



Impacto de esquemas tarifarios en perfiles horarios de demanda asociada a vehículos eléctricos particulares en redes de distribución chilenas.

Enero 2021



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
531 13 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile

T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile

T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-29-1. Primera edición digital: enero 2021

Cita:

Título: Impacto de esquemas tarifarios en perfiles horarios de demanda asociada a vehículos eléctricos particulares en redes de distribución chilenas
Autor(es): GIZ, Universidad Federico Santa María
Revisión y modificación: Daniela Halvorsen, Ricardo Álvarez, Ignacio Jofré, Esteban Gil
Edición: Daniela Halvorsen, Ricardo Álvarez, Ignacio Jofré, Esteban Gil.
Santiago de Chile, 2021.
93 páginas
Energía – Descarbonización – Electromovilidad – Esquema tarifario en distribución – Análisis económico



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, enero 2021

ÍNDICE DE CONTENIDO

Índice de Tablas

Índice de figuras

Introducción	8
Marco teórico	10
Perfil de demanda eléctrica	10
Vehículos eléctricos	12
Gestión de demanda.....	13
Programa de DR basado en precios	14
Impacto de la carga de vehículos eléctricos	15
Experiencia internacional de tarifas de electricidad y electromovilidad	16
España	16
Reino Unido	19
California	22
Francia	24
Metodología	27
Obtención perfil de demanda por vehículos eléctricos	27
Desplazamiento de la carga de vehículos eléctricos	29
Cálculo de vehículos eléctricos a nivel de alimentador	35
Escenarios	38
Resultados	39
Perfil de demanda con tarifa Plana	41
Perfil de demanda con tarifa TOU con 3 bloques horarios.....	44
Perfil de demanda con tarifa TOU con 2 bloques horarios.....	47
Perfil de demanda con tarifa RTP	50
Perfil de demanda con tarifa CPP	53
Limitaciones de la metodología	58
Conclusiones	59
Bibliografía	61
Anexo	64
Resumen ejecutivo	64

Índice de tablas

Tabla 1: Capacidad, autonomía y consumo por vehículo eléctrico [8]	15
Tabla 2: Niveles de potencia de carga de vehículos eléctricos [9].	15
Tabla 3: Períodos Tarifa TOU en California. [12]	24
Tabla 4: Tabla resumen de experiencia internacional. Elaboración propia	28
Tabla 5: categoría de conductores según tipo de día. Elaboración propia con datos de [30][33] ...	32
Tabla 6: Características de vehículos eléctricos y su distribución. (Elaboración propia con datos de [30] [31] [32]).....	32
Tabla 7: Distancias recorridas (en km) según tipo de día y velocidad promedio. (Elaboración propia con datos de [30] [34])	33
Tabla 8: Hora de salida según tipo de trabajador y viajero no regular, para distintos tipos de días. (Elaboración propia con datos de [34]).....	33
Tabla 9: Tiempo de estacionamiento (en horas). (Elaboración propia con datos de [30])	33
Tabla 10: Tipos de consumidor. [35].....	35
Tabla 11. Horario y precio de tarifa TOU con 3 bloques horarios. [21][37][38]	36
Tabla 12: Horario y precio de tarifa TOU con 2 bloques horarios. [21][37][38]	36
Tabla 13: Hora y precio de Tarifa RTP [21][37][38]	37
Tabla 14: Variables independientes y valores de parámetros del modelo de regresión lineal (Elaboración propia con datos de [39]).....	38
Tabla 15: Cálculo de número de vehículos eléctricos por alimentador según distintos ingresos (Elaboración propia).....	40
Tabla 16: Escenarios según niveles de penetración de vehículos eléctricos e ingresos promedio per cápita para la obtención de perfil de demanda por carga de vehículo eléctrico. (Elaboración propia)	41
Tabla 17: Demandas máximas en MW según distintos escenarios y tarifas. (Elaboración propia) .	41
Tabla 18: Energía en MWh según distintos escenarios. (Elaboración propia)	42
Tabla 19: Factor de carga según distintos escenarios. (Elaboración propia)	42
Tabla 20: Factor de coincidencia según distintos escenarios. (Elaboración propia)	42
Tabla 21: Factores considerados y no considerados en el cálculo de número de vehículos eléctricos a nivel de alimentador (Elaboración propia)	60

Índice de figuras

Ilustración 1: ejemplo de perfil de demanda eléctrica diario.[2]	10
Ilustración 2: Perfil de demanda según sector de consumo. [3]	11
Ilustración 3: Desplazamiento de la carga de vehículos eléctricos. [2].....	15
Ilustración 4 : Precios Tarifa Luz por horas durante el día. [21]	18
Ilustración 5: perfil horario con carga residencial de vehículo eléctrico, con gestión inteligente, día laboral, invierno. [22].....	19
Ilustración 6: Precios durante el día para clientes con vehículos eléctricos. [21]	19
Ilustración 7: Perfil de carga de vehículos eléctricos en Gran Bretaña.[24] ¡Error! Marcador no definido.	
Ilustración 8: Plan EV-A de tarifa eléctrica para clientes con vehículos eléctricos.[27].....	23
Ilustración 9: Plan EV-B de tarifa eléctrica para clientes con vehículos eléctricos.	23
Ilustración 10: Esquema resumen del procedimiento para obtener perfiles de demanda a nivel de alimentador según distintos esquemas tarifarios (Elaboración propia) ¡Error! Marcador no definido.	
Ilustración 11: Esquema de procedimiento para la obtención de perfil de demanda por carga de vehículo eléctrico. (Elaboración propia con datos de [30] [31] [32])	29
Ilustración 12: Esquema de procedimiento para la obtención de desplazamiento de la carga de vehículo eléctrico en el perfil de demanda. (Elaboración propia).....	33
Ilustración 13: Esquema de procedimiento para la obtención de número de vehículos eléctricos por alimentador. (Elaboración propia con datos de [39])	37
Ilustración 14: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa plana bajo distintos escenarios para escenario mayor en día hábil. (Elaboración propia)	¡Error! Marcador no definido.
Ilustración 15: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa plana bajo distintos escenarios para escenario mayor en día hábil. (Elaboración propia)	42
Ilustración 16: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa TOU de 3 bloques horarios bajo distintos escenarios. (Elaboración propia)	44
Ilustración 17: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa TOU de 3 bloques horarios bajo distintos escenarios. (Elaboración propia)	45
Ilustración 18: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa TOU de 2 bloques horarios bajo distintos escenarios. (Elaboración propia)	47
Ilustración 19: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa TOU de 2 bloques horarios bajo distintos escenarios. (Elaboración propia)	48
Ilustración 20: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa RTP bajo distintos escenarios. (Elaboración propia).....	50
Ilustración 21: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa RTP bajo distintos escenarios. (Elaboración propia).....	51
Ilustración 22: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa CPP 18 bajo distintos escenarios. (Elaboración propia).....	53
Ilustración 23: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa CPP 18 bajo distintos escenarios. (Elaboración propia).....	54
Ilustración 24: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa CPP 21 bajo distintos escenarios. (Elaboración propia).....	55

Ilustración 25: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa CPP 21 bajo distintos escenarios.
(Elaboración propia)..... 56

Resumen

El presente informe se enfoca en modelar y comparar el efecto de distintos esquemas tarifarios en los perfiles horarios de demanda eléctrica de redes de distribución debido a la carga domiciliar de vehículos eléctricos particulares en Chile. Los modelos desarrollados buscan predecir los horarios de carga de los vehículos según hábitos de viaje de los usuarios; la influencia que tienen distintos esquemas tarifarios en las decisiones de los usuarios y la cantidad de vehículos eléctricos, a nivel de alimentador, considerando características socioeconómicas, del hogar y de transporte.

La metodología propuesta consta de 3 partes. Primero, la creación de perfiles de demanda por carga de vehículos eléctricos, en base a hábitos de movilidad de los conductores. Segundo, se realiza un desplazamiento de esta demanda, según el comportamiento de los conductores para distintas tarifas. Por último, se aplica un modelo para cuantificar la adopción de vehículos eléctricos a nivel de alimentador en función de características socioeconómicas, del hogar y de transporte.

Para la obtención de perfiles de demanda por carga de vehículos eléctricos, se considera individualmente la carga de vehículos eléctricos de cada conductor, con sus propias características y hábitos de movilidad de la ciudad de Santiago. Se obtiene la suma total de potencia utilizada según los horarios de llegada al hogar de cada usuario y las duraciones de carga. Para este modelo, se hace la suposición de que el conductor al llegar al hogar carga inmediatamente su vehículo al no tener ningún tipo de incentivo económico para cargar en otro horario.

El patrón de cambio en la demanda debido a la carga de vehículos eléctricos se realizó mediante un modelo de optimización de los costos que significarían para el usuario final, la carga de su vehículo en determinadas horas del día, evaluando distintas tarifas: Time Of Use (TOU) con 2 y 3 bloques horarios, Tarificación Punta Crítico (en inglés Critical Peak Pricing, CPP) y Tarificación en Tiempo Real (en inglés Real Time Pricing, RTP). El desplazamiento del consumo se realiza por vehículo y luego, considerando el nuevo horario de carga, se aplica el modelo anterior para obtener el perfil de demanda final.

Para el cálculo del número de vehículos eléctricos a nivel de alimentador, se utiliza un modelo de regresión adaptado de la literatura con el objetivo de explicar la variación en los registros de vehículos eléctricos, utilizando ciertas características del área abarcada por el alimentador Cristóbal Colón, en la comuna de Las Condes. En particular, se consideran tres grupos diferentes de características, las cuales son socioeconómicas, del hogar y del sistema de transporte.

En cuanto a resultados, se observa el inminente aumento de demanda en las horas punta debido a la carga de vehículos eléctricos, independiente del tipo de tarifa contratada. A pesar de lo anterior, es posible amortiguar este aumento desplazando un porcentaje de cargas hacia las horas de menor demanda, mediante uso de tarifas TOU, RTP y CPP. Se recomienda el uso de las tarifas TOU de 2 y 3 bloques horarios, ya que son las más efectivas en cuanto a disminuir el *peak* en las horas punta, desplazando la carga a las horas de menor demanda. Sin embargo, se debe tener especial cuidado de no provocar otro *peak* de demanda a medida que se sumen usuarios que contraten estas tarifas, ya que lo que se busca es un aplanamiento de la curva para disminuir las exigencias al sistema de distribución.

Abstract

This study focuses on obtaining hourly demand profiles considering the recharging of private electric vehicles at the residential level. These models seek to predict vehicle charging times according to users' travel habits, the influence that different tariff schemes have on users' decisions, and the possible costs of energy consumption due to the loading of the vehicles.

The proposed methodology consists of 3 parts. First, the creation of demand profiles for electric vehicle charging, based on trips and arrival times at the homes of drivers. Second, this demand is shifted for different tariffs, that is, it reflects the behavior of drivers for different prices during the day when contracting different tariffs. Finally, a model is applied to quantify the adoption of electric vehicles at the feeder level based on socioeconomic, household and transportation characteristics.

To obtain demand profiles for electric vehicle charging, the electric vehicle charging of each driver is considered individually, with its own characteristics (size, capacity, and consumption) and mobility habits of the city of Santiago. Then, the total sum of power used is obtained according to the arrival times at home of each user and the charging durations. For this model, the assumption is made that the driver when arriving home immediately charges his vehicle. That is, there is no type of incentive for the user to decide to charge at a different time.

The displacement of demand due to the charging of electric vehicles was carried out using a cost optimization model that would mean for the end user, charging their vehicle at certain times of the day, evaluating different tariffs: Time Of Use (TOU) with 2 and 3 time blocks, Critical Peak Pricing (CPP), and Real Time Pricing (RTP). The displacement of consumption is carried out by vehicle and then, considering the new loading schedule, the previous model is applied to obtain the final demand profile.

To calculate the number of electric vehicles at the feeder level, a regression model adapted from the literature is used with the aim of explaining the variation in the records of electric vehicles, using certain characteristics of the area covered by the Cristóbal Colón feeder, in the municipality of Las Condes. In particular, three different groups of characteristics are considered, which are socioeconomic, household, and transportation system.

An increase in demand is observed at peak times due to the charging of electric vehicles, regardless of the type of tariff contracted. It is possible to moderate the increase in demand at peak hours by shifting a percentage of loads towards hours with less demand, using TOU, RTP, and CPP tariffs. The TOU tariff of 2 and 3 hourly blocks is the most effective in terms of reducing the demand at peak hours, moving the load to the hours of less demand. As residential people start using electric vehicles and becoming more aware of their consumption, special care must be taken not to cause another peak in demand since what is being sought is a flattening of the curve to reduce the impacts on the distribution system.

I. Introducción

1.1 Motivación

Este informe se realiza en el contexto de desarrollo de memorias para estudiar el impacto de la electromovilidad en las redes de distribución chilenas. La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de su proyecto “Descarbonización del sector Energía en Chile” financiado por el Ministerio de Medio Ambiente de Alemania, apoya al Ministerio de Energía en actividades destinadas al cumplimiento de las metas de Chile para una transición energética sostenible y mejoramientos del marco regulatorio.

El principal incentivo de esta memoria es ser un aporte al compromiso adoptado por Chile para disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un contexto de cambio climático, siendo de vital importancia hacer un cambio profundo en la utilización de materias primas tanto para el sector energético como para el sector de transporte.

El estudio del Escenario de Carbono Neutralidad [1] realizado por el Comité Científico COP25 Chile, busca lograr una penetración del 58% de vehículos particulares y 100% de taxis colectivos al año 2050, y 100% de buses de transportes público urbano al año 2040. En este escenario, la integración de vehículos eléctricos particulares es la que generaría un mayor impacto en la demanda eléctrica al año 2050, llegando a los 18 [TWh], mientras que la demanda por adopción de electromovilidad en buses y taxis llega a 4 [TWh] y 2 [TWh], respectivamente.

La inminente adopción de electromovilidad en Chile no sólo podría resultar en un aumento en la demanda eléctrica, sino que además en un cambio en los perfiles de consumo. Conocer estos efectos permitiría, a su vez, proponer acciones con tal de disminuir el impacto en las redes de distribución. En este contexto, el tema de memoria presentado busca desarrollar un modelo que permita estimar el perfil horario de demanda debido a la carga de vehículos eléctricos particulares ante distintos esquemas tarifarios y escenarios de desarrollo tecnológico y evolución macroeconómica. Este modelo podría servir como base para futuros desarrollos enfocados en estimar las proyecciones de demanda eléctrica en el sistema eléctrico nacional, los que a su vez permitirían apoyar el desarrollo de propuestas normativas que permitan homogeneizar el uso de las redes de distribución ante escenarios de alta penetración en electromovilidad en Chile y disminuir, así, su impacto.

1.2 Objetivos

- **Objetivo general:** Modelar y comparar el efecto de distintos esquemas tarifarios en los perfiles horarios de demanda eléctrica de redes de distribución debido a la carga domiciliaria de vehículos eléctricos particulares en Chile.
- **Objetivos específicos:**
 1. Identificar posibles esquemas tarifarios para el mercado eléctrico chileno de distribución a partir de una revisión de la experiencia internacional.

2. Desarrollar un modelo para estimar perfiles de demanda horarios (a nivel de alimentadores) asociados a la carga de vehículos eléctricos particulares para distintos esquemas tarifarios, considerando factores sociodemográficos, económicos, tecnológicos y geográficos.
3. Analizar el impacto en los perfiles de demanda eléctrica horaria asociada a vehículos eléctricos particulares en sistemas de prueba representativos bajo distintos esquemas tarifarios y para distintos escenarios de desarrollo tecnológico y evolución macroeconómica.
4. Proponer posibles cambios en los esquemas tarifarios de clientes residenciales en Chile en base a los resultados obtenidos para cada escenario con el objetivo de disminuir el impacto en el perfil horario de demanda eléctrica en las redes de distribución.

1.3 Alcance

El alcance de esta memoria consiste en obtener perfiles de demanda horarios considerando la carga de vehículos eléctricos particulares a nivel residencial. Lo anterior, mediante el desarrollo de modelos que buscan predecir, por una parte, los horarios de carga de los vehículos según hábitos de viaje de los usuarios, y la influencia que tienen distintos esquemas tarifarios en las decisiones de los usuarios, considerando los posibles costos del consumo energético debido a la carga de los vehículos. Además, se consideran algunas características socioeconómicas, del hogar y de transporte, para aproximar la cantidad de vehículos eléctricos en un sector determinado. Esto con el fin de obtener los perfiles horarios a nivel de alimentador y evaluar los posibles impactos en la red de distribución, debido a la carga de los vehículos eléctricos.

1.4 Estructura del documento

El presente informe contiene 5 capítulos, los cuales consisten en:

Capítulo II: contiene el marco teórico, específicamente define los perfiles de demanda, describe las características de los vehículos eléctricos, aborda el impacto de estos en los perfiles de demanda, muestra una revisión internacional en cuanto a tarifas de electricidad, además de una revisión de perfiles de consumo domiciliario en países con mayor integración de electromovilidad.

Capítulo III: se explica la metodología para la obtención de perfiles de demanda a nivel de alimentador y el desplazamiento de carga de vehículos eléctricos en relación a distintos esquemas tarifarios. Aborda los supuestos y parámetros utilizados en los modelos descritos. Define escenarios bajo distintos grados de penetración de vehículos eléctricos y características socioeconómicas del área estudiada.

Capítulo IV: se muestran los perfiles de demanda considerando tanto la demanda base del alimentador como la demanda debido a la carga de vehículos eléctricos, ante los escenarios previamente definidos y bajo distintos esquemas tarifarios.

Capítulo V: se muestra el análisis y las conclusiones obtenidas a partir de los resultados.

II. Marco Teórico

2.1 Perfil de demanda

Un perfil de carga o demanda eléctrica es una curva que caracteriza el consumo de potencia a lo largo de un periodo de tiempo. El que puede ser diario, semanal, mensual o anual dependiendo del objetivo de estudio. [2]

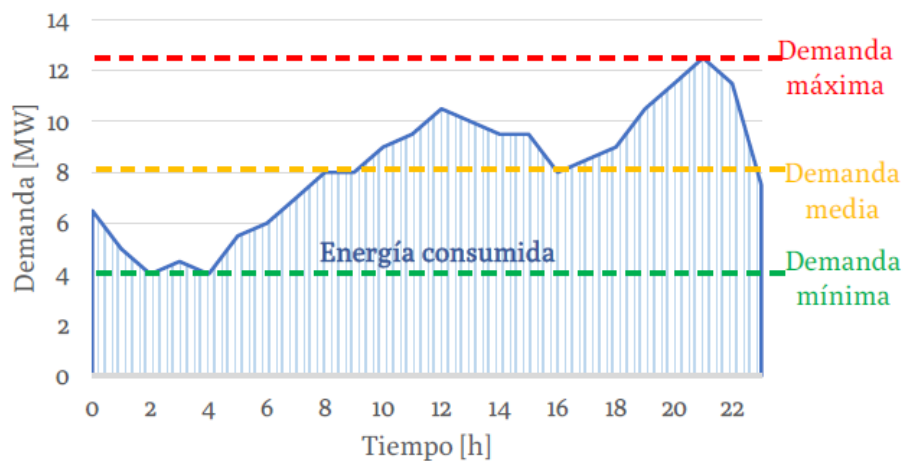


Ilustración 1: ejemplo de perfil de demanda eléctrica diario.[2]

A partir del perfil de demanda es posible obtener diversa información sobre comportamiento del sistema del que se ha obtenido la curva, por ejemplo:

- **Energía consumida:** energía en el período o en parte de él que se calcula con el área bajo la curva.
- **Demanda máxima:** Corresponde a la magnitud más alta de consumo en el periodo estudiado.
- **Demanda media:** es el promedio de todos los valores de demanda en el periodo.
- **Factor de carga:** razón entre la demanda media y la demanda máxima del sistema en un periodo dado.
- **Factor de coincidencia:** también llamado factor de simultaneidad es el cociente entre la potencia eléctrica máxima de un conjunto de cargas y la suma de las potencias máximas de las cargas individuales.
- **Horarios o fechas** en los que ocurren los eventos.

Los perfiles de demanda están caracterizados por los tipos de consumidor que forman en conjunto dicho perfil, por lo tanto, es posible clasificarlos. En la ilustración 2 se observan perfiles de demanda diarios para distintos sectores de consumo: residencial, comercial pequeño, comercial mediano y comercial grande o industrial [3].

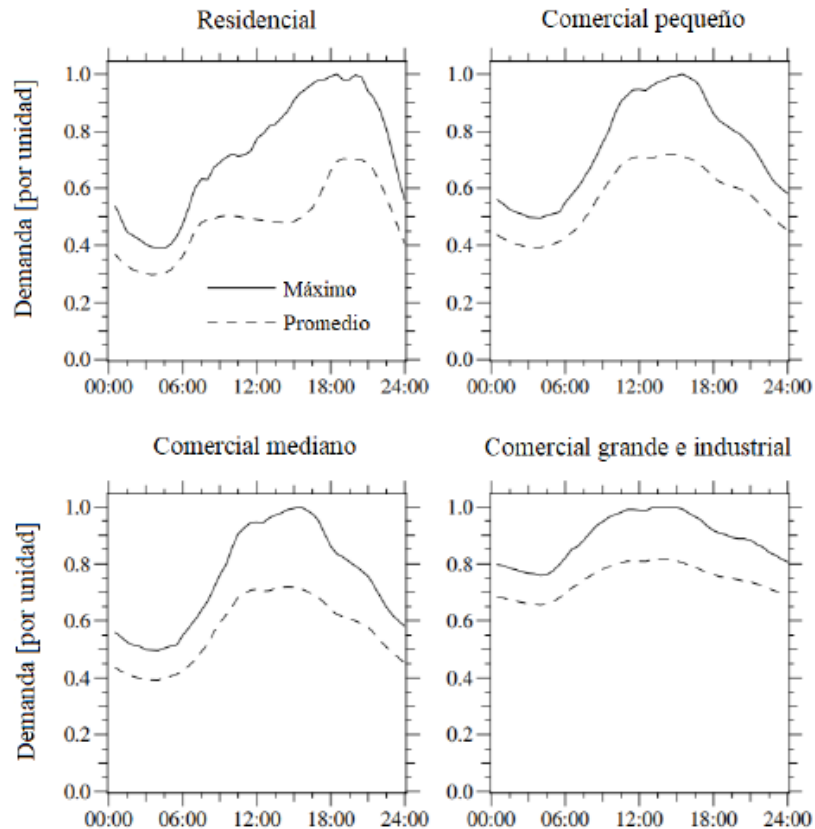


Ilustración 2: Perfil de demanda según sector de consumo. [3]

En general, para un caso sin incentivos tarifarios que los afecten, se da que los consumos residenciales tienen su máximo en las horas de la tarde, entre 18:00 y 22:00 horas aproximadamente (dependiendo del país y la luz natural disponible), y una gran depresión en las horas de la madrugada. Algunos factores que influyen en la forma del perfil son la estación, el estado del clima (en especial la temperatura ambiental), la luz solar disponible, y el día de la semana, entre otros. [2]

Los consumos comerciales y asociados a lugares de servicios públicos y oficinas tienden a ser más regulares en las horas con luz solar (8:00 a 18:00 horas aproximadamente) marcando su demanda máxima en ese período, y disminuyendo en las horas de la tarde. Es decir, la demanda de éstos disminuye en el mismo horario en que aumenta la residencial. A medida que crecen en tamaño, estos consumos comienzan a asemejarse a los industriales disminuyendo la diferencia entre valor máximo y mínimo de la demanda aplanando la curva y acercando su factor de carga al valor uno [3].

Adicionalmente, existen otros factores como el nivel de electrificación de las viviendas (que indica que tanto se usa la energía eléctrica frente a otras fuentes), los hábitos de la población con respecto al uso eficiente de la energía y las señales de precio dadas a través de las tarifas aplicadas a los consumidores. [2]

Además de obtener los perfiles de demanda actuales, es de gran importancia poder predecir el comportamiento de la demanda eléctrica. Ya que es posible cuantificar y planear el desarrollo de las centrales de generación y su despacho operacional [4]. También permite la planificación del sistema de transmisión y la planificación, control y operación correcta del sistema de distribución [5].

En la actualidad está siendo relevante el estudio de la predicción de los perfiles ya que se esperan cambios en su forma, debido a una posible mayor eficiencia en los artefactos eléctricos, la aparición de nuevos consumos, como vehículos o climatización eléctricos, y el creciente despliegue de la generación distribuida [5] [6]. Otros motivos para el análisis son los incipientes métodos de control del sistema que hacen partícipe al consumidor, como la gestión de la demanda.

2.2 Vehículos eléctricos

Entre los vehículos eléctricos, existen diferentes tipos, como los autos híbridos (HEV, *Hybrid Electric Vehicles*) los que tienen un motor eléctrico auxiliar. Este ayuda al motor de combustión entregando en conjunto la potencia mecánica para el movimiento. Este motor eléctrico es alimentado por una batería de baja capacidad que se recarga gracias al motor a combustión y a frenadas regenerativas. [2]

Se encuentran también los vehículos híbridos enchufables (PHEV, *Plug-In Hybrid Electric Vehicles*), que cuentan con una batería que puede ser cargada a través de los mismos procedimientos de los HEV, pero principalmente, a través de un enchufe a la red eléctrica [7].

Finalmente, están los autos completamente eléctricos (FEV, *Full Electric Vehicles*, o también llamados BEV, *Battery Electric Vehicles*) cuya forma de propulsión consiste netamente en motores eléctricos alimentados por grandes baterías. Éstas solamente pueden ser recargadas a través de un enchufe a la red eléctrica y por frenada regenerativa [2]. Por ende, son de especial interés para esta memoria.

2.2.1 Baterías de vehículos eléctricos

La capacidad energética de las baterías del vehículo determina el rango de autonomía y la duración del proceso de carga de estas. Esta capacidad depende de las características de su fabricación, tanto por tamaño como por la tecnología usada.

En la Tabla 1 se presenta las capacidades, autonomía y consumo de distintos modelos de vehículos eléctricos disponibles actualmente en el mercado mundial. Es necesario destacar que estas autonomías dependen de las condiciones de medición en que se tomen, debido a que existen diversas metodologías para estos efectos [8].

Vehículo	Batería [kWh]	Autonomía [km]	Consumo [kWh/km]
BMW i3	22	135	165
GM Spark	21	120	175
Fiat 500e	24	135	180
Honda Fit	20	112	180
Nissan Leaf	30	160	190
Ford Focus	23	110	200
Smart ED	16.5	90	200
Mercedes B	28	136	205
Tesla Model S 60	60	275	220
Tesla Model S 90	90	360	240

Tabla 1: Capacidad, autonomía y consumo por vehículo eléctrico [8]

2.2.2 Recarga de vehículos eléctricos

En general, los vehículos están preparados para recibir cargas lentas (puntos de baja potencia), cargas semi-rápidas (media potencia), y en algunos casos, rápidas (alta potencia).

Tipo	Potencia [kW]	Tipo de corriente
Lenta	< 3.7	Alterna (monofásica)
semi rápida	3.7 - 22	Alterna (monofásica o trifásica)
Rápida	> 22	Continua

Tabla 2: Niveles de potencia de carga de vehículos eléctricos [9].

El proceso de carga de un banco de baterías sigue una curva de potencia que depende de la tecnología constructiva de las celdas. Si la batería es de tipo Ion litio, la carga puede ser a potencia constante durante la mayor parte del proceso. En el caso de las baterías de plomo-ácido, puede cargar a un máximo de potencia y disminuir a distintos niveles [2]

2.3 Gestión de la demanda

La Gestión de la Demanda (DSM, Demand Side Management) es un conjunto de acciones que tienen como propósito influir en el consumo de energía por parte de los consumidores finales. Estas acciones pueden ser mediante el uso de equipos con foco en la eficiencia energética o con el fin de cambiar los patrones de consumo y la magnitud de la carga de los clientes finales [11]

Los programas de DR (Demand Response) tienen como finalidad preservar la seguridad y confiabilidad del sistema, ya sea por verse amenazado por una contingencia o por un alto consumo de energía. En ambos casos, se busca evitar que la generación o sistema de transmisión no sean capaces de abastecer la demanda. A pesar de que, históricamente, cuando la demanda es muy alta, deben operar generadores ineficientes que provocan aumento en el costo marginal del sistema. De

igual manera, frente a fallas de unidades generadoras, entran en funcionamiento otras unidades de mayor costo operacional para suplir el déficit. [13]

Por otro lado, existe la posibilidad de realizar variaciones en el perfil de demanda. Estas pueden estar económicamente motivadas por señales de precios. Si un tercero envía una señal a un consumidor flexible, esto se llama respuesta a la demanda (DR). Para mantener el equilibrio entre demanda y generación, la DR opera desde el lado de la demanda de los usuarios. Entregando incentivos a estos para reducir su consumo durante los períodos cuando el sistema lo necesita (durante las horas punta o frente a emergencias), o trasladando su consumo energético normal, como respuesta a los altos precios de la energía, a periodos en que estos sean más bajos. En el caso del sector residencial, “se estima que la utilización de respuesta de la demanda por parte de usuarios residenciales tiene potencial, costos relativamente altos, requiere medidores inteligentes y cambios culturales [12].

Los programas de DR pueden ser categorizados como basados en los incentivos (IBP del inglés *Incentive Based Programs*) o programas basados en los precios (PBP del inglés *Price Based Programs* [14]). La principal diferencia radica en que “los programas basados en incentivos, se les ofrece a los clientes pagos para entregar una cantidad específica de reducción de carga durante un período de tiempo dado, mientras que en los programas de DR basados en los precios, los consumidores voluntariamente proporcionan reducciones de carga respondiendo a señales económicas” [13].

Un ejemplo de programas de DR basados en incentivos, son los programas de “Cargas interruptibles”, dirigidos a consumidores medianos y grandes. Los participantes reciben incentivos para desactivar cargas específicas o interrumpir su consumo de energía. Los contratos especifican el número y duración máxima de esta interrupción [13].

2.3.1 Programas de DR basados en los precios

Estos programas ofrecen a los clientes precios variables en el tiempo, basándose en el costo de la electricidad en diferentes períodos. Los consumidores responden a señales de precio, disminuyendo su consumo en los momentos en que el precio de la energía es muy alto. El principal objetivo de estos programas es aplanar la curva de demanda [13].

a. Tiempo de uso (TOU)

El programa de tiempo de uso (TOU del inglés *Time Of Use*) busca reflejar de mejor forma las variaciones del costo de suministro de electricidad en diferentes períodos dentro de un día o una temporada [15].

La fijación de tarifas en TOU es una estructura escalonada que pretende reflejar los precios en condiciones de mercado promedio con respecto a la hora del día en que se consume la electricidad y no refleja la volatilidad cotidiana de los costos de suministro. Una estructura típica de TOU incluye un precio de punta, un precio valle y potencialmente un precio semi punta [16], para periodos de tiempo definidos por el operador.

b. Tarifación punta crítico (CPP)

La tarifa de CPP (Critical Peak Pricing) consiste en la superposición de una tarifa alta independiente del TOU o tarifas fijas, en caso de momentos críticos del sistema. Por ejemplo, falta de disponibilidad de reservas o condiciones climáticas extremas que causan variaciones inesperadas en la demanda. Los contratos generalmente especifican el número máximo de días por año que pueden considerarse críticos y el número de horas para los que se aplica la tarifa CPP. El operador comunica un evento CPP en un plazo muy breve, desde algunos minutos hasta varias horas antes de que se aplique la tarifa CPP [13].

c. Tarificación en tiempo real (RTP)

El programa de precio en tiempo real consiste en que el precio de la energía cambia periódicamente, generalmente, cada hora del día tiene un precio distinto. A través de RTP (Real Time Pricing), los clientes se exponen a la variabilidad del precio de la energía en el mercado mayorista o a los cambios en los precios marginales del sistema por ubicación o nodo. Actualmente los precios de cada hora se comunican el día anterior antes de la entrega de energía real [13].

2.3.2 Impacto de la carga de los vehículos eléctricos

La adopción masiva de vehículos eléctricos afectaría principalmente a redes de distribución dada la posibilidad de que varios usuarios coincidan al mismo tiempo con la carga de sus vehículos eléctricos. A medida que la penetración de vehículos eléctricos se masifique, el perfil de carga de estos puede generar un impacto en la red si esta no posee una gestión adecuada. El desafío será suavizar el perfil de demanda y minimizar los *peak*, ya sea a través de una carga controlada o por incentivos económicos [9] [17] [18].

Como se mencionó anteriormente, existen mecanismos tarifarios en el mercado de la electricidad que ofrecen precios variables en el tiempo a los consumidores finales. El principal objetivo de estos mecanismos es evitar los *peak* de demanda y desplazar el consumo a horas de menor demanda.

Se observa en los siguientes gráficos de la ilustración 3 cómo esta coordinación podría amortiguar el aumento de potencia desplazándolas en horarios de menor demanda.

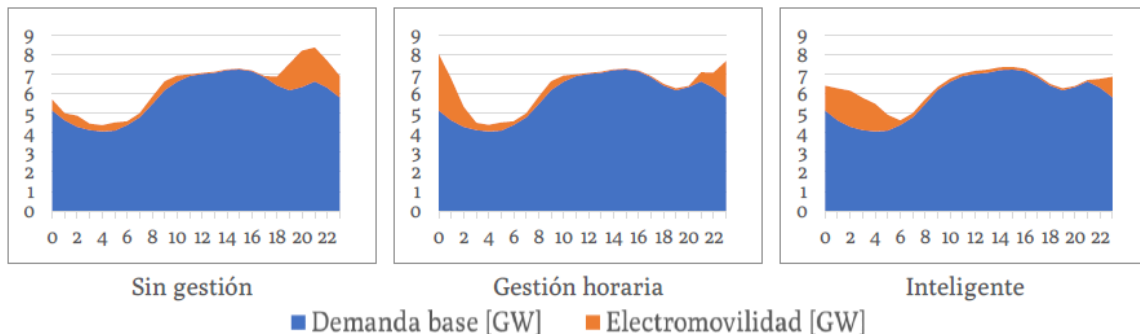


Ilustración 3: Desplazamiento de la carga de vehículos eléctricos. [2]

La gestión de los patrones de carga de vehículos eléctricos será clave para alentar la carga en períodos de baja demanda de electricidad o alta generación basada en energías renovables. La

proporción de demanda *peak* podría aumentar hasta un 10% para países con los principales mercados de vehículos eléctricos, suponiendo una carga no administrada según el Escenario de Desarrollo Sostenible de la IEA [19]. La carga fuera de las horas punta, durante la noche, a través de una programación del usuario y tarifas nocturnas, podría reducir a la mitad la contribución de vehículos eléctricos a la demanda máxima [19]. Sin embargo, se requiere la adaptación de marcos regulatorios y del mercado eléctrico para lograr esto.

2.3.3 Revisión experiencia internacional de tarifas de electricidad y electromovilidad

España

Con la liberación del mercado eléctrico, se crea la figura de la comercializadora de electricidad, creándose dos mercados. El mercado mayorista, donde participan las comercializadoras, los grandes consumidores y generadores. En el mercado minorista, los consumidores residenciales y pequeñas empresas contratan los servicios a las comercializadoras para adquirir energía eléctrica.

En España se utilizan mecanismos tarifarios con el objetivo de modificar conductas de consumo, para desplazar consumos hacia horarios de menos estrés del sistema. La discriminación horaria y respuesta a precios de mercado son parte de este mecanismo. Las tarifas con discriminación horaria o en respuesta a los precios del mercado son ofrecidas tanto por las comercializadoras referenciales como en el mercado libre. Los mecanismos que se mencionan son parte de la política oficial de Red Eléctrica de España (REE), el cual es el operador del Sistema Español para la gestión de demanda.

Por otra parte, el llenado de valles es un mecanismo cuyo objetivo es aplanar la curva de demanda. Esto permite, reducir las inversiones en distribución y transmisión en el largo plazo, debido al menor estrés operativo que presentan los sistemas sin demandas con puntas pronunciadas. Dentro de este mecanismo se encuentra la recarga de vehículos eléctricos.

Tarifas de electricidad

La tarifa eléctrica en España puede incluir diferenciación horaria para usuario residencial de forma voluntaria. Los mecanismos tarifarios permiten cobros diferenciados en función de la franja horaria del día donde se sitúa el consumo. Puede ser contratada por cualquier consumidor con una potencia eléctrica menor a 15 kW. En España, existen tarifas planas y con discriminación horaria de 2 períodos y 3 períodos.

Discriminación horaria de 2 períodos (2.0DHA)

- Horas Punta: de 12:00 a 22:00 h en invierno. De 13:00 a 23:00 h en verano.
- Horas Valle: de 22:00 a 12:00 h en invierno. De 23:00 a 13:00 h en verano.

Discriminación horaria de 3 períodos (2.0DHS)

Especialmente dedicada a clientes con almacenamiento y/o vehículos eléctricos. No existe diferenciación entre invierno y verano. Se agrega un bloque horario Supervalles, que corresponden a las horas del día con menor demanda.

- Horas Punta: de 13:00 a 23:00 h.

- Horas Valle: de 23:00 a 1:00 h y de 7:00 a 13:00 h.
- Horas Supervalle: 1:00 a 7:00 h.

Previo Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC)

Es una tarifa del mercado regulado, regida por el Ministerio de Industria que surgió para proteger a los consumidores (con potencia menor a 10 kW) de las empresas energéticas luego de la liberalización del sector. A partir de 2014, la Tarifa de Último Recurso pasa a llamarse Precio Voluntario al Pequeño Consumidor o PVPC con cambios también en la forma de fijación de precios. [20]

A partir de entonces se suprimen las subastas trimestrales, determinando que el precio queda establecido por el mercado mayorista, a través de los costes de producción y de la demanda que se solicita al mercado. Tras esta decisión, el PVPC tiene distintas vertientes dependiendo de las características del suministro:

- Tarifa de Luz por horas: para clientes con medidores inteligentes
- El Precio Medio Ponderado (PMP): se pondera el precio horario por un perfil de consumo que REE actualiza. Para clientes con medidores analógicos.
- Tarifa fija anual: precio con una duración de 12 meses y que no admite variabilidad dentro de ese período.

Tarifa de Luz por horas:

Este mecanismo de tarificación permite a los consumidores pagar un precio de energía por cada hora del día. Los precios se conocen con un día de anticipación, para que el consumidor pueda desplazar sus consumos a las horas de menor precio. De forma general, estas horas coinciden con las horas valle. Esta tarifa, controlada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, solo puede ser contratada por consumidores de potencia inferior a 10 kW. Comenzó a aplicarse el 1 de julio de 2015.

El precio horario toma como referencia el costo de energía establecido en el mercado mayorista. Este consiste en una serie de subastas de corto plazo. Los comercializadores compran la energía, que requieren sus clientes, a las centrales de generación.

A continuación, se muestra el valor del kWh para el 28 de julio del 2020. [5]

00h - 01h: 0.09436 €/kWh	06h - 07h: 0.08905 €/kWh	12h - 13h: 0.09843 €/kWh	18h - 19h: 0.09426 €/kWh
01h - 02h: 0.0886 €/kWh	07h - 08h: 0.09447 €/kWh	13h - 14h: 0.09747 €/kWh	19h - 20h: 0.0958 €/kWh
02h - 03h: 0.08824 €/kWh	08h - 09h: 0.09797 €/kWh	14h - 15h: 0.09667 €/kWh	20h - 21h: 0.09441 €/kWh
03h - 04h: 0.08873 €/kWh	09h - 10h: 0.09824 €/kWh	15h - 16h: 0.09214 €/kWh	21h - 22h: 0.09442 €/kWh
04h - 05h: 0.08883 €/kWh	10h - 11h: 0.09762 €/kWh	16h - 17h: 0.08935 €/kWh	22h - 23h: 0.0976 €/kWh
05h - 06h: 0.08898 €/kWh	11h - 12h: 0.09831 €/kWh	17h - 18h: 0.09094 €/kWh	23h - 24h: 0.0955 €/kWh

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL KWH HOY

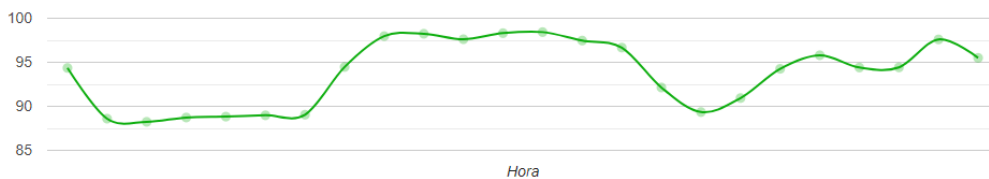


Ilustración 4 : Precios Tarifa Luz por horas durante el día. [21]

Una de las ventajas que supone tener contratada la discriminación horaria es que facilita al usuario planificar su consumo en las horas más baratas del día. En cambio, la tarifa PVPC al facturar por horas dificulta la capacidad de planificación del consumo del cliente, puesto que cada hora del día tiene un precio que cambia al día siguiente.

Vehículos eléctricos

Según REE, el uso del vehículo eléctrico puede ser una gran oportunidad para mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico, mediante llenado de valles del perfil horario de demanda. Además, permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia energética de otros países.

REE indica que será necesario la implementación de un sistema de gestión de recarga inteligente. Este sistema debe ser lo suficientemente flexible a las preferencias de los consumidores, atendiendo, simultáneamente, las necesidades del sistema eléctrico. Por ende, se debe fomentar la recarga de vehículos eléctricos fuera de las horas de máxima demanda.

Para lo anterior, se necesita el desarrollo de medidores inteligentes y dispositivos de carga que establezcan comunicación vehículo-red junto con las señales de precio. De esta forma, se potencian las ofertas de tarifas de discriminación horaria que incentiven a los usuarios a llevar a cabo una recarga inteligente en horas valle.

REE ha diseñado un simulador de recarga del vehículo eléctrico que permite realizar simulaciones a nivel nacional, considerando factores como el grado de inteligencia de la infraestructura de recarga, porcentaje de adopción de vehículos eléctricos, tipos de días, etc. [22]

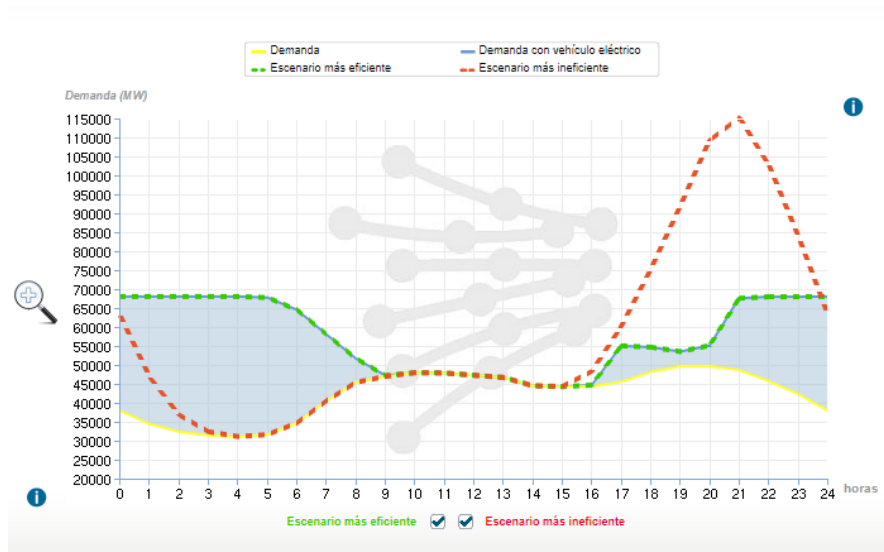


Ilustración 5: perfil horario con carga residencial de vehículo eléctrico, con gestión inteligente, día laboral, invierno. [22]

A continuación se muestran los precios de la tarifa para vehículos eléctricos el 28 de julio del 2020. [21]

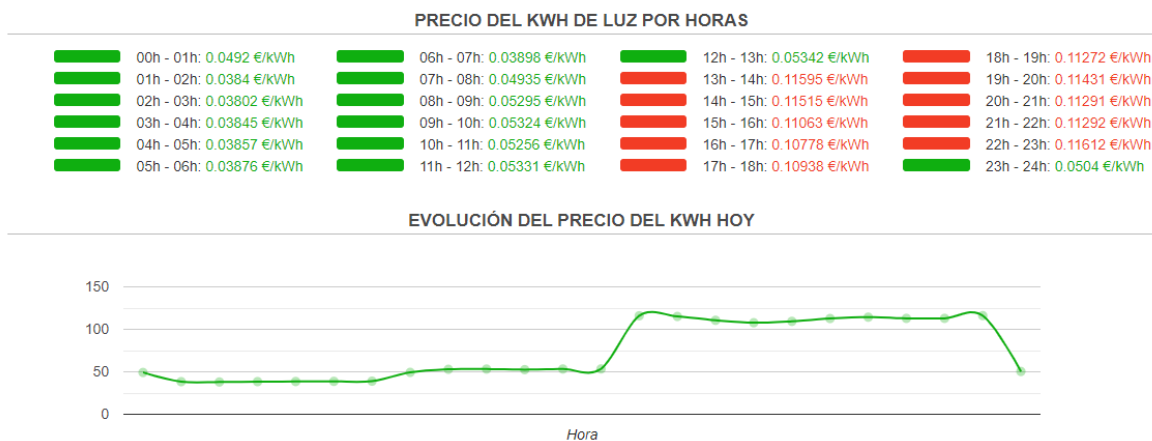


Ilustración 6: Precios durante el día para clientes con vehículos eléctricos. [21]

Para el incentivo de la adopción de vehículos eléctricos se ha subsidiado con 4000-5000€ para BEVS. Y se exime impuestos a vehículos con emisión menor a 120 g/km de CO₂. [23]

Reino Unido

Los mecanismos tarifarios están dirigidos a modificar conductas de consumo a largo plazo, desplazando los consumos hacia horarios de menor estrés del sistema. Pero, a diferencia de España, en Inglaterra, los mecanismos tarifarios tienen una relación directa con las cantidades de potencia que subasta el mercado y los precios de potencia.

Tarifas de electricidad

El mercado de la electricidad en Reino Unido está desregulado. Los precios de energía son ofrecidos libremente a los consumidores por distintas compañías suministradoras, en un contexto de libre competencia.

Las tarifas con discriminación horaria van acompañadas de la instalación de medidores inteligentes. Con respecto a esto, el gobierno británico ha comprometido el cambio de la totalidad de los medidores analógicos por medidores digitales durante el año 2020. [24][25]

Tarifa Economy 7 (E7)

Esta tarifa ofrece 7 horas de precios más económicos. Las horas con descuento se ubican en la noche y madrugada, pero varían de acuerdo con la zona geográfica.

En los últimos años, esta tarifa ha llegado a ofrecer más de un 50% de descuento sobre el precio de horario diurno. Además, requiere de un medidor capaz de proporcionar dos lecturas: una diurna y otra nocturna ajustada al período de 7 horas.

Tarifa Economy 10 (E10)

Consiste en un período de 10 horas de descuento que se distribuyen en las horas fuera de punta en la tarde, noche y madrugada (3 horas de la tarde, 2 horas en la noche, 5 horas durante la noche). Las horas de menor demanda se determina por el operador de la red de distribución local y varía por zona geográfica. Los descuentos son usualmente del 50% menores al precio de hora punta.

La tarifa se requiere de un medidor de tarifas múltiples, que permita programar y cambiar automáticamente los períodos tarifarios para adaptarlos a la variación estacional de la demanda.

Tarifas White Meter y TwinHeat

La tarifa White Meter es utilizada en Escocia. Es similar a la tarifa Economy 7 pero ofrece 8 horas con descuento en las horas fuera de punta durante la noche.

La tarifa TwinHeat, utilizada en Gales, es similar a la tarifa Economy 10. Ofrece dos períodos de descuento durante el día, cuatro horas en la tarde y tres horas en la noche.

Tarifa TIDE

Ofrece cuatro tramos tarifarios en los días laborales (baja, diurno, alta y nocturno) y dos tramos tarifarios durante el fin de semana (baja y diurna)

El precio de las horas punta (16:00- 20:00 h) es casi 5 veces mayor al precio de la energía en horas valle (0:00 -7:00 h). Incentivando fuertemente el desplazamiento de consumos a las horas fuera de punta.

Se acompaña con la instalación de temporizadores en los electrodomésticos desplazables como cargadores para automóviles, lavadoras de ropa, acumuladores de calor, etc.

Esta tarifa es respaldada por Nacional Grid (Operador del sistema británico), ya que permite solucionar problemas de operación relacionados al aumento de penetración de energías renovables intermitentes.

Vehículos Eléctricos

La carga de vehículos eléctricos se considera "flexible", es decir, como una de las acciones que pueden cambiar o reducirse en un momento particular del tiempo sin sufrir consecuencias inaceptables para un hogar. En este caso, ya que el aparato tiene cierto grado de almacenamiento de energía, se espera que los consumidores estén dispuestos a posponer el uso del electrodoméstico. [24]

Se prevé que los vehículos eléctricos pueden ser una parte clave en la estrategia del gobierno británico para cumplir los objetivos de reducción de emisiones de carbono.

Con respecto a la flexibilidad potencial de estos consumos, el vehículo eléctrico podría enchufarse para cargarlo durante la noche. Dado que la carga podría retrasarse o interrumpirse, se necesitará que haya un tiempo suficiente de carga total para que el cliente esté seguro de que la batería está a la capacidad requerida.

Las proyecciones de energía y emisiones de Department of Energy & Climate Change (DECC) contienen un escenario de referencia para el uso de vehículos eléctricos. Aumentando de 68 KWh en el 2015 a 3.3 TWh en el 2035.

Con respecto a la adopción de vehículos eléctricos, se ha subvencionado a clientes que adquieran vehículos con 0 emisión de CO₂ de £3000 para vehículos con precio menor a £ 50.000. Y se exime de impuestos a vehículos de cero emisiones. [23]

California

Tarifas de electricidad

En Estados Unidos, California Public Utilities Commission (CPUC) determina la cantidad de períodos TOU, con su duración y estacionalidad correspondiente. Además, realizan un chequeo de la rentabilidad de las tarifas propuestas por cada empresa.

El pliego tarifario es propio de cada empresa, debiendo ser aprobado por CPUC, de modo que cada empresa obtenga la rentabilidad que le corresponde según normativa.

En California, la señal de precio para los clientes residenciales considera precios de energía, sin cargo por potencia, diferenciados por bloque horario e invierno-verano.

Tarifa Tiempo de Uso

La señal de control de punta se da por medio de precios mediante una tarifa TOU. En la que se discrimina según días hábiles-no hábiles, invierno y verano y por bloques horarios, Se distinguen los períodos Super Peak, On-peak, Off-Peak y Super Off-Peak.

En agosto del 2017, la CPUC estableció los nuevos intervalos de cada período, proceso en el que participan las empresas (PG&E, SCE y SDG&E) y el Coordinador (CAISO).

CAISO presenta su informe de determinación de los períodos. En su propuesta se definen los siguientes períodos [26]:

- Super-peak: Se presentan rampas profundas, difíciles de manejar, por ende, se presenta con altos precios. Se basa en las horas en que la carga neta máxima es probable que ocurra en promedio durante todo un mes.
- Peak: alta demanda con necesidades diarias de rampa.
- Super Off-Peak: se basa en las horas proyectadas que es más probable que ocurra la sobregeneración.
- Off-Peak: horas restantes a las anteriormente mencionadas.

PERÍODOS TARIFA TOU 2016

Tipo de día	Meses	Super Off-Peak	Off-peak	Peak	Super Peak
Laboral	En, Feb, May, jun, Sept, Oct, Nov, Dic	-	00:00 - 16:00 h. 21:00 - 00:00 h	16:00 - 21:00 h	-
	Mar, Abr	10:00 - 16:00 h	00:00 - 10:00 h. 21:00 - 00:00 h	16:00 - 21:00 h	-
	Jul, Ag	-	00:00 - 12:00 h. 21:00 - 00:00 h	12:00 - 16:00 h	16:00 - 21:00 h
No Laboral	En, Jun, Sep, Dic.	10:00 - 16:00 h	00:00 - 10:00 h. 21:00 - 00:00 h	16:00 - 21:00 h	-
	Jul, Ag	-	00:00 - 16:00 h. 21:00 - 00:00 h	16:00 - 21:00 h	-

Tabla 3: Períodos Tarifa TOU en California. [12]

Smart-Rate

Como medida de gestión de demanda, las empresas ofrecen a sus clientes diferentes alternativas. En el caso de PG&E, se considera un descuento de 0.024 USD/kWh en el precio de la energía desde el 1 de junio al 30 de septiembre, salvo en los SmartDays. Estos corresponden a los días de mayor demanda eléctrica desde las 14 hasta las 19 horas, donde se aplica un sobrecosto de 0.6 USD/kWh. Se registran un máximo de 15 SmartDays al año. A los clientes se les avisa a las 14 horas del día anterior para que puedan planificar su consumo. [24]

Vehículos Eléctricos

La carga de vehículos eléctricos se considera un mecanismo para el llenado de valles. Con respecto a esto, la empresa PG&E ofrece planes para consumidores residenciales [27]:

Plan EV-A

Combina el costo debido a la carga del vehículo eléctrico con los costos por el consumo de electricidad de la residencia.

Los costos de este plan son menores desde las 00:00 hasta las 15:00 horas, todos los días, incluyendo fin de semanas y días feriados. La electricidad es más cara durante el Peak, de 16:00 a 21:00 horas y Partial-Peak, de 15:00 a 16:00 horas y de 21:00 a 00:00 horas.

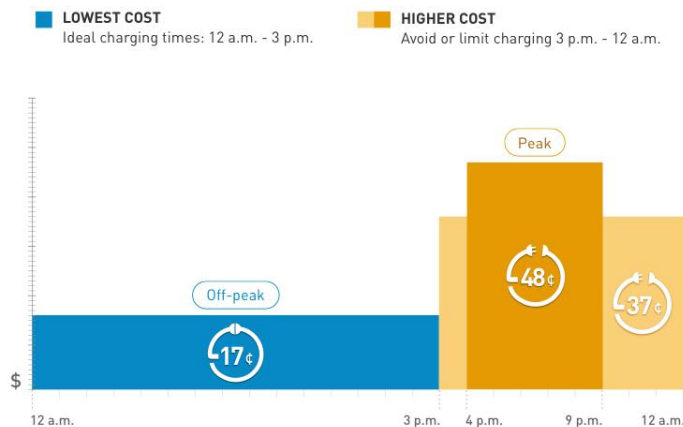


Ilustración 7: Plan EV-A de tarifa eléctrica para clientes con vehículos eléctricos.[27]

Plan EV-B

Requiere un equipo de medida por separado para el cargador del vehículo eléctrico. Es decir, separa los costos por la carga de vehículo eléctrico con los del hogar.

Para este plan cambian tanto los bloques horarios como los costos de la electricidad. Los costos son más bajos de 23:00 a 7:00 horas cuando la demanda es menor. La electricidad es más cara durante el Peak, que es de 14:00 a 21:00 horas y, Partial-Peak, de 7:00 a 14:00 y de 21:00-23:00 horas.

Los fines de semana y días feriados incluye 15:00 a 19:00 horas dentro del período Peak y las horas restantes dentro del período Off-Peak.

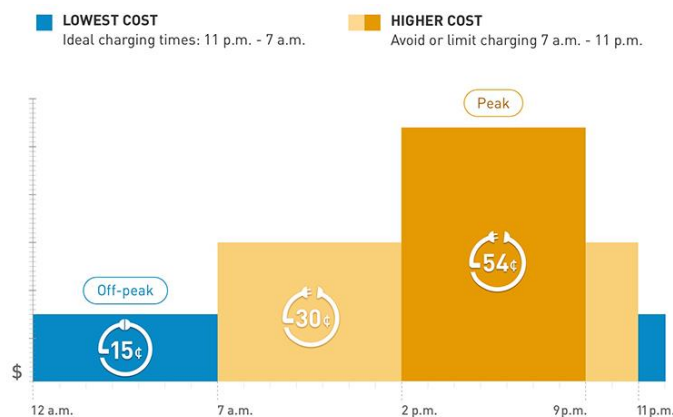


Ilustración 8: Plan EV-B de tarifa eléctrica para clientes con vehículos eléctricos.

Para ambos planes, las tarifas mostradas en los gráficos ¢/kWh y refleja las tarifas de verano, las cuales son más altas que en los otros períodos.

Para incentivar la compra de vehículos eléctricos se han dispuesto reembolsos de hasta US\$5.000 por vehículo de servicio liviano disponibles para individuos y dueños de negocios que compran o arriendan nuevos vehículos eléctricos. Se ha dispuesto la rebaja de impuestos de US\$ 1.500 para híbridos enchufables, US\$2.500 para vehículos totalmente eléctricos.

Francia

La Comisión de Regulación de Energía (CRE) tiene el objetivo general de contribuir al buen funcionamiento de los mercados de electricidad y gas natural, con la facultad de proponer tarifas por el uso de las redes eléctricas públicas. El área de transmisión y distribución están bajo la supervisión de la CRE. La venta de electricidad de parte de proveedores está sujeta a aprobación gubernamental. La libre competencia es limitada con respecto a las prácticas de fijación de precios.

La ley NOME (Nueva Organización del Mercado de la Electricidad) establece que los clientes que hayan contratado menos de 36 kVA se pueden acoger a la tarifa regulada TURPE. La TURPE viene propuesta por la CRE. Desde el año 2011 es la CRE quien tiene la potestad de establecer la parte regulada de la tarifa eléctrica.

Un total de 22 empresas de comercialización (proveedores) están presentes en el mercado francés a nivel nacional (10 de estas ofrecen contratos a todos los clientes y 12 solo a clientes no residenciales). Entre estas empresas se encuentran Strasbourg electricité reseaux, Alterna, Energem, además de proveedores de energía verde como Enercoop y Planet SI. [25]

Con respecto a la adopción de vehículos eléctricos se ha tomado la decisión de eximir de impuestos a vehículos con emisiones menor a 20 g/km de CO₂. Y subvencionar la compra de vehículos particulares con emisiones menor a 20g/km de CO₂ con precio €45.000[23]

Tarifa de electricidad Turpe

La empresa Strasbourg Électricité Réseaux ofrece 1, 2 y 4 franjas horarias en las tarifas TURPE. [28]

Tarifa con dos franjas horarias

Los bloques horarios se diferencian entre las horas punta y las horas no-punta. Pudiendo elegir el bloque de horas fuera de punta:

- Código A: 23:00 a 6:59 horas.
- Código Y: 22:00 a 5:59 horas

Tarifa con cuatro franjas horarias

Precio diferenciado entre las horas de menor actividad y máxima según las mismas posibilidades de distribución que la tasa en los 2 rangos anteriores y según la temporada de verano-invierno.

Las tarifas de baja tensión con potencia menor a 36 kVA con 4 franjas horarias están reservadas para clientes equipados con medidores inteligentes.

Tarifas de electricidad Libre mercado

Por otra parte, hay dos tipos principales de tarifas disponibles en Francia para quienes no se acojan a la tarifa TURPE. Por ejemplo, las tarifas ofrecidas por la comercializadora Alterna [29] son:

- **Opción Base:** Es una tarifa plana. Recomendada para clientes que no tengan calefacción eléctrica.

- **Heures Creuses:** Para clientes con calentador de agua eléctrico o radiadores de almacenamiento. Ofrece descuento en las tarifas de electricidad en hora punta para calentar estos aparatos. En general, la temporada baja (heures creuses) es desde 23:00 a 7:30 horas.

Resumen experiencia internacional

	Tarifas	Regulación Tarifas	Regulación EV	Tarifas EV
España	2.0 DHA, 2.0 DHA, Plana, PVPC	Tarifa PVPC regulada por Min. Industrias Comercializadoras bajo libre competencia	Subsidio para BEVS Exime de impuestos por emisión de CO_2	Planes tarifarios con discriminación horaria
Inglaterra	E7, E10, TIDE	Comercializadores bajo libre competencia	Subvención de vehículos con 0 emisión de CO_2 Exime de impuestos a vehículos de cero emisión	Desplazamiento de consumo mediante respuesta en demanda
California	Plana, TOU Smart-Rate	Tarifas aprobadas por CPUC	Rebaja de impuestos vehículos eléctricos Reembolso por compra de vehículo eléctrico	Planes tarifarios con discriminación horaria
Francia	TURPE, Base, Heures Creuses	CRE regula tarifas para clientes con potencia $\leq 36kVA$	Subvención de compra de vehículos particulares con baja emisión de CO_2 Exime de impuestos a vehículos por emisión de CO_2	Tarifas con discriminación horaria

Tabla 4: Tabla resumen de experiencia internacional. (Elaboración propia)

III. Metodología

La metodología propuesta consta de 3 partes. Primero, la creación de perfiles de demanda por carga de vehículos eléctricos, en base a los viajes y horas de llegada a los hogares de los conductores. Segundo, estimar el desplazamiento de esta demanda para distintas tarifas, es decir, reflejar el comportamiento de los conductores para distintos precios durante el día en base a la tarifa contratada. Por último, se aplica un modelo para cuantificar la adopción de vehículos eléctricos a nivel de alimentador en función de características socioeconómicas, del hogar y de transporte.

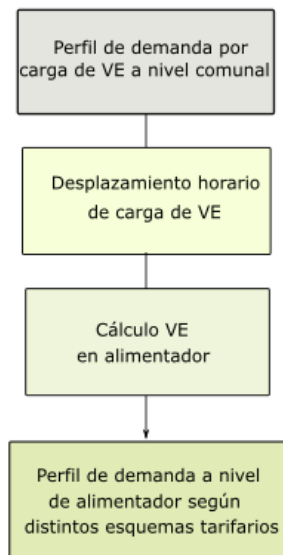


Ilustración 10: Esquema resumen del procedimiento para obtener perfiles de demanda a nivel de alimentador según distintos esquemas tarifarios (Elaboración propia)

3.1 Obtención del perfil de demanda por carga de vehículos eléctricos

Mediante un algoritmo de simulación de Montecarlo se simula el movimiento de la flota de vehículos en un día típico, detectando tanto el estado de carga final al llegar al hogar como el momento en que esta carga se lleva a cabo. Es decir, a partir de un valor promedio de las salidas de los usuarios de VE, se obtiene un perfil de demanda eléctrica. Se desarrolla la metodología planteada en *“Aggregated electric vehicles load profiles with fast charging stations”*, que tiene como objetivo obtener el perfil de carga de centros de carga rápida para vehículos eléctricos, pero se adaptó para que fuese a nivel residencial para cumplir los objetivos de esta memoria.

Se considera individualmente la carga de vehículos eléctricos de cada conductor, con sus propias características (tamaño, capacidad y consumo) y hábitos de movilidad. Luego, se obtiene el total de potencia utilizada de la suma de todas las cargas, según los horarios de llegada al hogar y las duraciones de carga. Para este modelo, se hace la suposición de que el conductor, al llegar al hogar,

carga inmediatamente su vehículo. Es decir, no hay ningún tipo de incentivo para que decida cargar en otro horario.

Se debe destacar el alto nivel de aleatoriedad en las variables con las que trabaja el modelo. Simulando el movimiento de la flota de vehículos eléctricos en un día típico. Teniendo como dato la hora a la que se realiza la carga del vehículo, la energía consumida por cada uno y duración de carga de acuerdo con su estado de carga al llegar al hogar.

A partir de lo anterior, se obtiene un perfil diario en base a los siguientes datos de entrada:

- Características de los conductores: cantidad de viajeros regulares y no regulares. Cantidad de trabajadores *part time* y *full time*.
- Hábitos de movilidad: hora de llegada al trabajo o “punto x”. Velocidades promedio, distancias recorridas, tiempo de estacionamiento
- Características de los vehículos eléctricos: tipos (pequeño y mediano), capacidad de las baterías y consumo según tipo de vehículo, potencia de carga de las baterías.

Dentro del procedimiento, se consideran tanto variables fijas como aleatorias. Dentro de las variables fijas, se encuentran la cantidad de vehículos pequeños y medianos, la cantidad de viajeros regulares y no regulares, potencia, estado de carga inicial de la batería (SOC; en inglés *State Of Charge*) y tiempo de estacionamiento para viajeros regulares. Mientras que las variables que se asignan de forma aleatoria son las distancias recorridas, la velocidad, capacidad y consumo de batería, hora de llegada al trabajo o “punto x” (todas las variables anteriores se consideran con sus promedios y desviación estándar respectivas) y finalmente, tiempo de estacionamiento para viajeros no regulares.

3.1.1 Cálculo de energía y duración de carga

Se calcula la variación del estado de carga de la batería (SOC) del vehículo (desde la partida hasta la llegada al hogar). El cálculo se realiza a partir de:

$$SOC_{final} = SOC_{inicial} - \frac{distancia \cdot consumo}{capacidad} \quad (1)$$

Es posible obtener la energía requerida para cada vehículo que llega al hogar considerando que se quiere alcanzar el 100% del SOC, y con una potencia constante durante la carga.

$$Energía\ VE = (1 - SOC_{final}) \cdot capacidad \quad (2)$$

Y, por último, la duración de la carga

$$Duración\ carga = \frac{Energía\ VE}{Potencia} \quad (3)$$

Al considerar la duración de carga desde la hora de llegada y sumar todas las potencias coincidentes, se obtiene el perfil de demanda debido a la carga de todos los vehículos eléctricos.

$$\begin{aligned} & \text{Hora salida del trabajo (o punto x)} \\ & = \text{hora llegada trabajo} + \text{tiempo estacionamiento} \quad (4) \end{aligned}$$

$$\text{Hora llegada al hogar} = \text{hora salida del trabajo} + \frac{\text{distancia}}{\text{velocidad}} \quad (5)$$

En el siguiente esquema se encuentra resumido el procedimiento anteriormente descrito

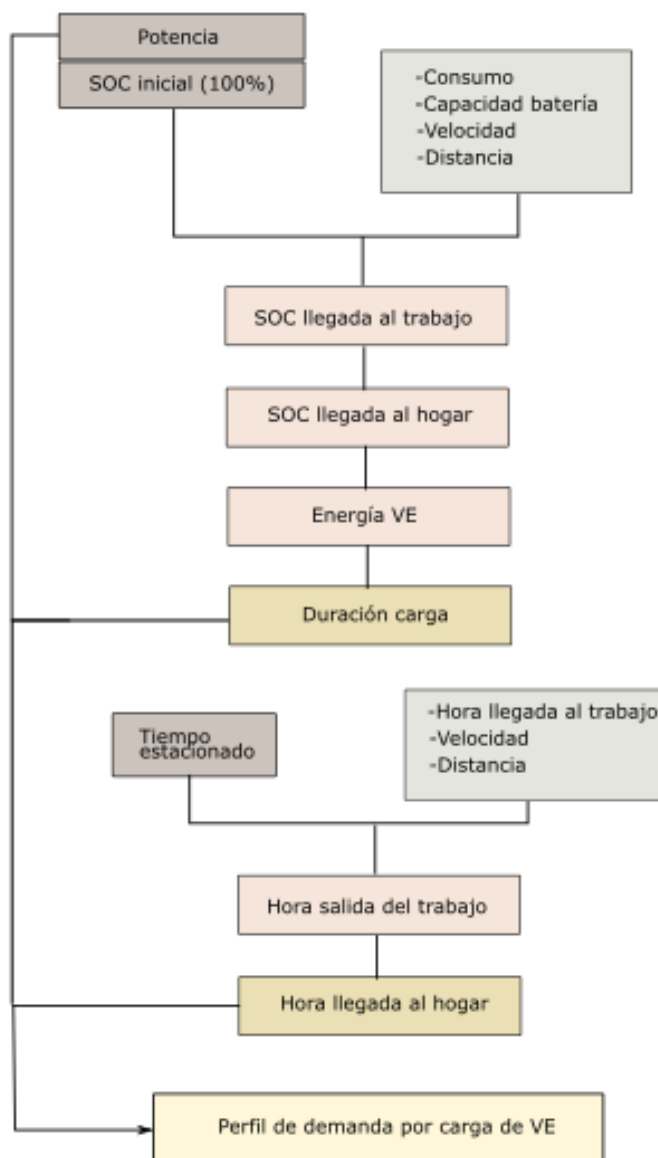


Ilustración 11: Esquema de procedimiento para la obtención de perfil de demanda por carga de vehículo eléctrico. (Elaboración propia con datos de [30] [31] [32])

3.1.2 Consideraciones y parámetros

El procedimiento anteriormente explicado se aplica a la comuna de Las Condes, en la ciudad de Santiago, ubicada en la región Metropolitana. Aborda la carga residencial de vehículos eléctricos pequeños y medianos.

Los viajeros se clasifican en dos tipos, regulares y no regulares. Los viajeros con hábitos regulares son aquellos que comienzan sus viajes a la misma hora, manejan distancias similares cada día y permanecen en el trabajo un tiempo determinado. Por otro lado, están los viajeros no regulares que pueden salir en cualquier momento del día y pueden permanecer estacionados tiempos distintos.

La distribución entre viajeros regulares y no regulares cambia para días hábiles y no hábiles. Para los fines de semana o días festivos, los trabajadores *part time* siguen considerándose regulares y los trabajadores *full time* pasan a ser no regulares, ya que se asume que no trabajan esos días.

Tipo de día	Tipo de viajero	Distribución	Tipo de trabajador	Distribución
día hábil	viajeros regulares	40.70%	<i>full time</i>	68%
	viajeros no regulares	59.30%	<i>part time</i>	32%
día no hábil	viajeros regulares	16.38%	<i>part time</i>	100%
	viajeros no regulares	77.34%		
	no salen	6.28%		

Tabla 5: categoría de conductores según tipo de día. Elaboración propia con datos de [30][33]

En cuanto a la categoría y características de los vehículos eléctricos, se consideran lo siguiente:

Características	Pequeño	Mediano
Cantidad de vehículos eléctricos	77355 (57.3%)	57645 (42.7%)
Potencia kW	2.4	2.4
Capacidad batería kWh	24 ± 2.74	33 ± 3.54
Consumo kWh/km	0.1 ± 0.03	0.15 ± 0.03

Tabla 6: Características de vehículos eléctricos y su distribución. (Elaboración propia con datos de [30] [31] [32])

En las tablas 7, 8 y 9 se aprecian los datos de las distancias, velocidad, horas de salida al trabajo o a un “punto x” (para viajeros no regulares) y tiempo de estacionamiento utilizados en el modelamiento.

	Viaje a sector	Día hábil	Total de viajes	Día no hábil	Velocidad promedio km/h
mañana	mismo sector	8 ± 2	58%		
	sector opuesto	20 ± 9	38%	10.17 ± 2.95	19.84 ± 4.27
	otro sector	40 ± 10	4%		
tarde	mismo sector	8 ± 2	58%		
	sector opuesto	20 ± 9	38%	15.2 ± 2.95	19.84 ± 4.27
	otro sector	40 ± 10	4%		

Tabla 7: Distancias recorridas (en km) según tipo de día y velocidad promedio (distribución normal) (Elaboración propia con datos de [30] [33][34])

	Día hábil	Total Viajeros día hábil	Día no hábil	Total viajeros Día no hábil
<i>Part time</i> mañana	8:37:31 ± 1:14:13	7.81%	8:37:31 ± 1:14:13	9.83%
<i>Part time</i> tarde	14:30:05 ± 1:14:13	5.21%	14:30:05 ± 1:14:13	6.55%
<i>Full time</i>	8:37:31 ± 1:14:13	28%		
No regulares	14:12:10 ± 3:5:56	59.30%	14:35:26 ± 3:37:48	77.34%

Tabla 8: Hora de salida del hogar (distribución normal) según tipo de trabajador y viajero no regular, para distintos tipos de días. (Elaboración propia con datos de [33] [34])

Tipo de trabajador	Día hábil	Día no hábil
<i>part time</i>	6	6
<i>full time</i>	9	
no regulares	1 a 3 (distribución uniforme)	1 a 5 (distribución uniforme)

Tabla 9: Tiempo de estacionamiento (en horas). (Elaboración propia con datos de [30][33])

3.2 Desplazamiento de la carga de vehículos eléctricos

El desplazamiento de la demanda debido a la carga de vehículos eléctricos se realizó mediante un modelo de optimización que minimiza los costos que significarían para el usuario final cargar su vehículo en determinadas horas del día, considerando distintas tarifas. Por lo tanto, el desplazamiento del consumo se realiza por vehículo y luego, considerando el nuevo horario de carga, se aplica el modelo anterior para obtener el perfil de demanda final.

3.2.1 Modelo para tarifa con n bloques horarios

$$\min F = \left[\sum_{j=1}^n P_j (x_{jf} - x_{ji}) \right] \cdot \text{Potencia} \quad (6)$$

n = cantidad de bloques horarios

P_j = precios bloque horario j .

x_{ji} = hora inicial de carga en bloque $j = 1,2,3$

x_{jf} = hora final de carga en bloque j

Condiciones:

$x_{ji}, x_{jf} \in [\text{hora de llegada al hogar, hora máxima de carga}]$

$x_{ji}, x_{jf} \in [\text{hora inicial bloque horario 1, hora final bloque horario } j]$

3.2.2 Modelo para tarifa RTP

$$\min F = [F_1 + F_2 + \dots + F_{24}] \quad (8)$$

$$F_1 = [P_1(x_{1f} - x_{1i}) + P_2(x_{2f} - x_{2i}) + \dots + P_n(x_{nf} - x_{ni})] \cdot \text{Potencia}$$

$$\text{con } (x_{1f} - x_{1i}) + (x_{2f} - x_{2i}) + \dots + (x_{nf} - x_{ni}) = \text{tiempo de carga vehículo}$$

$$F_2 = [P_2(x_{2f} - x_{2i}) + P_3(x_{3f} - x_{3i}) + \dots + P_m(x_{mf} - x_{mi})] \cdot \text{Potencia}$$

$$\text{con } (x_{2f} - x_{2i}) + (x_{3f} - x_{3i}) + \dots + (x_{mf} - x_{mi}) = \text{tiempo de carga vehículo}$$

Sucesivamente hasta llegar a la función F_{24} .

Donde F_1, \dots, F_{24} son funciones de costo, con las cuales se evalúa el costo de comenzar a cargar en una hora inicial "i" y terminar de carga en una hora final "f", de acuerdo con su duración de carga y dados los diferentes precios en cada hora. Luego, el modelo elige la función con mínimo costo.

P_j = precio en la hora j

x_{ji} = hora inicial de carga en bloque j

x_{jf} = hora final de carga en bloque j

Condiciones:

$x_{1i}, \dots, x_{24i}, x_{1f}, \dots, x_{24f} \in [\text{hora de llegada al hogar, hora máxima de carga}]$

$x_{1i}, x_{1f} \in [00:00, 1:00]$

$x_{2i}, x_{2f} \in [1:00, 2:00]$

...

$x_{24i}, x_{24f} \in [23:00, 24:00]$

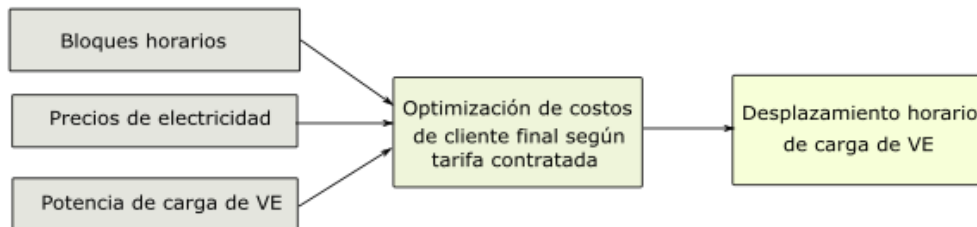


Ilustración 12: Esquema de procedimiento para la obtención de desplazamiento de la carga de vehículo eléctrico en el perfil de demanda. (Elaboración propia)

3.2.3 Consideraciones y parámetros

Se debe considerar que estos modelos se aplican a determinados tipos de consumidores presentados a continuación:

Tipos de consumidor	Número de personas	Características
consumidor 1	60	Criterio de compra más básico-tradicional, basado en relación precio-calidad del producto o servicio. Son pasivos y están a gusto con el contexto actual.
consumidor 2	108	Criterio de compra es el más básico (precio-calidad) y tiene el mayor hábito de compra. Tienen la más baja tasa de preocupación por el impacto de sus hábitos en su entorno social y en el medio ambiente. grupo es el menos informado y el menos preocupado por informarse sobre el tema.
consumidor 3	107	Tienen algunos hábitos de consumo responsable como el reciclaje, y están preocupados del impacto que puedan tener sus hábitos de consumo en el medio ambiente y en su contexto social, consideran que su comportamiento personal puede influir poco o nada en un cambio en los hábitos colectivos.
consumidor 4	116	Da importancia al tema y está informado al respecto. Tienen hábitos de consumo consecuentes con su postura. Son personas que hacen un esfuerzo por reciclar su basura, por ahorrar en cuanto a consumo energético y evitar productos que dañen el medioambiente

Tabla 10: Tipos de consumidor. [35]

De acuerdo con la tabla anterior, que presenta una muestra de los tipos de consumidores, se consideró que los consumidores tipo 1, 2 y la mitad de los consumidores tipo 3 harían caso omiso de la existencia de las tarifas evaluadas, cargando en la hora a la que llegan a sus hogares. Esto debido a que serían personas sin conciencia de consumo y/o no informadas. Mientras que la otra mitad de los consumidores 3 y el total de los consumidores 4, cargarían en las horas en las que el costo de su consumo sería menor. Por lo tanto, del total de viajeros, un 56.65% mantiene su comportamiento inicial y el 43.35% es capaz de desplazar su consumo.

Otra consideración importante, es que la carga debe ser continua desde que el consumidor elige una hora determinada para cargar. El total de horas que se decida cargar debe ser igual al tiempo de duración de carga que necesita la batería para llegar al 100%, si esto implica pasarse a un horario con un precio mayor, se fuerza a que la carga sea continua. Por otra parte, en las restricciones se expresa que los viajeros regulares no pueden elegir cargar en horarios en los que se encuentra en el trabajo ni viajando. Por ende, se establece una hora máxima de carga que corresponde a la hora de salida del usuario menos el tiempo de duración de carga requerido.

Se considera como referencia la tarifa base para un cliente residencial BT1 T3 de Enel Distribución es de \$111.53 [36], actualmente una tarifa plana. A partir de una revisión internacional de los bloques horarios típicos de tarifas TOU y RTP, junto con sus variaciones de precio entre los distintos bloques [21] [37] [38], se escalan los precios y bloques horarios a la realidad chilena, presentados a continuación

Bloques horarios	Rango de horas	Precio \$/kWh
------------------	----------------	---------------

Supervalle	23:00-6:00	55.77
Valle	6:00-16:00	76.88
Punta	16:00-23:00	160.6

Tabla 11. Horario y precio de tarifa TOU con 3 bloques horarios. [21][37][38]

Bloques horarios	Rango de horas	precio \$/kWh
Valle	23:00-16:00	76.88
Punta	16:00-23:00	160.6

Tabla 12: Horario y precio de tarifa TOU con 2 bloques horarios. [21][37][38]

Rango de horas	precio \$/kWh
00h-01h	106.92
01h-02h	100.39
02h-03h	99.98
03h-04h	100.54
04h-05h	100.05
05h-06h	100.82
06h-07h	100.90
07h-08h	107.04
08h-09h	111.01
09h-10h	111.31
10h-11h	110.61
11h-12h	111.39
12h-13h	111.53
13h-14h	110.44
14h-15h	109.54
15h-16h	104.40
16h-17h	101.24
17h-18h	103.04
18h-19h	106.81
19h-20h	108.55
20h-21h	106.97
21h-22h	106.99
22h-23h	110.59
23h-24h	108.21

Tabla 13: Hora y precio de Tarifa RTP [21][37][38]

La tarifa CPP puede ser contratada independiente de la tarifa actual del cliente final. Aplicándose un sobrecargo en las horas críticas del sistema. Para evaluar los efectos, se aplicará este sobrecargo a las 18:00 y 21:00 horas para tarifa plana, ya que en estas horas podría tener mayor incidencia en el perfil de demanda debido a la rutina de los usuarios finales. El precio de la electricidad será de \$178.45 y durará 2 horas. Se debe considerar que estas horas críticas tienen un número limitado durante el año, por lo tanto, se considera como una “tarifa no permanente”

3.3 Cálculo de vehículos eléctricos a nivel de alimentador

El modelo utilizado se basa en *“The spatial pattern of demand in the early market for electric vehicles: Evidence from the United Kingdom”*. En este estudio se especifican una serie de modelos de regresión, utilizando el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (en inglés abreviado *OLS*). El objetivo es explicar la variación en los registros de vehículos eléctricos, utilizando ciertas características del área. En particular, se consideran tres grupos diferentes de características, las cuales son socioeconómicas, del hogar y del sistema de transporte. Los resultados de los modelos indican que estas características muestran un poder explicativo significativo sobre los registros de vehículos eléctricos [39]. La ecuación de regresión lineal es de la forma:

$$y = b_0 + \sum_i^n b_i \cdot x_i \quad (9)$$

Donde "y" corresponde al logaritmo natural de registro de vehículos eléctricos por cada mil vehículos en una zona determinada. "b₀" corresponde al intercepto con el eje vertical, "b_i" son los parámetros que relacionan la variable dependiente con las características socioeconómicas, del hogar y de transporte. "x_i" corresponde al logaritmo natural de las variables independientes (a excepción de la cantidad de puntos de carga). A continuación, se muestran los parámetros y variables independientes utilizadas para el modelo seleccionado (OLS4 M4).

X	Variables independientes	Coefficiente b	Valor de b
	Intercepto	b0	-5.101
	Socioeconómicos		
x1	Edad promedio (años)	b1	0.488
x2	Estudios universitarios (%)	b2	0.426
x3	Trabajador independiente (%)	b3	0.353
x4	Ingreso promedio (GBP)	b4	0.74
	Hogar		
x5	Densidad población (por hectárea)	b5	0.003
x6	Casas pareadas (%)	b6	0.193
x7	Promedio de residentes	b7	-1.878
	Transporte		
x8	1 auto por casa (%)	b8	-1.44
x9	Conductor auto para trabajo (%)	b9	-0.085
x10	HEVs por 1000 autos	b10	0.274
x11	Puntos de carga	b11	0.003

Tabla 14: Variables independientes y valores de parámetros del modelo de regresión lineal (Elaboración propia con datos de [39])

De acuerdo con los valores mostrados, las variables socioeconómicas muestran una mayor influencia en la adopción de vehículos eléctricos. Se infiere que estos son más populares en áreas con mayor nivel de educación, con mayor actividad empresarial y que, además, el registro de vehículos eléctricos tiende a aumentar junto con el aumento de la riqueza de la población. Además, la adopción de vehículos eléctricos tiende a ser mayor en áreas sub-urbanas, así como también el número de HEVs por cada mil vehículos. Lo que sugiere que estas áreas son más receptivas a la introducción de vehículos eléctricos. En cuanto al número de puntos de carga se infiere que la disponibilidad de infraestructura de carga tiende a asociarse con altos niveles de adopción de vehículos eléctricos. [39]

Por otro lado, se infiere que las áreas con hogares más grande (mayor promedio de residentes) y áreas en las que su población depende de un vehículo para satisfacer sus necesidades de movilidad, tienden a reducir su demanda por vehículos eléctricos. [39]

Este modelo de regresión se utiliza para obtener la proporción de vehículos eléctricos cada mil vehículos en un alimentador con respecto a la cantidad de vehículos en la comuna. Esto permite obtener los perfiles de demanda considerando la cantidad de vehículos eléctricos en este.

Se muestra el siguiente esquema para explicar los pasos del modelo de forma resumida:

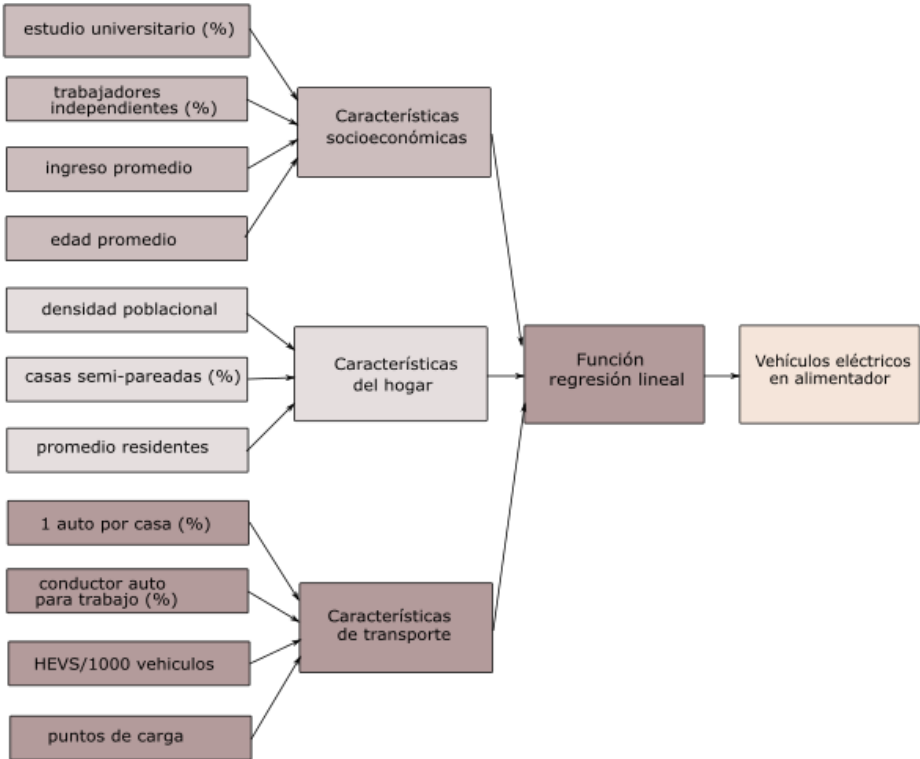


Ilustración 13: Esquema de procedimiento para la obtención de número de vehículos eléctricos por alimentador. (Elaboración propia con datos de [39])

3.2.1 Consideraciones y parámetros

En particular, se eligió el alimentador “Cristóbal Colón” (subestación Apoquindo), el que se encuentra en un barrio residencial de la comuna de Las Condes.

Luego, se establecen distintos casos para evaluar la cantidad de vehículos eléctricos totales en el alimentador en función del ingreso per cápita de las personas que viven en el sector abarcado por este. Los ingresos evaluados son el cuartil Q1, Q2 y Q3 de la Región Metropolitana (la muestra corresponde a los ingresos promedio de cada comuna) [40].

Modelo: OLS4 M4	Beta	Ingreso promedio Q3	Ingreso promedio Q2	Ingreso promedio Q1
Intercepto	-5.101			
Socioeconómicos				
Edad promedio (años) [41]	0.488	39.1	39.1	39.1
Estudios universitarios (%) [41]	0.426	62%	62%	62%
Trabajador independiente (%) [34]	0.353	20.2%	20.2%	20.2%
Ingreso promedio (GBP) [40]	0.74	15301.05	11383.64	9459.90
Hogar				
Densidad población (por hectárea) [41]	0.003	291.27	291.27	291.27
Casas semi-pareadas (%) [40]	0.193	31.99%	31.99%	31.99%
Promedio de residentes [41]	-1.878	2.4	2.4	2.4
Transporte				
1 auto por casa (%) [34]	-1.44	25%	25%	25%
Conductor auto para trabajo (%) [34]	-0.085	33.1%	33.1%	33.1%
HEVs por 1000 autos [31][34]	0.274	0.68	0.68	0.68
Puntos de carga [43]	0.003	0	0	0
Total de ln(VE/1000)		3.17	2.95	2.82
	VE/1000	23.88	19.18	16.73
	(en alimentador con respecto a la comuna)			

Tabla 15: Cálculo de número de vehículos eléctricos por alimentador según distintos ingresos (Elaboración propia)

Como se mencionó anteriormente, este modelo permite obtener la cantidad de vehículos eléctricos cada mil vehículos en el alimentador con respecto a la comuna. Teniendo la cantidad de vehículos totales en la comuna (135.000 [34]), es posible obtener la cantidad de vehículos eléctricos por alimentador y evaluar las variaciones dado distintos ingresos per cápita de las personas que viven en el sector abarcado por el alimentador.

Se presenta el procedimiento resumido, utilizando los distintos modelos descritos, para obtener perfiles de demanda a nivel de alimentador y los desplazamientos de la demanda por carga de vehículos eléctricos ante distintos esquemas tarifarios.

3.4 Escenarios

Se evaluarán los perfiles de demanda considerando los escenarios mostrados en la tabla 16. En primer lugar, se considera un escenario base, sin vehículos eléctricos y con tarifa plana. Debido a esto, no se considera la incidencia del ingreso promedio per cápita sobre la cantidad de vehículos eléctricos en el alimentador.

Se define el resto de los escenarios considerando distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos y la cantidad en cada alimentador, según diferentes ingresos promedios per cápita. En particular, se consideran los cuartiles 1, 2 y 3 de los ingresos promedios de todas las comunas de la

Región Metropolitana. Haciendo el supuesto de que al haber menor penetración de vehículos eléctricos, esto se dará principalmente en los sectores de mayor ingreso. Y a mayor penetración de vehículos eléctricos, más se acercará a los ingresos promedios más bajos de la región.

Para cada tarifa, se evalúan los escenarios anteriormente descritos.

Escenarios	Penetración VE	Ingreso prom. per cápita	Tarifa
Base	0%	-	plana
Mayor	100%	Q1	Plana, TOU 2-3, RTP, CPP
Medio	58%	Q2	
Menor	17%	Q3	

Tabla 16: Escenarios según niveles de penetración de vehículos eléctricos e ingresos promedio per cápita para la obtención de perfil de demanda por carga de vehículo eléctrico. (Elaboración propia)

IV. Resultados

En la siguiente tabla se presentan los *peak* de demanda para cada escenario, tipo de día y tarifa. Se observa un claro aumento de demanda en las horas punta debido a la carga de vehículos eléctricos, independiente del tipo de tarifa contratada. Comparando los *peak* de demanda correspondiente a la tarifa plana, entre el escenario base y los escenarios con adopción de vehículos eléctricos, se observa que el *peak* de demanda del escenario mayor aumenta un 6.9%, el escenario menor aumenta un 1.4% y el escenario medio un 4.1% para días hábiles.

La tarifa CPP, cuando el sobrecargo es aplicado a las 21 horas (CPP 21), y la tarifa TOU con 2 y 3 bloques horarios (TOU 2 y 3), son la que muestran un menor *peak* los días hábiles. Mientras que la tarifa RTP y CPP con sobrecargo a las 18 horas (CPP 18), son las menos “capaces” de disminuir el *peak* de demanda.

Se debe hacer la distinción entre las tarifas que son aplicadas todos los días y las que son aplicadas días específicos. En el caso de la tarifa CPP 21, se logra cumplir el objetivo de bajar el *peak* pero un día particular, los días que no es aplicado, el *peak* de demanda corresponde al de la tarifa plana.

Tarifa	Escenario base		Escenario mayor		Escenario medio		Escenario menor	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
Plana	7.43	6.82	7.94	7.22	7.74	7.06	7.54	6.90
TOU 3	-	-	7.68	7.02	7.59	6.95	7.49	6.87
TOU 2	-	-	7.68	7.02	7.60	6.95	7.49	6.86
RTP	-	-	7.74	7.09	7.63	7.00	7.51	6.88
CPP 18	-	-	7.87	7.14	7.72	7.03	7.54	6.89
CPP 21	-	-	7.68	7.02	7.60	6.95	7.49	6.86

Tabla 17: Demandas máximas en MW según distintos escenarios y tarifas. (Elaboración propia)

Al comparar los *peak* de demanda de tarifa plana con los demás esquemas tarifarios, para cada escenario, se observa que la tarifa TOU de 3 bloques es la que logra una mayor disminución del *peak* de demanda para días hábiles. Mientras que la tarifa TOU de 2 bloques es la que tiene mayor efecto los días no hábiles.

Escenario base		Escenario mayor		Escenario medio		Escenario menor	
Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
122.24	111.50	128.68	116.10	126.52	114.56	123.80	112.61

Tabla 18: Energía total diaria en MWh según distintos escenarios. (Elaboración propia)

Tarifa	Escenario base		Escenario mayor		Escenario medio		Escenario menor	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
Plana	0.69	0.68	0.68	0.67	0.68	0.68	0.68	0.68
TOU 3	-	-	0.70	0.69	0.69	0.69	0.69	0.68
TOU 2	-	-	0.70	0.69	0.69	0.69	0.69	0.68
RTP	-	-	0.69	0.68	0.69	0.68	0.69	0.68
CPP 18	-	-	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
CPP 21	-	-	0.70	0.69	0.69	0.69	0.69	0.68

Tabla 19: Factor de carga según distintos escenarios. (Elaboración propia)

Las tarifas con mayor factor de carga es la Tarifa TOU de 2 y 3 bloques horarios y CPP de las 21 horas. Esto debido a que son las que logran una mayor disminución del *peak*, trasladando la carga a otros horarios.

Tarifa	Escenario mayor		Escenario medio		Escenario menor	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
Plana	0.95	0.99	0.96	0.99	0.98	0.99
TOU 3	0.96	0.97	0.97	0.98	0.99	0.99
TOU 2	0.96	0.98	0.98	0.99	0.99	1.00
RTP	0.96	0.96	0.97	0.97	0.99	0.99
CPP 18	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00
CPP 21	0.95	0.98	0.97	0.98	0.99	0.99

Tabla 20: Factor de coincidencia según distintos escenarios. (Elaboración propia)

El menor factor de coincidencia ocurre para la tarifa plana y CPP a las 21 horas en el escenario mayor. Esto debido a que corresponden a las tarifas de mayor *peak* de demanda debido exclusivamente a carga de VE. Además, estos ocurren a las 19 horas, mientras que el *peak* de demanda base ocurre a las 21 horas, por ende, el efecto de las cargas de vehículos eléctricos para estas tarifas es que aumentan y adelantan la potencia máxima total con respecto a la demanda base.

El mayor factor de coincidencia ocurre con las tarifas TOU de 2 y 3 bloques y CPP 18 horas. Las cuales corresponden a las tarifas de menor *peak* de demanda debido solo a la carga de VE. Si bien estos no son coincidentes con la hora de la demanda máxima base, esta última es mucho mayor. Por ende, las cargas que se dan a la misma hora que el *peak* de demanda base son las que aportan a una mayor demanda máxima total, aumentando el factor de coincidencia. En particular la tarifa CPP 18, a pesar de que su *peak* es a las 18 horas, traslada un gran porcentaje de cargas a la hora en que ocurre el *peak* de demanda base, aumentando considerablemente la demanda máxima total. Mientras que, para la tarifa TOU de 2 y 3 bloques horarios, la demanda máxima total es la más cercana a la demanda máxima base.

A continuación, se presentan los perfiles de demanda para cada tarifa, escenario y tipo de día

4.1 Tarifa plana

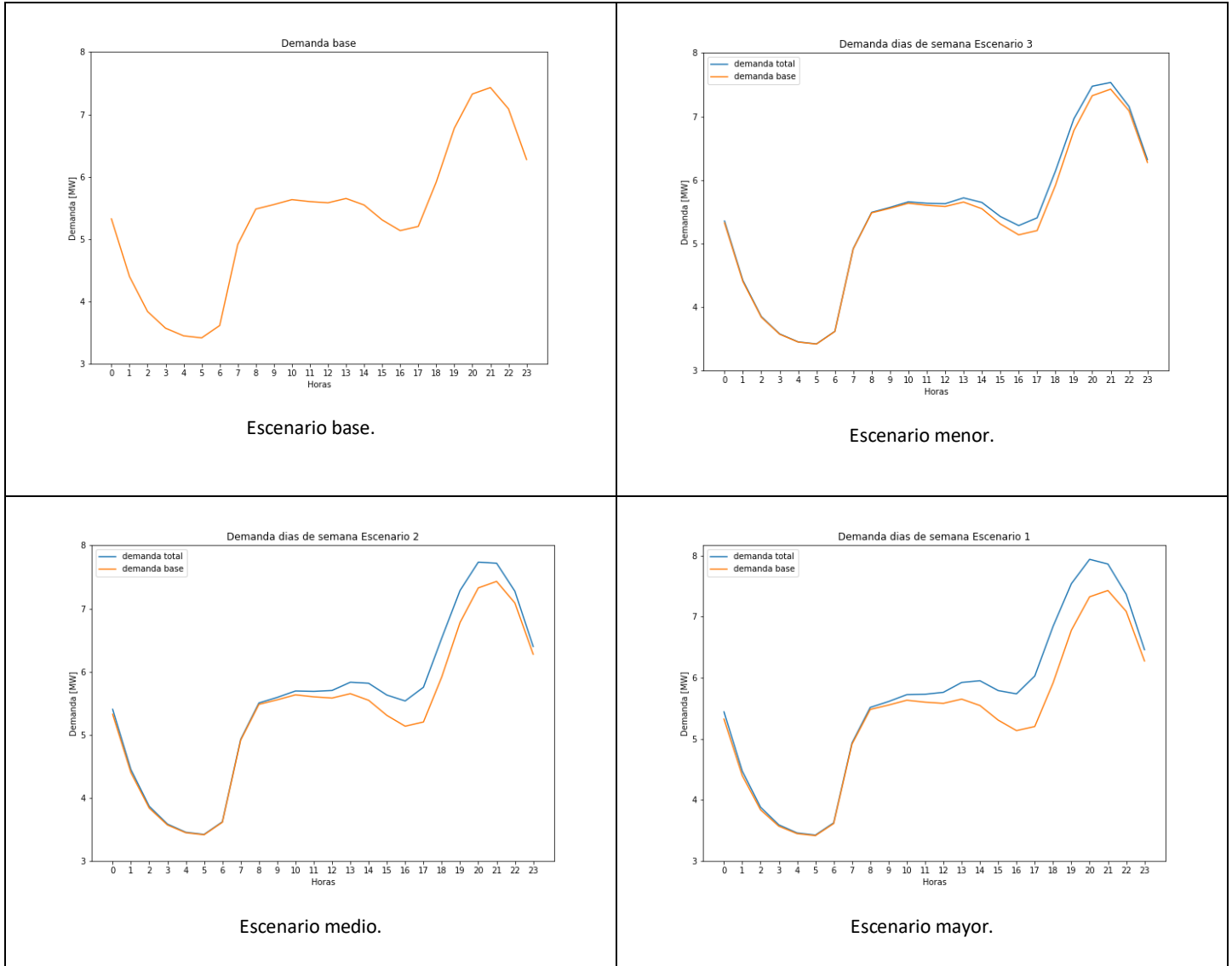


Ilustración 14: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa plana y bajo distintos escenarios (Elaboración propia)

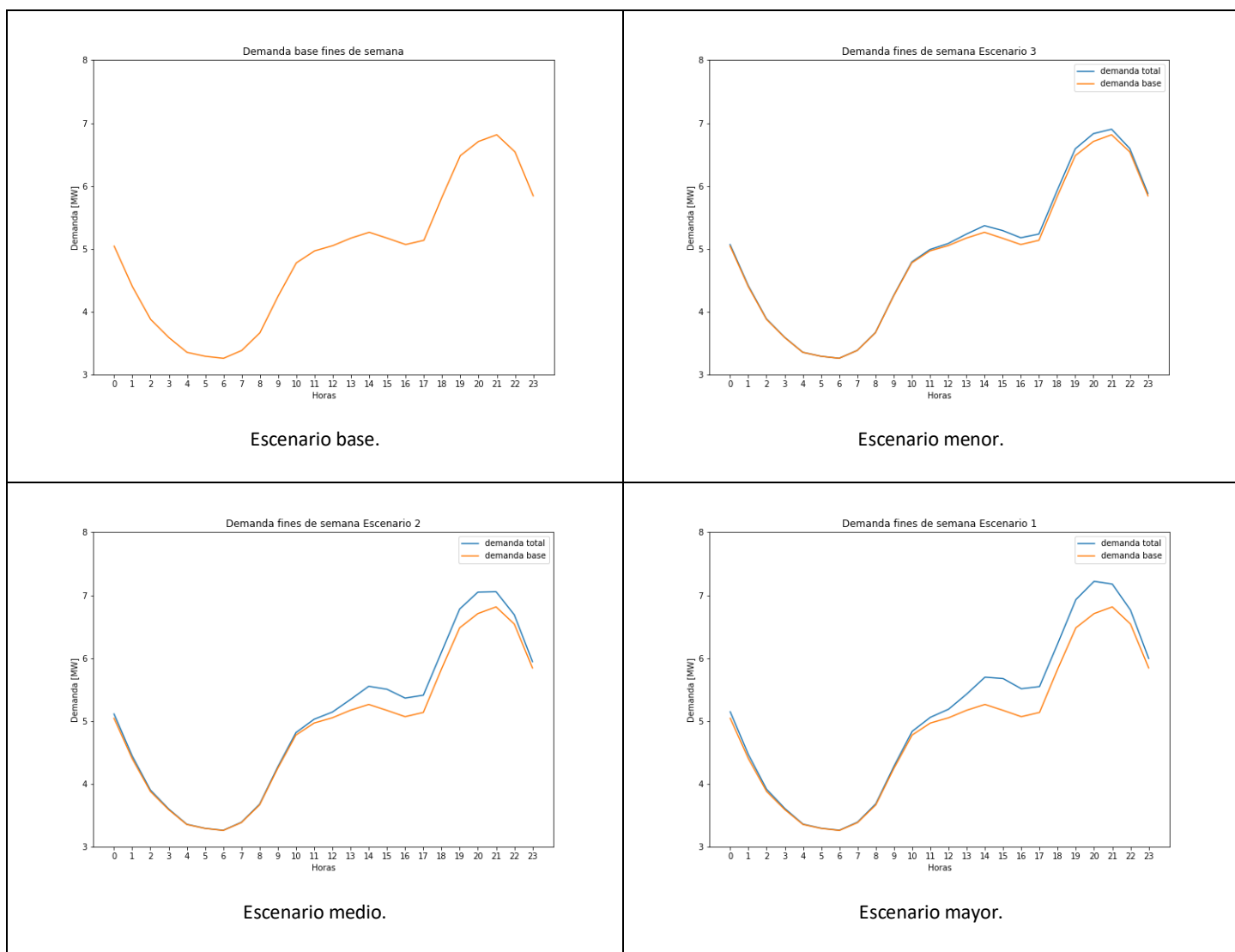


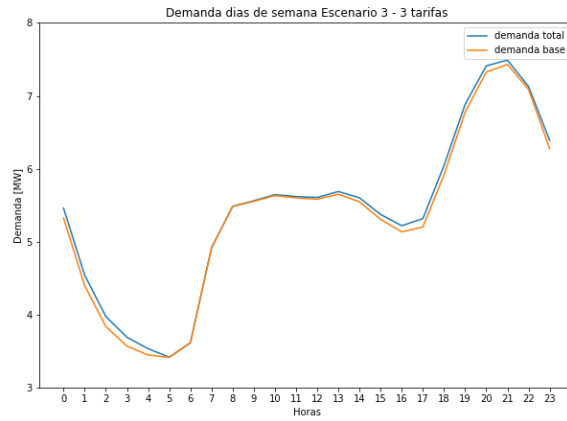
Ilustración 15: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa plana y bajo distintos escenarios (Elaboración propia)

Los gráficos mostrados muestran el perfil de demanda debido a la carga de vehículos eléctricos y la demanda base, para el caso en que no existe ningún tipo de incentivo económico para el desplazamiento del consumo. Por ende, los usuarios comienzan a cargar su vehículo al llegar a su hogar.

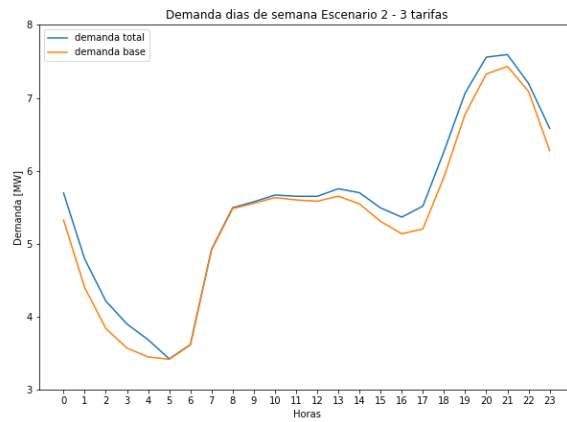
El *peak* de demanda se da entre las 20 y 21 horas. Esto debido principalmente a que coinciden las cargas de los trabajadores *full time* y *part time* de la tarde. El aumento de demanda que se muestra desde las 14 horas se debe a los trabajadores *part time* que trabajan en la mañana. Con respecto a los viajeros no regulares, si bien corresponden a un mayor porcentaje de gente en comparación con la cantidad de viajeros regulares, su perfil de demanda tiene un *peak* menos pronunciado. Es decir, las cargas se distribuyen durante la tarde hasta la noche.

Con respecto al perfil de demanda obtenido para días no hábiles, se observan dos *peak*, el de las 14 horas y el de 20-21 horas. Esto se debe a que los días no hábiles hay un porcentaje de viajeros no regulares mayor a los días hábiles. Por ende, tal como en el caso anterior, las cargas se distribuyen a lo largo del día, a excepción de los trabajadores *part time* de la mañana y de la tarde. Es decir, estos *peak* son provocados por las cargas simultáneas de estos trabajadores al llegar a sus hogares junto con el mayor porcentaje de viajeros no regulares.

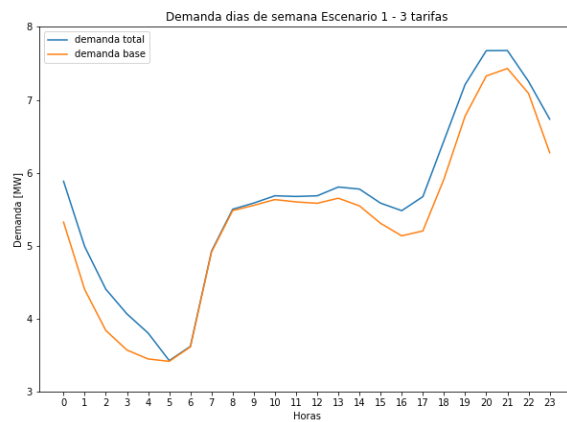
4.2 Tarifa TOU 3 bloques horarios



Perfil de demanda para escenario menor.

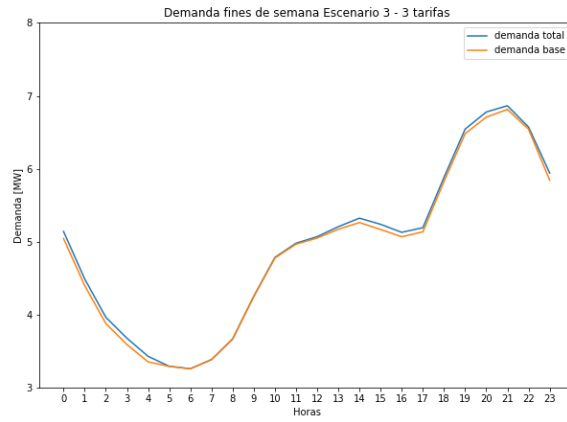


Perfil de demanda para escenario medio.

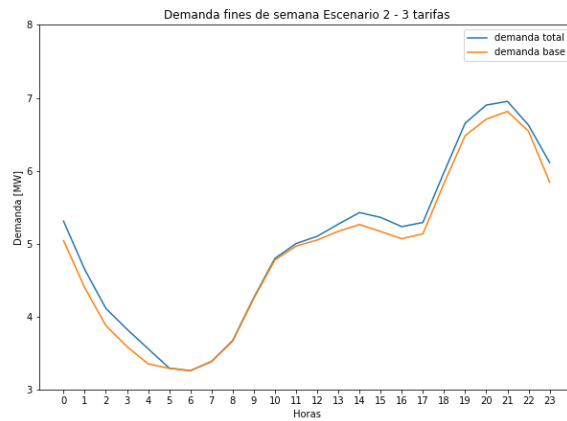


Perfil de demanda para escenario mayor.

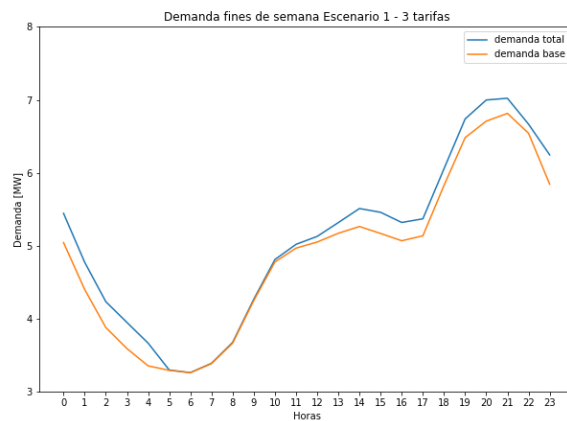
Ilustración 16: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa TOU de 3 bloques horarios y bajo distintos escenarios (Elaboración propia)



Perfil de demanda para escenario menor.



Perfil de demanda para escenario medio.



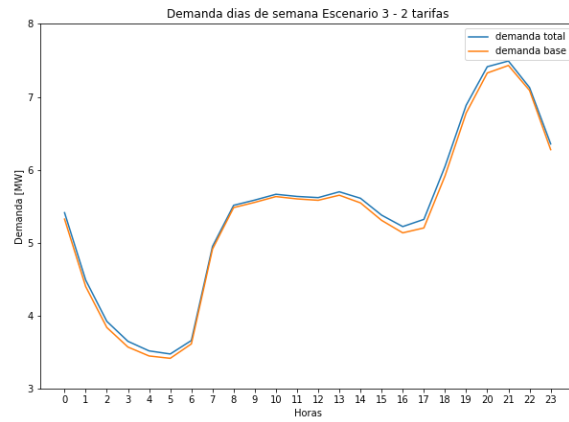
Perfil de demanda para escenario mayor.

Ilustración 17: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa TOU de 3 bloques horarios y bajo distintos escenarios (Elaboración propia)

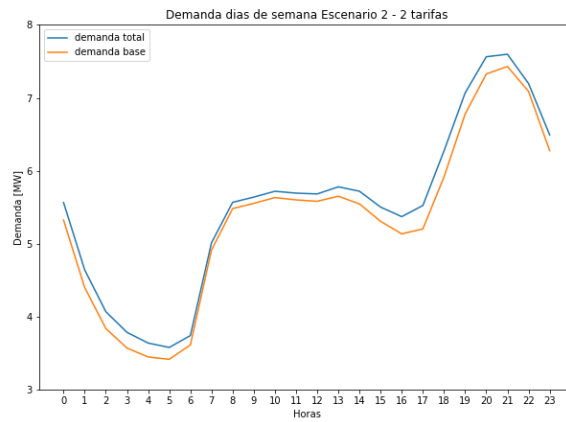
Para la tarifa de 3 bloques horarios, las cargas que se desplazan se concentran durante la noche hasta la madrugada. Por ende, disminuye el *peak* de demanda de las horas punta. Las cargas ocurridas durante el horario supervalle se atribuye a usuarios que tienen consciencia de su consumo, por lo tanto, eligen una tarifa con discriminación horaria para ahorrar en su consumo cargando su vehículo en las horas de menor precio. Mientras que la demanda que se mantiene aún en las horas punta corresponde a usuarios que no les importa o no se informan de los precios, por lo tanto, siguen cargando al llegar a su hogar.

En los días no hábiles, se observa un menor aumento de la demanda máxima. Sin embargo, se debe tener en cuenta que existen dos horarios importantes de carga durante la tarde y la noche (15 y 21 horas), debido a los consumidores “no conscientes”. Estos son un porcentaje de trabajadores part time de la mañana que llegan en la tarde, los part time de la tarde que llegan en la noche a sus hogares y los viajeros no regulares. Por otro lado, también se tiene un importante aumento de demanda durante la noche y madrugada por parte de los “*consumidores conscientes*”. A pesar de esto, falta un porcentaje de cargas que se trasladen desde las horas punta hasta las horas de menor demanda base para aplanar la curva.

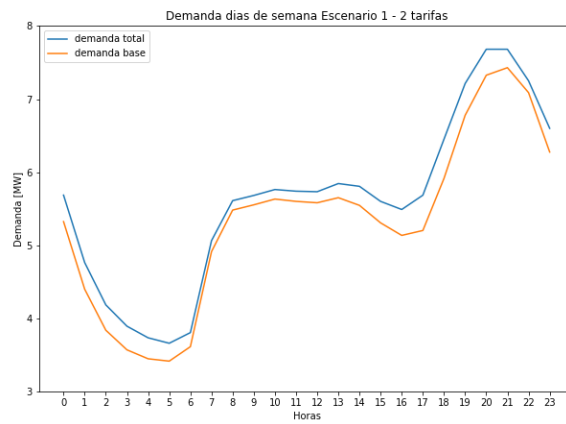
4.3 Tarifa TOU 2 bloques horarios



Perfil de demanda para escenario menor.

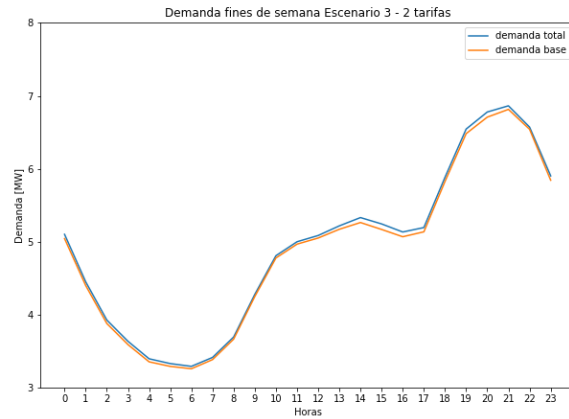


Perfil de demanda para escenario medio.

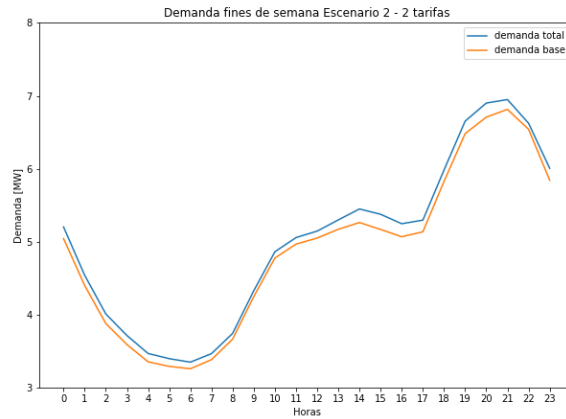


Perfil de demanda para escenario mayor.

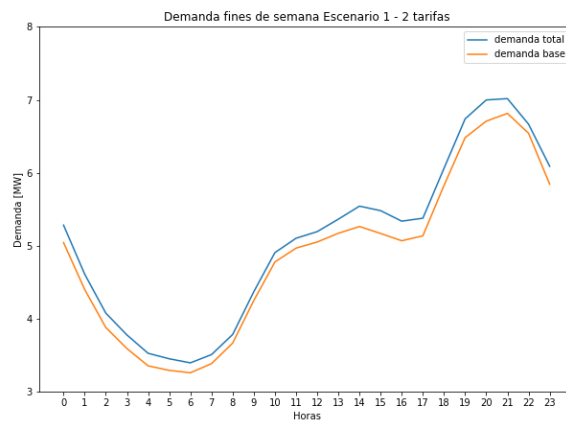
Ilustración 18: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa TOU de 2 bloques horarios y bajo distintos escenarios (Elaboración propia)



Perfil de demanda para escenario menor.



Perfil de demanda para escenario medio.



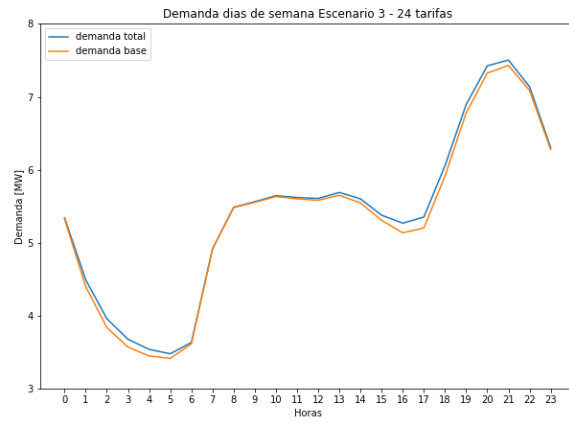
Perfil de demanda para escenario mayor.

Ilustración 19: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa TOU de 2 bloques horarios y bajo distintos escenarios (Elaboración propia)

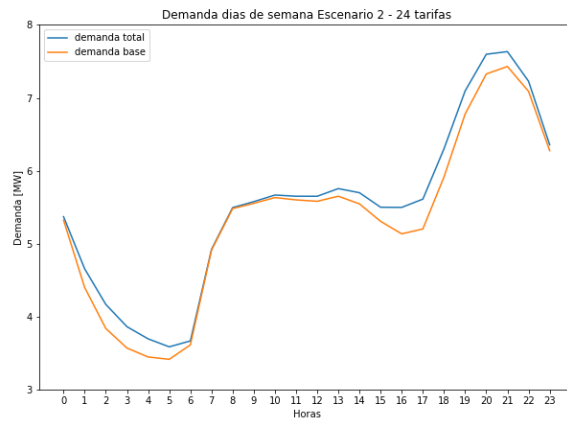
Existe un mayor rango de horas para cargar de forma más económica, permitiendo una mayor holgura principalmente a los trabajadores part time de la tarde y los viajeros no regulares que pueden cargar durante la mañana. Por ende, la carga de vehículos se distribuye sumándose a la demanda base de 23 a 14 horas.

Al igual que en el caso de 3 bloques horarios para los días no hábiles, las horas de mayor carga son las 15 y 21 horas. Siendo las 15 horas, la hora de mayor demanda de carga de vehículos eléctricos. Esto se debe a que el precio se mantiene bajo, en comparación con la hora punta, por ende, coinciden los “consumidores conscientes” que deciden cargar a esa hora, con los “consumidores no conscientes” que cargan al llegar a sus hogares.

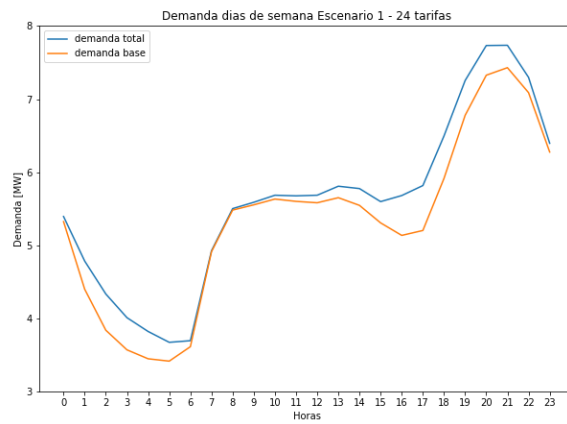
4.4 Tarifa RTP



Perfil de demanda para escenario menor.

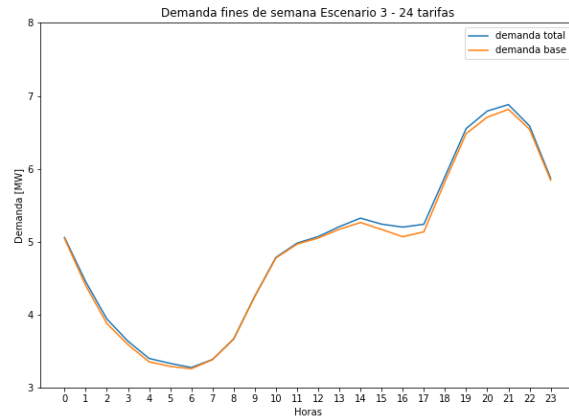


Perfil de demanda para escenario medio.

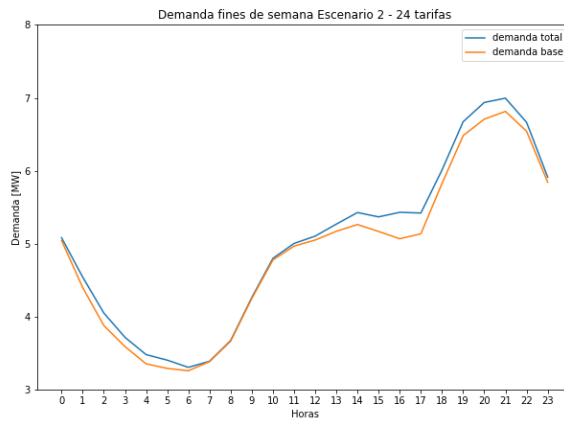


Perfil de demanda para escenario mayor.

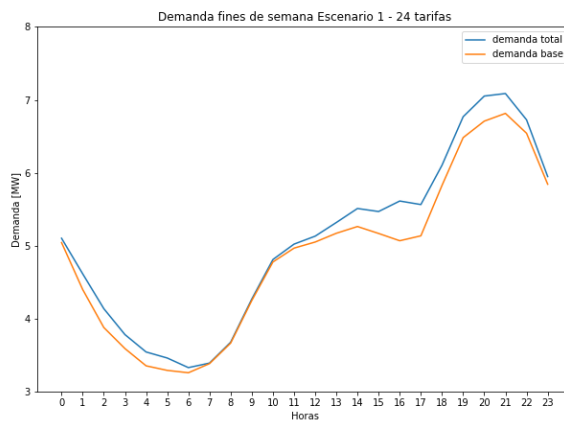
Ilustración 20: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa RTP horarios bajo distintos escenarios (Elaboración propia)



Perfil de demanda para escenario menor.



Perfil de demanda para escenario medio.



Perfil de demanda para escenario mayor.

Ilustración 21: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa RTP horarios y bajo distintos escenarios (Elaboración propia)

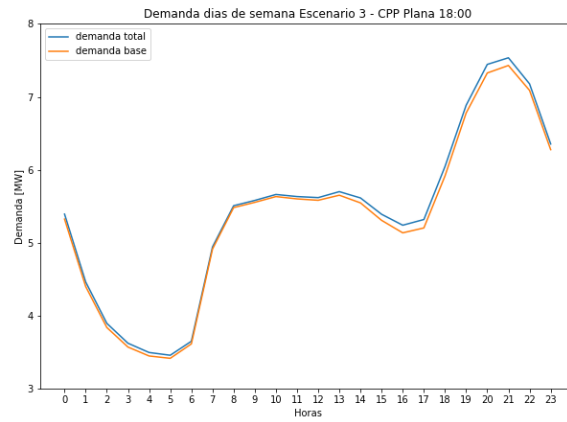
En el caso de la RTP, el usuario debe decidir cargar, no solo desde la hora más barata, sino que también debe evaluar, según la duración de carga que estime, cuánto va a hacer el costo total de su carga teniendo en consideración los precios posteriores a la hora inicial de carga. Como se observa en la tabla 12, existen dos bloques horarios de menor precio, entre 1 y 7 horas y entre 16 y 18 horas para este día escogido. Además, se debe tener en cuenta que este perfil corresponde a un día determinado, ya que para la tarifa RTP, los precios van cambiando día a día de acuerdo con los precios de la energía en el mercado mayorista.

De acuerdo con lo mencionado, el aumento de demanda que se da entre 16 y 17 horas se debe tanto a los usuarios que hacen caso omiso de esta tarifa, cargando al momento de llegar a su hogar, como de los usuarios que deciden cargar porque el precio de la electricidad es menor. Por ende, se debería tener especial atención cuando estos precios coincidan con las horas típicas de llegada al hogar. Además, se debe tener en consideración que, si los precios más bajos se encuentran en rangos de horas muy pequeños, se incentiva a cargar a la mayoría de los usuarios adscritos a esta tarifa en tiempos más acotados, provocando considerables aumentos de demanda.

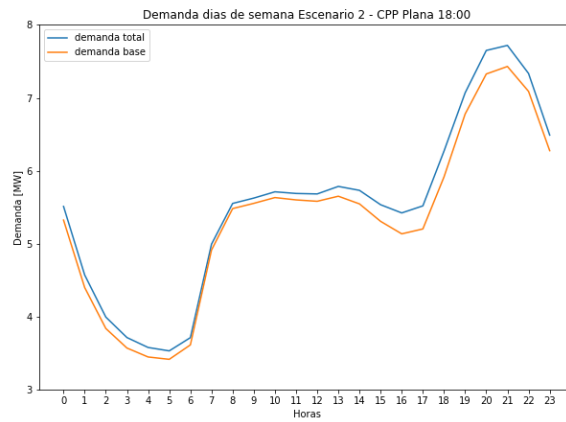
Se observa que el perfil para un día no hábil podría tener un aumento de demanda de mayor magnitud, ya que, al haber mayor cantidad de consumidores no regulares, tienen mayor libertad para cargar durante la tarde. Al contrario de lo que pasa en un día hábil, en los que están sujetos a su horario laboral.

Además, existe la posibilidad, de que una cierta cantidad de usuarios prefieran cargar más temprano sus vehículos, manteniéndose en el rango de menores precios. Por ejemplo, los trabajadores part time de la mañana, al llegar más temprano a sus hogares, podrían preferir cargar entre 16 y 17 horas, a tener que esperar hasta después de las 1:00 para cargar sus vehículos.

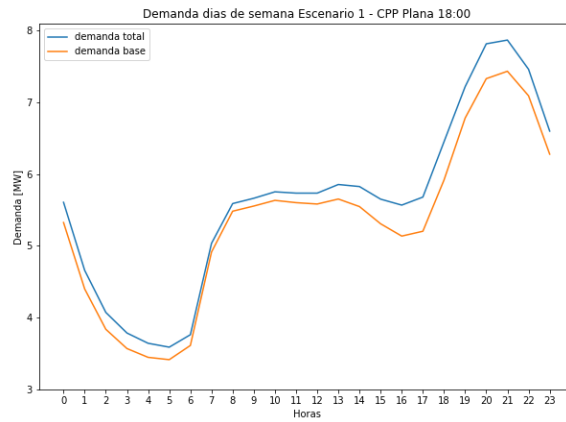
4.5 Tarifa CPP 18 horas



Perfil de demanda para escenario menor.

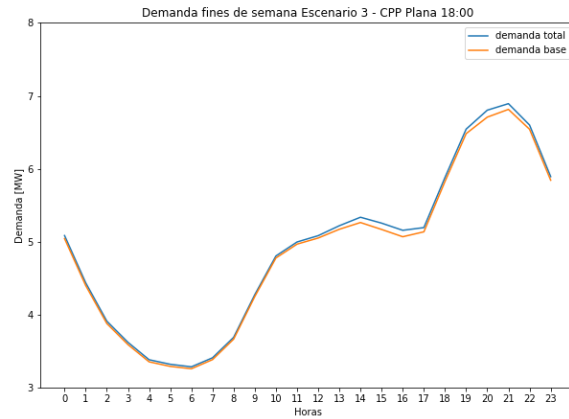


Perfil de demanda para escenario medio.

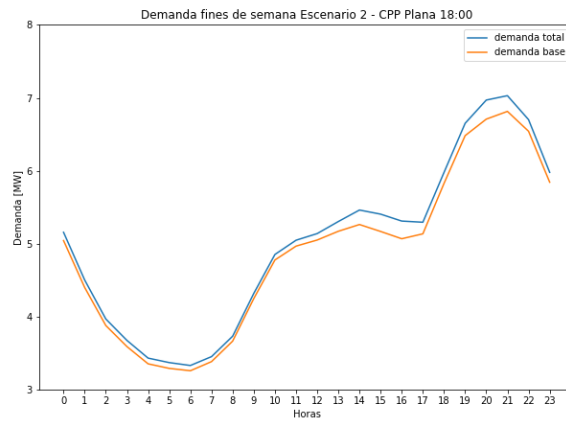


Perfil de demanda para escenario mayor.

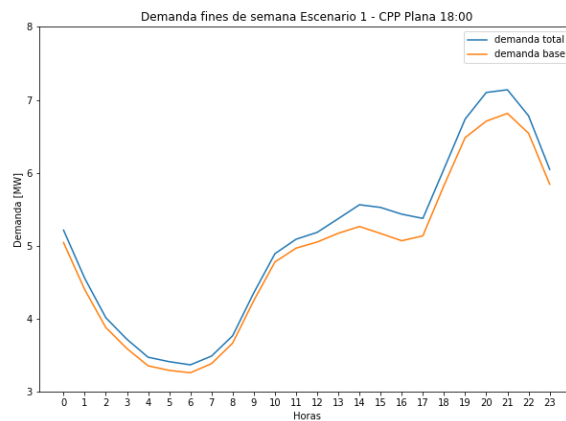
Ilustración 22: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa CPP 18 bajo distintos escenarios (Elaboración propia)



Perfil de demanda para escenario menor.



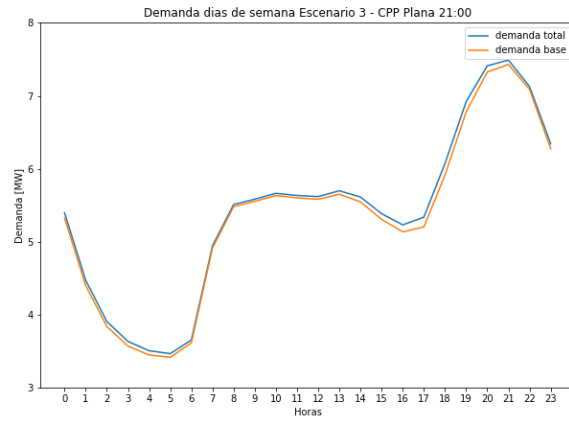
Perfil de demanda para escenario medio.



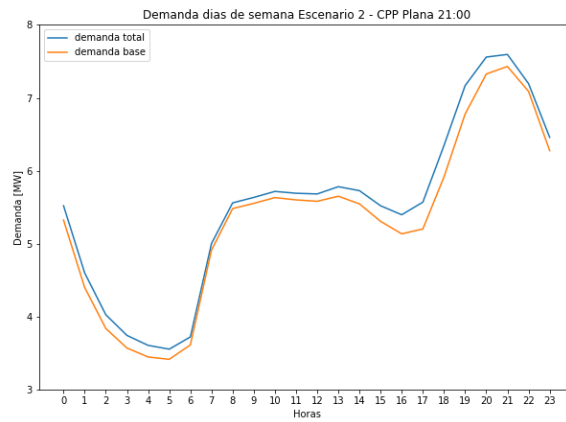
Perfil de demanda para escenario mayor.

Ilustración 23: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa CPP 18 bajo distintos escenarios (Elaboración propia)

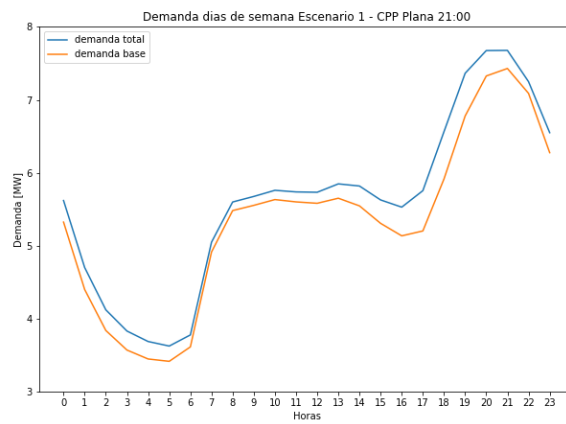
Tarifa CPP 21 horas



Perfil de demanda para escenario menor.

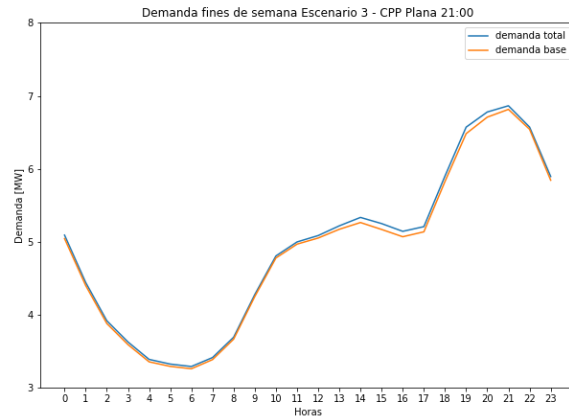


Perfil de demanda para escenario medio.

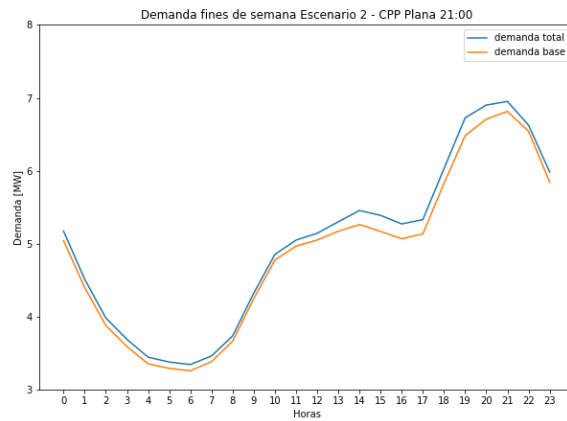


Perfil de demanda para escenario mayor.

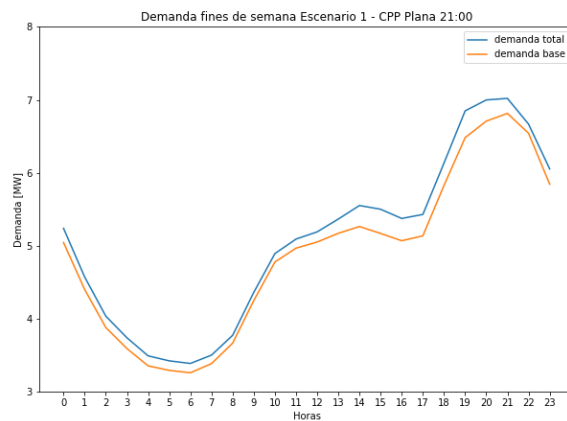
Ilustración 24: Perfiles de demanda en día hábil para tarifa CPP 21 bajo distintos escenarios (Elaboración propia)



Perfil de demanda para escenario menor.



Perfil de demanda para escenario medio.



Perfil de demanda para escenario mayor.

Ilustración 25: Perfiles de demanda en día no hábil para tarifa CPP 21 bajo distintos escenarios (Elaboración propia)

En general, la tarifa CPP puede cumplir el objetivo de disminuir la demanda a la hora en que se impone el sobrecargo, pero no de aplanar la curva, ya que, el mayor porcentaje de cargas se desplaza a las horas más cercanas de la hora original de carga. Por ende, se debe tener especial cuidado de que, si el sobrecargo se aplica en horas cercanas a la hora punta, las cargas pueden desplazarse a esa hora y aumentar el *peak* de demanda, a pesar de haber descongestionado el sistema en el momento del sobrecargo.

En general la demanda máxima de los días hábiles es mayor que la de los días no hábiles, esto debido a que la mayoría de los viajeros regulares de los días hábiles se comportan como no regulares los días no hábiles, distribuyendo el consumo durante otras horas del día.

La forma en que afecta cada tarifa al perfil de demanda base, no depende de los distintos escenarios. Estos influyen principalmente en la cantidad de potencia extra requerida para la carga de vehículos eléctricos. Es decir, para una tarifa en particular, su perfil de demanda debido a la carga de vehículos eléctricos mantiene su forma, los escenarios aumentan o disminuyen la potencia, pero no cambian la forma característica de la tarifa.

Para la tarifa TOU de 2 y 3 bloques horarios, no existe una gran diferencia en el *peak* de demanda, pero sí en las horas previas. La tarifa TOU 3, concentra las cargas principalmente en la noche-madrugada (23 a 6 horas). Mientras que la tarifa TOU 2 lo hace desde las 23 hasta las 14 horas.

La tarifa TOU de 3 bloques permite una mayor disminución del *peak* los días hábiles, mientras que la tarifa TOU de 2 bloques lo hace los días no hábiles. Esto debido a que, durante estos días, el mayor porcentaje de usuarios son viajeros no regulares. Por lo tanto, se produce el efecto de que la carga se concentra principalmente alrededor de las 15 horas y no en las horas punta. Este efecto no se logra los días hábiles, ya que los viajeros regulares, especialmente los trabajadores full time, no pueden aprovechar los precios más económicos durante sus horarios de trabajo, por ende, cargan principalmente durante la noche y madrugada.

Con respecto a las tarifas que operan diariamente, la tarifa RTP es la que muestra un mayor *peak* de demanda. Esta tarifa no solo tiene menores precios durante la madrugada, también los tiene después de las 16 de la tarde. Incentivando la carga de vehículos de menor duración durante estas horas. Además, se debe tener en cuenta el factor “comodidad”, es decir, existe la posibilidad de preferir cargar más temprano a cargar más barato.

Como se mencionó anteriormente, la tarifa CPP 18 es la menos efectiva en cuanto al objetivo de bajar el *peak* de demanda, ya que desplaza la demanda hacia las horas punta de la demanda base. Al contrario de lo que ocurre con la tarifa CPP 21, la que realmente descongestiona la hora *peak*, desplazando la demanda a horas previas o posteriores, pero no a las horas de menor demanda.

Se debe tener en cuenta que siempre se considera un porcentaje de usuarios que no reacciona a las señales de precio, por ende, no desplazan su consumo y siempre aportan al *peak* de demanda.

4.7 Limitaciones de la metodología

En cuanto al primer paso del método propuesto, en principio se considera el total de vehículos en Las Condes como el total de vehículos eléctricos. Se asume que, sin ningún incentivo económico, los usuarios cargarían sus vehículos al llegar a sus hogares, lo cual no es necesariamente cierto en la realidad. La cantidad de energía requerida por cada vehículo se calcula en base a probabilidades de ciertos valores de consumo, capacidad, velocidad y distancias recorridas.

Si bien se estudia una comuna en particular, las distancias recorridas, los tipos de viajeros, las horas de llegada al trabajo están basados en información de la ciudad de Santiago. Por ende, Las Condes se considera una representación de la ciudad a menor escala, ya que es una de las comunas que mayor cantidad de vehículos concentra.

Se considera que aún ante viajes cortos, que impliquen solo una pequeña disminución en el estado de carga de la batería, las personas llegarán a cargar a sus hogares hasta el 100%. Tampoco se considera el uso de puntos de carga públicos, limitando el poder de decisión en el comportamiento de los usuarios finales solo a carga residencial.

En cuanto a las limitaciones del paso 2 del método propuesto (optimización de costos), en primer lugar, no se considera un eventual costo por potencia, solo por consumo de energía. Además, se considera desplazamiento para las cargas de vehículos eléctricos, no de toda la demanda, ya que la demanda base se considera inflexible.

La mayor limitación de este modelo radica en la escasa información en cuanto a la relación de los clientes finales y su consumo eléctrico. El hecho de saber, con mayor exactitud, cuántos de los consumidores son conscientes de su consumo, que tan informados están, con respecto a las horas de mayor exigencia del sistema de distribución y si están dispuestos a aportar para disminuirla podría ser información muy útil para poder predecir de mejor forma el comportamiento a la hora de cargar sus vehículos.

Con respecto al paso 3 del método, se presenta la siguiente tabla resumen con las variables consideradas y no consideradas.

Variables	factores considerados	factores no considerados
N° VE totales alimentador	edad promedio estudios universitarios trabajo independiente ingreso promedio per cápita	tipo de trabajo (full-part time) Nivel de jubilación Nivel de desempleo
	densidad poblacional casas semi-pareadas Promedio de residentes	casa propia/arrendada
	1 auto x casa conductor auto trabajo hevs/1000 vehículos puntos de carga	disponibilidad transporte público 0 o 2+ autos por casa

Tabla 21: Factores considerados y no considerados en el cálculo de número de vehículos eléctricos a nivel de alimentador (Elaboración propia)

La información obtenida a nivel de alimentador, corresponde a la densidad de población, promedio de residentes y puntos de carga. El resto de los parámetros corresponden a la Región Metropolitana (porcentaje de trabajadores independientes, de casas pareadas, de uso del vehículo para el trabajo y cantidad de HEVS cada mil vehículos) y a la comuna de Las Condes (edad promedio, porcentaje de personas con estudios universitarios, ingreso promedio per cápita, porcentaje de hogares con 1 auto). Se debe destacar la importancia de las variables socioeconómicas, ya que tienen un gran peso en el modelo mostrado. La no existencia de esta información a nivel de manzanas y/o alimentador sesga los resultados obtenidos.

V. Conclusiones

De acuerdo con la experiencia internacional, en todos los países estudiados existe la figura de la empresa comercializadora, la cual ofrecen distintas tarifas a clientes residenciales y estos contratan según sus necesidades y conveniencia. Lo anterior ocurre en el contexto de un mercado de libre competencia entre las comercializadoras. Por otra parte, existe la opción para los clientes residenciales de que decidan mantenerse bajo una tarifa regulada por el respectivo organismo encargado de cada país. Es importante recalcar que, para los clientes que contraten tarifas con discriminación horaria, es necesaria la implementación de medidores que midan el consumo diferenciando los bloques horarios de la tarifa contratada.

Con respecto a los resultados, se observa que es posible amortiguar el aumento de la demanda máxima en las horas punta desplazando un porcentaje de cargas hacia las horas de menor demanda, mediante uso de tarifas TOU, RTP y CPP. Las tarifas TOU de 2 y 3 bloques horarios son las más efectivas en cuanto a disminuir el *peak*, desplazando la carga a las horas de menor demanda. A medida que los usuarios residenciales van adquiriendo un mayor número de vehículos eléctricos y haciéndose más conscientes de su consumo, se debe tener especial cuidado de no provocar otro *peak* de demanda ya que lo que se busca es un aplanamiento de la curva para disminuir la exigencia al sistema de distribución.

A nivel comunal, se estima que los sectores más ricos adquirirían vehículos eléctricos con antelación. Esto implica que la exigencia en cuanto a potencia requerida en estos sectores también será antes que en las comunas con menores ingresos per cápita. Por ende, es recomendable observar el comportamiento de los primeros usuarios en estos sectores.

Se debe considerar que los resultados obtenidos son en base a determinados supuestos en cuanto al comportamiento de las personas. Por ejemplo, para el caso sin ningún incentivo económico de desplazamiento, se asume que los usuarios cargan inmediatamente su vehículo eléctrico luego de llegar a su hogar. O en el caso de tener distintos precios durante el día, se asume un porcentaje específico de personas que efectivamente cambiarían su comportamiento de carga según las señales de precio. Mientras que otro grupo de personas no estarían lo suficientemente informadas o no les interesaría contratar estos tipos de tarifas.

En este sentido, el trabajo realizado podría reflejar con mayor exactitud el comportamiento de los usuarios conociendo sus hábitos a nivel de alimentador, y no solo a nivel comunal o de región. Esto, para tener conocimiento de cuánto mayor es la exigencia por carga de vehículos eléctricos que se requerirá a nivel de alimentador. Además, se hace necesario tener conocimiento de las posibles

decisiones de las personas en base a sus costos, a qué niveles de precio ellas son capaces de cambiar sus hábitos de consumo y se sentirían motivadas a contratar tarifas de discriminación horaria. Para esto es importante informar a la población y crear consciencia del consumo de energía eléctrica. Esto sería fundamental para tener algún efecto en los perfiles de demanda.

Es importante recalcar que existe escasa información de los usuarios finales a nivel de alimentador, en particular, características socioeconómicas, del hogar y de transporte que podrían ayudar a estimar mejor el efecto de la carga de vehículos eléctricos. Esto afectó directamente en los resultados del modelo de regresión lineal. Además, no se considera la disponibilidad del sistema de transporte público, incentivos regulatorios para la adopción de vehículos eléctricos, porcentaje de personas cesantes y jubilados, precios de los vehículos eléctricos en comparación con los de combustión interna, condición de los hogares y porcentaje de personas propietarias de estos. Todos estos parámetros también podrían ser importantes al momento de prever la adopción de vehículos eléctricos en zonas específicas y a nivel país. Debido a que mucho de estos aspectos caen fuera del alcance de esta memoria, sería relevante comenzar estudios que caractericen de forma más específica el tipo de clientes que se conectan a cada alimentador, con el fin de obtener resultados más detallados y precisos.

VI. Bibliografía

- [1] Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación, Comité Científico COP25 Chile, Chilean NDC mitigation proposal: methodological approach and supporting ambition, 2019, Chile. [En línea] <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-emisiones-del-sector-energetico> [Último acceso: agosto 2020]
- [2] M. Rojas A., Memoria de titulación “Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo”, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2018.
- [3] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press, 2004.
- [4] A. Grandjean, J. Adnot y G. Binet, «A review and an analysis of the residential electric load curve models,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, nº 9, pp. 6539-6565, 2012.
- [5] D. Fischer, A. Härtl y B. Wille-Hausmann, «Model for electric load profiles with high time resolution for German households,» *Energy and Buildings*, vol. 92, pp. 170-179, 2015.
- [6] J. Heres, W. van Westering, G. Van Der Lubbe y D. Janssen, «Stochastic Effects of Customer Behaviour on Bottom Up Load Estimations,» *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, pp. 2543-2547, 2017.
- [7] N. Caperello y K. Kurani, «Households’ Stories of Their Encounters with a Plug-In Hybrid Electric Vehicle,» *Environment and Behaviour*, vol. 44, nº 4, pp. 155-163, 2012.
- [8] Cadex Electronics Inc., «Battery University,» [En línea]. <<https://batteryuniversity.com>>. [Último acceso: octubre 2020].
- [9] European Distribution System Operators for Smart Grids, «Smart charging: Integrating a large widespread of electric cars in electricity distribution grids,» 2018.
- [10] K. Qian, C. Zhou, M. Allan y Y. Yuan, «Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 2, 2011.
- [11] E. Gil and S. Diaz, “Demand side management, an imperative asset for the mining industry,” 2016.
- [12] F. E. R. Commission, “Ferc: Industries - reports on demand response and advanced metering,” Tech. Rep., 2017.
- [13] S. Flores C., Memoria de titulación “Análisis y propuesta normativa para respuesta en demanda en mercados de distribución”, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2020.
- [14] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” *Electric power systems research*, vol. 78, no. 11, pp. 1989-1996, 2008.

- [15] Q. Zhang and J. Li, "Demand response in electricity markets: A review," in European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the. IEEE, 2012, pp.1-8.
- [16] R. M. Institute, "Demand response: An introduction (overview of programs, technologies, and lessons learned)," Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative, Mar. 2006.
- [17] N. Caperello y K. Kurani, «Households' Stories of Their Encounters with a Plug-In Hybrid Electric Vehicle,» *Environment and Behaviour*, vol. 44, nº 4, pp. 155-163, 2012.
- [18] B. Khushalani, P. Alluri, V. S. Kasani y J. Solanki, «Coordinated charging strategies for plug-in hybrid electric vehicles,» de *North American Power Symposium (NAPS)*, Morgantown, WV, 2017.
- [19] International Energy Agency, "Global EV Outlook ", 2020, [En línea] <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020> [Último acceso: octubre 2020]
- [20] TarifaLuzHora, [Comparador de tarifas eléctricas](#), España.
- [21] TarifaLuzHora, "Precios de la Luz por horas", España. [En línea] <https://tarifaluzhora.es/?tarifa=discriminacion&fecha=28%2F07%2F2020> [Último acceso: agosto 2020]
- [22] Red Eléctrica España, [Simulador carga de vehículos eléctricos REE](#), España
- [23] European Automobile Manufacturers' Association, "Electric Vehicles: tax benefits & purchase incentives ACEA", 2020
- [24] Narvik Ltda., "Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional", Comisión Nacional de Energía, 2018, Chile.
- [25] D. Iglesias, "Comparación tarifas eléctricas en Europa", Departamento de Electricidad, Universidad Carlos III de Madrid, 2014, España.
- [26] California ISO, "CAISO's proposed TOU periods to address grid needs with high numbers of renewables", 2016, California, Estados Unidos.
- [27] Pacific Gas and Electric Company, [Electric Vehicle \(EV\) Rate Plans](#), California, Estados Unidos.
- [28] Strasbourg Électricité Réseaux, "Horaires des plages temporelles du TURPE", 2020, Francia
- [29] Alterna electricé-gaz, [Tarifas eléctricas](#), 2020, Francia.
- [30] G. Celli, G. G. Soma, F. Pilo, F. Lacu, S. Mocci, and N. Natale, "Aggregated electric vehicles load profiles with fast charging stations," 2014 Power Systems Computation Conference, pp. 1-7, Aug 2014
- [31] ANAC, Asociación Nacional Automotriz de Chile, "Mercado Automotor, septiembre 2017," Sept. 2017, Chile.

- [32] Ministerio de Energía, “Guía de las buenas prácticas en Movilidad Eléctrica”, Chile.
- [33] J. Astudillo E., Memoria de titulación “Impacto en el sistema eléctrico de distribución producto del uso de centros de carga rápida para vehículos eléctricos”, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, 2018.
- [34] Universidad Alberto Hurtado, Observatorio Social., “Encuesta Origen Destino Santiago 2012,” 2014, Chile.
- [35] M. Avaria, L. Catalán, J. Saieg, “Consumo consciente y responsable en Chile. Características y segmentación de los perfiles de consumidores responsables en Chile”, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2013.
- [36] Enel distribución, “Tarifas de suministro clientes regulados octubre 2020” [En línea] <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html> [último acceso: octubre 2020]
- [37] Narvik Ltda., “Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional”, Comisión Nacional de Energía, 2018, Chile.
- [38] D. Iglesias, “Comparación tarifas eléctricas en Europa”, Departamento de Electricidad, Universidad Carlos III de Madrid, 2014, España.
- [39] C. Morton, J. Anable, G. Yeboah, C. Cottrill. “The spatial pattern of demand in the early market for electric vehicles: Evidence from the United Kingdom”, Loughborough University, 2018, United Kingdom
- [40] Encuesta Casen 2017, Ministerio Desarrollo Social, Chile.
- [41] Censo 2017, Instituto Nacional de Estadísticas, Chile.
- [42] Permisos de Vehículos en Circulación 2019, Instituto Nacional de Estadísticas, Chile
- [43] Puntos de carga de vehículos eléctricos, ENELX, Chile. [En línea] <https://www.enelx.com/cl/es/movilidad-electrica/mapa-puntos-de-carga> [Último acceso: Noviembre 2020]

VII. Anexo

Resumen ejecutivo

I. Introducción

1.1 Motivación

Este informe se realiza en el contexto de desarrollo de memorias para estudiar el impacto de la electromovilidad en las redes de distribución chilenas. La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de su proyecto “Descarbonización del sector Energía en Chile” financiado por el Ministerio de Medio Ambiente de Alemania, apoya al Ministerio de Energía en actividades destinadas al cumplimiento de las metas de Chile para una transición energética sostenible y mejoramientos del marco regulatorio.

El principal incentivo de esta memoria es ser un aporte al compromiso adoptado por Chile para disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un contexto de cambio climático, siendo de vital importancia hacer un cambio profundo en la utilización de materias primas tanto para el sector energético como para el sector de transporte.

La inminente adopción de electromovilidad en Chile no sólo podría resultar en un aumento en la demanda eléctrica, sino que además en un cambio en los perfiles de consumo. Conocer estos efectos permitiría, a su vez, proponer acciones con tal de disminuir el impacto en las redes de distribución. En este contexto, el tema de memoria presentado busca desarrollar un modelo que permita estimar el perfil horario de demanda debido a la carga de vehículos eléctricos (VE) particulares ante distintos esquemas tarifarios y escenarios de desarrollo tecnológico.

El alcance de esta memoria consiste en obtener perfiles de demanda horarios considerando la carga de vehículos eléctricos particulares a nivel residencial. Lo anterior, mediante el desarrollo de modelos que buscan predecir, por una parte, los horarios de carga de los vehículos según hábitos de viaje de los usuarios, y la influencia que tienen distintos esquemas tarifarios en las decisiones de los usuarios, considerando los posibles costos del consumo energético debido a la carga de los vehículos. Además, se consideran algunas características socioeconómicas, del hogar y de transporte, para aproximar la cantidad de vehículos eléctricos en un sector determinado. Esto, con el fin de obtener los perfiles horarios a nivel de alimentador y evaluar los posibles impactos en la red de distribución, debido a la carga de los vehículos eléctricos.

II. Metodología

La metodología propuesta consta de 3 partes. Primero, la creación de perfiles de demanda por carga de vehículos eléctricos, en base a los viajes y horas de llegada a los hogares de los conductores. Segundo, se realiza un desplazamiento de esta demanda para distintas tarifas, es decir, refleja el comportamiento de los conductores para distintos precios durante el día al contratar distintas tarifas. Por último, se aplica un modelo para cuantificar la adopción de vehículos eléctricos a nivel de alimentador en función de características socioeconómicas, del hogar y de transporte.

Se presenta el procedimiento resumido, utilizando los distintos modelos descritos, para obtener perfiles de demanda a nivel de alimentador y los desplazamientos de la demanda por carga de vehículos eléctricos ante distintos esquemas tarifarios.

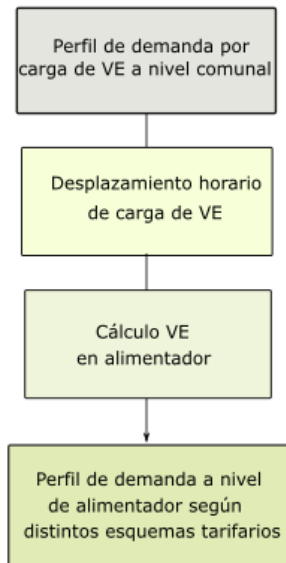


Ilustración 10: Esquema resumen del procedimiento para obtener perfiles de demanda a nivel de alimentador según distintos esquemas tarifarios (Elaboración propia)

2.1 Obtención del perfil de demanda por carga de vehículos eléctricos

Se desarrolla la metodología planteada en “*Aggregated electric vehicles load profiles with fast charging stations*”. Esta tiene como objetivo obtener el perfil de carga de centros de carga rápida para vehículos eléctricos, pero se adaptó para que fuese a nivel residencial.

Se considera individualmente la carga de vehículos eléctricos de cada conductor, con sus propias características (tamaño, capacidad y consumo) y hábitos de movilidad. Luego, se obtiene la suma total de potencia utilizada según los horarios de llegada al hogar de cada usuario y las duraciones de carga. Para este modelo, se hace la suposición que el conductor al llegar al hogar carga inmediatamente su vehículo. Es decir, no hay ningún tipo de incentivo para que decida cargar en otro horario.

Dentro del procedimiento, se consideran tanto variables fijas como aleatorias. Dentro de las variables fijas, se encuentran la cantidad de vehículos pequeños y medianos, la cantidad de viajeros regulares y no regulares, potencia, estado de carga inicial (SOC; State Of Charge) y tiempo de estacionamiento para viajeros regulares. Mientras que las variables que se asignan de forma aleatoria son las distancias recorridas, la velocidad, capacidad y consumo de batería, hora de llegada al trabajo o “punto x” (todas las variables anteriores se consideran con sus promedios y desviación estándar respectivas) y finalmente, tiempo de estacionamiento para viajeros no regulares.

En el siguiente esquema se encuentra resumido el procedimiento anteriormente descrito

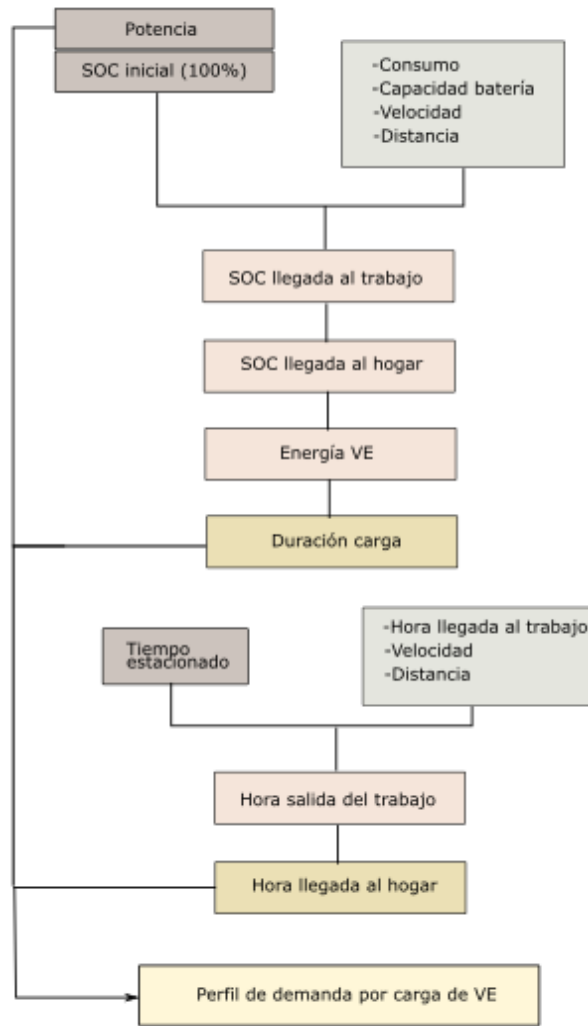


Ilustración 11: Esquema de procedimiento para la obtención de perfil de demanda por carga de vehículo eléctrico. (Elaboración propia con datos de [30] [31] [32])

2.2 Desplazamiento de la carga de vehículos eléctricos

El desplazamiento de la demanda debido a la carga de vehículos eléctricos se realizó mediante un modelo de optimización de los costos que significarían para el usuario final, la carga de su vehículo en determinadas horas del día, evaluando distintas tarifas: Time Of Use (TOU) con 2 y 3 bloques horarios, Tarificación Punta Crítico (en inglés Critical Peak Pricing, CPP) y Tarificación en Tiempo Real (en inglés Real Time Pricing, RTP). El desplazamiento del consumo se realiza por vehículo y luego, considerando el nuevo horario de carga, se aplica el modelo anterior para obtener el perfil de demanda final.

2.2.1 Modelo para tarifa con n bloques horarios

$$\min F = \left[\sum_{j=1}^n P_j (x_{jf} - x_{ji}) \right] \cdot \text{Potencia} \quad (6)$$

n = cantidad de bloques horarios

P_j = precios bloque horario j .

x_{ji} = hora inicial de carga en bloque $j, j = 1, 2, 3$

x_{jf} = hora final de carga en bloque j

Condiciones:

$x_{ji}, x_{jf} \in [\text{hora de llegada al hogar, hora máxima de carga}]$

$x_{ji}, x_{jf} \in [\text{hora inicial bloque horario } j, \text{ hora final bloque horario } j]$

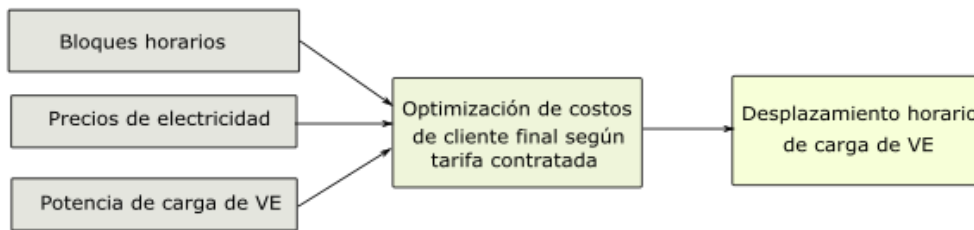


Ilustración 12: Esquema de procedimiento para la obtención de desplazamiento de la carga de vehículo eléctrico en el perfil de demanda. (Elaboración propia)

2.3 Cálculo de vehículos eléctricos a nivel de alimentador

El modelo utilizado se basa en "The spatial pattern of demand in the early market for electric vehicles: Evidence from the United Kingdom". En este estudio se especifican una serie de modelos de regresión, utilizando el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (en inglés abreviado OLS). El objetivo es explicar la variación en los registros de vehículos eléctricos, utilizando ciertas características del área. En particular, se consideran tres grupos diferentes de características, las cuales son socioeconómicas, del hogar y del sistema de transporte.

La ecuación de regresión lineal es de la forma:

$$y = b_0 + \sum_i^n b_i \cdot x_i \quad (9)$$

Donde "y" corresponde al logaritmo natural de registro de vehículos eléctricos por cada mil vehículos en una zona determinada. " b_0 " corresponde al intercepto con el eje vertical, " b_i " son los parámetros que relacionan la variable dependiente con las características socioeconómicas, del hogar y de transporte. " x_i " corresponde al logaritmo natural de las variables independientes (a excepción de la cantidad de puntos de carga). A continuación, se muestran los parámetros y variables independientes utilizadas para el modelo seleccionado (OLS4 M4).

En el siguiente esquema se explican los pasos del modelo de forma resumida:

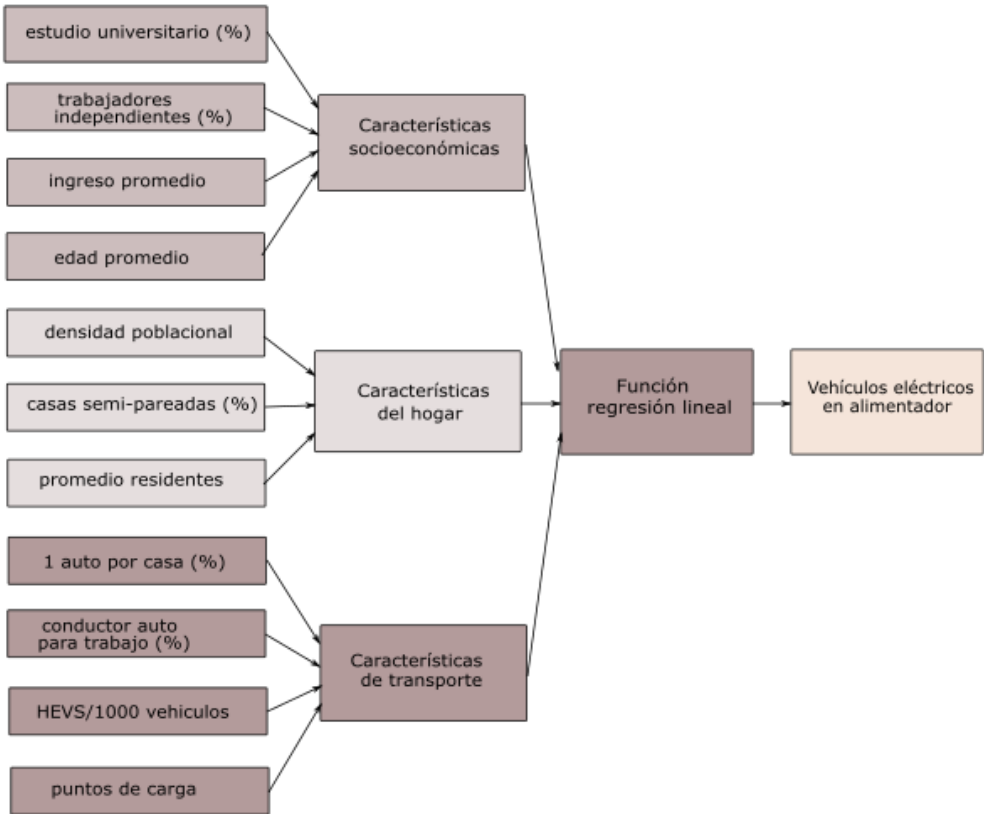


Ilustración 13: Esquema de procedimiento para la obtención de número de vehículos eléctricos por alimentador. (Elaboración propia con datos de [39])

2.4 Escenarios

Se evaluarán los perfiles de demanda considerando los escenarios mostrados en la tabla 16. En primer lugar, se considera un escenario base, sin vehículos eléctricos y con tarifa plana. Debido a esto, no se considera la incidencia del ingreso promedio per cápita sobre la cantidad de vehículos eléctricos en el alimentador.

El resto de los escenarios se definen considerando distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos y la cantidad en cada alimentador, según diferentes ingresos promedios per cápita. Los ingresos evaluados son los cuartiles Q1, Q2 y Q3 de la Región Metropolitana (la muestra corresponde a los ingresos promedio de cada comuna).

La elección de estos escenarios se basa en el supuesto que al haber menor penetración de vehículos eléctricos, esto se dará principalmente en los sectores de mayor ingreso. Y a mayor penetración de vehículos eléctricos, más se acercará a los ingresos promedios más bajos de la región.

Para cada tarifa, se evalúan los escenarios anteriormente descritos.

Escenarios	Penetración VE	Ingreso prom. per cápita	Tarifa
Base	0%	-	plana
Mayor	100%	Q1	Plana, TOU 2-3, RTP, CPP
Medio	58%	Q2	
Menor	17%	Q3	

Tabla 22: Escenarios según niveles de penetración de vehículos eléctricos e ingresos promedio per cápita para la obtención de perfil de demanda por carga de vehículo eléctrico. (Elaboración propia)

III. Resultados

Escenario base		Escenario mayor		Escenario medio		Escenario menor	
Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
122.24	111.50	128.68	116.10	126.52	111.56	123.80	112.61

Tabla 23: Energía total diaria en MWh según distintos escenarios. (Elaboración propia)

Escenarios	Escenario base			
	tarifa plana		tarifa TOU	
	día hábil	día no hábil	día hábil	día no hábil
Escenario mayor	6.87%	5.97%	3.31%	3.04%
Escenario medio	4.11%	3.54%	2.20%	2.02%
Escenario menor	1.42%	1.29%	0.80%	0.74%

Tabla 23: Diferencia porcentual entre *peak* de demanda de escenario base y demás escenarios para tarifa plana. (Elaboración propia)

	Tarifa permanente	Hora	Tarifa no permanente	Hora
Menor <i>peak</i> dem. Total	TOU 2 y 3 bloques	20:00 - 21:00	CPP 21	20:00-21:00
Mayor <i>peak</i> dem. Total	Plana	20:00	CPP 18	21:00
Menor <i>peak</i> VE	TOU 2 y 3 bloques	19:00 y 2:00	CPP 18	19:00
Mayor <i>peak</i> VE	Plana	19:00	CPP 21	19:00
<i>Peak</i> dem. Base	Plana	21:00	-	-

Tabla 26: Tabla comparativa de *peak* de la demanda total y exclusivamente por carga de vehículos eléctricos para distintas tarifas en días hábiles. (Elaboración propia)

	Tarifa permanente	Tarifa no permanente
Menor factor carga	Plana	CPP 18
Mayor factor de carga	TOU 2 y 3 bloques	CPP 21
Menor factor coincidencia	Plana	CPP 21
Mayor factor de coincidencia	TOU 2 y 3 bloques	CPP 18

Tabla 27: Tabla comparativa de factor de carga y factor de coincidencia de la demanda total para distintas tarifas (Elaboración propia)

IV. Conclusiones

Se observa un claro aumento de demanda en las horas punta debido a la carga de vehículos eléctricos, independiente del tipo de tarifa contratada. Comparando los *peak* de demanda de los perfiles obtenidos con tarifa plana entre el escenario base y los escenarios con adopción de vehículos eléctricos, se observa que el *peak* de demanda del escenario mayor aumenta un 6.9%, el escenario menor aumenta un 1.4% y el escenario medio un 4.1% para días hábiles.

La tarifa CPP, cuando el sobrecargo es aplicado a las 21 horas (CPP 21), y la tarifa TOU con 2 y 3 bloques horarios (TOU 3), son la que muestran un menor *peak*. Mientras que la tarifa RTP y CPP con sobrecargo a las 18 horas (CPP 18), son las menos “capaces” de disminuir el *peak* de demanda.

Las tarifas con mayor factor de carga es la Tarifa TOU de 2 y 3 bloques horarios y CPP de las 21 horas. Esto debido a que son las que logran una mayor disminución del *peak*, trasladando la carga a otros horarios.

El mayor *peak* de demanda por carga de VE y el menor factor de coincidencia ocurren para la tarifa plana y CPP a las 21 horas. El *peak* de demanda por carga de VE para estas tarifas se dan a las 19 horas, mientras que el *peak* de demanda base ocurre a las 21 horas, por ende, el efecto de las cargas de vehículos eléctricos para estas tarifas es que aumentan y adelantan la potencia máxima total con respecto a la demanda base.

El mayor factor de coincidencia ocurre con las tarifas TOU de 2 y 3 bloques y CPP 18 horas. Las cuales corresponden a las tarifas de menor *peak* de demanda debido solo a la carga de VE. Si bien estos no son coincidentes con la hora de la demanda máxima base, esta última es mucho mayor. Por ende, las cargas que se dan a la misma hora que el *peak* de demanda base son las que aportan a un mayor *peak* de demanda total, aumentando el factor de coincidencia. En particular la tarifa CPP 18, a pesar de que su *peak* es a las 19 horas, traslada un gran porcentaje de cargas a la hora en que ocurre el *peak* de demanda base, aumentando considerablemente la demanda máxima total. Mientras que,

para la tarifa TOU de 2 y 3 bloques horarios, la demanda máxima total es más cercana a la demanda máxima base.

La forma en que afecta cada tarifa al perfil de demanda base, no depende de los distintos escenarios. Estos influyen principalmente en la cantidad de potencia extra requerida para la carga de vehículos eléctricos. Es decir, para una tarifa en particular, su perfil de demanda debido a la carga de vehículos eléctricos mantiene su forma, los escenarios aumentan o disminuyen la potencia, pero no cambian la forma característica de la tarifa.

De acuerdo con la experiencia internacional, en todos los países estudiados existe la figura de la empresa comercializadora, la cuales ofrecen distintas tarifas a clientes residenciales y estos contratan según sus necesidades y conveniencia. Lo anterior, en el contexto de un mercado de libre competencia entre las comercializadoras. Por otra parte, existe la opción para los clientes residenciales para que decidan mantenerse bajo una tarifa regulada por el respectivo organismo encargado de cada país. Es importante recalcar que, para los clientes que contraten tarifas con discriminación horaria, es necesaria la implementación de medidores que midan el consumo diferenciando los bloques horarios de la tarifa contratada.

De acuerdo con los resultados, se observa que es posible amortiguar el aumento de la demanda máxima en las horas punta desplazando un porcentaje de cargas hacia las horas de menor demanda, mediante uso de tarifas TOU, RTP y CPP. Las tarifas TOU de 2 y 3 bloques horarios serían las más efectivas en cuanto a disminuir el *peak* en las horas punta, desplazando la carga a las horas de menor demanda. A medida que los usuarios residenciales van adquiriendo vehículos eléctricos y haciéndose más conscientes de su consumo, se debe tener especial cuidado de no provocar otro *peak* de demanda, ya que lo que se busca es un aplanamiento de la curva para disminuir la exigencia al sistema de distribución.

Se debe considerar que los resultados obtenidos son en base a determinados supuestos en cuanto al comportamiento de las personas. Por ejemplo, para el caso sin ningún incentivo económico de desplazamiento, se asume que los usuarios cargan inmediatamente su vehículo eléctrico luego de llegar a su hogar. O en el caso de tener incentivos económicos para el desplazamiento de cargas, se asume un porcentaje específico de personas que efectivamente cambiarían su comportamiento según las señales de precio. Mientras que otro grupo de personas no estarían lo suficientemente informadas o no les interesaría contratar estos tipos de tarifas.

En este sentido, el trabajo realizado podría reflejar con mayor exactitud el comportamiento de los usuarios conociendo sus hábitos de viaje a nivel de alimentador, y no solo a nivel comunal o de región. Esto, para tener conocimiento de cuánto mayor es la exigencia por carga de vehículos eléctricos que se requerirá a nivel de alimentador. Además, se hace necesario tener conocimiento de las posibles decisiones de las personas en base a sus costos, a qué niveles de precio ellas son capaces de cambiar sus hábitos de consumo y se sentirían motivadas a contratar tarifas de discriminación horaria. También es importante informar a la población y crear consciencia del consumo de energía eléctrica. Esto sería fundamental para tener algún efecto en los perfiles de demanda.

Es importante recalcar que existe escasa información de los usuarios finales a nivel de alimentador, en particular, se debe destacar la importancia de las variables socioeconómicas, que tienen un gran peso en el modelo regresión lineal. Por lo tanto, la no existencia de esta información a nivel de alimentador puede sesgar los resultados obtenidos en cuanto a aproximación de VE por alimentador.

Además, no se considera la disponibilidad del sistema de transporte público, incentivos regulatorios para la adopción de vehículos eléctricos, porcentaje de personas cesantes y jubilados, precios de los vehículos eléctricos en comparación con los de combustión interna. Todos estos parámetros también podrían ser importantes al momento de prever la adopción de vehículos eléctricos en zonas específicas y a nivel país. Debido a que mucho de estos aspectos caen fuera del alcance de esta memoria, sería relevante comenzar estudios que caractericen de forma más específica el tipo de clientes que se conectan a cada alimentador. Tanto con respecto a hábitos de viaje como características socioeconómicas para localizar de forma más precisa las cargas, con el fin de obtener resultados más detallados y disminuir la incertidumbre con respecto a la proyección de demanda.

8.2 Resultados perfiles de carga de vehículos eléctricos

8.2.1 Escenario mayor

8.2.1.1. Día hábil

a. Tarifa plana

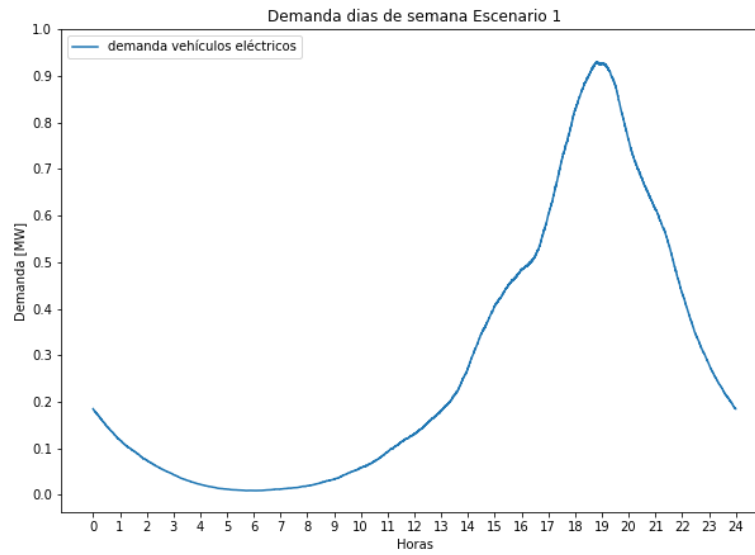


Ilustración 53: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa plana, en día hábil. (Elaboración propia)

b. Tarifa TOU 3 bloques horarios

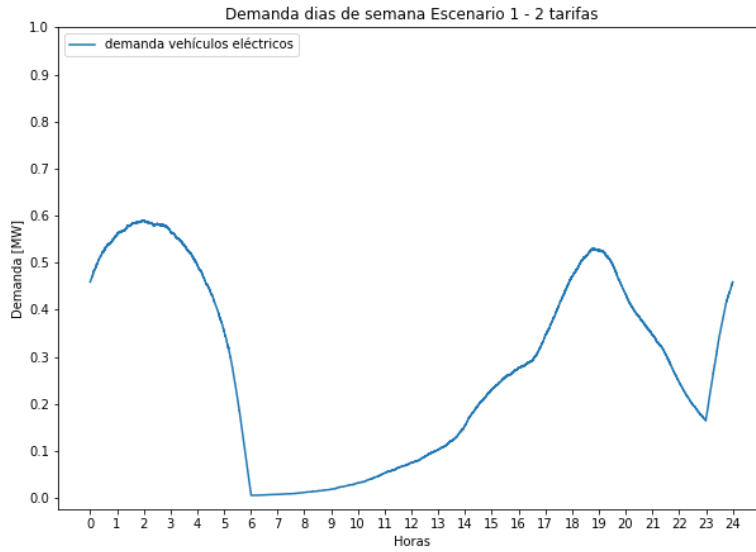


Ilustración 54: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa TOU 3 bloques horarios, en día hábil. (Elaboración propia)

c. Tarifa TOU 2 bloques horarios

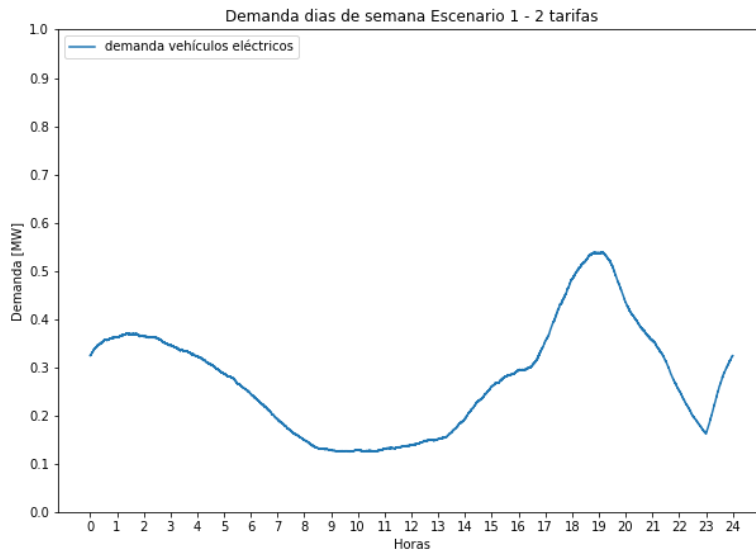


Ilustración 55: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa TOU 2 bloques horarios, en día hábil. (Elaboración propia)

d. Tarifa RTP

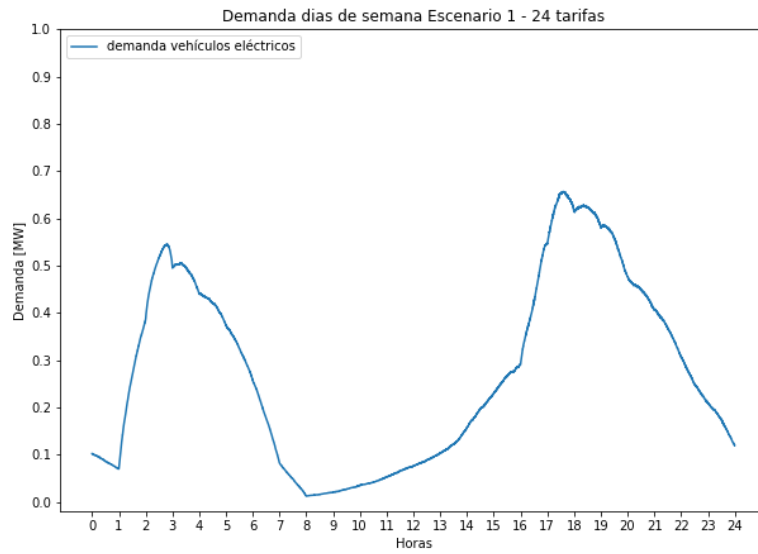


Ilustración 56: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa RTP, en día hábil. (Elaboración propia)

e. Tarifa CPP 18 horas

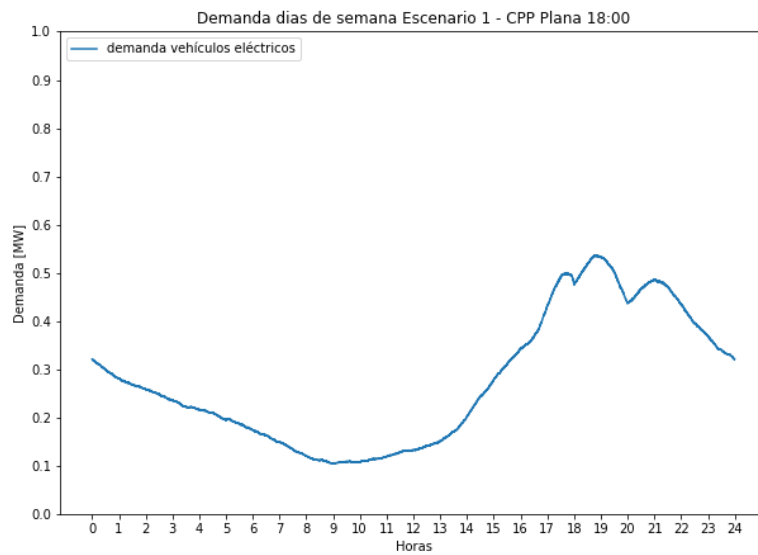


Ilustración 57: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa CPP 18 horas, en día hábil. (Elaboración propia)

f. Tarifa CPP 21 horas

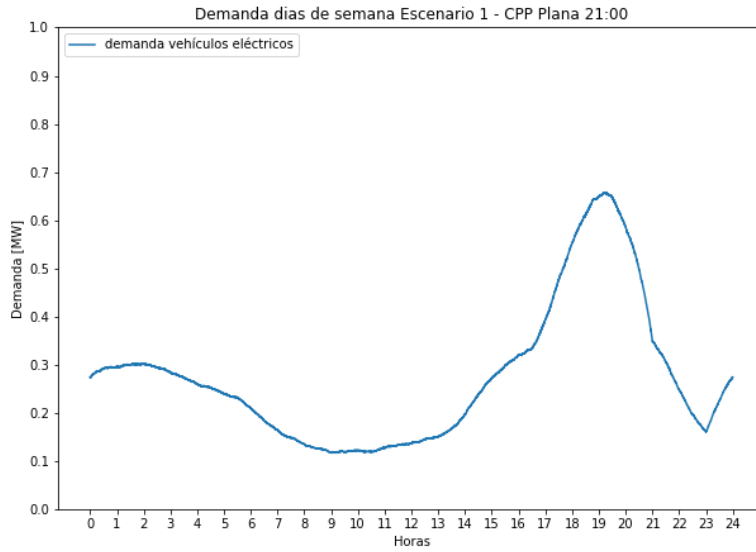


Ilustración 58: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa CPP 21 horas, en día hábil. (Elaboración propia)

8.2.1.2 Día no hábil

a. Tarifa plana

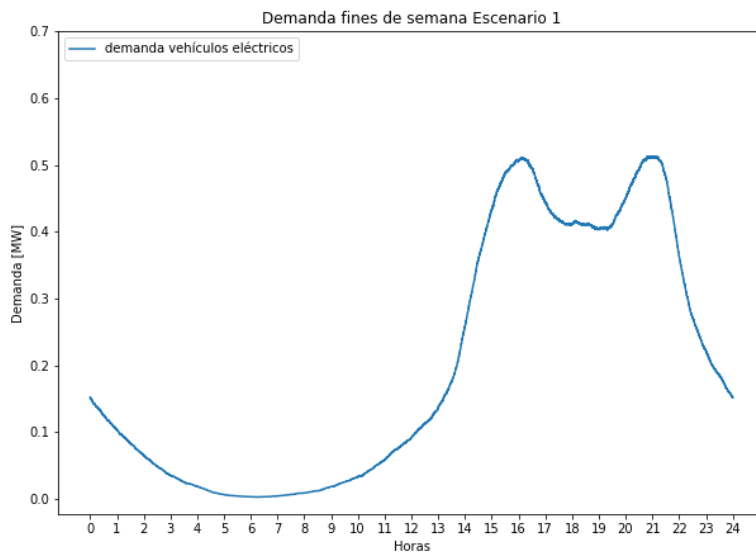


Ilustración 59: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa plana, en día no hábil. (Elaboración propia)

b. Tarifa TOU 3 bloques horarios

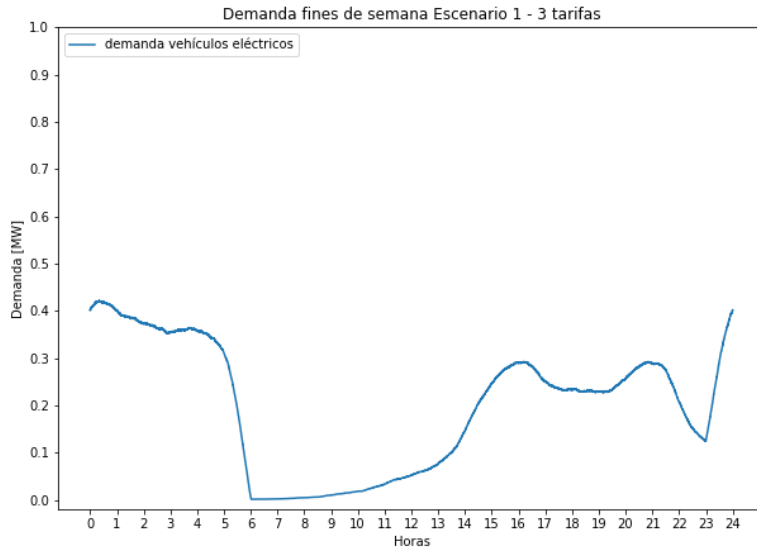


Ilustración 60: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa TOU 3 bloques horarios, en día no hábil. (Elaboración propia)

c. Tarifa TOU 2 bloques horarios

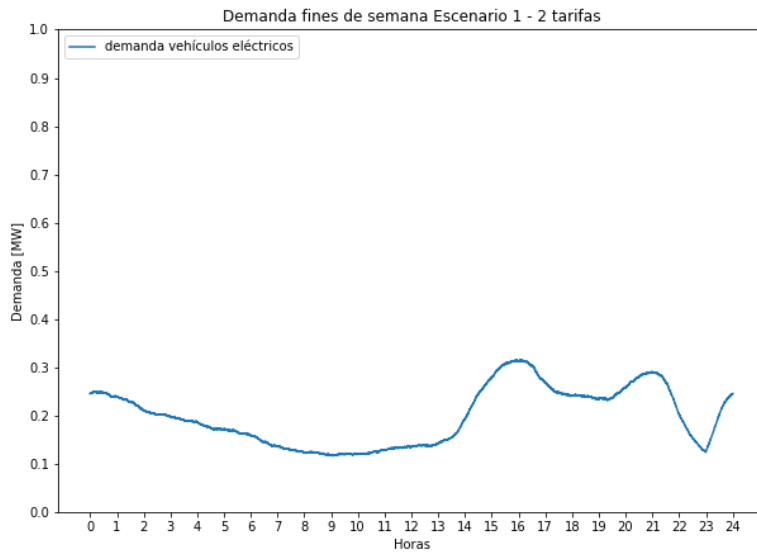


Ilustración 61: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa TOU 2 bloques horarios, en día no hábil. (Elaboración propia)

d. Tarifa RTP

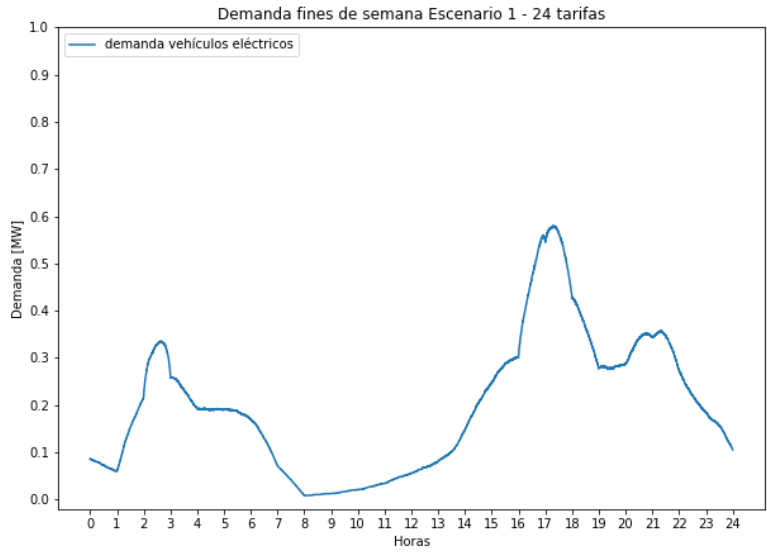


Ilustración 62: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa RTP, en día no hábil. (Elaboración propia)

e. Tarifa CPP 18 horas

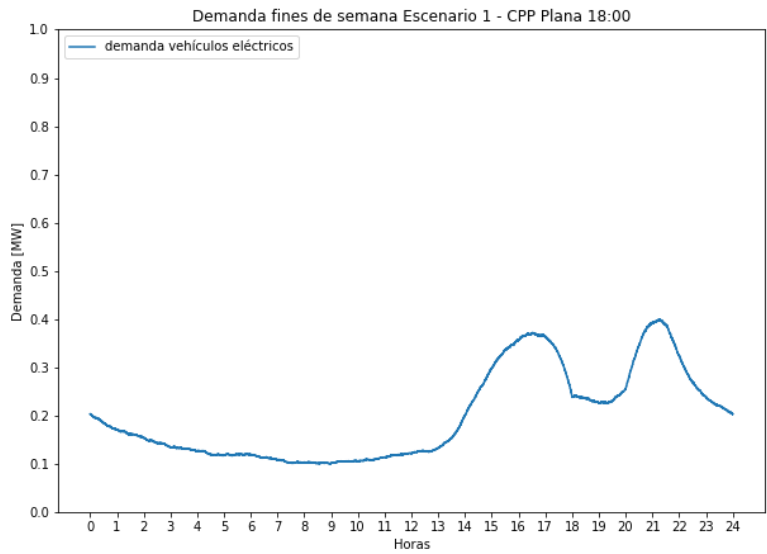


Ilustración 63: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa CPP 18 horas, en día no hábil. (Elaboración propia)

f. Tarifa CPP 21 horas

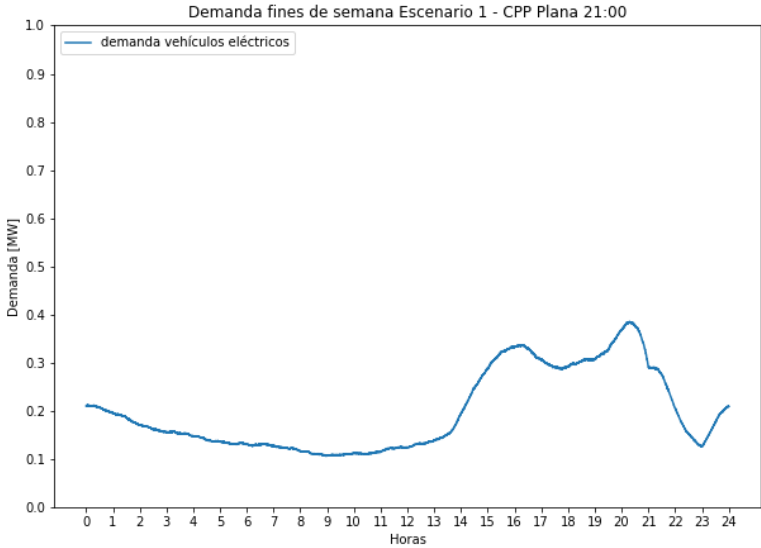


Ilustración 64: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario mayor, tarifa CPP 21 horas, en día no hábil. (Elaboración propia)

8.2.2 Escenario menor

8.2.2.1. Día hábil

a. Tarifa plana

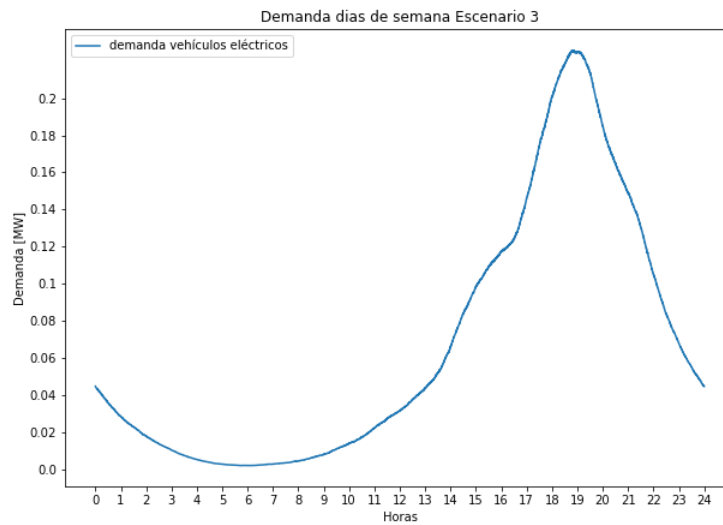


Ilustración 65: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa plana, en día hábil. (Elaboración propia)

b. Tarifa TOU 3 bloques horarios

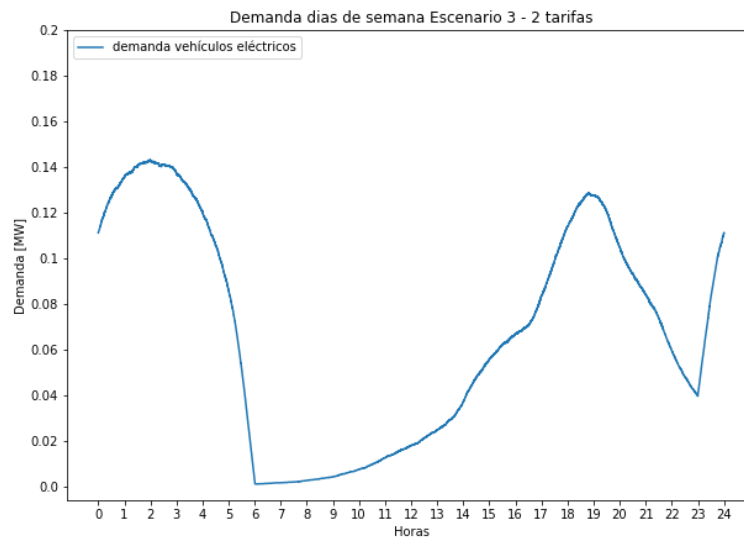


Ilustración 66: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa TOU 3 bloques horarios, en día hábil. (Elaboración propia)

c. Tarifa TOU 2 bloques horarios

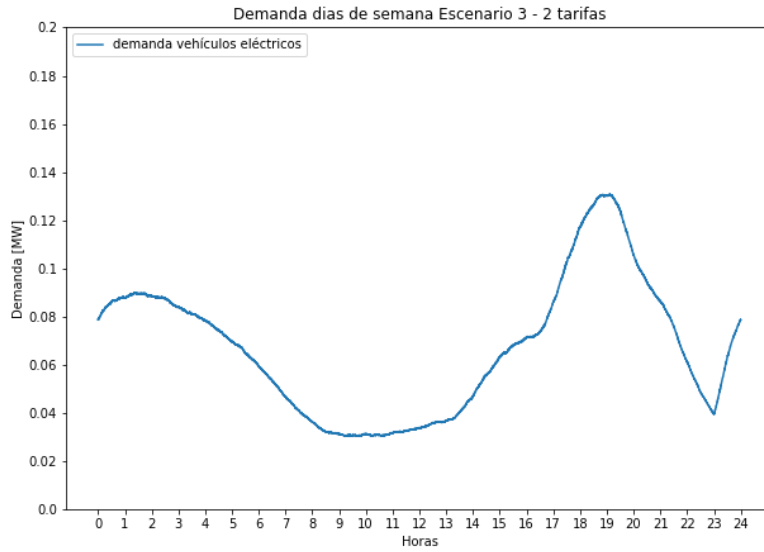


Ilustración 67: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa TOU 2 bloques horarios, en día hábil. (Elaboración propia)

d. Tarifa RTP

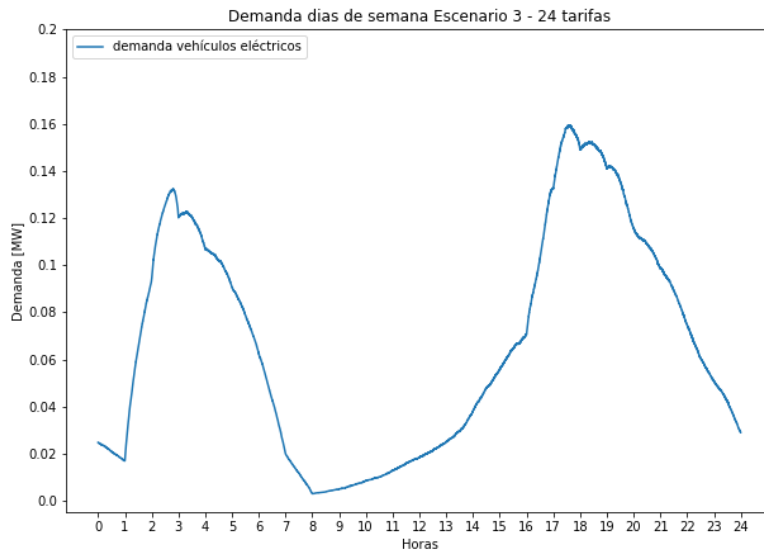


Ilustración 68: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa RTP, en día hábil. (Elaboración propia)

e. Tarifa CPP 18 horas

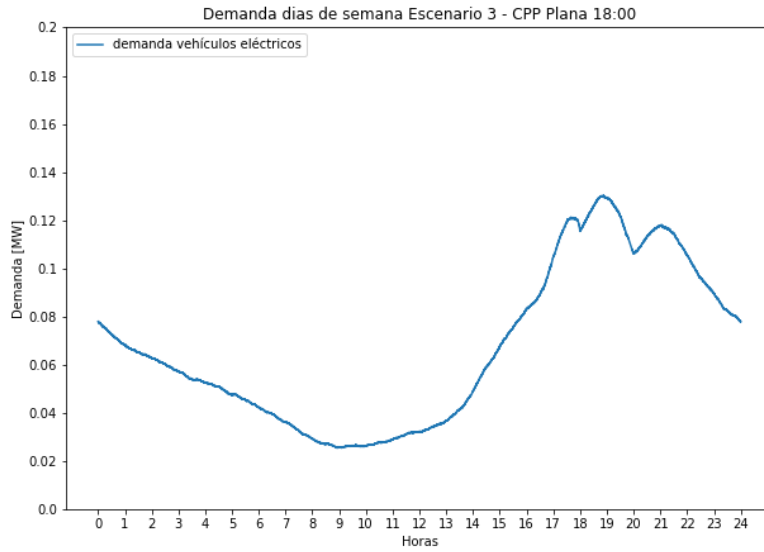


Ilustración 69: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa CPP 18 horas, en día hábil. (Elaboración propia)

f. Tarifa CPP 21 horas

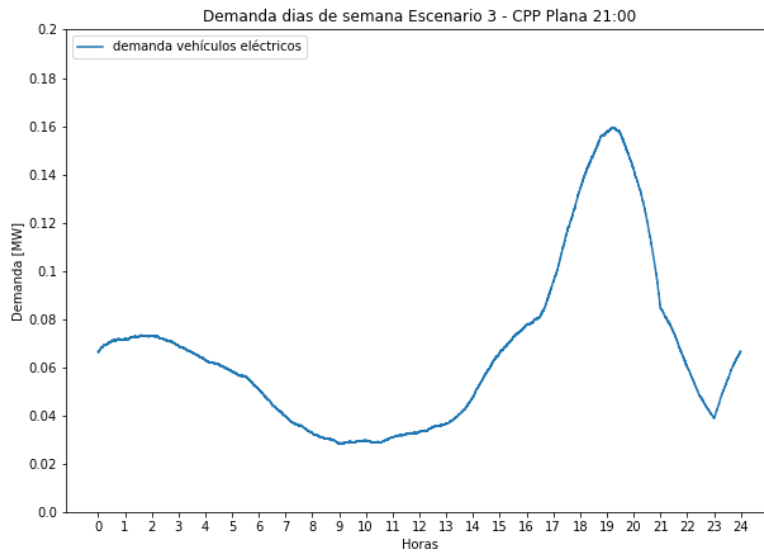


Ilustración 70: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa CPP 21 horas, en día hábil. (Elaboración propia)

8.2.2.2 Día no hábil

a. Tarifa plana

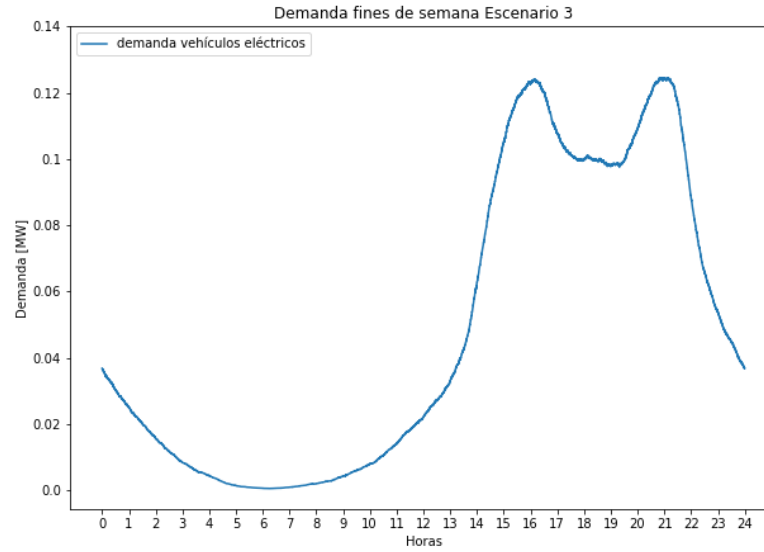


Ilustración 71: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa plana, en día no hábil. (Elaboración propia)

b. Tarifa TOU 3 bloques horarios

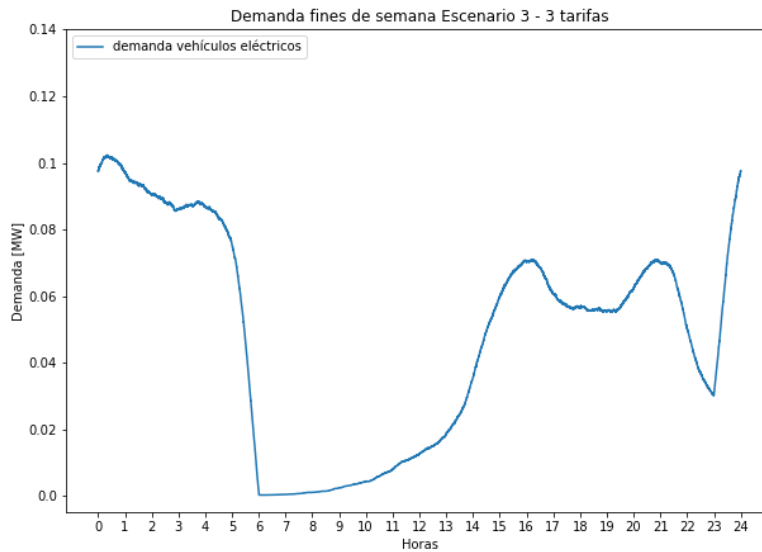


Ilustración 72: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa TOU 3 bloques horarios, en día no hábil. (Elaboración propia)

c. Tarifa TOU 2 bloques horarios

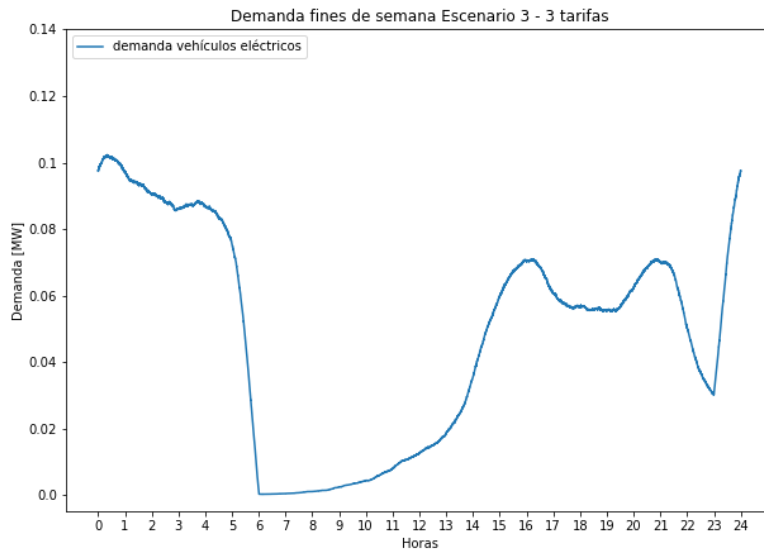


Ilustración 73: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa TOU 2 bloques horarios, en día no hábil. (Elaboración propia)

d. Tarifa RTP

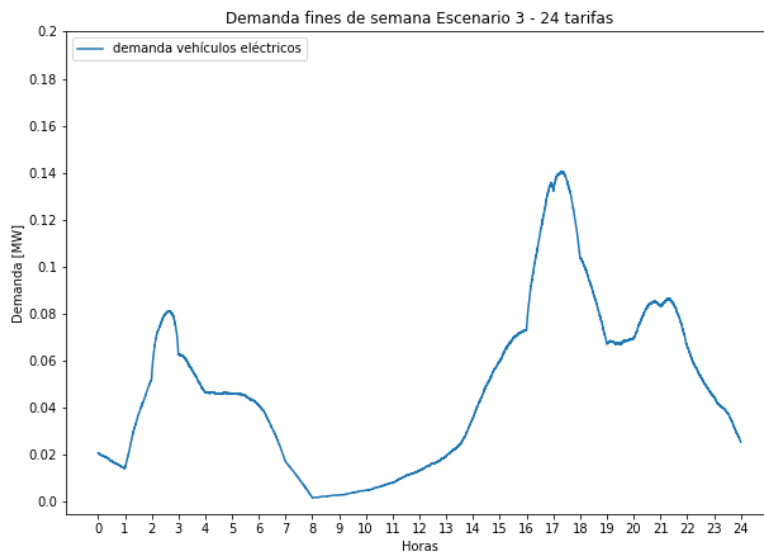


Ilustración 74: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa RTP, en día no hábil. (Elaboración propia)

e. Tarifa CPP 18 horas

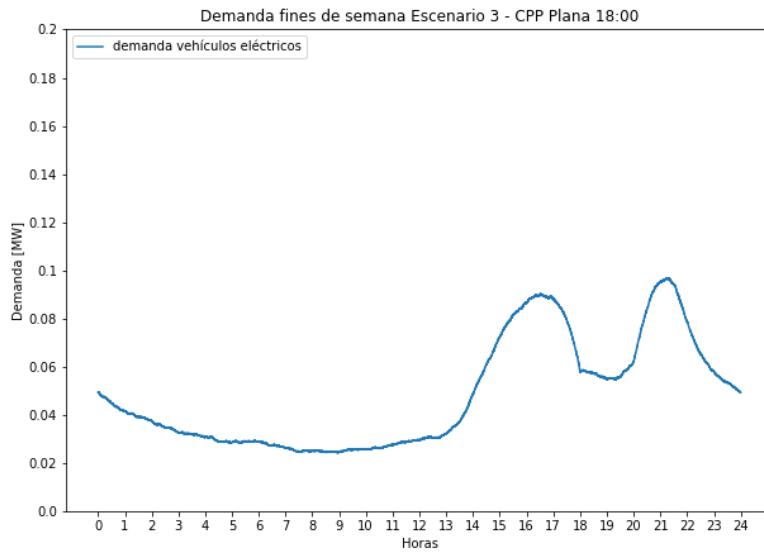


Ilustración 75: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa CPP 18 horas, en día no hábil. (Elaboración propia)

f. Tarifa CPP 21 horas

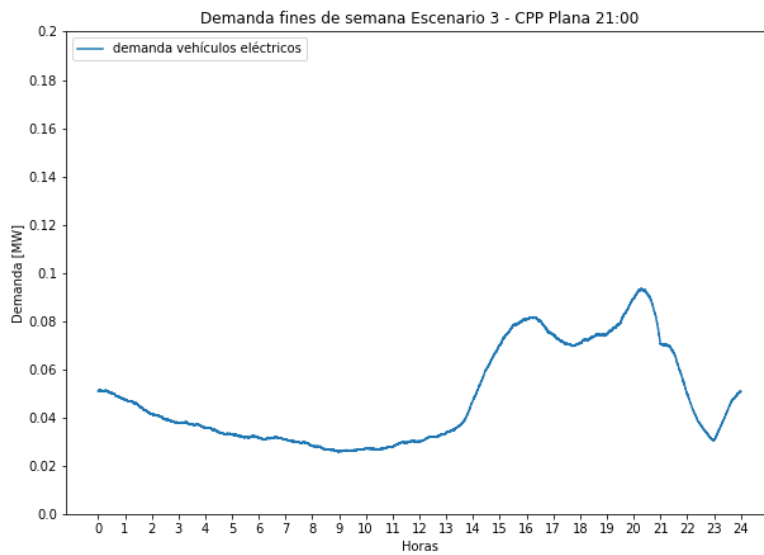


Ilustración 76: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario menor, tarifa CPP 21 horas, en día no hábil. (Elaboración propia)

8.2.3 Escenario medio

8.2.3.1. Día hábil

a. Tarifa plana

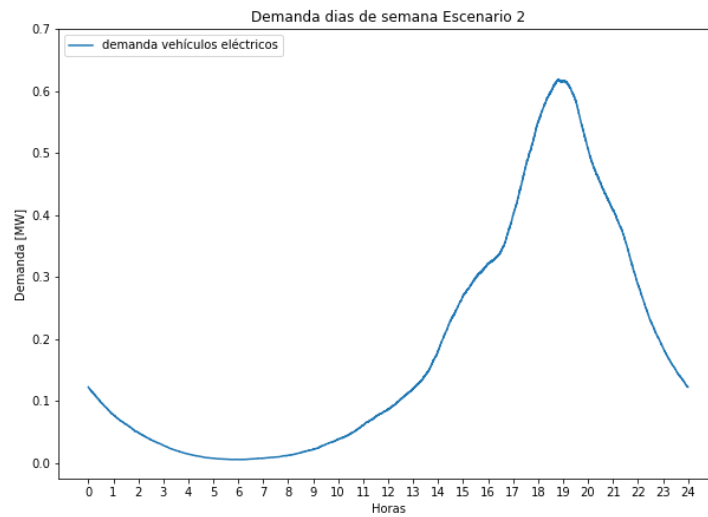


Ilustración 77: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa plana, en día hábil. (Elaboración propia)

b. Tarifa TOU 3 bloques horarios

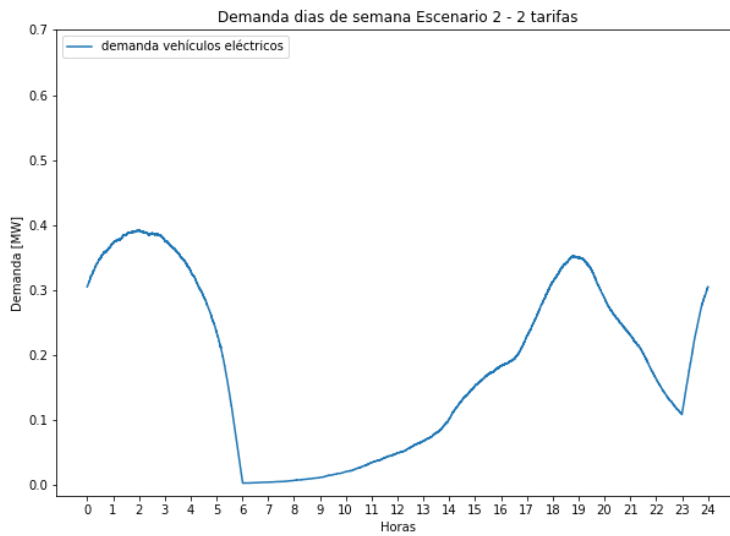


Ilustración 78: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa TOU 3 bloques horarios, en día hábil. (Elaboración propia)

c. Tarifa TOU 2 bloques horarios

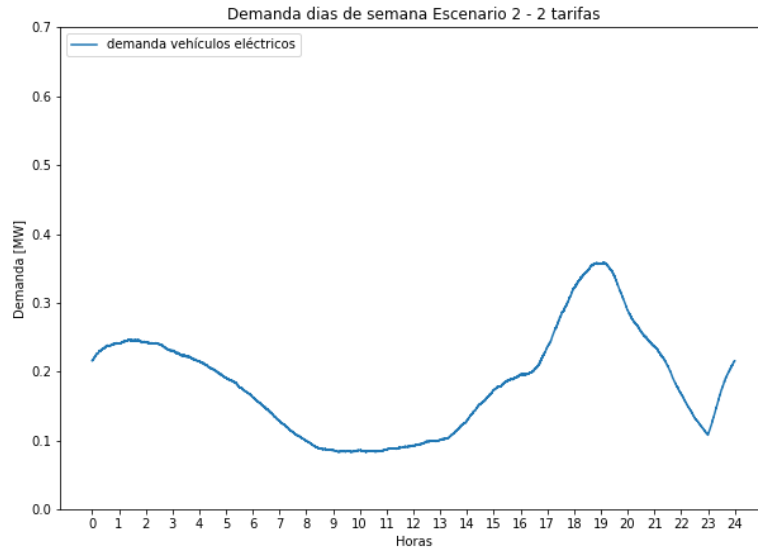


Ilustración 79: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa TOU 2 bloques horarios, en día hábil. (Elaboración propia)

d. Tarifa RTP

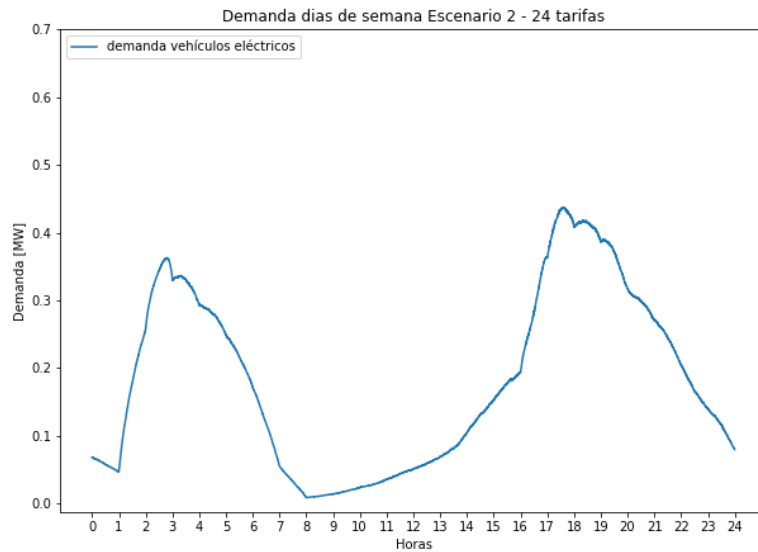


Ilustración 80: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa RTP, en día hábil. (Elaboración propia)

e. Tarifa CPP 18 horas

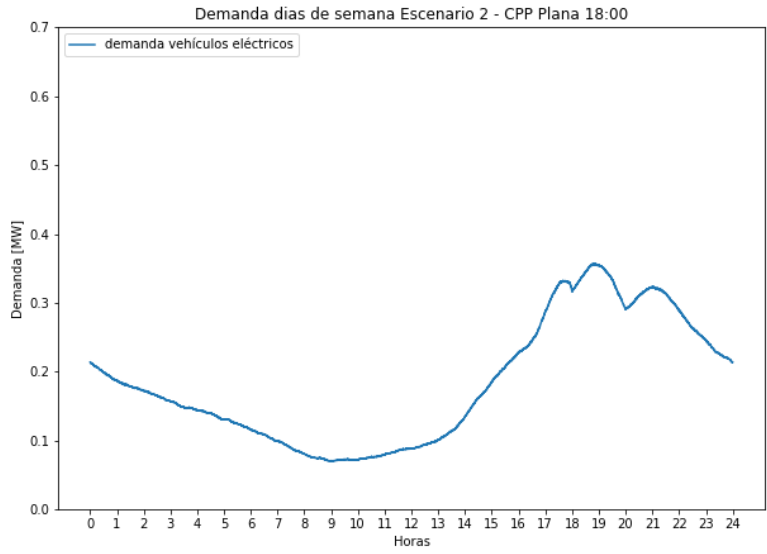


Ilustración 81: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa CPP 18 horas, en día hábil. (Elaboración propia)

f. CPP 21 horas

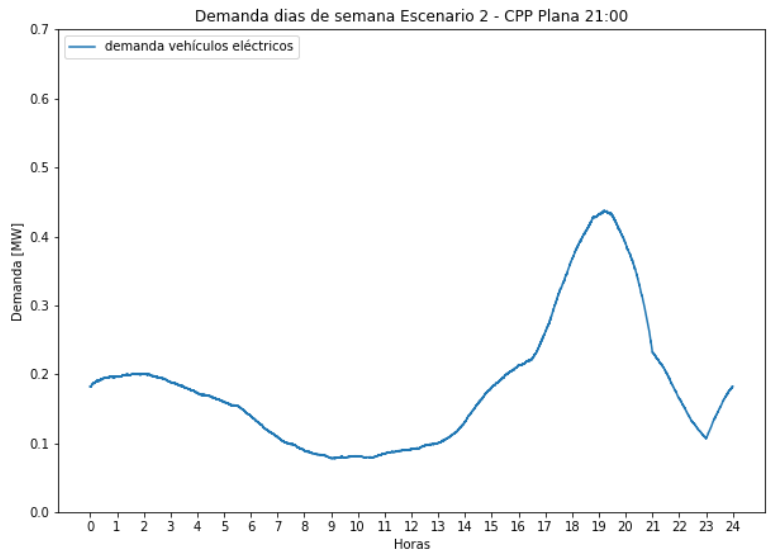


Ilustración 82: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa CPP 21 horas, en día hábil. (Elaboración propia)

8.2.3.2 Día no hábil

a. Tarifa plana

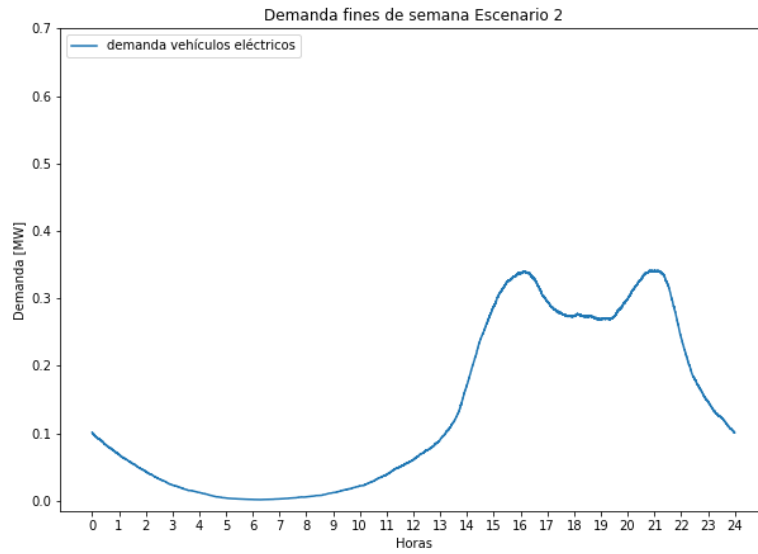


Ilustración 83: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa plana, en día no hábil. (Elaboración propia)

b. Tarifa TOU 3 bloques horarios

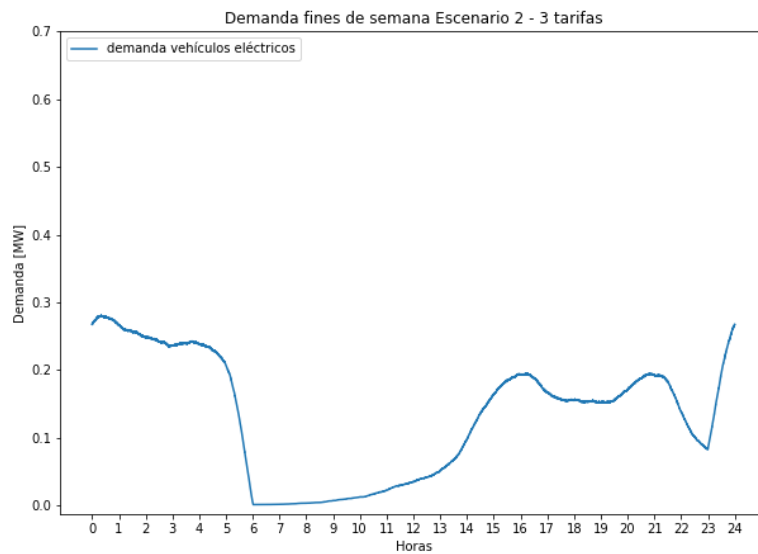


Ilustración 84: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa TOU 3 bloques horarios, en día no hábil. (Elaboración propia)

c. Tarifa TOU 2 bloques horarios

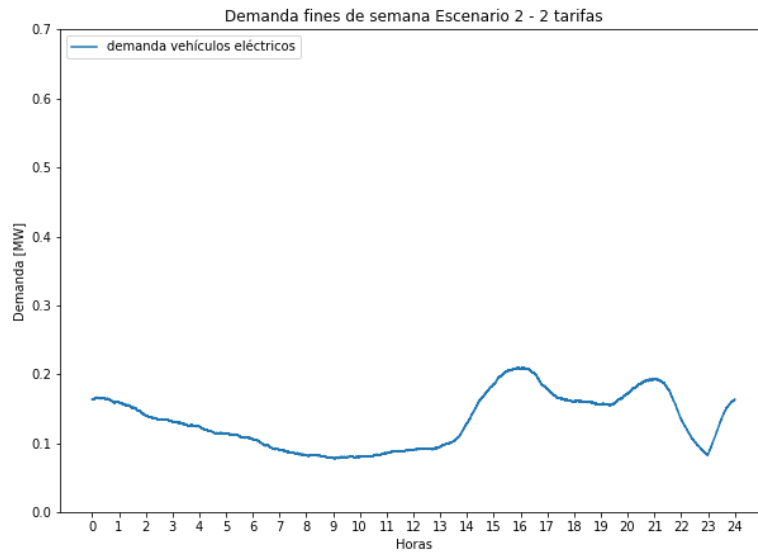


Ilustración 85: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa TOU 2 bloques horarios, en día no hábil. (Elaboración propia)

d. Tarifa RTP

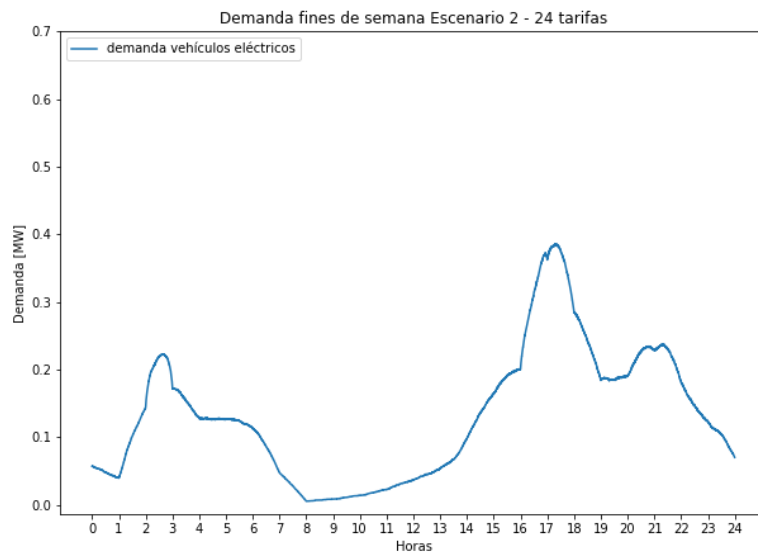


Ilustración 86: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa RTP, en día no hábil. (Elaboración propia)

e. Tarifa CPP 18 horas

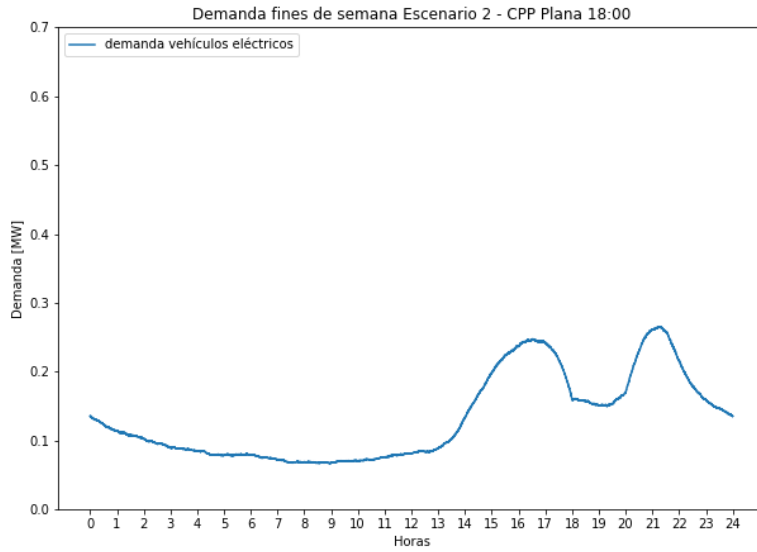


Ilustración 87: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa CPP 18 horas, en día no hábil. (Elaboración propia)

g. Tarifa CPP 21 horas

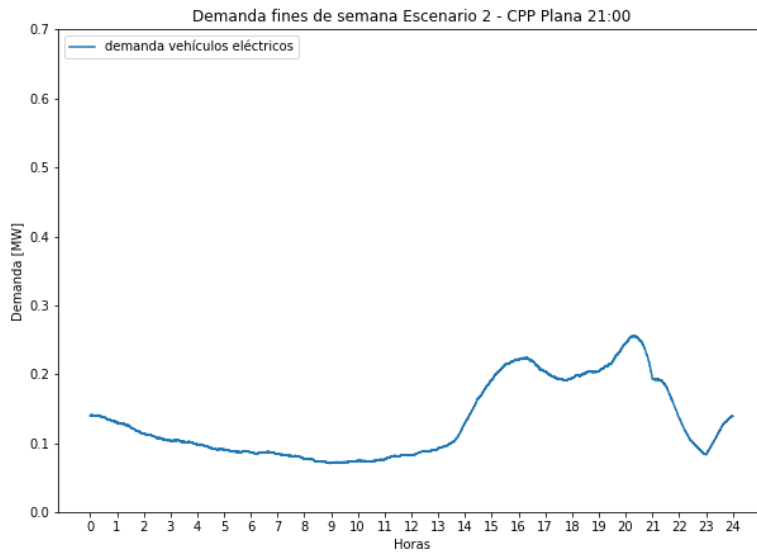


Ilustración 88: Perfil de demanda carga de vehículos para escenario medio, tarifa CPP 21 horas, en día no hábil. (Elaboración propia)

8.3 Diferencias porcentuales en peak de demanda

Escenarios	Escenario base									
	tarifa plana		tarifa TOU		tarifa RTP		tarifa CPP 18		tarifa CPP 21	
	día hábil	día no hábil	día hábil	día no hábil	día hábil	día no hábil	día hábil	día no hábil	día hábil	día no hábil
Escenario mayor	6.87%	5.97%	3.31%	3.04%	4.12%	3.99%	5.84%	4.75%	3.34%	3.02%
Escenario medio	1.42%	1.29%	0.80%	0.74%	1.00%	0.97%	1.42%	1.15%	0.81%	0.73%
Escenario menor	4.11%	3.54%	2.20%	2.02%	2.74%	2.66%	3.89%	3.16%	2.22%	2.01%

Tabla 22: Diferencia porcentual entre peak de demanda de escenario base y demás escenarios para distintas tarifas. (Elaboración propia)

8.4 Potencia máxima carga de vehículos eléctricos

Tarifa	Escenario mayor		Escenario medio		Escenario menor	
	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil	Día hábil	Día no hábil
Plana	0.93	0.51	0.62	0.34	0.22	0.12
TOU 3	0.59	0.40	0.39	0.27	0.14	0.10
TOU 2	0.54	0.31	0.36	0.21	0.13	0.08
RTP	0.61	0.54	0.41	0.36	0.15	0.13
CPP 18	0.53	0.39	0.35	0.26	0.13	0.10
CPP 21	0.65	0.37	0.43	0.24	0.16	0.09

Tabla 23: peak de demanda por carga de vehículos eléctricos para cada escenario y tarifa, (Elaboración propia)