla 2.2 se indican los modos de carga estandarizados en IEC 61851-1.

Tabla 2.2 Modos de carga para EVs según la norma en IEC 61851-1 ([7], [8], [21]).

Modo	Alimentación	Uso	Notas
1	AC	Recarga de ciclos, motocicletas o cuatriciclos. Por ejemplo: bicicletas o patinetes eléctricos.	Va conectado directamente a los enchufes convencionales.
2	AC	Carga lenta de EVs en AC.	Requiere adaptador entre el EV y el enchufe que da a la red. No permitido en instalaciones de autoservicio con acceso a público, ni electrolinerías.
3	AC	Carga rápida de EVs en AC.	Requiere de un EVSE (equipo de suministro para EVs). Apropiado para instalaciones de autoservicio con acceso público y electrolinerías.
4	DC	Carga rápida en DC.	La conversión AC/DC se realiza de manera externa al EV en el EVSE. Apropiado para autopistas.

Los 3 últimos modos de carga son válidos para los EVs de estudio. Cada uno de estos modos opera a voltajes, corrientes, potencias, protocolos de comunicación y ubicaciones de carga apropiadas distintas. En la Tabla 2.3 se describen los niveles de carga para los EVs en base al estándar SAE. Se utiliza este estándar puesto que trata específicamente la carga para EVs de interés y es homologable con el estándar IEC según indicado en el pliego técnico normativo.

Tabla 2.3 Niveles de carga para EVs y sus características ([11], [12]).

Nivel de potencia	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Condición de la red	120/230 V AC de 12 a 16 A	208/430 V AC de 15 a 80 A	308 a 600 V DC y 400 A como máximo
Potencia típica	<3kW	<20kW	>50kW
Tiempo de carga aproximado	4-11 h	1-4 h	<30 mín
Tipo de alimentación	1 ph	1ph o 3ph	3 ph
Velocidad de carga	Lenta	Semi-rápida	Rápida
Capacidad de la batería	PHEVs de 5 a 15 kWh EVs de 16 a 50 kWh	PHEV de 5 a 15 kWh	
Ubicación del cargador	On-board	On-board	Off-board
Interfaz de suministro de alimentación	Conexión mediante adaptador a la red.	EVSE	EVSE
Uso típico	Carga residencial u oficina.	Espacios comerciales u oficinas.	Espacios comerciales y públicos.

Para los PC-ACs la potencia de carga será de nivel 2 en los casos 1 y 2 como indicado en la literatura y estándares. Siguiendo las indicaciones de la norma técnica se establece que los niveles de potencia para la estación del caso residencial serán de 7 kW mientras que para el caso 2 la potencia mínima de los conectores será de 22 kW. En la Tabla 2.4 indican los factores de demanda que pueden ser considerados para el diseño de una CS.

Tabla 2.4 Factor de demanda según la infraestructura eléctrica [8].

Tipo de instalación	Potencia de recarga para EV sobre la que aplica factor de demanda.		Rango FD
	Tramo	kW	
Instalaciones individuales y Edificios o Conjuntos Habitacionales	Hasta	10	1
	Entre	10 a 120	0,5-1,0
	Desde	120	0.3-1
Autoservicio con acceso a público y Electrolinerías	Hasta	20	1
	Entre	20 a 150	0,6-1,0
	Desde	150	0,5-1,0
Electroterminales o Centros de carga para transporte público	Hasta	20	1
	Entre	20 a 150	1
	Desde	150	0,5-1,0

En base a los valores mostrados en la Tabla 2.4, el número de estacionamientos por escenario y la potencia de por estacionamiento se utilizará el factor de potencia de 0,3 para el caso 1 y de 0,5 tanto para el caso 2 como para el caso 3. La razón de no escoger los valores más altos es para poner a prueba el algoritmo a implementar bajo condiciones más estrictas y con el propósito reflejar la factibilidad de ahorrar en costos por la IRVE al escoger un factor de demanda menor, mientras sea apropiado para satisfacer la demanda y de esta manera, no sobredimensionar la CS.

La potencia instalada para una IRVE puede ser calculada según la ecuación (1).

$$P_{IRVE} = N^{\circ} \text{estacionamientos} \times P_{lote} \times F_d \quad (1)$$

Donde:

P_{lote} = Potencia máxima para cada estacionamiento.

F_d = Factor de demanda

De esta manera, las potencias instaladas para las CS son 63 kW, 550 kW y 500 kW para los casos 1, 2 y 3 respectivamente.

2.2.4. Tipos de EVs

A continuación, se realizará una breve revisión de los tipos de EVs existentes en la actualidad. En primer lugar, está el clásico vehículo eléctrico a batería, en donde la batería es la única fuente de energía usada para mover el vehículo y mantener los servicios secundarios. Luego, también están los vehículos híbridos, los cuales a su vez pueden ser categorizados según su grado de electrificación, pero en esta investigación se centrará en los vehículos híbridos enchufables puesto que estos tienen la posibilidad de cargar en la estación. Por último, cabe mencionar a los vehículos con celda de combustible de hidrógeno enchufables (PFCEV), pero que aún están en fase de investigación y solo se pueden encontrar modelos no enchufables como el Toyota Mirai, así que serán descartados.

Se tiene que los PHEV representan un 35% del total de las ventas de EVs ([22]) en Chile y a nivel mundial tiene un porcentaje similar [3], por lo cual es de importancia considerarlos como posibles usuarios de la estación. De aquí en adelante al referirse a los EVs se hará referencia a los BEV y PHEV a menos que se indique lo contrario.

Para los PHEV se asume que preferirán realizar una recarga en una CS que recargar combustible en una gasolinera por el factor económico, es decir, sale más barato. Como referencia en el mes de mayo el precio de la electricidad y de la gasolina (para 93, 95 y 97 octanos) es de aproximadamente 85 \$/kWh y 1.100 \$/L respectivamente, y de \$850 para el diésel [23]. Considerando una eficiencia para los EVs de 190 Wh/km [12], cargos fijos para una tarifa BT1 del mes de mayo según [24] y una eficiencia para los ICE de 7,2 litros para 100 km [25], se tiene que el costo para recorrer 100 km es de \$1.620 para los EVs, mientras que para los ICE es de \$7.920, es decir, un costo casi 5 veces mayor al de los EVs. Ahora, este es costo por energía suministrada en un hogar, pero en una CS el costo puede ser mayor. Tomando como referencia la experiencia de conducir un EV de [26], el costo en una estación es de unos \$3.000 a \$6.000, valor que sigue siendo menor al de un vehículo a gasolina.

2.2.5. Niveles de potencia de los EVs

En cuanto a las características de potencia de los EVs, a nivel mundial se tiene que los valores no suelen exceder los 11kW de potencia para la carga AC nivel 2 como se indica en [27], más aún, para 2040 se proyecta que a lo más un 40% de los EVs alcanzarían este valor. En Chile esta situación se replica ya sea para vehículos livianos de pasajeros o comerciales como se muestra en la Tabla 2.5, donde se consideran los 10 EVs más vendidos en Chile. Por lo tanto, la gestión de carga cobra una mayor relevancia en los casos 1 y 3 debido a que la limitación de carga es más estricta.

Tabla 2.5 Características de EVs presentes en Chile ([28]).

No.	Modelo	Tipo de EV	Tiempo aproximado de carga (Carga nivel 2 AC)	Potencia de carga(kW)
1	Hyundai IONIQ	BEV	6h 15m	7,2
2	Nissan Leaf	BEV	6h 45m	6,6
3	Maxus EV30	BEV	5h 30m	7,0
4	Mitsubishi Outlander	PHEV	4h	7,7
5	Maxus eDeliver 3	BEV	7h	7,2
6	BMW i3	BEV	4h 15m	11,0
7	Volvo XC60	PHEV	3h	3,7
8	Volvo XC90 II	PHEV	3h	3,6
9	Volvo XC40	PHEV	3h	3,7
10	Renault Kangoo Fase 2	BEV	8h 45m	4,6

NOTA: De 0 a 100% del SOC.

Teniendo en cuenta que se planifica un aumento en el nivel de penetración en Chile y el mundo, acompañado de una mayor accesibilidad, un mayor desarrollo de la tecnología de los EVs y que varios de los vehículos presentados anteriormente no cuentan con carga DC, se considerarán los vehículos con mejores características presentados en la Tabla 2.6, los cuales son todos BEV. En la Tabla 2.7 se muestra además la capacidad y autonomía de estos vehículos. Si bien los PHEV podrían utilizar las estaciones, se considerarán solo BEVs ya que estos presentan un mayor desafío para la gestión de carga por sus niveles de potencia de carga.

Tabla 2.6 EVs presentes en el mercado a nivel mundial [12].

No.	Modelo	Tiempo aproximado de carga (Carga nivel 2 AC)	Tiempo aproximado de carga (Carga DC)
1	Audi e-Tron Sportback 55 quattro	9h 15m para 11 kW	26m para 155 kW
2	BMW iX3	8h 45m para 11 kW	27m para 150 kW
3	Tesla Model 3	8h 30m para 11 kW	21m para 250 kW
4	Hyundai IONIQ Electric	6h 15m para 7.2 kW	47m para 44 kW
5	Jaguar I-Pace EV400	9h 15m para 11 kW	44m para 104 kW
6	Kia e-Niro 64kWh	10h 30m para 7.2 kW	44m para 77 kW
7	Mercedes EQC 400 4MATIC	8h 45m para 11 kW	35m para 112 kW
8	Nissan Leaf e+	10h para 6.6 kW	35m para 100 kW
9	Porsche Taycan Plus	9h para 11 kW	20m para 262 kW
10	Volkswagen ID.3 Pro S	8h 15m para 11kW	36m para 125 kW

NOTA: los tiempos de carga aquí mostrados consideran la carga del 20% al 80% de la capacidad máxima de cada EV.

Tabla 2.7 Capacidad y autonomía de los EVs indicados en la tabla 2.6 [12].

No.	Capacidad (kWh)	Autonomía (km)
1	86,5	375
2	74,0	360
3	76,0	455
4	38,3	250
5	84,7	365
6	64,0	370

Continuación Tabla 2.7.

7	80,0	370
8	56,0	325
9	83,7	460
10	77,0	450

2.2.6. Disponibilidad de V2G

La tecnología V2X hace referencia a la capacidad de un EV de entregar energía a una carga X como puede ser una vivienda (V2H) o incluso a otro EV (V2V). En particular es de interés trabajar con EVs con la disponibilidad de entregar energía a la red. Según una encuesta australiana [29] un 72% de los propietarios de EVs están interesados en la tecnología V2G o V2L (vehicle-to-load) y un 66% de los no propietarios también lo están, por lo tanto es una tecnología con un gran potencial.

En la actualidad tan solo 3 modelos de EV tienen integrada la tecnología V2X y solo dos con la tecnología V2G. La marca Nissan cuenta con dos modelos que incorporan tecnología V2G, el Nissan Leaf y el Nissan e-NV2000 ([30], [31]), mientras que Kia tienej el modelo EV6 con un sistema V2L (Vehicle-to-Load) [32], y cabe hacer una mención a modelos Hyundai IONIQ 5 modificados usados para proyectos pilotos [33]. En cuanto a Chile tan solo se encuentra disponible el modelo Nissan Leaf, sin embargo, se espera que la cantidad de modelos con la tecnología V2X aumenten con el paso del tiempo así que, para añadir variabilidad al modelo, se asumirá que todos los EVs presentes en la estación cuentan con la tecnología V2G incorporada y se seleccionarán 3 vehículos de manera aleatoria que para que estén disponibles para brindar este servicio de manera auxiliar de ser necesario. Por lo anterior, el caso residencial se subdividirá en dos casos más, sin V2G (caso 1.1) y con V2G (caso 1.2). Debido a la variabilidad y poca flexibilidad de tiempo de los casos 2 y 3, no se incorporará los servicios V2G para estos casos.

2.2.7. Perfil de carga de los usuarios de EVs

El perfil de carga de los usuarios de EVs es un punto importante de analizar considerando los factores involucrados (tiempo de conexión y desconexión, SOC inicial, tiempo de carga o descarga y SOC de la batería buscada). En la literatura se pueden hallar

revisiones acerca de la información de carga de EVs disponibles. En [34] se presenta información que abarca distintos aspectos como lugar de carga, sesiones de carga, tráfico, encuestas, vehículos registrados mientras que en [19] se presenta información principalmente respecto a tendencias en la industria, patrones de conducción, hábitos de carga y baterías. De aquí cabe destacar que la información concerniente a hábitos y sesiones de carga es la más relevante para esta investigación. Como se mencionó en la sección 2.2.1, se tendrán 3 casos y por lo tanto 3 perfiles de demanda característicos. Mientras que en las zonas residenciales se ve una mayor demanda de energía por parte de los EVs desde el anochecer hasta la mañana del día siguiente, donde además se dispone de una mayor flexibilidad para gestionar las cargas como indicado en la revisión realizada por [35], en las zonas del caso 2 y 3 se ve en cambio un perfil de carga distinto, en donde la mayor demanda se produce durante el día como se indica en [36]. Esto es lógico puesto que en zonas residenciales los usuarios cargan sus vehículos durante la noche al llegar a sus casas del trabajo u actividades que se realizan normalmente durante el día, al contrario de las demás zonas donde el horario de carga coincide con el horario laboral puesto que los usuarios dejan los vehículos en estacionamientos públicos mientras trabajan, realizan otras actividades o esperan para seguir su viaje en el caso de CS en carreteras. Teniendo esto en mente, se espera en las simulaciones obtener un perfil de demanda en forma de “U” para el primer caso, mientras que para los demás casos se espera tener un perfil de demanda en forma de monte o “U” invertida. En la Figura 2.1 se muestran los perfiles de carga típicos en un día de semana en una estación de carga. Para simular estos tiempos de llegada y salida de los EVs se utilizará una base de datos de sesiones de carga residencial en Reino Unido del año 2.020 a 2.021 [37] para el primer caso, mientras que para los dos restantes se utilizará una base de datos de sesiones de carga pública del año 2.018 a 2.021 de la ciudad de Boulder, una ciudad del estado de Colorado en Estados Unidos [38].

Ahora, un factor a tener en mente es el SOC inicial con el cual llegan los EV a la estación, puesto que permitirá estimar cuanto tiempo deberá estar el EV conectado a la estación, la energía a suministrar y por ende la demanda máxima. Según [39] la distancia diaria media recorrida al año es de unos 31 kilómetros para los países de la unión europea. Sin embargo, se tiene que Chile fue el país con los mayores kilómetros recorridos anuales, alcanzado una cifra de 20.000 km al año o 55 km diarios [40]. Aun bajo esta situación, se tiene que los EVs

de alta gama presentados en la Tabla 2.7 no tienen mayores inconvenientes para recorrer esta distancia. Considerando este hecho, los EVs que lleguen a la CS para el caso 1 y 2 tendrán un SOC inicial que oscilará entre un 40% a 60% de la capacidad máxima, mientras que para el caso 3 debido a que estará ubicado en una autopista y por ende habrá una mayor distancia a recorrer, el SOC inicial variará entre un 20% a 60% de la capacidad máxima. De las bases de datos mencionadas en el párrafo anterior, se extraerán los tiempos de llegada $t_{arr,i}$ y duración de conexión $t_{span,i}$ típicos de los EVs de la estación para cada caso y así obtener las funciones de distribución de probabilidad (PDFs). Una vez hecho esto, es posible obtener tiempos aleatorios en base a estas funciones. Finalmente, en la simulación se excluirán perfiles de demanda de fines de semana, puesto que es en estos días donde la demanda es menor, respecto a los días de semana [41].

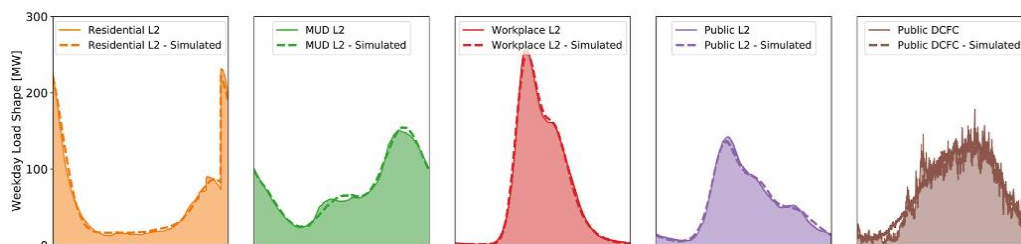


Figura 2.2 Perfiles de carga típicos en una CS para distintas ubicaciones [41]. De izquierda a derecha se muestran los perfiles de carga para: viviendas individuales, conjuntos habitacionales, zonas de trabajo, zonas públicas y zonas públicas de carga rápida.

2.3. Modelos matemáticos de la estación

2.3.1. Introducción

En la literatura y mercado se pueden encontrar diversos modelos matemáticos, funciones de optimización y restricciones implicados en los SGCs. En el caso de esta memoria, se trata de un SGC para la carga masiva de EVs y, por ende, se cuenta con varios parámetros, variables de entrada y salida. Sumado a lo anterior, el sistema inteligente a diseñar debiera ser factible de implementar en la realidad por lo que se debe considerar modelos y funciones discretas para que pueda ser procesado por los dispositivos digitales.

2.3.2. Estado de carga de la batería y sus restricciones

Hasta el año 2021 las baterías ion-litio son preferidas por sus mejores características frente a otras tecnologías [42]. No obstante, se deben tener ciertas consideraciones para

prologar su vida útil, más todavía teniendo en cuenta la incorporación de un mecanismo V2G, puesto que los ciclos de carga y descarga frecuentes, tasa de carga y descarga, temperatura, voltaje final de carga y descarga y grado de descarga degradan la batería del vehículo [34], [43]. Se tiene que el tiempo de vida de las baterías es de 8 años según las garantías de los fabricantes [44], que es cuando la batería pierde un 30% aproximadamente de su capacidad. Sin embargo, según los resultados obtenidos en [45], en donde se consideró el fin de la vida útil cuando la batería alcanzara una degradación de un 20% de su capacidad nominal inicial, se tiene que la vida útil disminuyó de 7,3 años a 5,57 años, al cambiar la corriente a la cual se cargaban los vehículos de un sexto de la corriente nominal a 4 veces la nominal. También hay que tener en cuenta que la batería debe mantener su SOC entre el 20% y 80% de la capacidad máxima, de lo contrario las pérdidas pueden aumentar hasta casi el doble [46]. Por lo anterior, se usará la expresión desarrollada en [16], pero considerando un potencia regulable para cada EV. Entonces, en vez de una potencia constante se tendrá una función dependiente del tiempo. El SOC porcentual de la batería para el i -ésimo EV del total de N puede descrita según las ecuaciones (2), (3) y (4).

$$S_i(kT) = S_i(kT - T) + \frac{1}{C_{m,i}} \cdot P_{EV,i} \cdot T \cdot 100 \quad (2)$$

Donde:

$$P_{EV,i}(kT) = k_l \cdot (k_c \eta_{ch} P_{ch,i}(kT) - (1 - k_c) \cdot \eta_{dis}^{-1} \cdot P_{dis,i}(kT)) \quad (3)$$

$$k_l = \begin{cases} 1 & \text{Modo activado} \\ 0 & \text{Modo apagado} \end{cases}, \quad k_c = \begin{cases} 1 & \text{Modo G2V} \\ 0 & \text{Modo V2X} \end{cases} \quad (4)$$

El valor de T define el periodo del tiempo de muestreo del sistema y k el instante de tiempo discreto. Se considera que $S_i(0) = S_i^{init}$, donde S_i^{init} es el estado de carga inicial con la cual el EV llega a la estación, k_l define si existe o no intercambio de energía, k_c define la dirección del flujo de energía, $C_{m,i}$ es la capacidad máxima de la batería del i -ésimo EV, η_{ch} y η_{dis} son las eficiencias de carga y descarga respetivamente, las cuales para efectos de simplicidad serán constantes. Estos valores serían de 90% y 95% respectivamente según [16] si se operará de manera óptima, pero en la práctica podrían ser menores y no ser constantes, puesto que dependen de varios factores como la temperatura, SOC y nivel de potencia de carga [36], además de los varios elementos presentes en el circuito de carga tanto externos al vehículo (transformador, protecciones y cargador) como internos (unidad de procesamiento

lógico y batería) [47]. Por lo tanto, se fijarán ambos en 85%, valor que sería esperable en la práctica [48]. Cabe mencionar que el voltaje y corriente, y por ende la potencia van cambiando conforme se va cargando la batería de acuerdo al método de carga del modelo de cada EV. Para tratar el problema de manera que general para cada vehículo, se asumirá que para cualquier SOC la ecuación (2) describe apropiadamente el proceso de carga. Las restricciones de esta ecuación están dadas por (5), (6) y (7).

$$S^{min} \leq S_i(kT) \leq S^{max} \quad (5)$$

$$P_{ch,i}^{min} \leq P_{ch,i}(kT) \leq P_{ch,i}^{max} \quad (6)$$

$$P_{dis,i}^{min} \leq P_{dis,i}(kT) \leq P_{dis,i}^{max} \quad (7)$$

Donde S^{min} , S^{max} , $P_{ch,i}^{max}$ y $P_{dis,i}^{max}$ son el estado de carga mínimo, máximo, potencia de carga mínimo y potencia de carga máximo del i -ésimo EV. Notar que como la ecuación está en porcentaje, los SOC mínimo y máximo serán iguales para cada EV, por esta razón estos valores no cuentan con el subíndice i . Se permitirá para los casos 1 y 2 que la potencia mínima a transferir sea 0 de ser necesario, mientras que para la carga rápida será de 50 kW. El $S_i^{inicial}$ estará dado por una distribución normal entre los SOC de carga mínimo y máximo como propuesto en [49]. Por último, el nivel de potencia máximo a la que cargará el vehículo será el mínimo valor entre la potencia a la que puede cargar el vehículo sin limitaciones y la máxima potencia a la que puede cargar el SAVE, tal y como muestra la ecuación (8).

$$P_{ch,i}^{max} = \min(P_{max,i}, P_{max,SAVE}) \quad (8)$$

2.3.3. Satisfacción del usuario

Para cuantificar la satisfacción del usuario por el servicio de carga se considerará la cercanía de la carga recibida S_i con el requerido por el usuario, el cual será igual a $S^{máx}$, como establecido en [50], de tal manera que se añadirán dos KPI al sistema, la media μ_S y desviación estándar σ_S del conjunto de EV cargados. La energía transferida o suministrada total por cada vehículo puede ser escrita como la sumatoria de los paquetes de energía dados por cada periodo de tiempo k en que fue cargado el vehículo sujeto a las restricciones dadas por la ecuación (9). Se suman además los indicadores del tiempo de carga medio μ_{ch} y desviación estándar σ_{ch} para estudiar la variación en los tiempos de carga de los EVs sin y

con SGC. Además, se debe considerar un factor importante en términos prácticos, que es el tiempo que le tome al algoritmo asignar apropiadamente los niveles de potencia a cada EV. Este valor será denominado como t_{op} y será calculado para cada cargador presente en la estación, equivalente al número de estacionamientos presentes. Por lo tanto, se tendrá en cuenta la media de este valor $\widehat{t_{op}}$ y el valor máximo de tiempo t_{op}^{max} que tardó el SGC en encontrar el valor óptimo para un EV.

$$\frac{C_{m,i}}{n_{ch}T} \cdot (S^{min} - S_i^{init}) \leq T \cdot \sum_{k=1}^{\Gamma} P_{EV,i}(kT) \leq \frac{C_{m,i}}{n_{ch}T} \cdot (S^{max} - S_i^{init}); \forall i \in \{1, \dots, N\} \quad (9)$$

2.3.4. Nivel de sobrecarga

Un aumento en la potencia peak puede traer consecuencias negativas para la red como sobrecarga en los alimentadores o en los transformadores ya sea disminuyendo su vida útil o provocando una falla permanente. Es por eso que es necesario limitar la potencia peak a valores seguros, es decir, aplanar la curva de demanda. En consecuencia, se fija la restricción dada por (10) mencionada:

$$\frac{(\sum_{i=1}^N P_{EV,i}(kT))}{n_{tr}} \leq P_{EVCS}; \forall k \in \{1, \dots, \Gamma\} \quad (10)$$

Donde Γ es el número total de intervalos de tiempo considerados y η_{tr} es la eficiencia del transformador la cual se considerará constante y con un valor del 97%. Se usarán el valor máximo de sobrepaso SP_{max} , número de periodos de tiempo T en los que hubo sobrepaso n_{sp} y media de los sobrepasos μ_{sp} como KPIs.

2.3.5. Carga no controlada

Se creará un modelo para simular una estación de carga no controlada para realizar una comparación. En este modelo la carga de un EV comenzará tan pronto como el vehículo sea enchufado como se indica en [13] y a la potencia máxima permitida por la instalación o vehículo según las ecuaciones (11), (8) y (12):

$$D_{EV,i} = \begin{cases} P_{ch,i}^{max} \cdot \gamma_t, & SOC_{t,i} < SOC_i^{max} \\ 0 & \end{cases} \quad (11)$$

$$\gamma_t = \begin{cases} 1, & EV \text{ aparcado en el estacionamiento} \\ 0 & \end{cases} \quad (12)$$

Donde D_{EV} es la demanda de EV y γ_t es el parámetro de control de carga.

2.4. Sumario y discusión.

2.4.1. Sumario

En base a las normas técnicas, literatura y estudios de proyección en el nivel de penetración de EVs se establecieron 3 distintos escenarios para la simulación de las CSs, lo que a su vez llevo a la determinación de las ubicaciones de las CSs, número de estacionamientos por estación, los niveles de potencia permitidos por estacionamiento, factores de demanda, disponibilidad de V2G y perfiles de demanda correspondientes a cada caso. Por otra parte, se establecieron como KPIs la relación de EV cargados, la media μ_S y desviación estándar σ_S y nivel de sobrecarga según el procedimiento señalado en la Figura 2.1. En la siguiente página se muestra la Tabla 2.8 la cual contiene un resumen de los modelos matemáticos descriptivos, las restricciones de estos modelos y los KPIs mientras que en la Tabla 2.9 se resumen las características de las CSs para cada caso. Para finalizar, en la Tabla 2.10 se indican las variables de entrada y salida para el SGC, independiente del caso.

Tabla 2.8 Resumen de modelos matemáticos, restricciones y KPIs (Elaboración propia).

Modelos matemáticos	
$S_i(kT) = S_i(kT - T) + \frac{1}{C_{m_i}} \cdot P_{EV,i} \cdot T \cdot 100$ $P_{EV,i}(kT) = k_l \cdot (k_c \eta_{ch} P_{ch,i}(kT) - (1 - k_c) \cdot \eta_{dis}^{-1} \cdot P_{dis,i}(kT))$ $k_l = \begin{cases} 1 & \text{Modo activado} \\ 0 & \text{Modo apagado} \end{cases}, \quad k_c = \begin{cases} 1 & \text{Modo G2V} \\ 0 & \text{Modo V2X} \end{cases}$	
Restricciones	
$S^{min} \leq S_i(kT) \leq S^{max}$ $P_{ch,i}^{min} \leq P_{ch,i}(kT) \leq P_{ch,i}^{max}$ $P_{dis,i}^{min} \leq P_{dis,i}(kT) \leq P_{dis,i}^{max}$ $\frac{C_{m,i}}{n_{ch}} \cdot (S^{min} - S_i^{init}) \leq T \cdot \sum_{k=1}^r P_{EV,i}(kT) \leq \frac{C_{m,i}}{n_{ch}} \cdot (S^{max} - S_i^{init}); \forall i \in \{1, \dots, N\}$	
KPIs	
<p>N_r: porcentaje de EVs que lograrán cargar en la CS respecto al total de EVs que circularon cerca de ella (Valido solo para caso 2 y 3).</p> <p>μ_S: valor medio de los SOC finales de los EVs cargados en un día en la estación.</p> <p>σ_S: desviación estándar de los SOC finales de los EVs cargados en un día en la estación.</p> <p>μ_{ch}: tiempo promedio de carga de los EVs cargados en la CS.</p> <p>σ_{ch}: desviación estándar de los tiempos de carga de los EVs cargados en la CS.</p> <p>SP_{max}: valor máximo de sobrepaso respecto a la potencia instalada.</p>	

Continuación Tabla 2.8.

n_{sp} : número de periodos de tiempo T en los que hubo sobrepaso.

μ_{sp} : valor medio de los sobrepasos ocurridos en los distintos periodos de tiempo.

\widehat{t}_{op} : tiempo promedio empleado para calcular la potencia optima por iteración.

t_{op}^{max} : tiempo máximo de duración de una iteración.

Tabla 2.9 Características de las CS para cada caso (Elaboración propia).

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Potencia máxima por estacionamiento (kW)	7	22	100
Potencia mínima por estacionamiento (kW)	0	0	40
Número de estacionamientos	30	50	10
SOC inicial	40% a 60% (distribución normal)	40% a 60% (distribución normal)	20% a 60% (distribución normal)
Factor de demanda	0,3	0,5	0,5
Potencia instalada de la estación (kW)	62	550	500
Ubicación de la estación	Edificio o conjunto habitacional	Estaciones de autoservicio público o electrolinerías	Autopistas
Disponibilidad de V2G	Sí.	No.	No.
Número de EV disponibles con V2G.	3	-	-

Tabla 2.10 Variables de entrada y salida para cada CS (Elaboración propia).

Variables de entrada	Variables de salida
$t_{arr,i}, t_{span,i}, C_{m,i}, S_i^{init}, P_{ch,i}, P_{dis,i}, N$	$P_{EV,i}$

2.4.2. Discusión

En [27] se indica que hasta el año 2.020 en su mayoría los EVs livianos tienen una potencia de carga de alrededor de los 4 kW, seguido de los EVs con potencia de carga alrededor de los 7 kW, representando en total un 87% de las potencias de carga existentes. Este mismo artículo realiza una proyección para los niveles de potencia de carga para el año 2.040 considerando el recambio generacional de vehículos en los próximos 5 a 10 años. Se proyecta que en su mayoría los EVs tienen una potencia menor o igual a los 11 kW, es decir, aproximadamente el doble. Por lo tanto, se esperaría que para el caso 1 el SGC juegue un papel importante debido a la potencia limitante de 7 kW, no así para el caso 2 donde según la normativa el nivel de potencia mínimo por estacionamiento es de 22 kW, por lo que

difícilmente se excederán los límites para una estación con vehículos livianos, situación diferente para si se incluyeran EVs de carga pesada, por ejemplo. Para el caso 3, no se han encontrado proyecciones acerca de la evolución de las potencias de carga, sin embargo, en el año 2.022 la mayoría de puntos de carga operan a 50 kW en Chile [10]. Se asumirá que para el año 2.040 la potencia de carga típica en DC será del doble, es decir, de 100 kW. Según lo mostrado en la Tabla 2.6, los EVs suelen tener una carga en DC con una potencia ligeramente superior a los 100 kW, salvo algunas excepciones. Se asumirá que el modelo Hyundai IONIQ tiene una potencia de carga DC de 50 kW para que este de acorde a la norma indicada en la Tabla 2.3. De esta manera todos los EV tendrán como potencia mínima de carga los 50 kW como establecido anteriormente, hasta los 100 kW. La demanda máxima para el caso 3 es de casi 1000 kW, pero según el factor de demanda, no se debiera sobrepasar los 500 kW. Por lo tanto, el SGC también jugará un rol importante para el caso 3.

El trabajo es de acorde a los ejes de la estrategia nacional de electromovilidad puesto que se enfoca en la infraestructura de la red de carga para diferentes escenarios.



3. Diseño del hub

3.1. Introducción

Un hub de energía (EH por sus siglas en inglés) es un sistema multi energía donde participan distintos portadores de energía de entrada y múltiples demandas como salida. Aquí la energía puede ser convertida, condicionada o almacenada. Los portadores de energía pueden ser electricidad de la red eléctrica o gas de un complejo de tuberías, por ejemplo. Las demandas podrían ser para consumo de electricidad, calefacción, enfriamiento o generación de gas [18]. El EH puede tener diversas estructuras, en nuestro caso no solo la CS puede tratarse como fuente o demanda de energía, dependiendo de si se esté entregando o no energía a la red respectivamente, sino cada EV en particular puede tratarse como un agente en el sistema a diseñar, como los EVs del caso 1.2.

3.2. Esquema del hub de energía

En la Figura 3.1 se ilustra el EH en donde se encuentra la estación de carga. La CS podría interactuar con otras cargas como conjuntos habitacionales o edificio de oficina para suministrarles energía directamente. De la misma manera, la CS puede obtener o suministrar energía a la red eléctrica. Para el escenario residencial se considerará un flujo bidireccional mientras que para los demás casos se considerará un flujo de energía unidireccional como indicado en la sección 2.2.6.

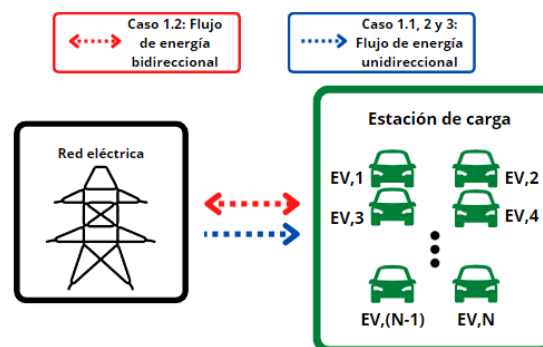


Figura 3.1 Esquema del EH para la CS (Elaboración propia).

El cómo y cuándo se cargarán los EV estará determinado por las preferencias del usuario y los requerimientos de la empresa distribuidora y la infraestructura asociada. Los EVs cargarán en la CS con la posibilidad de ser programados y manipular la potencia de salida, opción con la que ya algunos cargadores cuentan ([51], [52]). Para el caso residencial los EVs habilitados para prestar servicios V2G podrán entregar energía en el punto de PCC, de tal manera que, al acercarse al límite de potencia instalada de la CS, estos vehículos podrán suministrar la energía faltante y obtener beneficios económicos.

3.3. Integración con SmartMeter

Los SmartMeters son dispositivos capaces ofrecer diversos servicios como establecer una comunicación bidireccional entre las empresas de distribución y los usuarios, medición automática o procesamiento de información. En específico, ofrece la capacidad de control remoto en tiempo real, facturación múltiple de diferentes precios de electricidad y realizar mediciones bidireccionales, elemento de gran importancia considerando servicios V2X. El dispositivo también es capaz de recibir instrucciones de la empresa distribuidora o la compañía prestadora de servicios de electromovilidad para cambiar los periodos de carga en base a criterios técnicos, como disminuir la potencia peak, o económicos, como cargar fuera de hora punta [53]. Este dispositivo en conjunto con los cargadores serán los agentes responsables de gestionar la carga de los EVs. El flujo de información se indica en la Figura 3.2.

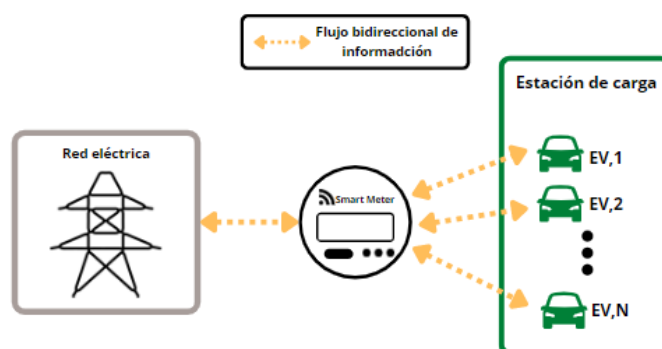


Figura 3.2 Diagrama del flujo de información en la CS (Elaboración propia).

3.4. Resumen

Los agentes involucrados en el EH serán los mismos EVs, donde en el caso 1.2. se considerará un flujo de energía bidireccional. El flujo de información también será bidireccional para cada caso, de manera de monitorear los EVs y gestionar la carga cuando sea pertinente mediante el uso de los cargadores y el SmartMeter.



4. Estrategia de control de carga

4.1. Introducción

La carga de EVs en una estación puede ser coordinada, es decir, se aplica una estrategia de control en base a los servicios que se quieren implementar, los cuales a su vez definirán funciones objetivo a optimizar sujetas a restricciones, o bien, puede ser no coordinada, en donde no existe una gestión de carga. Existen diferentes esquemas o configuraciones de una estación para el control de carga de EVs, cada uno con sus ventajas y desventajas que deben ir de acorde con la estrategia de control escogida. En [13], se clasifican los esquemas de control de carga en centralizados, descentralizados y jerárquicos, donde los dos últimos mencionados corresponden a sistemas de carga distribuidos, en los cuales la carga computacional es compartida entre distintos agentes. Los esquemas descentralizados comparten la carga computacional (recursos de software y hardware dedicados a monitorear, gestionar y calcular los niveles de potencia para cada EV) a través de todos los EVs mientras que el esquema jerarquizado comparte esta carga a través de los EVs y agregadores, el cual es el nombre por el que se designa de manera general en la literatura a los intermediarios entre la red y los usuarios de EVs. Estos podrían ser una empresa distribuidora, compañías que brinden servicios relacionadas a la IRVE, un operador de flota de EVs o un dispositivo de comunicación en el transformador. En la Figura 4.1 se resumen los tipos de gestión de carga.

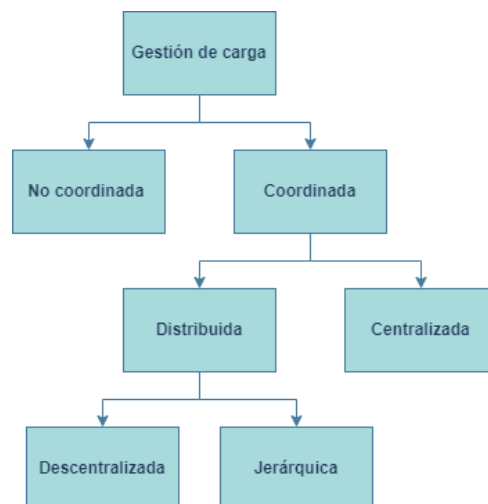


Figura 4.1.1 Tipos de gestión de carga (Elaboración propia).

Además, estrategias de carga pueden ser clasificadas en tipo offline, basadas en predicción de la demanda, u online, basadas en operaciones recursivas, en otras palabras, el cálculo sobre cuál será la potencia a entregar a cada EV y por cuanto tiempo se ejecuta se manera iterativa en tiempo real hasta alcanzar un óptimo. Otro factor a tener en consideración es si el tipo de tasa de carga es variable o discreta, es decir, si la manipulación en los niveles de potencia se realiza dentro de un rango acotado como puede ser el valor mínimo y máximo al que puede cargar un EV o si el valor fijado para cargar debe estar dentro de un conjunto discreto de valores.

Por último, también es necesario definir el algoritmo a utilizar para decidir cómo y cuándo cargar los EVs. Todos los factores anteriormente mencionados serán debidamente definidos en este capítulo para diseñar la estrategia de control.

4.2. Elección del sistema de control de carga para EVs

Se ha escogido un sistema de control de carga distribuido principalmente por su escalabilidad para trabajar con un mayor número de EVs, al contrario que un sistema de carga centralizado. Esto es debido a que un sistema centralizado recibe la información de todos los EVs para realizar los cálculos y encontrar el punto óptimo de operación. A mayor número de EVs, mayor es el tráfico de información a tal punto que es posible que se forme un cuello de botella, es decir, una congestión de información, lo que conlleva a una ralentización de los tiempos de respuesta. Esto hace que sea necesario mejorar la infraestructura de comunicación y por ende los costos de inversión aumentan. Sumado a lo anterior, el esquema centralizado cuenta con una menor confiabilidad, puesto que, ante una falla en el agregador, el sistema entero podría colapsar. Por otra parte, la privacidad de la información puede ser un tema no menor para algunos usuarios. Por todo lo mencionado anteriormente, el esquema centralizado es descartado como posible esquema de control.

Ahora, como mencionado en la introducción, uno de los tipos de esquemas de control de carga distribuido es el descentralizado, no obstante, este esquema también puede ser catalogado en dos tipos, el esquema descentralizado tipo 1 D(T1) y el esquema descentralizado tipo 2 D(T2). El esquema D(T1) requiere una comunicación entre los distintos EVs de la estación para la planificación de la carga hasta llegar un equilibrio. No

obstante, al aumentar el número de EVs se llega al mismo problema del esquema centralizado en cuanto a que existe una congestión en la comunicación. El esquema D(T2) resuelve este problema mediante la incorporación de un agregador indirecto, el cual recolecta cierta información y transmite una señal de control a los demás EVs, pero este agregador no realiza los cálculos ni recibe la información directamente como en un sistema centralizado. De esta manera se resuelve el problema de la sobrecarga en la red de comunicación.

Por último, falta mencionar al esquema jerarquizado. Este esquema combina características de los esquemas centralizados y descentralizados en mayor o menor medida. El esquema puede ser dividido en 5 subtipos, sin embargo, los esquemas H(T1) al H(T4) presentan una vulnerabilidad ante fallas similar al esquema centralizado, por lo mencionado anteriormente, el esquema H(T5) sería la mejor opción de este tipo. Este esquema consiste de varios agregadores, cada uno gestionando una parte del total de EVs de la estación, en caso de falla entre dos agregadores, la información puede circular por otro camino. No obstante, los EVs conectados al agregador en falla quedarán sin control de carga.

Dado el análisis realizado en los párrafos anteriores, el esquema D(T2) es considerado el indicado para implementar en la estación de carga. El SmartMeter será el agregador indirecto obtendrá los valores de potencia en cada instante de tiempo y los costos correspondientes. Esta información será transmitida a los cargadores que están siendo gestionado para realizar la gestión de carga y cobros según corresponde. Por ende, los cargadores gestionados por el SmartMeter serán los responsables de procesar la información restante, esto es, los tiempos de carga y los SOC de cada EV.

4.3. Diseño del algoritmo

Como mencionado en la sección 1, las variables de entrada son los tiempos de llegada y salida a la estación y las características de los EVs que llegan a esta. Primero se verificará que vehículos salen y llegan en un instante de tiempo dado. Cada uno de estos vehículos será conectado a un cargador si es que el cupo de la estación lo permite para los casos 2 y 3. Luego, en base a los modelos, restricciones y KPIs resumidos en la Tabla 2.1, se tiene que la función local escogida a optimizar por parte de cada cargador de manera independiente está dada por la expresión (13).

$$\min_{P_{ev,i}} (T_i \cdot P_{EV,i} - B_i)^2 \quad (13)$$

Donde:

T_i : es el vector con el número de periodos de tiempo que se espera que el i-ésimo EV este en la CS.

$P_{EV,i}$: es el vector de los niveles de potencia del i-ésimo EV para cada periodo de tiempo que el vehículo este en la estación.

B_i : es la energía que debe suministrar el cargador conectado al i-ésimo EV.

La ecuación para calcular B_i esta dada por (14).

$$B_i = \frac{(0.8 \cdot C_{m,i} - S_i^{init})}{n_{ch}} \quad (14)$$

Cada cargador calculará la potencia óptima para cada EV, información que será reenviada al SmartMeter el cual verifica que la demanda total de los EVs no exceda los límites permitidos en la CS. Para el caso residencial 1.2. en caso se exceder la capacidad de la estación, se calculará la potencia óptima a suministrar por parte de los EVs habilitados con V2G para que de esta manera suplir la demanda restante. Para ello es necesario calcular la diferencia $P_{dif,V2G}$ entre la demanda de los EVs y el límite de la CS según la ecuación (16), para luego calcular la potencia $P_{V2G,j}$ que deberá suministrar cada j-ésimo vehículo con V2G de acuerdo a la ecuación (17). Una vez calculados estos términos, se busca minimizar la función (15). El propósito de esto es que, además de que estos EV puedan obtener beneficios económicos, es que los demás vehículos no tengan que disminuir, en lo posible, sus niveles de potencia y así cargar apropiadamente en el intervalo de tiempo que estarán conectados a la CS. Se supondrá que estos vehículos tendrán un SOC del 80% de su capacidad máxima y que deberán cumplir con la restricción (5) para prolongar su vida útil.

$$\min_{P_{ev,j}} (T_j \cdot P_{V2G,j} + P_{V2G,j})^2 \quad (15)$$

Donde:

$$P_{dif,V2G} = \frac{(\sum_{i=1}^N P_{EV,j}(kT))}{n_{tr}} - P_{EVCS} \quad (16)$$

$$P_{V2G,j} = P_{dif,V2G} \cdot \frac{P_{EV,j}(kT)}{\sum_{i=1}^N P_{EV,j}(kT)} \quad (17)$$

Ahora bien, si no es posible mantener la demanda bajo el límite aceptable, entonces la última opción es disminuir el nivel de potencia de los EVs. Este procedimiento se realizará de manera proporcional según la demanda de cada EV, es decir, entre mayor sea su demanda respecto al total de vehículos presentes en la estación, mayor será la disminución del nivel de potencia asociado al vehículo. Para realizar esta operación se utilizarán las expresiones (18), (19) y (20).

$$P_{dif} = \frac{(\sum_{i=1}^N P_{EV,j}(kT))}{n_{tr}} - P_{EVCS} \quad (18)$$

$$P_{dif,i} = P_{dif} \cdot \frac{P_{EV,i}}{\sum_{i=1}^N P_{EV,i}(kT)} \quad (19)$$

$$P_{EV,i} = P_{EV,i} - P_{dif,i} \quad (20)$$

Por último, se verificará si en el periodo de tiempo presente algún vehículo ha alcanzado el valor de carga esperado S^{max} para reducir su potencia a 0. Un hecho importante es que los tiempos de carga no necesariamente coinciden con los tiempos de llegada y a salida a la estación. Por ejemplo, puede que un vehículo este estacionado por 2 horas, pero la carga esperada sea alcanzada en tan solo una hora. De la misma manera, puede que un vehículo necesite 2 horas para alcanzar la carga ideal, pero tan solo este estacionado 1 hora.

En la Figura 4.2 se muestra la estructura general de optimización. Primero se identifica si en un periodo de tiempo hay vehículos o no en la estación y si se desconectan en ese instante. Luego, se identifica si algún vehículo ha llegado a la CS y si hay algún cupo disponible para que pueda estacionar y cargar. Como tercer paso cada cargador identifica el intervalo de tiempo en el cual el EV estará conectado. En el cuarto paso se calcula la potencia óptima para cada EV según la ecuación (13). El quinto paso es en el cual esta información es transmitida al SmartMeter para que este pueda realizar las comprobaciones necesarias. Si no

se excede el límite de la estación, entonces cada EV cargará como mejor le convenga. Si, se excede el límite, entonces la diferencia será suministrada por los vehículos V2G, desde ahora en adelante denominados “EVs auxiliares”. Si aun así el límite es excedido, las potencias óptimas de cada EV serán disminuidas proporcionalmente.

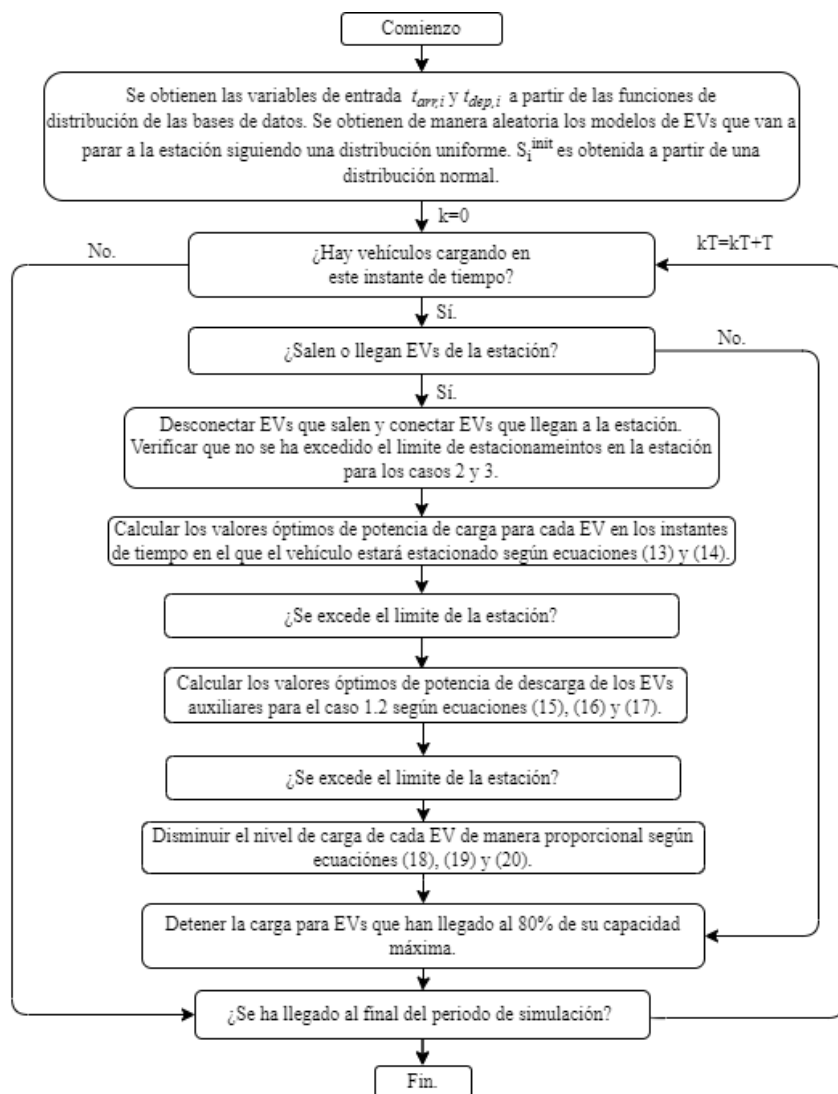


Figura 4.2 Diagrama general del flujo de la metodología de optimización (Elaboración propia).

Por último, para resolver cada problema local, se requiere identificar las características matemáticas de este problema para así, encontrar una función para resolverlo. Las funciones (13) y (15) a optimizar para cada EV es de tipo suave no lineal, mientras que las restricciones (5), (6) y (7) son de tipo lineal. En consecuencia, se utilizará la función ‘*fmincon*’ proporcionada por MatLab. Esta función a su vez permite escoger entre varios métodos de

optimización. Se escogerá el método '*interior-point*' puesto que es apto para operar en problemas de gran escala, es decir, de varias dimensiones, como el cual se está tratando. La ventaja de este método es que no necesita almacenar ni operar en matrices completas, sino que trabaja con matrices dispersas, esto es, matrices con las cuales la mayor parte de sus elementos son ceros.



5. Simulación de la estación de carga

5.1. Introducción

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones para cada uno de los casos. Primero, las bases de datos una vez descargadas fueron “limpiadas”, es decir, se eliminaron datos de sesiones de carga incompletos, errores claros de medición, elementos vacíos, entre otros. Una vez hecho esto los conjuntos de datos fueron procesados en MatLab para obtener las PDFs para luego se procedió a obtener las variables de entrada (tiempos de llegada y duración de carga) en función de las PDFs. El tiempo de conexión mínimo considerado fue de 1 hora para los casos 1 y 2, mientras que para el caso 3 fue de media hora con una desviación estándar de 6 minutos. El periodo del tiempo de muestreo escogido es de 3 minutos. Este valor fue seleccionado mediante prueba y error hasta alcanzar un punto lo suficientemente exacto para obtener resultados más realísticos sin que se agotaran los recursos computacionales. En la práctica los vehículos llegan y salen en intervalos de tiempo continuos y los dispositivos electrónicos son capaces de operar en intervalos de tiempo menores a un segundo.

Determinar el número de flujo vehicular de EVs en torno a una CS y cuáles de estos vehículos cargarían en estación requiere de un análisis específico del tráfico vehicular en la ubicación donde se encuentra. Como se quiere realizar un análisis general, se determina el flujo de manera experimental para el caso 2 y 3 de tal manera de lograr la curva típica de demanda en forma de monte para los casos de estación pública como indicado en [54], de manera proporcional al número de estacionamientos disponibles en la estación.

5.2. Funciones de distribución de probabilidad para t_{arr} , t_{span} y t_{end}

Haciendo uso de la función “*fitdist*” proporcionada por MatLab y probando con distintas PDFs se llegó a que la distribución de probabilidad de “*kernel*” es la que mejor se ajusta a los conjuntos de información de las bases de datos, tanto para el caso residencial o los casos de carga pública.

5.2.1. Caso 1: escenario de carga residencial

Utilizando la base de datos de sesiones de carga para el caso 1, se obtuvieron los histogramas y las PDFs de t_{arr} y t_{span} , las cuales se muestran en la Figura 5.1 y la Figura 5.2. Estas gráficas son coherentes con lo que uno vería en la realidad, puesto que la mayor concentración en los tiempos de llegada empieza en la tarde que es cuando acaba la jornada laboral. Luego, en la Figura 5.3, se observa que la hora de salida más típica es alrededor de las 7 de la mañana, coincidiendo con el comienzo del horario laboral. También cabe destacar que los tiempos de carga típicamente suelen tardar unas 4 horas. Los vehículos en general están desde la tarde hasta la mañana del día siguiente estacionados, el cual es un periodo mayor a 4 horas. Por lo tanto, se espera que el SGC pueda manipular los niveles de potencia para que, de esta forma, los EVs se recarguen de tal manera de no sobrecargar la IRVE. Por ejemplo, alargar un periodo de carga de 4 horas a 9 horas con el fin de evitar una sobrecarga en la estación en las horas críticas, las cuales cabe destacar coinciden con el horario punta en Chile (de 18 a 22 h para el SEN-SING durante todos los meses del año mientras que para el SEN-SIC durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábados, domingos y festivos de dichos meses [55]). Ahora, para que estas variables de entrada sean coherentes entre sí, t_{end} , se obtendrá sumando el tiempo de duración de carga con el tiempo de llega, ya que de otra forma podría darse el caso que t_{end} ocurra en un tiempo menor a t_{start} , lo cual no tendría sentido.

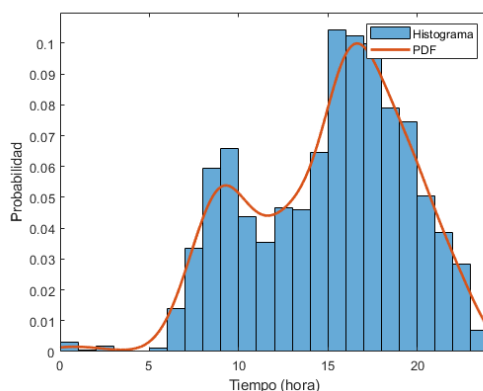


Figura 5.1 Histograma normalizado y PDF de los tiempos de llegada en un día de semana (Elaboración propia).

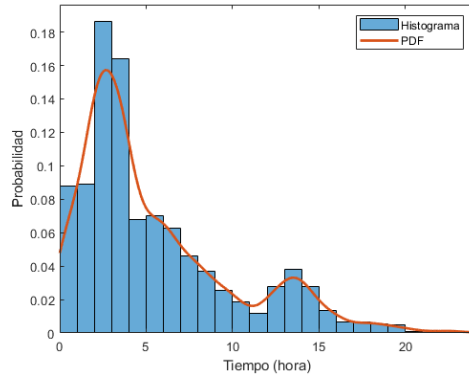


Figura 5.2 Histograma normalizado y PDF de los tiempos de carga en un día de semana (Elaboración propia).

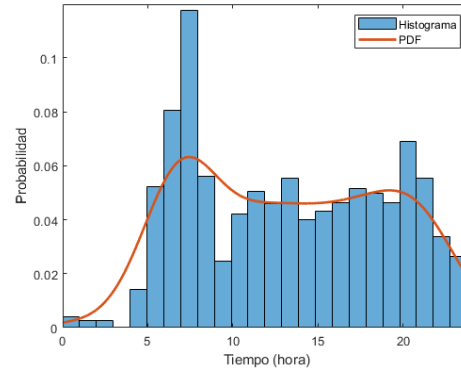


Figura 5.3 Histograma normalizado y PDF de los tiempos de salida en un día de semana (Elaboración propia).

5.2.2. Caso 2: escenario de carga pública

Para el caso 2, en la Figura 5.4, Figura 5.5 y Figura 5.6 se muestran los histogramas y PDFs para los tiempos de llegada, duración de carga y salida de los EVs, respectivamente. Contario al primer caso, es más probable que la carga se realice dentro del horario laboral. La duración de la carga para el estacionamiento del caso 2 es considerablemente menor, siendo lo típico que sean unas 2 horas, lo que era de esperarse debido a que a que la carga pública suele realizarse a una mayor potencia.

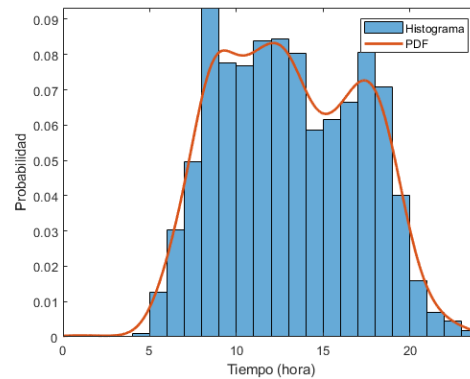


Figura 5.4 Histograma y PDF de los tiempos de llegada típicos a una CS pública en un día de semana (Elaboración propia).

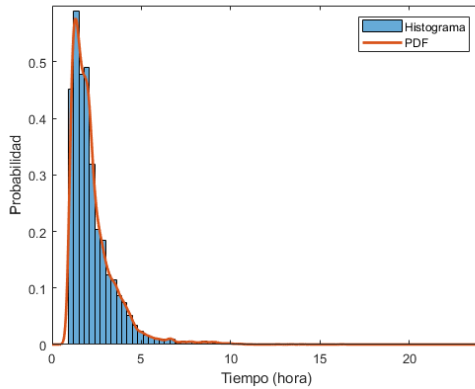


Figura 5.5 Histograma y PDF del tiempo de carga en una CS pública en un día de semana (Elaboración propia).

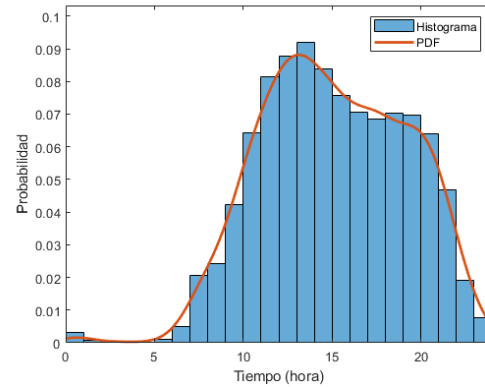


Figura 5.6 Histograma y PDF del tiempo de salida de carga en una CS pública en un día de semana (Elaboración propia).

5.2.3. Caso 3: escenario de carga rápida

No se encontró disponible información acerca de sesiones de carga rápida, sin embargo, se sabe que los tiempos de llegada y salida son muy parecidos a los del caso 2[41]. Lo diferente será la duración de la carga, en este caso, mucho menor. Por ende, los tiempos de llegada y salida seguirán la misma distribución que las PDFs mostradas en la Figura 5.4 y Figura 5.6. Para el tiempo de duración de carga se utilizará la distribución normal de media 0.5 y varianza 0.1 mostrada en la Figura 5.7, usando como base la tabla de tiempos de carga de los modelos de EVs (Tabla 2.6).

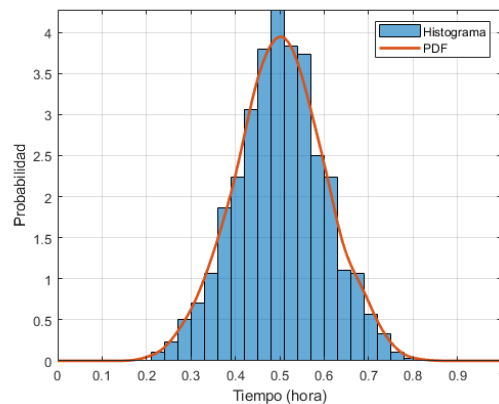


Figura 5.7 Histograma y PDF del tiempo de duración de carga en una CS rápida en día de semana (Elaboración propia).

5.3. Simulación caso residencial

5.3.1. SGC sin V2G

Para simular las condiciones iniciales tanto para el caso no controlado como por el controlado, se simuló un día con condiciones iniciales nulas como se ve en la Figura 5.8. Los valores finales de esta simulación serán las c.i. para el siguiente día. La simulación se prolonga hasta un tercer día para obtener los KPIs de los EVs que iniciaron su sesión de carga el día 2, pero no llegarán nuevos EVs a la estación puesto que solo se quiere estudiar el perfil de demanda de un día. También mencionar que durante las simulaciones se encontró con casos en los que el límite de la IRVE no fue rebasado como en el ejemplo de la Figura 5.9, sin embargo, estos casos no fueron considerados puesto que no se podía apreciar la acción del SGC y, por el contrario, se escogieron los casos más problemáticos.

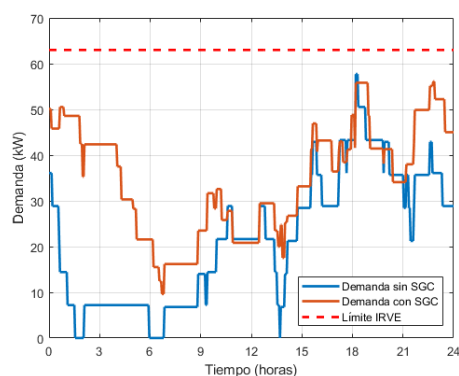
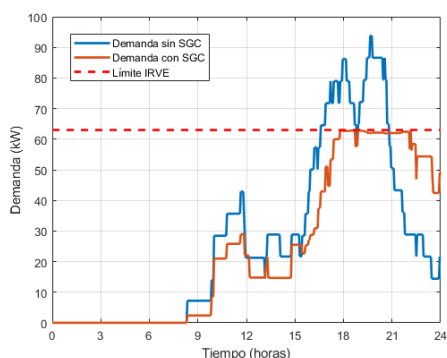


Figura 5.8 Comparación del perfil de demanda sin y con SGC en una CS para un día de semana con c.i. nulas (Elaboración propia).

Figura 5.9 Ejemplo de perfil de carga sin rebalse (Elaboración propia).

En la Figura 5.10 se muestra la comparación del perfil de demanda para el caso sin y con SGC. Para el caso sin SGC se tiene que existe una sobrecarga en la CS en un horario que cae dentro del horario punta fijado en Chile de 18 a 22 h como era de esperarse según la PDF mostrada en Figura 5.1, hecho importante a considerar en el caso de implementar una tarifa especializada para EVs a futuro. Con la implementación del SGC en la estación, ya no existe esta sobrecarga. En la Figura 5.11 se muestra la comparación de los perfiles de carga de manera individual para cada EV. Se encuentra con 2 situaciones extremas. En las primeras 3 gráficas se muestran EVs con muy poca flexibilidad, en este caso, los vehículos 3, 18 y 29. Esto quiere decir que requieren de una gran transferencia de energía respecto al tiempo de

conexión a la CS en donde no se observa un mayor cambio. Esto conllevará a que, para satisfacer sus necesidades de carga, la potencia no puede disminuir significativamente. En cambio, vehículos como el 4, 10 y 24 (últimos EVs de la Figura 5.11) al estar un mayor tiempo conectados a la estación y requerir una menor transferencia de energía en comparación, pueden aprovechar esta flexibilidad para disminuir el nivel de potencia en los momentos críticos del día. Es posible apreciar como el nivel de potencia para el caso con SGC es menor pero la demanda se prolonga por más tiempo.

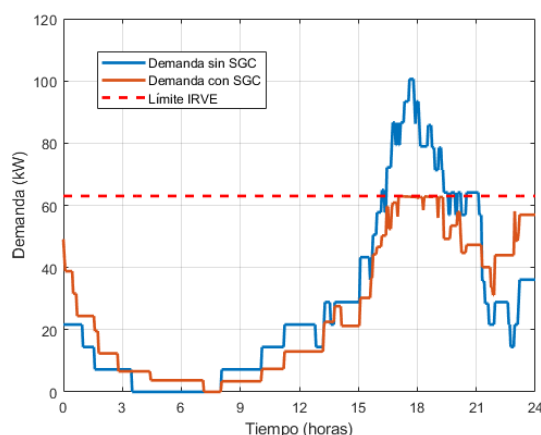


Figura 5.10 Comparación del perfil de demanda sin y con SGC para un día de semana en una CS (Elaboración propia).

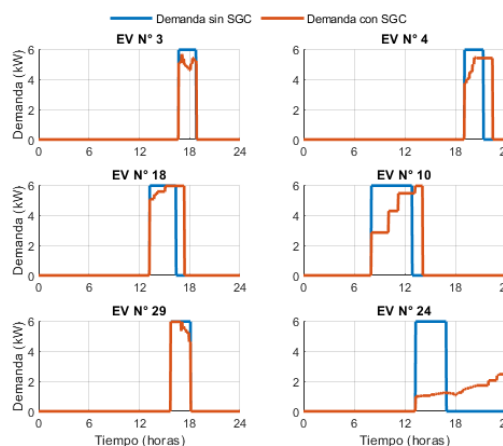


Figura 5.11 Comparación del perfil de demanda sin y con SGC para EVs en la CS (Elaboración propia).

5.3.2. SGC con V2G

Para llevar a cabo esta simulación tanto para el caso sin o con SGC, se fijó 3 EVs estacionados pero sin cargar puesto que ya tenían un SOC del 80% de su capacidad máxima. En la Figura 5.12 se muestra el resultado de la simulación para el caso 1.2. No se observa sobrepaso de la misma manera que en el caso 1.1. Sin embargo, para evitar esto se utilizó no solo la disminución en los niveles de potencia de los EVs en estado de carga, sino también que utilizó energía de los EVs auxiliares. En la Tabla 5.1 se muestra el SOC final de estos vehículos luego de prestar sus servicios. En ninguno de los casos los EVs entregaron una energía menor al 50% de su SOC, por lo que perfectamente pudieron haber seguido prestando sus servicios de ser necesarios hasta llegar a su límite de 20% de SOC. Aún así, el sobrepaso fue tal que de todas maneras algunos EVs como el 6, 7 y 28 tuvieron que reducir su demanda como se ve en la Figura 5.13. En la Figura 5.14 se muestra la energía entregada en cada intervalo de tiempo. Debido que los EVs tenían potencias de descarga iguales (7 kW), cada

uno de ellos suministró una energía equitativa en los períodos críticos.

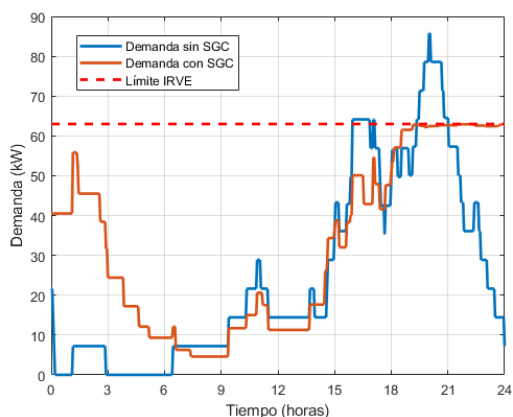


Figura 5.12 Comparación de perfiles de demanda sin y con SGC en una CS con servicios auxiliares V2G (Elaboración propia).

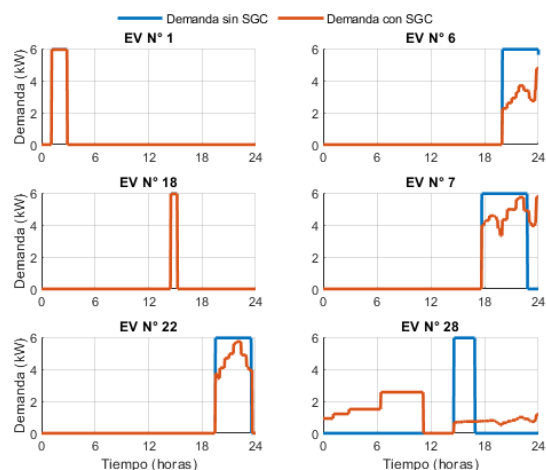


Figura 5.13 Comparación individual de perfiles de carga para EVs sin y con SGC (Elaboración propia).

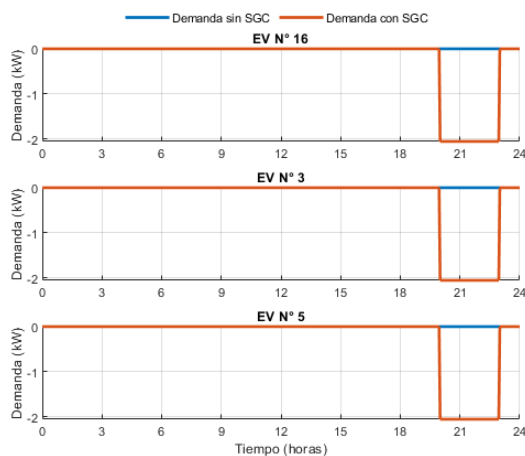


Figura 5.14 Perfiles de demanda de EVs auxiliares V2G (Elaboración propia).

Tabla 5.1 Características de los EVs auxiliares V2G (Elaboración propia).

EV	P_{ch} [kW]	C_m [kWh]	SOC final [kW]	SOC final (%)
16	7	84,7	61,58	72,71%
3	7	38,3	24,46	63,87%
5	7	86,5	63,02	72,86%
Promedio	7	69,83	49,69	69,81%

5.4. Simulación caso de carga pública

Siguiendo el procedimiento mencionado en la sección 5.1, se fija un valor de 400 vehículos a lo largo del día los cuales tienen la intención de cargar en la CS. En la Figura 5.15 se puede observar que la demanda sin y con SGC es casi idéntica. El algoritmo implementado aprovecha cada instante de tiempo que tiene disponible, por lo tanto, de todas maneras, reduce los niveles de potencia, aunque no se exceda el límite de la estación. Como señalado en 2.4.2, los niveles de potencia para EVs livianos no alcanzaría los 22 kW de potencia en su mayoría para el año 2.040, así que la SGC juega un rol menor en el escenario de carga pública como la simulación lo indica. Luego, en la Figura 5.16 se grafican de forma aleatoria 9 EVs. Aquí, se observa que los perfiles de carga individuales son similares. Cabe destacar el cambio en el perfil de carga del EV N°145 y la no carga del EV N°300 debido a que no había cupo en ese momento. Estos perfiles son coherentes con el hecho de que el perfil de demanda es ligeramente menor para el caso con SGC. Los EVs disminuirán progresivamente su demanda conforme se acerque al límite de la CS. Esto se considera como una buena característica para evitar inrush de corrientes y de esta manera la gestión de carga se realice de manera suave.

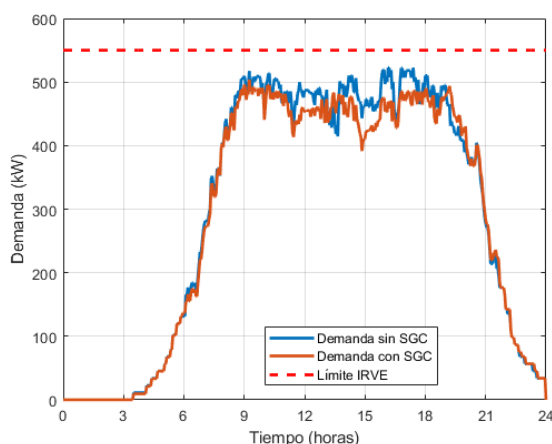


Figura 5.15 Comparación de perfiles de demanda sin y con SGC en una CS (Elaboración propia).

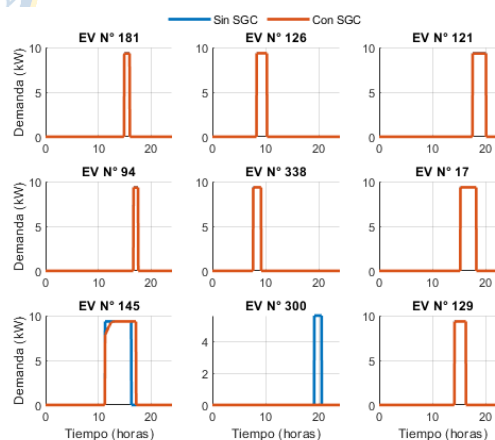


Figura 5.16 Comparación individual de perfiles de demanda sin y con SGC en una CS (Elaboración propia).

5.5. Simulación caso de carga rápida

De manera análoga a la simulación para el caso de carga pública, se llegó a un valor de 300 EVs para el caso de carga rápida, los cuales tuvieron la oportunidad de cargar en la

estación a lo largo de un día. En la Figura 5.17 se muestra la comparación del perfil de demanda para la CS sin y con SGC. Aquí es donde cobra mayor relevancia la implementación de un sistema inteligente capaz de regular la potencia de salida. A simple vista no se observa un sobrepaso en ningún momento. En la Figura 5.18 se muestran los perfiles de carga individuales para cada escenario, como los tiempos pueden durar menos de media hora se ha realizado un acercamiento a cada gráfica. Se tiene un EV que en ambos escenarios no logra encontrar un cupo en la estación mientras que para los demás EVs se ve claramente una disminución en la potencia asignada a cada EV, llegando en algunos casos a disminuir el nivel de potencia hasta en un 50% aproximadamente. Los EVs tienen que quedarse unos cuantos minutos más para intentar compensar la reducción en el nivel de potencia.

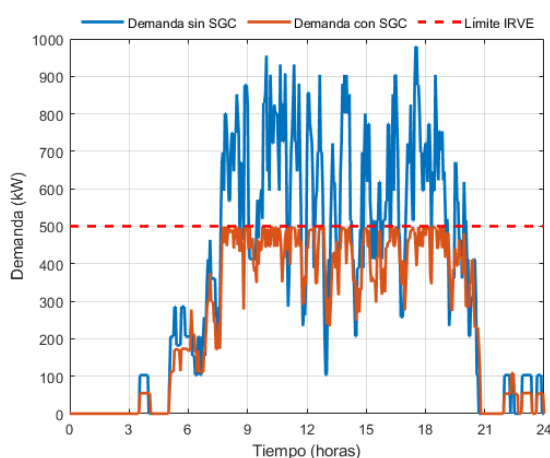


Figura 5.17 Comparación de perfiles de demanda sin y con SGC en una CS (Elaboración propia).

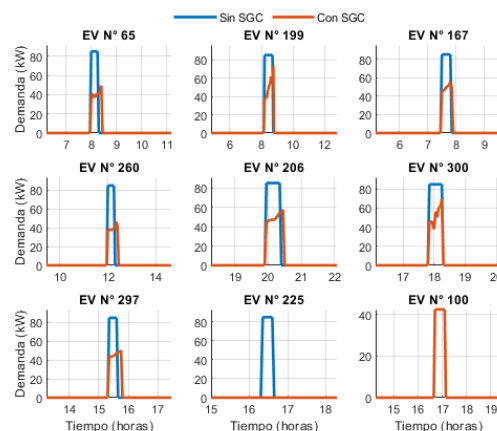


Figura 5.18 Comparación individual de perfiles de carga de EVs sin y con SGC en una CS (Elaboración propia).

6. Análisis de resultados

6.1. Análisis de resultados de la simulación del caso residencial

En la Tabla 6.1 se muestran los KPIs para los escenarios sin y con SGC. El SOC promedio es similar, lo cual es un buen indicador puesto que aún con el SGC se logra satisfacer la necesidad de carga de los usuarios. Aun así, y considerando la desviación estándar de los SOC, no hubo un cambio significativo. Los tiempos de carga se extendieron hasta 3 veces más que el caso SGC, lo cual era de esperarse debido a la disminución en el nivel de potencia. La mayor desviación estándar se puede explicar debido a los EVs con poca flexibilidad, en donde el SGC apenas puede manipular el nivel de potencia y, por ende, el tiempo. Luego, se tiene que no hubo ningún momento en el que se sobrepasara la capacidad de la estación. Por último, notar que los tiempos para el caso sin SGC no son considerados puesto que no es necesario realizar ningún cálculo, los EVs llegan a cargar directamente con la potencia máxima permitida por la estación o por ellos mismos. Para el escenario con SGC el tiempo próximo y valor máximo en ejecutarse el algoritmo fueron inferiores a un segundo. Esto hace de que sea factible su implementación en términos de velocidad de procesamiento.

Tabla 6.1 KPIs del caso 1.1 (Elaboración propia).

KPI	Sin SGC	Con SGC
μ_S	79,31%	78,76%
σ_S	2,34%	2,72%
$\mu_{t,ch}$	3h 30m	10h 37m
$\sigma_{t,ch}$	1h 6m	6h 17m
SP_{max}	37,62 kW	-0.01 kW
n_{sp}	8h 36 m	0
μ_{sp}	14,12 kW	-
\widehat{t}_{op}	No aplica.	0,0265 segundos
t_{op}^{max}	No aplica.	1,4418 segundos

Para el caso 1.2. con V2G los resultados son similares como muestra la Tabla 6.2 y. por ende, también se hace factible su implementación.

Tabla 6.2 KPIs para el caso 1.2 (Elaboración propia).

KPI	Sin SGC	Con SGC
μ_S	75,72%	75,13%
σ_S	8,58%	8,74%
μ_{ch}	2h 49m	9h 45m
σ_{ch}	1h 22 m	6h 56m
SP_{max}	22,77 kW	-0,05 kW
Tiempo de sobrepaso.	3h 45m	0
Media de sobrepaso	4,53 kW	0
\widehat{t}_{op}	No aplica.	0,0212 segundos
t_{op}^{max}	No aplica.	0,5349 segundos

6.2. Análisis de resultados de la simulación del caso de carga pública

En la Tabla 6.3 se muestran los KPIs para este escenario. Como el algoritmo hace aprovechar cada instante de tiempo que el usuario puede estar en la estación, el tiempo de carga aumenta ligeramente y por ende algunos EVs que pasan a la CS no logran cargar al estar todos los estacionamientos ocupados. En cuanto a los indicadores de SOC, se puede apreciar que tanto para el caso sin o con V2G este es bajo, se presume que puede deberse a que los estacionamientos públicos suelen usarse esporádicamente y no como fuente de recarga principal, sino que se prefiere cargar completamente en el hogar como indicado en la sección 2.2.1. En consecuencia, los usuarios pasan menos tiempo en este tipo de estacionamientos.

Tabla 6.3 KPIs del caso 2 (Elaboración propia).

KPI	Caso 2 sin SGC	Caso 2 con SGC
N° de EV cargados	338	327
N_r	84,5%	81.75%
μ_S	64,01%	64.17%

Continuación Tabla 6.3.

σ_S	13,84%	13.85%
μ_{ch}	1h 45m	1h 55m
σ_{ch}	1h 4m	1h 23m
SP_{max}	-27,32 kW	- 46,07 kW
n_{sp}	0	0
μ_{sp}	0	0
\widehat{t}_{op}	No aplica.	0,1515 segundos
t_{op}^{max}	No aplica.	0,4952 segundos

6.3. Análisis de resultados de la simulación del caso de carga rápida

En la Tabla 6.4 se muestran los KPIs establecidos para medir el desempeño del sistema. De la misma manera que en el caso 2, los tiempos de carga aumentan un poco y los de SOC finales disminuyen. Pese a esto, los SOC final promedio baja tan solo en un 10%, cercano al 80% ideal. Por ende, la satisfacción del usuario no se ve particularmente comprometida. Sin embargo, logro cumplir apropiadamente con la restricción de sobrepaso de tal manera que en ningún momento se excedió la capacidad de la estación y no hubo demora considerable en el cálculo de asignación de potencia cada EV.

Tabla 6.4 KPIs del caso 3 (Elaboración propia).

KPI	Caso 3 sin SGC	Caso 3 con SGC
Nº de EV cargados	271	243
N_r	90,33%	81%
μ_S	80,62%	71,67%
σ_S	5,32%	10,04%
μ_{ch}	19,8m	24,6m
σ_{ch}	9m	12m
SP_{max}	479,38 kW	-0,02 kW
n_{sp}	8h 57m	0
μ_{sp}	200,98 kW	0
\widehat{t}_{op}	No aplica.	0,0346 segundos
t_{op}^{max}	No aplica.	0,432 segundos

En la Tabla 6.5 se resumen los valores de los KPIs para los casos 1.1 (carga residencial), 1.2 (carga residencial con V2G), 2 (carga pública) y 3 (carga rápida).

Tabla 6.5 Resumen de los valores de los KPIs obtenidos para cada caso (Elaboración propia).

KPI	Caso 1.1 sin SGC	Caso 1.1 con SGC	Caso 1.2 sin SGC	Caso 1.2 con SGC	Caso 2 sin SGC	Caso 2 con SGC	Caso 3 sin SGC	Caso 3 con SGC
N° de EV cargados	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	338	327	271	243
N_r	No aplica.	No aplica.	No aplica.	No aplica.	84,5%	81.75%	90,33%	81%
μ_S	79,31%	78,76%	75,72%	75,13%	64,01%	64.17%	80,62%	71,67%
σ_S	2,34%	2,72%	8,58%	8,74%	13,84%	13.85%	5,32%	10,04%
μ_{ch}	3h 30m	10h 37m	2h 49m	9h 45m	1h 45m	1h 55m	19,8m	24,6m
σ_{ch}	1h 6m	6h 17m	1h 22 m	6h 56m	1h 4m	1h 23m	9m	12m
SP_{max}	37,62 kW	-0.01 kW	22,77 kW	-0,05 kW	-27,32 kW	- 46,07 kW	479,38 kW	-0,02 kW
n_{sp}	8h 36 m	0	3h 45m	0	0	0	8h 57m	0
μ_{sp}	14,12 kW	-	4,53 kW	0	0	0	200,98 kW	0
\widehat{t}_{op}	No aplica.	0,0265 segundos	No aplica.	0,0212 segundos	No aplica.	0,1515 segundos	No aplica.	0,0346 segundos
t_{op}^{max}	No aplica.	1,4418 segundos	No aplica.	0,5349 segundos	No aplica.	0,4952 segundos	No aplica.	0,432 segundos

7. Discusión y conclusiones

7.1. Sumario

En el capítulo 1 se realizó una revisión bibliográfica en el aspecto normativo, técnico y económico para luego plantear los objetivos de la memoria. Se estableció que, según la estrategia nacional de electromovilidad, se proyecta un aumento en el parque de EVs y por ende se hace necesario contar con un sistema de control de carga.

En el capítulo 2 se analizaron los factores involucrados al momento de diseñar una CS bajo distintos escenarios. Se definieron las características de la CS, los modelos matemáticos involucrados, y las restricciones tanto para la estación como para los EVs. Luego, se definieron los KPIs para analizar los resultados de las simulaciones sin y con SGC.

Se estableció utilizar bases de datos disponibles en internet con información de sesiones de carga de EVs, para obtener las entradas de tiempo mediante. En base a una distribución uniforme y distribución normal se decide obtener los modelos y SOC inicial, respectivamente, de los EVs que iban a parar a la estación.

En el capítulo 3 se definió un hub de energía en donde se esquematizó el flujo de energía e información en conjunto con un SmartMeter de manera distribuida para cada caso, de manera de establecer claramente el rol de cada agente, los cargadores y el SmartMeter.

Luego, en el capítulo 4 se definieron las funciones objetivo de los EVs, la estructura general de optimización, el software y sus herramientas a utilizar para realizar la simulación y optimizar las variables de salida.

En el capítulo 5 se profundizó en los detalles previos a realizar la simulación, definiéndose las PDFs. Luego, se realizó la simulación de la CS para cada caso definido previamente. Se obtuvieron las gráficas de las demandas de los EVs en la CS sin y con SGC, de manera general e individual.

Por último, en el capítulo 6 se analizaron los resultados según los KPIs definidos previamente.

7.2. Conclusiones

1. En general, existe un compromiso entre la gestión de la demanda de EVs y la satisfacción del usuario. Al disminuir los niveles de potencia de los EVs para evitar sobrecarga en la CS, aumenta el tiempo de conexión de vehículos para alcanzar el SOC deseado. Lo anterior puede generar inconvenientes en los usuarios de EVs que posean menor flexibilidad respecto al tiempo.
2. El SGC logró de manera satisfactoria gestionar la demanda en cada caso para evitar sobrecargar la estación y maximizar el SOC de cada EV en un tiempo de cómputo y carga apropiado considerando las restricciones presentes en el esquema de control distribuido. Por lo tanto, se verifica la hipótesis de trabajo planteada en la sección 1.3.
3. Para el caso de carga pública, el SGC no juega un papel importante bajo la norma chilena y los EVs livianos particulares, no así para el caso residencial y de carga rápida. Para el primer caso el comportamiento de los usuarios hace que exista una gran demanda en horarios de punta mientras que en el segundo caso los altos niveles de carga generan grandes peaks de demanda a lo largo del día, por lo tanto, en estos 2 últimos casos el SGC es fundamental.
4. Los servicios V2G pueden ayudar a aplanar la curva de demanda en caso de ser necesario en conjunto con un potencial beneficio económico para los usuarios que brinden este servicio.

7.3. Trabajo futuro

Como indicado al inicio de esta investigación, el análisis realizado es principalmente de carácter técnico por lo que restaría realizar un análisis de costos. Específicamente, se puede llevar un análisis económico respecto a:

- El ahorro económico debido a la disminución de la infraestructura en los canales de comunicación debido a la implementación de un sistema distribuido.
- El ahorro económico al prolongar la vida útil de las baterías de los usuarios debido a la restricción de mantener el SOC de la batería dentro de rangos específicos.
- Sopesar las pérdidas y ganancias debido a la reducción de la infraestructura de las CS.

Esto debido a que, al contar con SGC, no es necesario invertir en una estación con mayores capacidades de potencia, pero a la vez esto puede llevar a que menos usuarios puedan recibir atención en las estaciones para los casos 2 y 3.

- Beneficios económicos por prestar servicios V2G para el caso de EVs auxiliares.

Por otro lado, también es posible realizar un análisis respecto a la potencia reactiva, contaminación armónica, regulación de voltaje y estabilidad en el punto de conexión a la red.

Para esto último, se podría utilizar los buses de sistemas que facilita el IEEE para realizar investigación o también está la opción de definir una ubicación física real para realizar este estudio y de esta manera definir apropiadamente el tráfico vehicular y el número de cupos en base a las proyecciones en el nivel de penetración de EVs.



Bibliografía

- [1] M. Guarnieri, “Looking Back to Electric Cars,” *Third IEEE HISTory of ELECTro-technology CONFerence (HISTELCON)*, 2012. <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6487583> (accessed Apr. 06, 2022).
- [2] H. Ritchie and M. Roser, “Emissions by sector - Our World in Data,” *OurWorldInData.org*, 2020. <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector> (accessed Apr. 06, 2022).
- [3] I. Energy Agency, “Global EV Outlook 2021 Accelerating ambitions despite the pandemic,” 2021, Accessed: Apr. 06, 2022. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [4] R. Canessa and I. Rivas, “BARRERAS PARA LA CARGA RESIDENCIAL DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN CHILE,” 2021. Accessed: Jul. 17, 2022. [Online]. Available: https://www.ecomovilidad.cl/wp-content/uploads/2021/02/Informe-1_Barreras-Carga-Residencial_v0202_2.pdf
- [5] “Proyectan 1.000.000 de vehículos eléctricos livianos circulando a 2040 en Chile - Negocios e Industrias,” *ElectroMov*, 2020. <https://www.electromov.cl/2020/12/30/proyectan-1-000-000-de-vehiculos-electricos-livianos-circulando-a-2040-en-chile/#:~:text=En 2040 habría cerca de,estimado de 1%2C9 TWh.> (accessed Jul. 17, 2022).
- [6] Ministerio de Energía, “ESTRATEGIA NACIONAL DE ELECTROMOVILIDAD,” 2021. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_nacional_de_electromovilidad_2021_0.pdf (accessed Aug. 09, 2022).
- [7] A. Bahrami, “(PDF) EV Charging Definitions, Modes, Levels, Communication Protocols and Applied Standards,” 2020. Accessed: Apr. 13, 2022. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/338586995_EV_Charging_Definitions_Modes_Levels_Communication_Protocols_and_Applied_Standards?channel=doi&linkId=61d36dfbda5d105e55191a36&showFulltext=true
- [8] SEC, *PLIEGO TÉCNICO NORMATIVO: RIC N°15 MATERIA: INFRAESTRUCTURA PARA LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES. 1 OBJETIVO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN*. Chile, 2020. Accessed: Apr. 17, 2022. [Online]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/10/RIC-N15-Infra-para-la-recarga-de-vehiculos-electricos-Final.pdf>
- [9] Ignacio Rivas and Javier Condador, “Metodología de cálculo de recomendaciones,,” Nov. 2021. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: https://drive.google.com/file/d/1wg5lSt_O6Xh8b1HLW8VHor5ULUX0nWTv/view
- [10] “Herramientas digitales > Electromovilidad en Chile,” *Agencia de Sostenibilidad*

Energética, 2022. https://datastudio.google.com/u/0/reporting/4a522b4d-2073-49ea-8720-9fdae7904eb6/page/p_jhyxfyrmsc (accessed Apr. 21, 2022).

- [11] R. P. Narasipuram and S. Mopidevi, “A technological overview & design considerations for developing electric vehicle charging stations,” *J. Energy Storage*, vol. 43, p. 103225, Nov. 2021, doi: 10.1016/J.EST.2021.103225.
- [12] G. Rajendran, C. A. Vaithilingam, N. Misron, K. Naidu, and M. R. Ahmed, “A comprehensive review on system architecture and international standards for electric vehicle charging stations,” *J. Energy Storage*, vol. 42, p. 103099, Oct. 2021, doi: 10.1016/J.EST.2021.103099.
- [13] N. I. Nimalsiri, C. P. Mediwaththe, E. L. Ratnam, M. Shaw, D. B. Smith, and S. K. Halgamuge, “A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid,” 2019, doi: 10.1109/TITS.2019.2943620.
- [14] Y. Wu, Z. Wang, Y. Huangfu, A. Ravey, D. Chrenko, and F. Gao, “Hierarchical Operation of Electric Vehicle Charging Station in Smart Grid Integration Applications — An Overview,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 139, p. 108005, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.IJEPES.2022.108005.
- [15] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, and J. Y. Yong, “Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 720–732, Jan. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.09.012.
- [16] A. H. Einaddin and A. S. Yazdankhah, “A novel approach for multi-objective optimal scheduling of large-scale EV fleets in a smart distribution grid considering realistic and stochastic modeling framework,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, p. 105617, May 2020, doi: 10.1016/J.IJEPES.2019.105617.
- [17] I. R. Zeballos *et al.*, “Guía para la Infraestructura de Carga Pública | 2,” 2019. Accessed: Apr. 21, 2022. [Online]. Available: <https://www.ecomovilidad.cl/wp-content/uploads/2021/11/Guia-para-la-infraestructura-de-carga-publica-VF.pdf>
- [18] A. R. Jordehi, M. S. Javadi, and J. P. S. Catalão, “Day-ahead scheduling of energy hubs with parking lots for electric vehicles considering uncertainties,” *Energy*, vol. 229, p. 120709, Aug. 2021, doi: 10.1016/J.ENERGY.2021.120709.
- [19] Y. Amara-Ouali, Y. Goude, P. Massart, J.-M. Poggi, and H. Yan, “A Review of Electric Vehicle Load Open Data and Models,” 2021, doi: 10.3390/en14082233.
- [20] I. R. Zeballos *et al.*, “Guía para la Infraestructura de Carga Pública | 2,” 2021. Accessed: Apr. 16, 2022. [Online]. Available: <https://www.ecomovilidad.cl/wp-content/uploads/2021/11/Guia-para-la-infraestructura-de-carga-publica-VF.pdf>
- [21] S. Hardman *et al.*, “A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure,” *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 62, pp. 508–523, Jul. 2018, doi: 10.1016/J.TRD.2018.04.002.

- [22] “Informe de ventas vehículos cero y bajas emisiones,” 2022. Accessed: May 12, 2022. [Online]. Available: <https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2022/02/01-ANAC-Informe-vehiculos-cero-y-bajas-emisiones-Enero-2022.pdf>
- [23] “Reporte Mensual Sector Energético,” Apr. 2022. [Online]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/04/RMensual_v202204.pdf
- [24] “CGE - Tarifa de Suministro,” CGE, 2022. <https://www.cge.cl/wp-content/uploads/2022/05/Tarifas-Suministro-CGE-Mayo-2022.pdf> (accessed May 20, 2022).
- [25] “FUEL ECONOMY IN MAJOR CAR MARKETS: TECHNOLOGY AND POLICY DRIVERS 2005-2017,” 2019. Accessed: May 15, 2022. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/66965fb0-87c9-4bc7-990d-a509a1646956/Fuel_Economy_in_Major_Car_Markets.pdf
- [26] “La respuesta esperada: ¿Cuánto cuesta cargar un vehículo eléctrico en Chile? - Portal Movilidad: Noticias sobre vehículos eléctricos.” <https://portalmovilidad.com/la-respuesta-esperada-cuanto-cuesta-cargar-un-vehiculo-electrico-en-chile/> (accessed Jul. 17, 2022).
- [27] T. Simolin, K. Rauma, R. Viri, J. Mäkinen, A. Rautiainen, and P. Järventausta, “Charging powers of the electric vehicle fleet: Evolution and implications at commercial charging sites,” *Appl. Energy*, vol. 303, p. 117651, Dec. 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.117651.
- [28] “Plataforma de electromovilidad,” *Ministerio de Energía*, 2021. <https://energia.gob.cl/electromovilidad/catalogo> (accessed Apr. 13, 2022).
- [29] “Most drivers want an EV in the next few years with V2L or V2G.” <https://thedriven.io/2022/04/03/most-drivers-want-an-ev-in-the-next-few-years-with-v2l-or-v2g/> (accessed Aug. 01, 2022).
- [30] “Nissan and Enel present an agreement for two-years of electric mobility services included in the price of a new Nissan LEAF | Enel Group,” *Enel*, 2017. <https://www.enel.com/media/explore/search-press-releases/press/2017/12/accordo-nissan-enel-eng> (accessed May 13, 2022).
- [31] “Enel’s V2G technology goes on the market: electrical vehicles that can feed electricity back onto the grid | Enel Group.” <https://www.enel.com/media/explore/search-news/news/2016/08/v2g-innovation-renewables-grids> (accessed May 13, 2022).
- [32] “EV6 Electric Car | The Whatcar Car of the Year 2022 | Kia UK.” <https://www.kia.com/uk/new-cars/ev6/> (accessed May 13, 2022).
- [33] “Hyundai Motor broadens its energy solutions to include Vehicle-to-Everything technology,” *Hyundai*, 2022. <https://www.hyundai.news/eu/articles/press-releases/hyundai-broadens-its-energy-solutions-to-include-vehicle-to-everything-technology.html> (accessed May 13, 2022).

- [34] Q. S. Jia and T. Long, “A review on charging behavior of electric vehicles: data, model, and control,” *Control Theory Technol.*, vol. 18, no. 3, pp. 217–230, Aug. 2020, doi: 10.1007/S11768-020-0048-8.
- [35] L. Sørensen, K. B. Lindberg, I. Sartori, and I. Andresen, “Analysis of residential EV energy flexibility potential based on real-world charging reports and smart meter data,” *Energy Build.*, vol. 241, Jun. 2021, doi: 10.1016/J.ENBUILD.2021.110923.
- [36] O. Frendo, J. Graf, N. Gaertner, and H. Stuckenschmidt, “Data-driven smart charging for heterogeneous electric vehicle fleets,” *Energy AI*, vol. 1, p. 100007, Aug. 2020, doi: 10.1016/J.EGYAI.2020.100007.
- [37] “Electric Vehicle Charging Transactions - data.gov.uk,” 2021. <https://data.gov.uk/dataset/16c7326b-57fe-4803-88f8-9286c387f68a/electric-vehicle-charging-transactions> (accessed May 22, 2022).
- [38] “City of Boulder Open Data.” https://open-data.bouldercolorado.gov/datasets/39288b03f8d54b39848a2df9f1c5fca2_0/explore (accessed Jul. 14, 2022).
- [39] “Change in distance travelled by car | ODYSSEE-MURE,” *odyssee-mure*, 2019. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/transport/distance-travelled-by-car.html> (accessed Jun. 03, 2022).
- [40] “Chile encabeza ranking de uso de vehículo con promedio de 29 mil km recorridos al año, Plataforma Urbana,” *plataforma urbana*, 2015. <https://www.plataformaurbana.cl/archive/2015/07/15/chile-encabeza-ranking-de-uso-de-vehiculo-con-promedio-de-29-mil-km-recorridos-al-ano/> (accessed Jul. 14, 2022).
- [41] S. Powell, G. V. Cezar, E. Apostolaki-Iosifidou, and R. Rajagopal, “Large-scale scenarios of electric vehicle charging with a data-driven model of control,” *Energy*, vol. 248, p. 123592, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.ENERGY.2022.123592.
- [42] M. Brenna, F. Foiadelli, C. Leone, and M. Longo, “Electric Vehicles Charging Technology Review and Optimal Size Estimation,” *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 15, no. 6, pp. 2539–2552, Nov. 2020, doi: 10.1007/S42835-020-00547-X/TABLES/3.
- [43] J. D. Dogger, B. Roossien, and F. D. J. Nieuwenhout, “Characterization of li-ion batteries for intelligent management of distributed grid-connected storage,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 1, pp. 256–263, Mar. 2011, doi: 10.1109/TEC.2009.2032579.
- [44] J. Voelcker, “Electric car battery warranties compared,” *Green Car Reports*, Dec. 20, 2016. https://www.greencarreports.com/news/1107864_electric-car-battery-warranties-compared (accessed May 14, 2022).
- [45] M. Petit, E. Prada, and V. Sauvant-Moynot, “Development of an empirical aging model for Li-ion batteries and application to assess the impact of Vehicle-to-Grid strategies on battery lifetime,” *Appl. Energy*, vol. 172, pp. 398–407, Jun. 2016, doi:

10.1016/J.APENERGY.2016.03.119.

- [46] E. D. Kostopoulos, G. C. Spyropoulos, and J. K. Kaldellis, “Real-world study for the optimal charging of electric vehicles,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 418–426, Nov. 2020, doi: 10.1016/J.EGYR.2019.12.008.
- [47] K. ; Sevdari, L. ; Calearo, S. ; Striani, P. B. Andersen, M. ; Marinelli, and L. Rønnow, “Autonomously Distributed Control of Electric Vehicle Chargers for Grid Services,” *Citation*, 2021, doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640132.
- [48] J. Sears, D. Roberts, and K. Glitman, “A comparison of electric vehicle Level 1 and Level 2 charging efficiency,” *2014 IEEE Conf. Technol. Sustain. SusTech 2014*, pp. 255–258, Feb. 2014, doi: 10.1109/SUSTECH.2014.7046253.
- [49] J. C. Lopes *et al.*, “LOAD ESTIMATION TO THE PLANNING FOR ELECTRIC VEHICLE PUBLIC CHARGING STATIONS IN URBAN ZONES USING SPATIAL ANALYSIS AND TRAFFIC SIMULATIONS,” 2021. Accessed: Apr. 01, 2022. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=9692652>
- [50] B. Vaidya and H. T. Mouftah, “Smart electric vehicle charging management for smart cities,” *IET Smart Cities*, vol. 2, no. 1, pp. 4–13, Mar. 2020, doi: 10.1049/IET-SMC.2019.0076.
- [51] “Sistemas de control de carga DC | Phoenix Contact,” *Phoenix Contact*, 2022. <https://www.phoenixcontact.com/es-cl/productos/tecnologia-de-carga-para-la-electromovilidad/sistemas-de-control-de-carga-dc> (accessed Jul. 14, 2022).
- [52] “Charge on,” *Blink Charging*, 2022. <https://blinkcharging.com/businesses/host-a-station/> (accessed Jul. 14, 2022).
- [53] H. Liu *et al.*, “The application of smart meter in the management of electric vehicle charging facilities,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 175, pp. 774–777, 2020, doi: 10.1016/J.PROCS.2020.07.115.
- [54] A. Zecchino, A. M. Prostejovsky, C. Ziras, and M. Marinelli, “Large-scale provision of frequency control via V2G: The Bornholm power system case,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 170, pp. 25–34, May 2019, doi: 10.1016/J.EPSR.2018.12.027.
- [55] BCN, *Decreto-3Decreto-3T 07-JUL-2022 MINISTERIO DE ENERGÍA - Ley Chile - Biblioteca del Congreso Nacional*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile/BCN, 2022. Accessed: Aug. 10, 2022. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1178300>