

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**MODELO PARA LA PROYECCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS  
PARTICULARES EN EL ECUADOR Y SUS REQUERIMIENTOS DE  
DEMANDA, UTILIZANDO PATRONES DE CRECIMIENTO  
LOGÍSTICO Y SIMULACIÓN DE MONTECARLO.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN**

**LUIS IVÁN SÁNCHEZ LOOR**

**DIRECTOR: DR. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA**

**Quito, junio 2022**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Ing. Luis Iván Sánchez Loor, bajo mi supervisión.

---

**DR. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Luis Iván Sánchez Loor, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

---

Luis Iván Sánchez Loor

## **DEDICATORIA**

A Dios, a toda mi familia y especialmente a mi amada esposa Dixi y a mis hijos Martín y Alejandro por su apoyo, paciencia y cariño.

## **AGRADECIMIENTO**

Al Ing. PhD. Paúl Vásquez Miranda por su dirección y paciencia.

Mi gratitud al Ing. Emilio Calle García por su amistad incondicional, apoyo y por compartir ideales que impulsen al sector eléctrico y al país hacia una movilidad sostenible.

A la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - ARCERNNR que a través de la Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico - DEISE proporcionó información base para el desarrollo de esta tesis.

A todas las personas que de una u otra manera con sus criterios y colaboración, aportaron para la consecución este trabajo de titulación.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VIII
1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Pregunta de investigación .....	1
1.2 Objetivo General .....	1
2 Objetivos Específicos.....	2
2.1 Hipótesis o alcance .....	2
2.2 Marco teórico .....	3
2.2.1 Elementos del sistema eléctrico tradicional .....	3
2.2.2 Red eléctrica moderna .....	4
2.2.3 Características de la carga.....	5
2.2.4 Planificación del sistema eléctrico .....	11
2.2.5 Proyección de la demanda .....	13
2.2.6 Modelos matemáticos como herramientas de análisis y diseño .....	16
2.2.7 Modelos probabilísticos .....	17
2.2.8 Modelos de difusión tecnológica .....	18
2.3 METODOLOGÍA .....	21
2.4 Módulo de proyección de ventas de VE.....	22
2.4.1 Aplicación del modelo de difusión de Bass.....	24
2.4.2 Asignación de VE a nivel provincial .....	27
2.5 Módulo de proyección de demanda de VE.....	27
2.5.1 Entradas del modelo .....	29
2.5.2 Algoritmo para generar series temporales de demanda eléctrica .....	31
2.5.3 Salidas del modelo .....	33
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	35
3.1 Resultados .....	35

3.1.1	Modelo de Bass .....	35
3.1.2	Proyección de ventas de VE ligeros.....	36
3.1.3	Desagregación de VE ligeros a nivel provincial .....	37
3.1.4	Proyección de demanda E.E.Q .....	40
3.1.5	Series temporales de demanda de VE en E.E.Q. ....	41
3.1.6	Demanda VE en día laborable y fin de semana.....	42
3.1.7	Impacto de VE en el sistema de distribución de E.E.Q.....	43
3.1.8	Evolución de proyección demanda máxima E.E.Q., 2022 – 2032 .....	45
3.1.9	Incorporación demanda de energía VE al sistema E.E.Q. ....	45
3.1.10	Factor de carga.....	46
3.1.11	Factor de coincidencia.....	46
3.2	Discusión.....	47
4	CONCLUSIONES .....	49
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	51
ANEXO A	.....	1
ANEXO B	.....	1
ANEXO C	.....	1
ANEXO D	.....	1
ANEXO E	.....	1
ANEXO F	.....	1
ANEXO G	.....	1

## RESUMEN

La integración de vehículos eléctricos (VE) a gran escala constituye un pilar fundamental para la transición energética hacia sistemas de transporte más limpios y sostenibles, sin embargo, sigue siendo una pregunta sin respuesta el impacto que esta integración representaría para las redes eléctricas de las empresas de distribución de energía.

De ahí que, en la actualidad no se ha identificado un modelo que estime las cantidades de vehículos que podrían incorporarse a los sistemas eléctricos, principalmente debido a la falta de metodologías que precisen sobre la adopción del mercado de VE, sus especificaciones técnicas y características de patrones agregados de movilidad para la carga eléctrica.

Para resolver esta situación, se elaboró un modelo integral que incorpora por una parte el desarrollo de una metodología basada en modelos de crecimiento logístico sigmoideal (curva S) considerando datos recopilados sobre ventas históricas de VE (de libre acceso) para el pronóstico cuantitativo sobre la adopción de una nueva tecnología, y complementariamente el desarrollo de un algoritmo implementado en un entorno Python que considera como entrada las cantidades definidas en el pronóstico y determina perfiles de carga con una resolución temporal de 10 minutos.

De esta forma, se aplicó el modelo a la Empresa Eléctrica Quito – E.E.Q considerando sus características particulares a nivel de sistema. Como resultado se encontraron diferencias en los patrones de carga de VE en días laborables y fines de semana, debido al número de unidades vehiculares simuladas y la estocasticidad combinada de factores técnicos como el estado de carga (SoC por sus siglas en inglés), hora y potencia de carga.

A su vez, al cuantificar el impacto de una incorporación controlada (debido a la tarifa de tiempo de uso) de vehículos livianos residenciales totalmente eléctricos, se identificó que la demanda máxima que debe satisfacer el sistema de distribución con un horizonte al 2032 crecería en 3,3 % (38 MW), respecto de la estimación de su demanda base 1.165 MW.

**PALABRAS CLAVE:** Vehículo eléctrico, modelo de Bass, modelo de Montecarlo, Python, demanda eléctrica, distribuciones de probabilidad.



## ABSTRACT

The integration of electric vehicles (EV) on a large scale constitutes the fundamental part for the energy transition of the country's transport, thus, the impact that this integration would represent for the electrical networks of the electricity distribution companies remains an unanswered question.

Hence, currently there are no models available that estimate the number of vehicles that could be incorporated into electrical systems, mainly due to the lack of methodologies that specify the adoption of the EV market, its technical specifications and pattern characteristics mobility aggregates for electric charge.

To address this situation, a comprehensive model was developed that incorporates, on the one hand, the development of a methodology based on sigmoidal logistic growth models (S curve) considering data collected on historical EV sales (open access) for the quantitative forecast on the adoption of a new technology, and in addition the development of an open source algorithm in the Python programming language that simulates the quantities defined in the forecast and their load profiles with a time resolution of 10 minutes.

Consequently, the model was applied to Empresa Eléctrica Quito - E.E.Q, showing differences in load patterns on weekdays and weekends based on the number of vehicles simulated, due to a combination of stochasticity of technical factors such as the state of charging (SoC), time and charging power.

In turn, when quantifying the impact of the controlled incorporation (due to the time-of-use rate) of totally electric vehicle fleets in 2032, it was identified that the maximum demand that the distribution system must satisfy would grow by 3.3 % (38 MW), with respect to the estimate of its base demand of 1,165 MW.

**KEYWORDS:** Electric vehicle, Bass model, Montecarlo model, Python, demand, probability distributions.

# 1 INTRODUCCIÓN

Los problemas climáticos que enfrentan los países del mundo, se deben principalmente a las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial del sector transporte, para mitigar sus efectos, la industria automotriz plantea como alternativa la introducción de la tecnología de vehículos eléctricos (VE). En este trabajo, se utiliza el concepto de difusión de la innovación para determinar cuándo los vehículos eléctricos podrían reemplazar a vehículos con motor de combustión interna (MCI) en el país, así también se estima cuál sería el impacto de los requerimientos energéticos en la demanda en el sistema eléctrico.

Con base a estos criterios se analiza la situación actual de vehículos eléctricos en el sector automotriz ecuatoriano y las potencialidades para su difusión en el mercado. Luego, se crean escenarios para la adopción de esta tecnología utilizando el modelo Bass, asumiendo un reemplazo objetivo entre el 70-100% del parque automotor de vehículos livianos en la provincia de Pichincha.

Para el estudio de demanda eléctrica se integra información disponible de características técnicas de vehículos eléctricos (capacidad de la batería, potencia del cargador, curvas de carga, etc.) que se comercializan actualmente en el país por parte del sector automotriz.

En breve se define y describe, con más detalle, estos aspectos. Antes, se proporciona una breve revisión de los elementos y las características de la carga (Sec. 1.5.2). Para aclarar los límites entre los diversos estudios de planificación del sistema de potencia, en las secciones 1.5.3 y 1.5.4 se ofrece una perspectiva de horizonte temporal de dichos estudios. Los modelos matemáticos, probabilísticos y de difusión tecnológica utilizados en este estudio, se examinan con más detalle en las secciones 1.5.5, 1.5.6 y 1.5.7 respectivamente.

## 1.1 Pregunta de investigación

¿Como elaborar una metodología que prevea la demanda eléctrica futura originada por la introducción de vehículos eléctricos al país?

## 1.2 Objetivo General

Desarrollar un modelo para la proyección global a largo plazo de la cantidad de vehículos eléctricos livianos en Ecuador y sus requerimientos de energía y potencia, utilizando patrones de crecimiento logístico y simulación de Montecarlo.

## **2 Objetivos Específicos**

- Desarrollar un modelo nacional para la incorporación de vehículos eléctricos livianos hasta el año 2040, utilizando patrones de crecimiento logístico.
- Analizar mediciones disponibles de perfiles de carga de vehículos eléctricos, así como los parámetros técnicos y comerciales a considerarse dentro del modelo.
- Elaborar un modelo estocástico del comportamiento y hábitos de carga de vehículos eléctricos, para prever su demanda eléctrica a nivel de sistema de distribución mediante simulaciones de Montecarlo SMC.
- Evaluar el impacto en el perfil de demanda del sistema de la E.E.Q., debido a la incorporación de vehículos eléctricos en los sistemas de distribución en un horizonte de 10 años.

### **2.1 Hipótesis o alcance**

En el Ecuador, actualmente los vehículos eléctricos tienen un grado de penetración relativamente bajo; sin embargo, la electrificación del transporte es inminente; por lo tanto, contar con previsiones adecuadas, permitirán determinar el requerimiento energético de las flotas de automóviles eléctricos en el futuro y conocer si en un escenario de introducción masiva a largo plazo, supone limitaciones importantes para el sistema eléctrico.

Para abordar y solventar lo antes referido, se desarrolló un modelo que permitió estimar la previsión nacional del número de vehículos livianos con tracción eléctrica que se incorporarán al sistema de transporte hasta el año 2040.

Luego, se desagregó la proyección global a cada una de las provincias, para lo cual se utilizaron criterios de ponderación, utilizando datos históricos de ventas de vehículos y definiendo para ello parámetros para un modelo de crecimiento logístico, así como todas las condiciones, supuestos y variables asociadas (energéticas, demográficas, políticas y ambientales). Posteriormente, estas ventas se agruparon en las diferentes áreas de prestación de servicio de las empresas distribuidoras.

Una vez con estos resultados, se agrupa considerando para ello una desagregación a nivel de empresa distribuidora la Empresa Eléctrica Quito que cuenta con VE conectados a sus redes de distribución, para la aplicación del modelo

Los datos de previsión se obtuvieron mediante el uso de bibliotecas de código abierto utilizados en el lenguaje de programación Python, realizando la modelización y simulación

estocástica del comportamiento de carga de los vehículos, así como sus características dinámicas en el período y potencia de carga, hora de consumo, recorrido promedio diario en kilómetros, tamaño de batería, modo y estado inicial de carga (SoC); la interrelación de todas estas variables permitió determinar la potencia y energía consumida por una flota de vehículos eléctricos basado en simulaciones de Montecarlo.

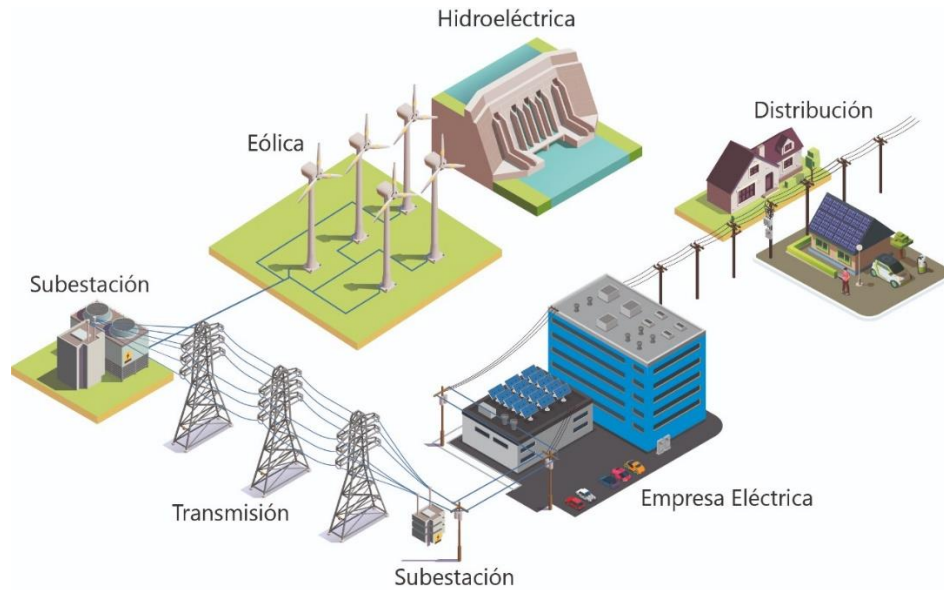
Finalmente, se integraron los modelos de previsión del número de vehículos y de simulación de su consumo eléctrico en un módulo de cálculo, para proyectar requerimientos mensuales de energía eléctrica considerando un horizonte de diez años, posteriormente con esos resultados se midió el impacto de la demanda de VE en la curva de carga del sistema de distribución de energía eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito.

## **2.2 Marco teórico**

### **2.2.1 Elementos del sistema eléctrico tradicional**

Los sistemas de potencia se utilizan para producir, transportar y distribuir energía eléctrica desde los centros de generación a los usuarios finales (Figura 1. 1). Un sistema de potencia generalmente consiste en unidades de generación, redes de transmisión y subtransmisión, redes de distribución, centros de consumo, dispositivos de protección y control del sistema y equipos de control [1].

Desde las centrales de generación se utilizan altos niveles de voltaje (115 a 765 kV) para transportar grandes cantidades de potencia; a medida que esta se dispersa en el área de suministro de energía, en forma gradual se utilizan menores niveles de voltaje (34.5 a 230 kV), debido a que la carga abastecida a través de diferentes líneas y equipos de pequeña capacidad se reduce [2].



**Figura 1. 1.** Sistema eléctrico de potencia tradicional.

### 2.2.2 Red eléctrica moderna

En la actualidad el flujo de electricidad es unidireccional, es decir se transmite desde la fuente hacia los usuarios finales, dentro de esta dinámica algunas empresas eléctricas no consideran medidas correctivas con base a la información que reciben de los medidores. Por lo tanto, existen muchos problemas y desafíos para la operación de la red eléctrica existente, incluyendo la diversificación de la generación, la respuesta a la demanda, el dilema de la huella de carbono, etc.

Para hacer frente a estos problemas, se introduce el concepto de la red eléctrica de última generación, también conocida como “red inteligente”, que integra principalmente equipos de medición avanzada (medidores inteligentes), control distribuido y un sistema de comunicación bidireccional entre el sistema y los contadores, así como la capacidad de corregir parámetros técnicos del servicio eléctrico a los clientes. En la red inteligente, se pueden incluir todas las tecnologías, conceptos, topologías y enfoques de generación, transmisión y distribución, y además se puede proporcionar control y monitoreo generalizados [11].



**Figura 1. 2.** Sistema eléctrico de potencia inteligente.

La etapa de distribución prevé la incorporación de nuevas tecnologías y una mayor participación de vehículos eléctricos, VE, que operan de forma dinámica con la red eléctrica, ya que estas cargas no son estáticas y se mueven a diferentes puntos de la red y a futuro constituirán un componente muy importante tanto para el almacenamiento de energía como para la gestión de la demanda en la red inteligente, Generación Distribuida, GD, así como en las microrredes. Estas condiciones hacen que sea necesario conocer las características que permitan un adecuado dimensionamiento de la infraestructura eléctrica para el abastecimiento de estas cargas.

### **2.2.3 Características de la carga**

La carga que un cliente individual o un grupo de clientes (vehículos eléctricos) presenta al sistema de distribución cambia constantemente. Considerando la dinámica de estas cargas, cada vez que se conecta un vehículo eléctrico, cambia la carga vista por el alimentador de distribución. Para describir este comportamiento de la carga, se definen los siguientes términos:

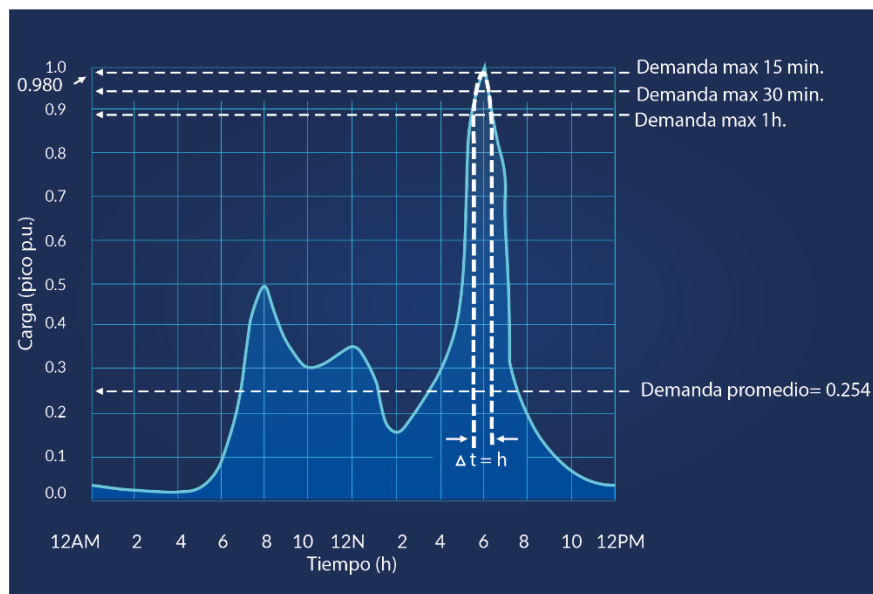
#### **2.2.3.1 Demanda**

La demanda de una instalación o sistema es la carga en los terminales receptores promediada en un intervalo de tiempo determinado. La carga se puede medir en kilovatios, kilovares, kilovoltamperios, kiloamperios o amperios [3].

### 2.2.3.2 Intervalo de demanda

Es el período durante el cual se promedia la carga. Este período  $\Delta t$  puede ser de 15 min, 30 min, 1 h o más. Puede haber ocasiones en las que las demandas de 15 y 30 minutos sean idénticas.

El concepto de demanda expresa el intervalo  $\Delta t$  utilizado para medirla. La Figura 1.2 muestra una curva de variación de la demanda diaria, o curva de carga, en función de los intervalos de demanda [3].



**Figura 1. 3.** Curva de variación de demanda diaria [4].

En el caso de los vehículos eléctricos, es de gran importancia determinar la demanda y los intervalos que impactarían en la curva diaria, especialmente cuando exista una solicitud de grandes volúmenes de potencia debido a la carga rápida en estaciones; así como su duración, ya que permitiría identificar posibles desabastecimientos energéticos.

### 2.2.3.3 Demanda máxima

La demanda máxima de una instalación o sistema es la mayor de todas las demandas que se han producido durante el período de tiempo especificado. Esta demanda puede ser la máxima de todas las demandas, en un intervalo diario, semanal, mensual o anual. En consecuencia, para la movilidad eléctrica es indispensable determinarla, ya que, de requerir energía térmica para su abastecimiento, no sería viable una transición energética limpia.

#### 2.2.3.4 Demanda Diversificada o Demanda Coincidente

Es la demanda de un grupo de cargas compuesto como un todo, no relacionadas durante un período de tiempo específico. Es la suma máxima de las contribuciones de las demandas individuales a la demanda diversificada en un intervalo de tiempo específico. En cargas que tienen un comportamiento dinámico como los vehículos eléctricos, este parámetro facilitará la planificación y el dimensionamiento de la infraestructura asociada.

#### 2.2.3.5 Demanda no coincidente.

Es la suma de las demandas de un grupo de cargas, en un intervalo de tiempo al que se aplica cada demanda.

#### 2.2.3.6 Factor de carga.

Es la relación entre la demanda promedio durante un período de tiempo específico y la demanda máxima que ocurre en ese período [4]. El factor de carga  $F_{LD}$  se puede expresar como:

$$F_{LD} = \frac{\text{demanda promedio}}{\text{demanda máxima}} = \frac{\text{demanda promedio} * T}{\text{demanda máxima} * T} \quad (1.1)$$

Donde T es el tiempo, en días, meses o años.

En infraestructuras como las estaciones de carga rápida, este factor permitirá identificar el grado de utilización de las instalaciones y el impacto en el nivel de pérdidas.

#### 2.2.3.7 Factor de diversidad.

Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de las distintas etapas funcionales de un sistema y la demanda máxima de todo el sistema [4]. Por lo tanto, el factor de diversidad ( $F_D$ ) se expresa como:

$$F_D = \frac{\text{suma de las demandas máximas individuales}}{\text{demanda máxima coincidente}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{D_g} \geq 1 \quad (1.2)$$

Donde  $D_i$  es la demanda máxima de la carga i, sin tener en cuenta el tiempo de ocurrencia y  $D_g = D_{1+2+3+\dots+n}$  es la demanda máxima coincidente del grupo de n cargas. El factor de diversidad puede ser igual o mayor a 1. Por lo tanto, cuando se trata de cargas móviles y dinámicas (vehículos), este factor facilita el entendimiento de su coincidencia y el aporte de cada unidad en la demanda máxima del grupo de cargas.



### 2.2.3.8 Factor de coincidencia.

Es la relación entre la demanda máxima total coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas máximas de potencia de los consumidores individuales que componen el grupo, ambas registradas en el mismo punto de suministro durante el mismo tiempo [4]. Por lo tanto, el factor de coincidencia ( $F_c$ ) es:

$$F_c = \frac{\text{demanda máxima coincidente}}{\text{suma de las demandas máximas individuales}} = \frac{D_g}{\sum_{i=1}^n D_i} = \frac{1}{F_D} \quad (1.3)$$

Este factor ofrece un claro entendimiento del comportamiento de las cargas cuando operan de forma masiva en el sistema de distribución.

### 2.2.3.9 Factor de potencia

Expresa la relación entre la potencia activa que puede utilizarse de forma efectiva para aplicaciones (mecánicas, térmicas) y la potencia aparente, VA, suministrada por la red; es decir, *mide la eficiencia eléctrica de la instalación* y se define por la relación:

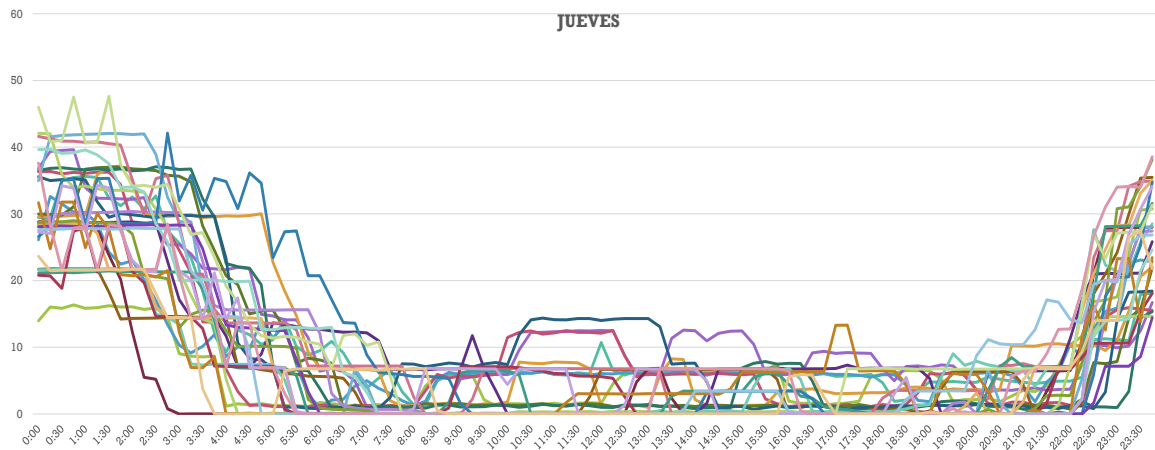
$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\text{potencia activa [kW]}}{\text{potencia aparente [kVA]}} \quad (1.4)$$

Por tanto, es deseable contar con instalaciones funcionando con el FP más alto posible, es decir, en torno al valor unitario.

### 2.2.3.10 Nuevos tipos de cargas

Los objetivos de eficiencia energética y protección del medio ambiente prevén alcanzarse mediante la sustitución de los vehículos convencionales con motor de combustión interna por vehículos eléctricos. El beneficio previsto radica en el hecho de que el "combustible eléctrico" para los vehículos proviene principalmente de fuentes de energía renovables.

Si bien para el ambiente y el abastecimiento de energía de estas cargas representan una gran oportunidad y eficiencia, para el sector eléctrico y principalmente para las redes de distribución, constituyen un reto relevante debido a su dinámica (características futuras de las baterías) y comportamiento aún desconocido de los hábitos de estas cargas, como se muestra a continuación.



**Figura 1. 4.** Hábito de carga diario de VE.

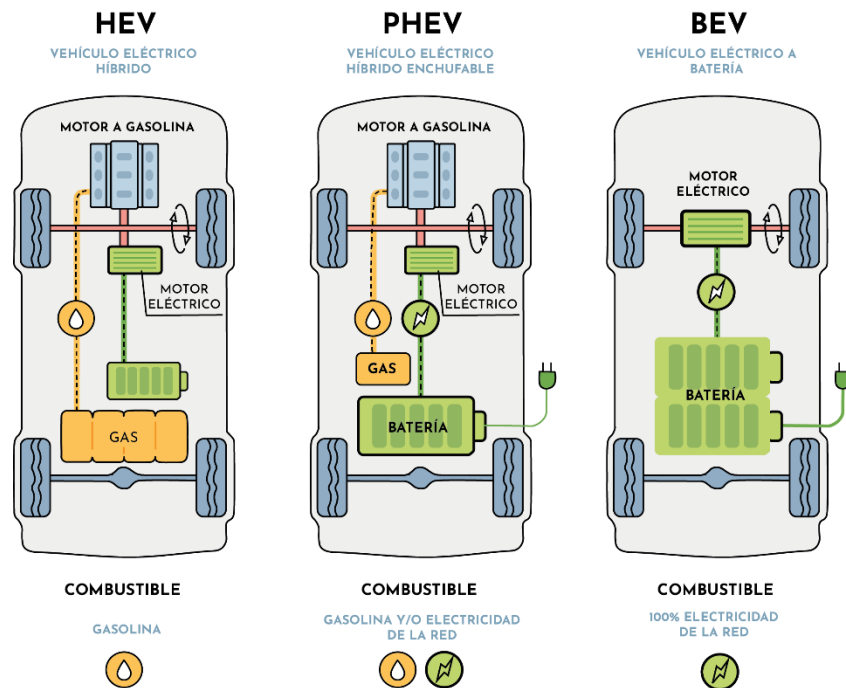
La dinámica del comportamiento de estas cargas se presenta para un grupo de vehículos eléctricos de uso residencial, este hábito podrá ser modificado para otras aplicaciones ya sea en el caso de servicios públicos, privados, logísticos, etc., cuya información aún requiere ser analizada.

#### **2.2.3.11 Vehículo eléctrico VE**

Un vehículo eléctrico se define como cualquier vehículo que utiliza motores eléctricos para la propulsión. Esta clase de los vehículos pueden incluir trenes, camiones, automóviles e incluso bicicletas eléctricas. Sin embargo, es común en la literatura que el término "vehículo eléctrico" o VE se use como sinónimo de vehículos eléctricos de pasajeros. Hay tres tipos de vehículos que utilizan sistemas de propulsión eléctricos (o parcialmente eléctricos). Son clasificados en función de su grado de dependencia de la electricidad como principal fuente de energía:

- **Vehículos eléctricos de batería (BEV)**, también conocidos como vehículos eléctricos enchufables (PEV), son totalmente eléctricos y no tienen motores de combustión interna (ICE). Los BEV/PEV funcionan exclusivamente utilizando la energía de sus baterías que deben cargarse a través de tomas de corriente.
- **Vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV)**, utilizan baterías que se puedan cargar con electricidad desde una toma de corriente o mediante un generador eléctrico de MCI instalado a bordo del vehículo. Estos vehículos funcionan en modo eléctrico dependiendo del estado de carga de la batería, es decir que el generador de MCI operará cuando esta no tiene energía para suministrar al motor eléctrico que impulsa al vehículo.

- **Vehículos eléctricos híbridos (HEV)**, combinan un sistema de combustión interna con un sistema de propulsión eléctrica, pero no se pueden cargar a través de una fuente de energía eléctrica ni estar "enchufados". Esta tecnología simplemente utiliza el sistema de propulsión eléctrica para mejorar la combustión convencional, eficiencia y rendimiento del vehículo.



**Figura 1. 5.** Tipos de vehículos según fuente de energía y sistema de propulsión.

### 2.2.3.12 Estimación del estado de carga de la batería

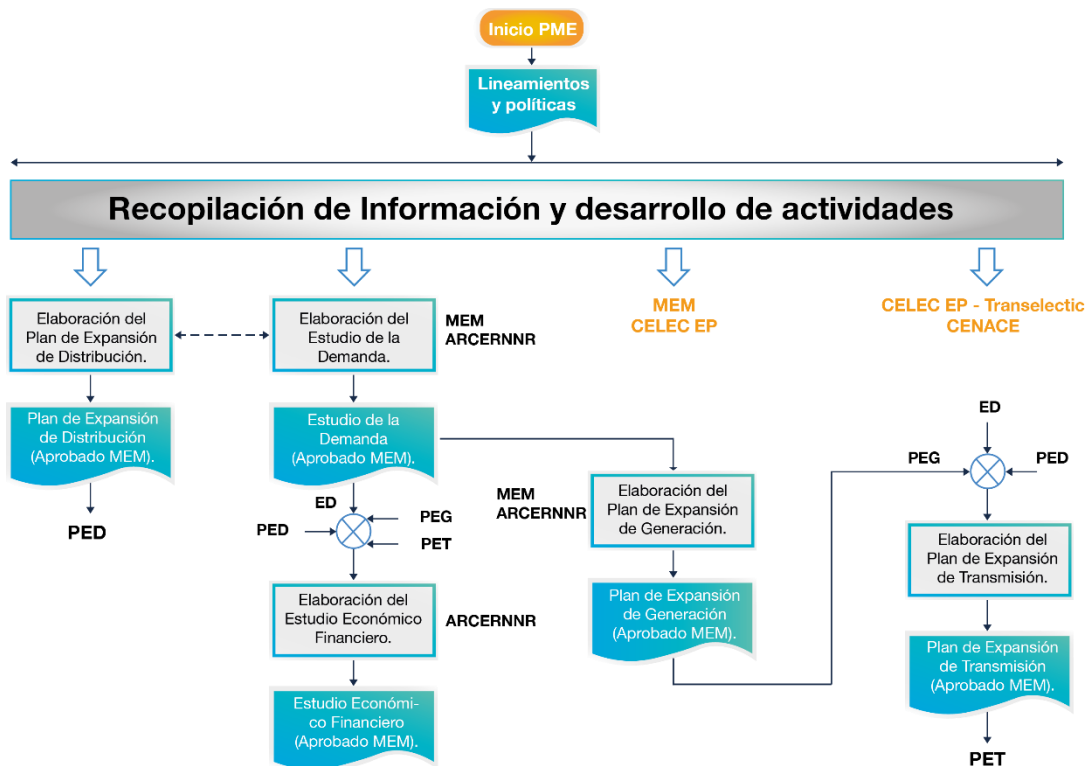
La función principal de la batería es almacenar y suministrar energía. La distancia recorrida y el tiempo de autonomía del vehículo eléctrico están directamente relacionados con la cantidad de energía liberada por la batería.

Es así como, la estimación del estado de carga (SoC, por sus siglas en inglés) y su participación en el control del vehículo desempeñan un papel importante en la recopilación de información sobre el funcionamiento del vehículo y la experiencia de conducción, la tasa de utilización de la capacidad y la energía de la batería, la prevención de su vida útil con la sobrecarga y la descarga excesiva, y la preservación de la seguridad.

Por lo tanto, describir el SOC y el estado de la batería desde el punto de vista de la energía, tiene un significado más práctico [12].

## 2.2.4 Planificación del sistema eléctrico

La planificación del sistema eléctrico es vital para satisfacer la creciente demanda de energía. En el futuro, será necesario contar con herramientas y metodologías modernas de planificación, que permitan evaluar los efectos de las diferentes cargas y su impacto en el resto del sistema, de manera que se pueda suministrar energía eléctrica de forma económica, confiable y segura a los consumidores [5]. La siguiente figura muestra un esquema de planificación del sistema eléctrico ecuatoriano.



**Figura 1. 6.** Estructura de la planificación del sistema eléctrico nacional.

En la actualidad las empresas eléctricas realizan procesos de planificación para el corto, mediano y largo plazo. Esta planificación no es mutuamente excluyente y existen actividades que son comunes entre el corto y mediano plazo, así como también entre el mediano y largo plazo. Las características esenciales de la planificación del corto plazo y la del mediano/largo plazo se presenta de forma resumida.

**Tabla 1. 1.** Características de la planificación.

Ref	Corto plazo	Mediano/Largo plazo
1	Es táctico y es mandatorio (se debe hacer)	Es estratégico y es indicativo (se puede ejecutar o no)
2	Baja incertidumbre	Media o alta incertidumbre
3	Análisis de la futura realidad	Análisis de tendencias del futuro que son evaluados a través de posibles escenarios.



**Figura 1. 7.** Planificación en el corto, mediano y largo plazo de las etapas funcionales del sistema eléctrico.

#### 2.2.4.1 Planificación de corto plazo

La planificación a corto plazo se define como el proceso analítico que incluye una evaluación del futuro cercano mediante la propuesta de varias acciones en relación con los objetivos deseados.

#### 2.2.4.2 Planificación de mediano plazo

Las principales actividades de la planificación de mediano plazo incluyen:

1. Confirmar la ubicación y dimensionamiento de las subestaciones de alto/medio voltaje.
  - Aunque los criterios se definen en la planificación de largo plazo, eventualmente en el mediano plazo ciertos parámetros y resultados pueden estar sujetos a revisión y validación.
2. Áreas típicas de distribución.
  - Definición de áreas típicas de distribución y la categorización por densidad de demanda en ( $MW/km^2$ ).
  - Asignación de nuevos requerimientos de carga a la red a través de refuerzos en alimentadores existentes o nuevos alimentadores.
  - Se identifican los nuevos requerimientos de carga y se va proyectando sus soluciones incluyendo presupuestos.

### 3. Productos esperados

- Diseño, topología y dimensionamiento de alimentadores urbanos y rurales.
- Ubicación y dimensionamiento de nuevos transformadores de medio/bajo voltaje.
- Lineamientos para el desarrollo y diseño de las redes de bajo voltaje.

#### **2.2.4.3 Planificación de largo plazo**

Se define como el proceso analítico que incluye una valoración del futuro, mediante la propuesta de varias acciones relacionadas con los objetivos deseados que se extienden más allá del período en el que se requiere atención inmediata. La planificación en el largo plazo tiene un alto grado de incertidumbre, esto debido principalmente a rápidos cambios en la tecnología, la disponibilidad de los recursos y las restricciones ambientales.

De esta forma, planificación de cada etapa funcional del sistema eléctrico, se proyectan en el horizonte de tiempo en el largo, mediano y corto plazo como se muestra en la Figura 1.6.

#### **2.2.5 Proyección de la demanda**

El estudio de la proyección de la demanda es el aspecto más importante en la planificación, operación y control del sistema eléctrico, esto debido a que las cargas representan su objetivo final. Así mismo, permite evaluar el costo-beneficio de invertir en una nueva tecnología y la estrategia para su difusión [6].

La planificación de los sistemas de generación y transmisión depende directamente de la previsión de la demanda en el largo plazo, mientras que la planificación del sistema de distribución depende de la previsión de la carga en el mediano y corto plazo.

La previsión del crecimiento de la demanda y la reacción del sistema a estos cambios es esencial para el proceso de planificación. Generalmente, el pronóstico a largo plazo tiene un horizonte temporal de entre 15 y 20 años, mientras que el horizonte temporal del pronóstico a corto plazo se encuentra entre 1 y 5 años.

##### **2.2.5.1 Parámetros impulsores de la demanda**

Algunos parámetros impulsores típicos que impactan en la proyección de la demanda, se detallan a continuación:

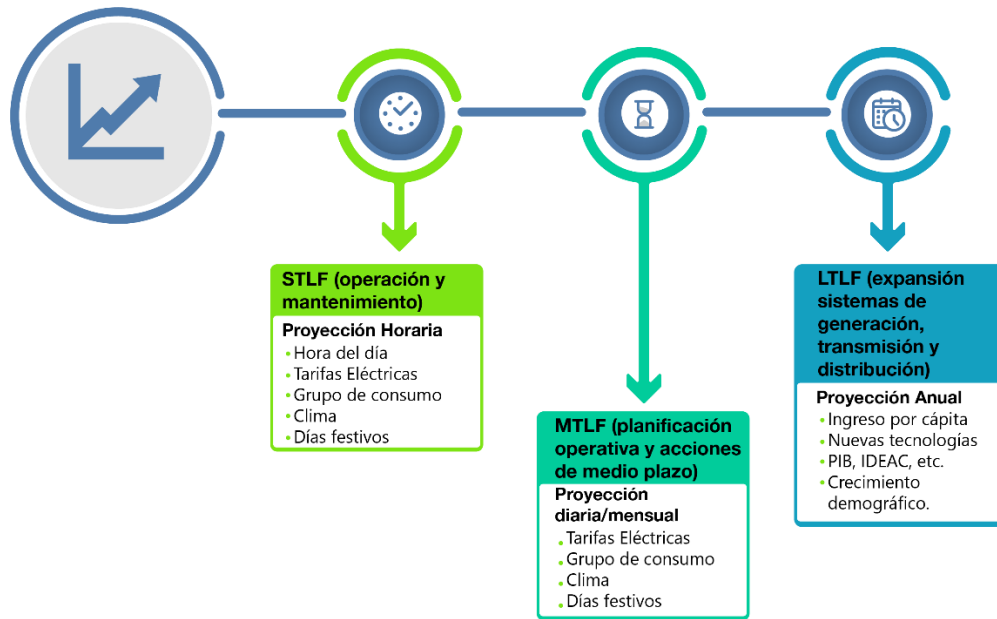
- Factores temporales.
  - Horas del día
  - Día de la semana

- Época del año
- Condiciones climáticas (temperatura y humedad).
- Grupo de consumidores (residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público, otros, etc.).
- Demográficos.
- Indicadores económicos (Producto Interno Bruto (PIB), ingreso per cápita, etc.).
- Uso e implementación de nuevas tecnologías.
- Tarifas eléctricas.
- Políticas gubernamentales.

De acuerdo con el horizonte temporal, el pronóstico de demanda se puede clasificar como corto, mediano y largo plazo. La previsión de demanda a corto plazo (STLF) en un intervalo que va de una hora a una semana, es importante para diferentes funciones como el compromiso de la unidad, el despacho económico, la programación de la transferencia de energía y el control en tiempo real.

El pronóstico de carga de mediano plazo (MTLF), varía de 1 mes a 5 años y, a veces, 10 o más años, es utilizado por las empresas eléctricas para realizar planificación operativa y para acciones de mediano plazo. El pronóstico de largo plazo (LTLF) cubre de 5 a 20 años o más, se utiliza para planificar la expansión futura del sistema, por ejemplo, el tipo y el tamaño de las plantas generadoras, las líneas de subtransmisión y transmisión, que minimizan los costos fijos y variables [6].

Además de los criterios antes referidos, existen otros impulsores como el PIB y que puede tener fuertes efectos en la LTLF; mientras que ningún efecto en STLF. La Figura 4.4 muestra un diagrama esquemático en el cual se identifican los parámetros impulsores que se distribuyen entre varios marcos temporales para la proyección de demanda.



**Figura 1. 8.** Esquema de los parámetros impulsores de la demanda eléctrica [7].

Es de resaltar que a medida que el horizonte temporal de análisis es más largo, las precisiones e influencia de algunos parámetros impulsores puede disminuir. Debido a las imprecisiones involucradas en estos parámetros en el largo plazo, es una práctica común realizar la LTLF para varios escenarios (como varios GPD, pronósticos climáticos, etc.).

### 2.2.5.2 Tarifas por tiempo de uso (ToU)

Las tarifas ToU permiten a los clientes modificar su consumo eléctrico de forma voluntaria (ya sea de forma automática o manual) con el propósito de reducir los costos de energía. Las señales de precios varían en el tiempo y se determinan en función del balance del sistema eléctrico.

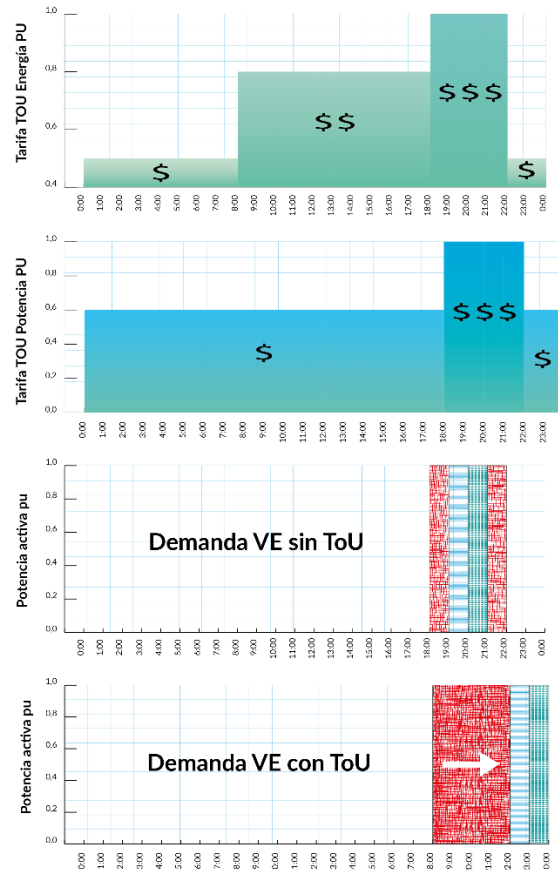
Las estructuras tarifarias basadas en el tiempo, pueden ser estáticas (tarifas preestablecidas) o dinámicas (tarifas de "tiempo real" en función de las condiciones del sistema). Los esquemas tarifarios en tiempo real requieren una infraestructura de medición avanzada (AMI) [8] y una estructura de mercado eléctrico que lo permita.

### 2.2.5.3 Perfiles de demanda de VE basados en ToU

Los perfiles de demanda de VE se modifican para no cargar durante los periodos de demanda punta (18:00 a 20:00) y continuar cargando inmediatamente después del final del perfil de la tarifa ToU, donde se produce el mismo tiempo de carga del perfil de demanda VE [9].



En proporción a lo que establece el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica 2022 [10], la siguiente figura presenta de forma esquemática el comportamiento de un grupo de perfiles de carga de VE sin ToU, así como el desplazamiento esperado de dicha carga fuera de horas punta.



**Figura 1. 9.** Perfil de demanda VE modificado por tarifa ToU.

## 2.2.6 Modelos matemáticos como herramientas de análisis y diseño

El diseño de cualquier sistema complejo implica la elección de variables factibles. Esta elección se hace sobre la base de criterios como el costo, la confiabilidad y el rendimiento.

Un modelo es una representación que aproxima una situación física y que intenta explicar un comportamiento observado, utilizando un conjunto de reglas simples y comprensibles, estas reglas se pueden usar para predecir el resultado de experimentos que involucren la situación física dada.

Un modelo matemático consiste en un conjunto de suposiciones sobre cómo funciona un sistema o proceso físico. Estas suposiciones se expresan en forma de relaciones

matemáticas que involucran los parámetros y variables importantes del sistema, y con la ayuda de programas informáticos se puede obtener la solución de modelos que constituyen la base de muchos sistemas de análisis [13].

## **2.2.7 Modelos probabilísticos**

Muchos sistemas involucran fenómenos que exhiben una variación y aleatoriedad impredecibles. Se define un evento aleatorio como un experimento en el que el resultado varía de manera impredecible cuando el experimento se repite bajo las mismas condiciones [13].

### **2.2.7.1 Modelo de Montecarlo**

El término Monte Carlo generalmente se asocia con el proceso de modelado y simulación de un sistema afectado por la aleatoriedad: se generan varios escenarios estocásticos y se recopilan estadísticas relevantes para evaluar [14].

Así mismo, a través de este modelo se puede modelar la incertidumbre y estimar una gama de resultados al reproducir una situación muchas veces [15]. En la mayoría de los casos, cuando se evalúan expresiones matemáticas, se prefieren las aproximaciones estándar del análisis numérico, pero el modelo de Monte Carlo brinda una alternativa que a veces es el único enfoque disponible, donde *las variables aleatorias se definen y luego se simulan* para resolver un problema que es estrictamente determinista, y en algunos casos, existe una aleatoriedad inherente en el modelo, y el objetivo del estudio de Monte Carlo es descubrir la distribución de alguna variable [16].

### **2.2.7.2 Generación de números aleatorios**

Los generadores de números aleatorios están ampliamente disponibles en una gran variedad de paquetes de software. Un buen software para la generación de números aleatorios proporciona una variedad de generadores uniformes básicos con periodos largos y que se han sometido a pruebas estrictas, también proporciona generadores para algunas de las distribuciones estándar, como la distribución normal.

El software para la generación de números aleatorios debe proporcionar una cierta cantidad de control por parte del usuario, incluida la capacidad de:

- Establecer o recuperar la semilla;
- Seleccionar semillas que produzcan flujos separados;

- Posibilidad de seleccionar el método de un número limitado de opciones.

Cada vez que por primera vez se invoca un generador de números aleatorios, el software no debe requerir la especificación de una semilla, pero debe permitir la configuración necesaria. Se considerará además si la salida es un valor único o una matriz de valores.

### **2.2.7.3 Generación de números aleatorios en Python**

El sistema de software libre Python dispone de una librería llamada Numpy, que es un paquete utilizado para computación científica. Las rutinas de números aleatorios disponibles en esta librería, producen números pseudoaleatorios utilizando combinaciones para crear secuencias y para usar esas secuencias en el muestreo de diferentes distribuciones estadísticas:

- Generador de Bits: objetos que generan números aleatorios. Son típicamente palabras enteras sin signo llenas de secuencias de 32 o 64 bits aleatorios.
- Generadores: objetos que transforman secuencias de bits aleatorios de un Generador de Bits en secuencias de números que siguen una distribución de probabilidad específica (como uniforme, normal o binomial) dentro de un intervalo especificado.

El generador se puede inicializar con varios Generadores de Bit diferentes [17].

### **2.2.8 Modelos de difusión tecnológica**

Diariamente se invierten esfuerzos continuos en desarrollos de innovaciones de productos y servicios. *La difusión de una tecnología innovadora en el mercado se denomina difusión* [18].

Es así como la propagación de una nueva idea desde su creación hasta llegar a los usuarios finales es un área de estudio en el contexto económico actual. La literatura recoge numerosos modelos de difusión (Tabla 1. 2), aunque la mayoría de ellos no tienen en consideración un factor de gran relevancia en el caso de las nuevas tecnologías, que están sujetas a efectos de red, es decir aquellos efectos que hacen que el valor de un producto o servicio para un usuario dependa no sólo del producto en sí mismo, sino del número de usuarios que utilicen dicho producto o servicio [19].

**Tabla 1. 2.** Principales modelos de difusión de tecnologías.

Modelo	Ecuación		
Gompertz	$\frac{dx(t)}{dt} = \beta * x(t) * \ln \frac{1}{x(t)}$	$x(t) = e^{-e^{(-\beta * t + k)}}$	(1.5)
Gaussiano	$\frac{dx(t)}{dt} = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} * e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$		(1.6)
Weibull	$\frac{dx(t)}{dt} = \frac{\beta}{\alpha} * \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$	$x(t) = 1 - e^{\Gamma - \left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta A}$	(1.7)
Logístico	$\frac{dx(t)}{dt} = \beta * x(t) * (1 - x(t))$	$x(t) = \frac{1}{[1 + e^{(-\beta * (t-t_0))}]}$	(1.8)
Bass	$\frac{dx(t)}{dt} = q * x(t) \left(1 - \frac{x(t)}{M}\right) + p(M - x(t))$	$x(t) = M \frac{1 - e^{-(p+q)*t}}{1 + \left(\frac{q}{p}\right) * e^{-(p+q)*t}}$	(1.9)

### 2.2.8.1 Modelo de Difusión Bass

El modelo que describe de forma completa el origen y las extensiones de la adopción del mercado de nueva tecnología es el modelo Bass. A diferencia del modelo logístico, el modelo de Bass B(t) introduce el efecto de los innovadores a través del coeficiente de innovación p en la ecuación diferencial de crecimiento (1.10), lo que lo hace adecuado para la adopción del mercado de modelado inmediatamente después de la introducción del producto. El modelo considera una población de adoptantes M que son a la vez innovadores (con una propensión constante a comprar) e imitadores (cuya propensión a comprar está influenciada por la cantidad de compras anteriores) [20].

$$\frac{dB(t)}{dt} = q * B(t) \left(1 - \frac{B(t)}{M}\right) + p(M - x(t)) \quad (1.10)$$

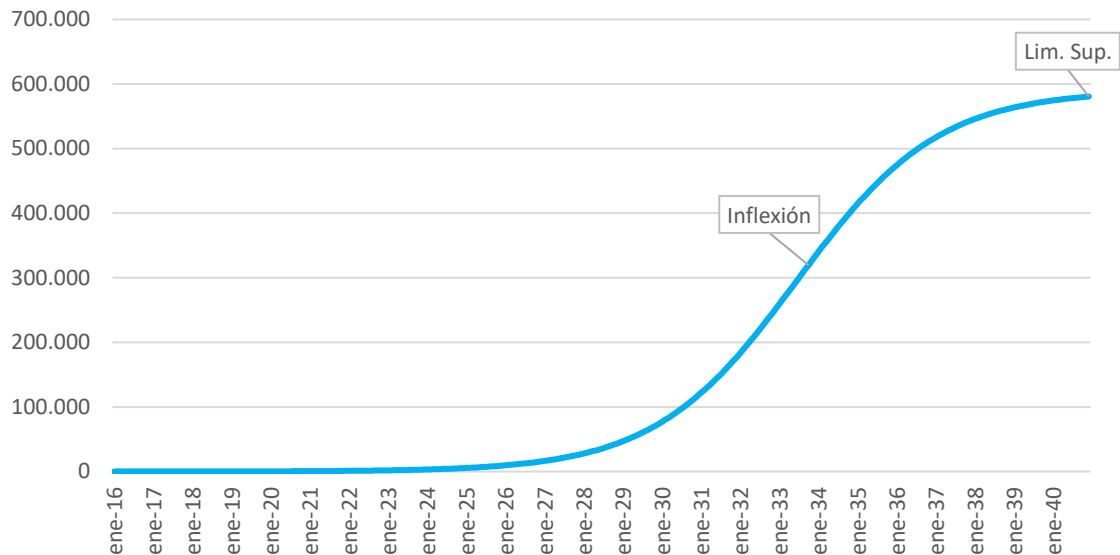
Efecto imitadores      Efecto innovadores

(Crecimiento Logístico)

La solución de esta ecuación diferencial da como resultado el modelo de difusión de Bass (1.11) definido por cuatro parámetros: M capacidad de mercado; p coeficiente de innovación, donde  $p > 0$ ; q coeficiente de imitación, donde  $q \geq 0$  y  $t_s$  momento en que se introduce el producto,  $B(t_s) = 0$ .

$$B(t) = M \frac{1 - e^{-(p+q)(t-t_s)}}{1 + \frac{q}{p} * e^{-(p+q)(t-t_s)}} \quad (1.11)$$

El porcentaje de un mercado que adopta un nuevo producto, donde las ventas acumuladas per cápita de un producto o incluso las ventas per cápita, a menudo siguen una curva en forma de S [21] como se presenta a continuación.



**Figura 1. 10.** Curva de forma S.

La estimación de una curva S, ofrece la siguiente información:

- El *límite superior de ventas*: es la cota máxima donde se satura la curva y se supone conocida.
- El *punto de inflexión*: se define como el momento en que la velocidad a la que aumentan las ventas comienza a disminuir. Ocurre alrededor del tiempo  $t_i$  donde la curva cambia de convexa (aumento de pendiente) a cóncava (pendiente decreciente) y se determina por:

$$B(t_i) = M \frac{(q - p)}{2q} \quad (1.12)$$

## **2.3 METODOLOGÍA**

Para la estructura metodológica del presente trabajo se diseñó en dos etapas; la primera, a través de una investigación que contempló el análisis documental de la información histórica de ventas de vehículos eléctricos particulares en el país, esto permitió determinar escenarios para la adopción mensual de este tipo de tecnologías por parte de los consumidores hasta el 2040.

La segunda, se construye sobre la base de los resultados anteriores y con el desarrollo de un modelo de Montecarlo se representa la estocasticidad de las características dinámicas de este tipo de vehículos como: el período y potencia de carga, hora de consumo, tamaño de batería, modo y estado de carga (SOC), que a su vez permitieron determinar la potencia y energía que demanda la incorporación mensual de vehículos al sistema eléctrico.

El módulo de previsión del número de vehículos se desarrolló con la herramienta MS Excel mientras que el módulo de simulación del consumo eléctrico se desarrolló en el entorno de programación de código abierto Python, este último mediante librerías para el análisis y manipulación de datos, cálculo matricial, procesamiento de datos a gran escala, visualización y exportación de datos. La Figura 2. 1 presenta de manera esquemática el proceso.

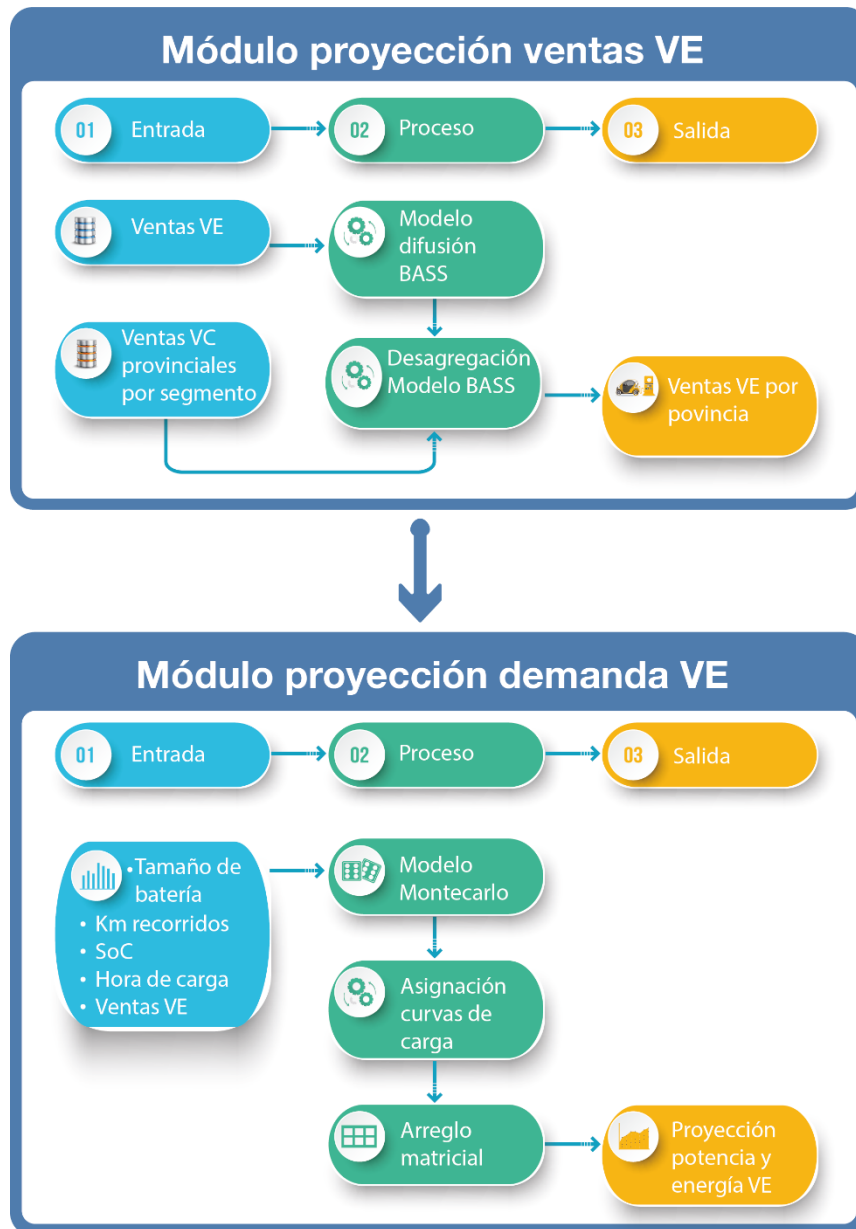


Figura 2. 1. Módulos de proyección de ventas y demanda eléctrica de VE.

## 2.4 Módulo de proyección de ventas de VE

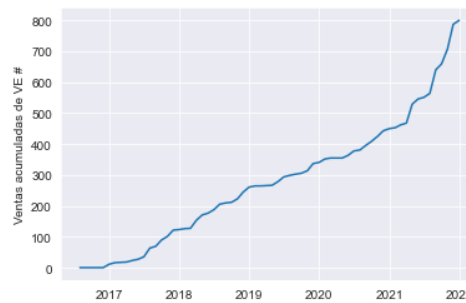
De acuerdo con lo expuesto en el apartado 198, las ventas de vehículos eléctricos y por lo tanto su incorporación al sistema de distribución se define por cuatro variables importantes: la capacidad del mercado, el coeficiente de innovación, el coeficiente de imitación y el tiempo en el cual se introduce el producto. Por lo tanto, para la previsión de ventas de VE, se considera la información histórica disponible en la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE) relacionada con las ventas de vehículos eléctricos a nivel nacional y desagregadas geográficamente por segmento comercial (automóviles,

camionetas, SUV). La Tabla 2. 1 presenta información agregada de ventas de vehículos eléctricos livianos en cada provincia con corte a enero de 2022 [22].

**Tabla 2. 1.** Ventas acumuladas de VE a nivel nacional.

Fecha	Ventas mensuales	Ventas acumuladas
ene-16	2	2
feb-16	1	3
mar-16	7	10
abr-16	2	12
may-16	2	14
jun-16	2	16
...	...	...
ago-21	13	647
sep-21	76	723
oct-21	19	742
nov-21	48	790
dic-21	80	870
ene-22	13	883

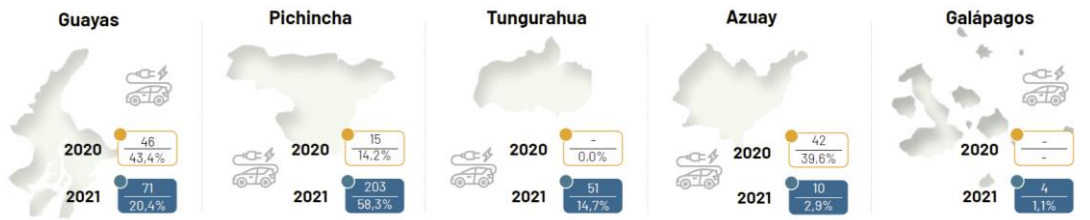
La Figura 2. 2 muestra la evolución mensual acumulada de las ventas de vehículos eléctricos a nivel nacional.



**Figura 2. 2.** Ventas acumuladas históricas de VE.

De igual forma, la siguiente figura muestra la participación de las ventas de VE en las principales provincias del país.





**Figura 2. 3.** Ventas de VE en principales provincias - en unidades / porcentaje de participación [22].

### 2.4.1 Aplicación del modelo de difusión de Bass

La aplicación del modelo de difusión de Bass, requiere de información sobre las ventas de vehículos eléctricos, para lo cual se utilizó el siguiente procedimiento:

1. Determinación del horizonte de análisis; año 2040.
2. Establecimiento de las ventas de VE como variable de predicción.
3. Selección de datos a analizarse:
  - a. Recopilación.
  - b. Limpieza de datos.
  - c. Adaptación y ordenamiento de datos.
4. Ajuste de la curva logística a los datos, mediante la optimización paramétrica de las variables del modelo.
5. Estudio de la consistencia y razonabilidad de los resultados obtenidos.

De esta forma, el método de pronóstico cuantitativo utilizado para la adopción de una nueva tecnología, se basa en modelos de crecimiento logístico sigmoideal (en forma de S), el modelo que describe ampliamente el origen y las extensiones de esta adopción es el modelo de crecimiento logístico Bass [20]. Este modelo está definido por cuatro parámetros:

$$B(t; M, p, q, t_s) = M \frac{1 - e^{-(p+q)(t-t_s)}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)(t-t_s)}} \quad (2.1)$$

Donde:

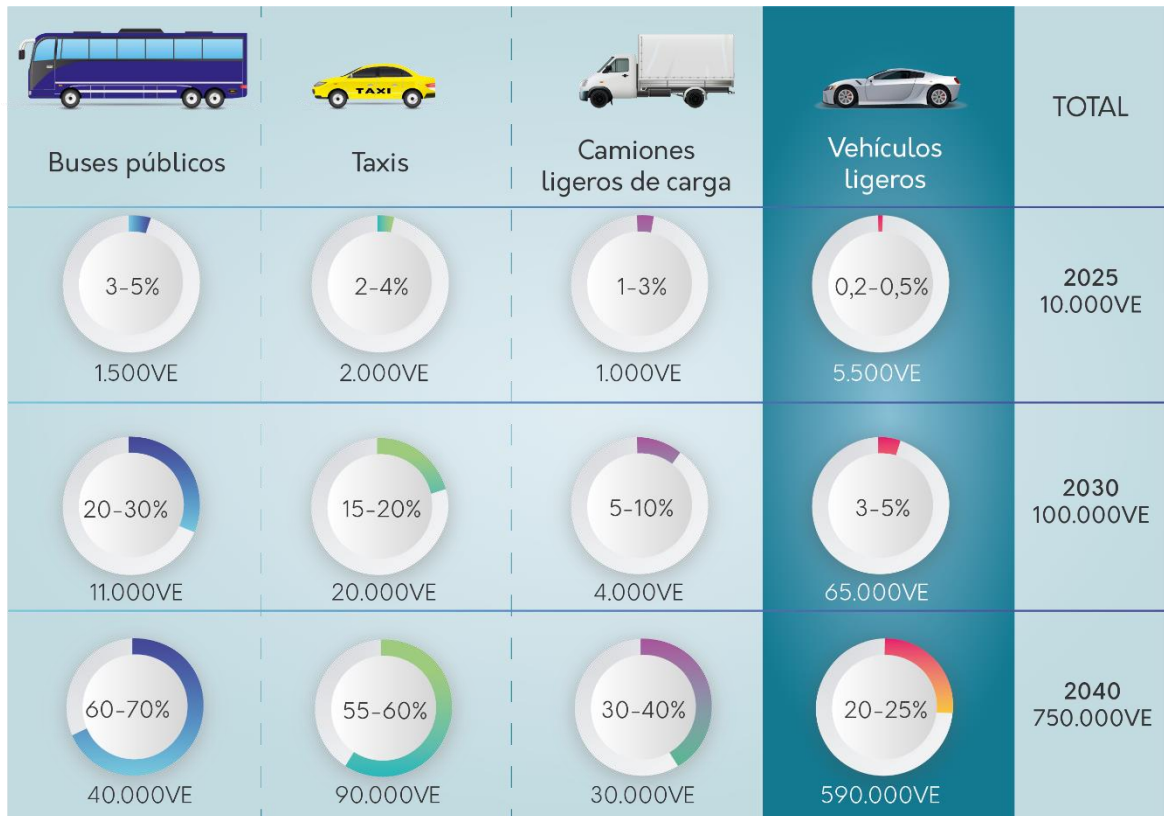
- M: capacidad de mercado.

- $p$ : coeficiente de innovación ( $p > 0$ ).
- $q$ : coeficiente de imitación ( $q \geq 0$ ).
- $t_s$ : momento en que se introduce el producto ( $B(t_s) = 0$ ).

### 2.4.1.1 Capacidad de mercado

La Estrategia Nacional de Electromovilidad para Ecuador (ENEM), establece las siguientes metas para promover la adopción de la electromovilidad (en términos del porcentaje y número de vehículos eléctricos por segmento) sobre el total del parque automotor del país, para la contribución de la descarbonización y la sostenibilidad del transporte terrestre [23].

**Tabla 2. 2.** Metas ENEM para adopción de la electromovilidad en el parque automotor nacional.



En consecuencia, de acuerdo a la tabla anterior; los límites del segmento de mercado de los vehículos eléctricos ligeros, consideró como meta la incorporación estimada de 590.000 unidades al 2040 a nivel nacional.

### 2.4.1.2 Modelado previsión ventas VE livianos

Para estimar los parámetros  $p$  y  $q$  del Modelo Bass, la metodología toma como referencia los valores históricos de las ventas de VE, obtenida de la información disponible en la AEADE.

Como se muestra en la Figura 2. 4, el procedimiento consta de dos etapas principales. La primera considera la información histórica de ventas de VE, y la segunda parametriza al Modelo Bass estableciendo una capacidad de mercado  $M = 590.000$  unidades y valores iniciales de  $p$  y  $q$  ( $0 \leq p \wedge q \leq 1$ ).

Luego con el uso de la herramienta Solver de MS Excel, se optimiza la función objetivo, es decir se minimiza la suma de la diferencia al cuadrado entre los valores reales de las ventas de VE y los valores estimados por el modelo.

$$\min z = \sum_{i=1}^n [N(t_i) - B(t_i; M, p, q, t_s)]^2 \quad (2.3)$$

Finalmente se determinan los parámetros innovación e imitación que, al ser evaluados en el modelo propuesto, ajustan de manera satisfactoria los valores simulados con los valores históricos.

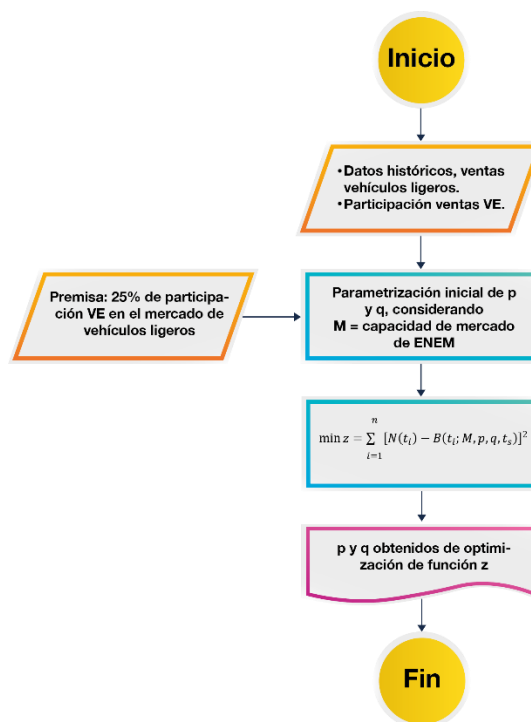


Figura 2. 4. Metodología para lo obtención de los parámetros  $p$  y  $q$ .

### 2.4.2 Asignación de VE a nivel provincial

Con la obtención de los resultados de la previsión de ventas de vehículos eléctricos ligeros a nivel nacional, se continuó con la etapa de desagregación de estas ventas por cada una de las 24 provincias del país, para lo cual se contó con información histórica mensual (periodo enero 2017- enero 2022) sobre las ventas de vehículos ligeros eléctricos y convencionales por provincia [22], esto permitió definir la línea base porcentual de las ventas de VE y la participación porcentual promedio de ventas de VE en el periodo de análisis, para establecer factores de ponderación mensual para la asignación de las ventas de VE a nivel provincial al 2040; la siguiente figura esquematiza lo anteriormente expuesto.

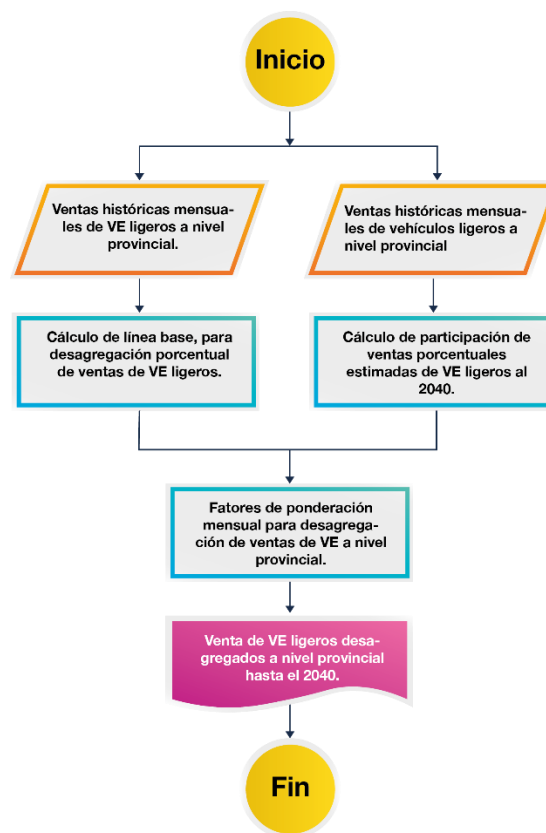


Figura 2. 5. Diagrama de flujo para la asignación provincial de VE.

## 2.5 Módulo de proyección de demanda de VE

Contempla un desarrollo que facilite la estimación de la demanda de energía y potencia como resultado de la incorporación masiva de vehículos eléctricos en el sistema de distribución, en este caso de la ciudad de Quito. Los resultados que se obtienen tienen un intervalo temporal de 10 minutos, esto debido principalmente a la necesidad de considerar para los análisis energéticos la demanda de elementos instantáneos como son la carga rápida de vehículos. Como variables de entrada se incluyen entre otras cosas la cantidad

de vehículos, la potencia de los equipos de carga, la autonomía máxima de los vehículos, la capacidad de la batería y los hábitos de carga de los usuarios.

Los resultados que se obtienen permiten identificar el abastecimiento energético necesario para la incorporación masiva de VE en el país, estos facilitan el inicio de la etapa de planificación, en este contexto, el punto de partida constituye la determinación de la demanda de energía y potencia, para este fin, se requiere información proyectada mensualmente de los vehículos que se comercializarían, en este caso con horizonte al 2040, considerando los factores que se presentan a continuación.



**Figura 2. 6.** Factores considerados para la previsión de carga de un VE.

Para incorporar el impacto de estos factores, la herramienta de código abierto basada en Python que ha sido desarrollada genera perfiles de carga para las unidades VE, considerando para ello aspectos como: características técnicas, hábitos de movilidad, señales tarifarias y suposiciones personalizables, de manera que se pueda obtener información cuando un vehículo está conectado a la red eléctrica y específicamente la potencia requerida en un momento determinado.

Los perfiles que se utilizan tienen una longitud y resolución personalizables, mediante el enfoque Monte Carlo, el algoritmo garantiza la variabilidad entre perfiles para la generación de series temporales con intervalos de 10 minutos, que determinan los requerimientos de energía y potencia que demanda de la red eléctrica un parque vehicular.

Este módulo, hace tres supuestos generales: primero, que los futuros conductores de VE tienen hábitos de movilidad similares a los conductores de vehículos convencionales en la actualidad; segundo, la carga de VE ligeros se realiza únicamente en el hogar; y tercero, se asumen siete modelos de VE que se encuentran presentes en el Ecuador: Kia Soul,

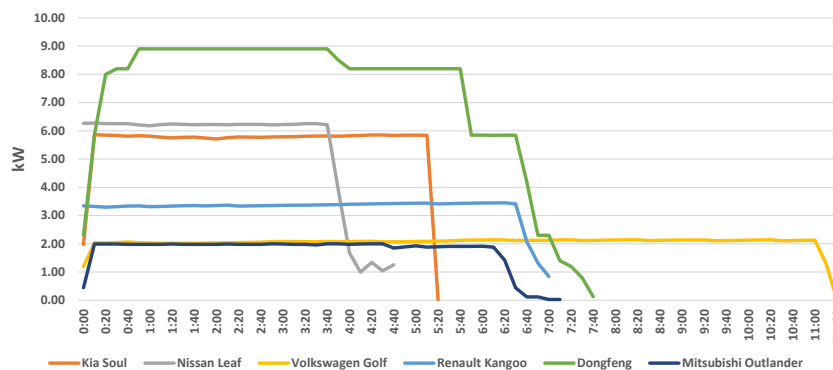
Nissan Leaf, Volkswagen Golf, Renault Kangoo, Dongfeng, Mitsubishi Outlander y BYD. Estos modelos tienen la mayor cuota de mercado en el país en el momento de escribir este trabajo.

## 2.5.1 Entradas del modelo

Las entradas requeridas para calcular la serie temporal de demanda eléctrica de la red son potencia de carga, tamaño de batería, SoC inicial y probabilidad de carga a lo largo de las 24 horas del día con una resolución de 10 minutos.

### 2.5.1.1 Características técnicas de VE

A partir de junio del 2015, en el país se encuentra vigente la tarifa de carga para vehículos eléctricos en hogar [24], la misma establece el uso de equipos de carga con potencia hasta de 10kW, en este sentido la Figura 2. 7 presentan información energética de los modelos de VE cuya potencia máxima del equipo de carga alcanza 9 kW y Tabla 2. 3 presenta las características técnicas para la modelación de los vehículos.

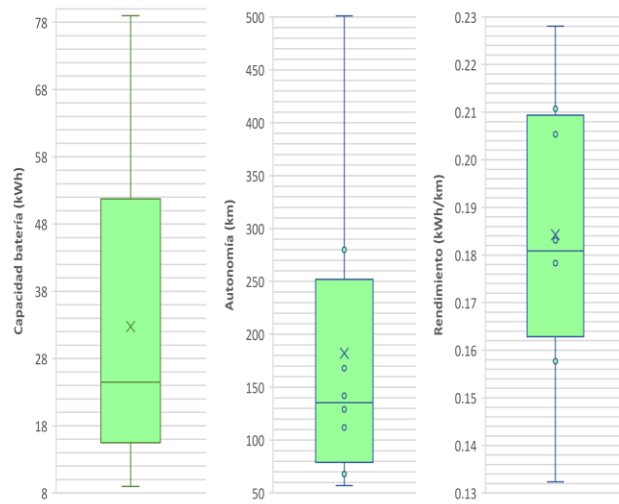


**Figura 2. 7.** Perfiles de carga VE con pasos de tiempo de 10 min.

**Tabla 2. 3.** Características técnicas de VE comercializados en Ecuador.

#	Vehículo Eléctrico	Capacidad de batería [kWh]	Autonomía [km]	Rendimiento [kWh/km]	Potencia de carga [kW]	Probabilidad
1	Kia Soul	30,30	168	0,18	5,86	0,19
2	Nissan Leaf	25,60	142	0,18	6,27	0,14
3	Volkswagen Golf	23,40	129	0,18	2,00	0,09
4	Renault Kangoo	23,20	112	0,21	2,10	0,31
5	Dongfeng	55,50	309	0,18	3,50	0,16
6	Mitsubishi Outlander	12,50	57	0,22	2,00	0,05
7	BYD	61,30	320	0,19	9,00	0,04

Los valores medios de capacidad de batería, autonomía y rendimiento para los diferentes tipos de VE se presentan a continuación.

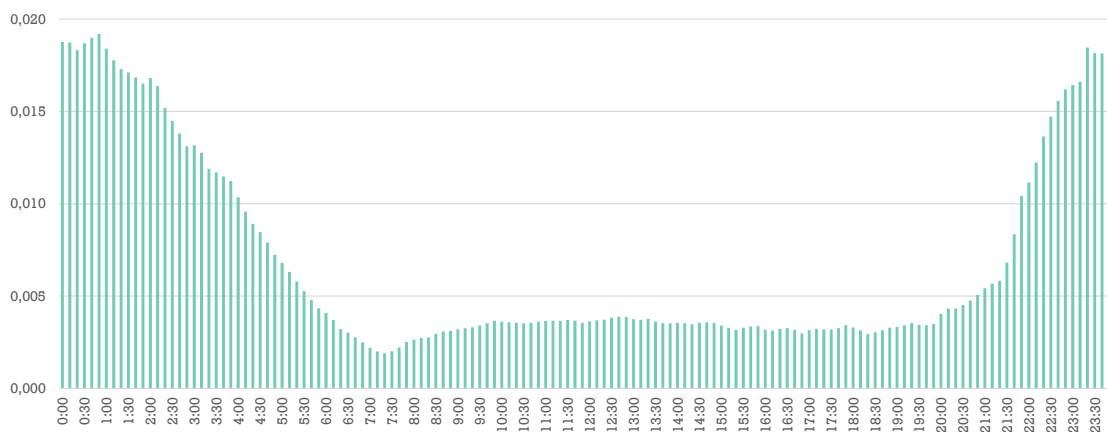


**Figura 2. 8.** Características técnicas promedio de VE.

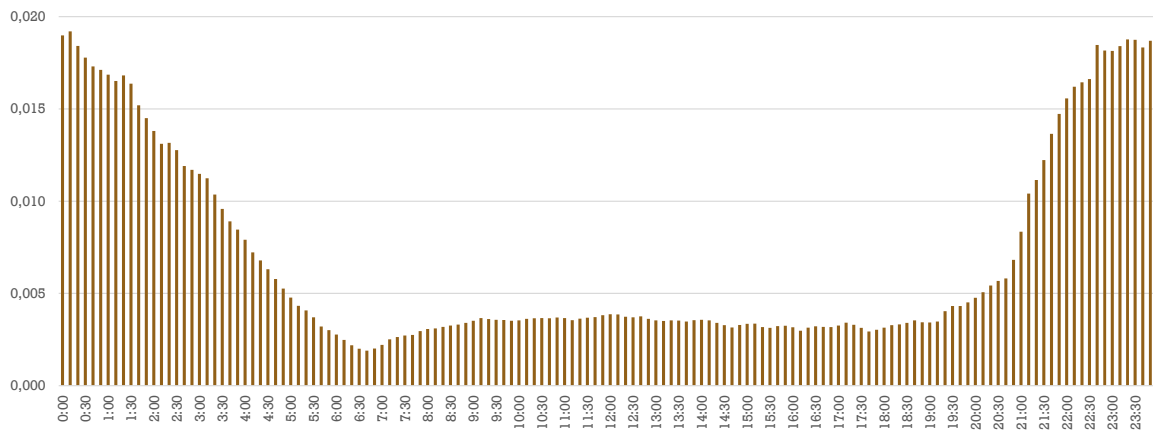
En el Anexo D se presentan los perfiles de carga de cada uno de los VE en kW y de forma porcentual.

### 2.5.1.2 Distribuciones de probabilidad horaria para carga de VE

En cuanto al hábito de carga de baterías, como resultado del análisis de información registrada en los sistemas de medición de propietarios de VE en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.), se determinó la distribución de probabilidad horaria para carga de vehículos. Se analizaron 47 registros de vehículos de los últimos meses, esto permitió generar dos distribuciones de probabilidad tipo, para días laborables y fines de semana como se muestra en las Figura 2. 9 y Figura 2. 10 respectivamente.



**Figura 2. 9.** Distribución de probabilidad horaria en día laborable para carga de VE.



**Figura 2. 10.** Distribución de probabilidad horaria de fin de semana para carga de VE.

Como se aprecia en las figuras anteriores, el comportamiento de un grupo de perfiles de carga de VE, tiene el desplazamiento esperado fuera de horas punta, es decir que las tarifas establecidas para carga de VE en el país, han sido efectivas ya que los clientes han modificado su consumo eléctrico de forma voluntaria con el propósito de reducir los costos de energía.

En los Anexos B y C se presentan las mediciones y las distribuciones de probabilidad diarias de carga de VE en el área de prestación de servicio de la EEQ, que sirvieron de base para la obtención de las distribuciones de probabilidad antes señaladas.

### **2.5.2 Algoritmo para generar series temporales de demanda eléctrica**

En la siguiente etapa, el modelo construye un arreglo matricial, donde las filas corresponden a las proyecciones del número de unidades vendidas en el horizonte y las columnas se establecen en 288 (pasos de 10 min para 24 horas), que permitirá almacenar la información de las series temporales de demanda eléctrica de los vehículos.

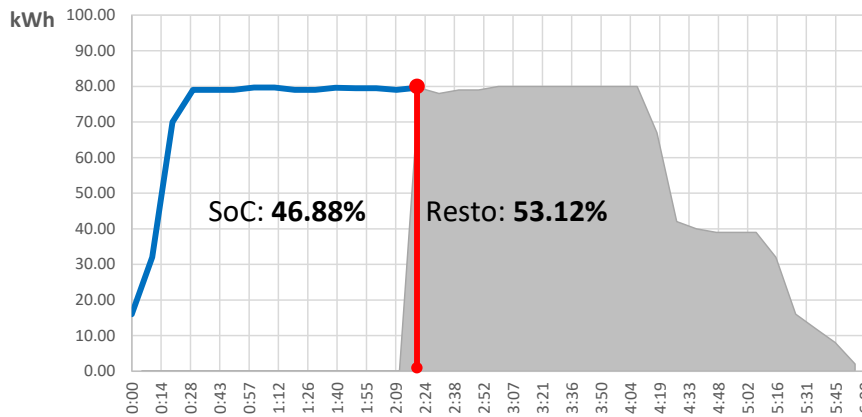
A continuación, el algoritmo calcula de forma aleatoria el modelo de vehículo (perfil de carga<sup>1</sup>, potencia del cargador y tamaño de batería asociados), el estado de carga (SoC) en un rango entre el 20% y el 90% y la hora de carga (asociada a una distribución de probabilidad).

Los perfiles de carga de cada VE definen el comportamiento para el abastecimiento completo de la batería desde el 0% al 100%. De esta forma, a partir del SoC inicial se asigna el segmento restante de carga necesario para obtener el 100% de SoC, como

<sup>1</sup> El Anexo D presenta el detalle de los perfiles de carga para los diferentes modelos VE.



ejemplo la siguiente figura muestra el caso de un VE con un SoC del 46.88% y una carga restante por asignarse del 53.12%.



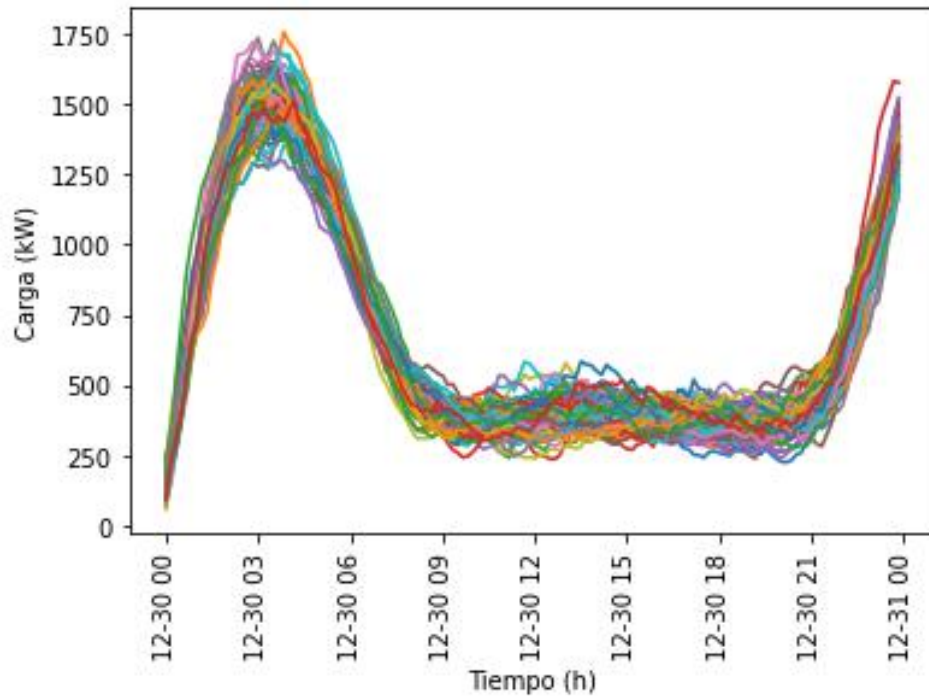
**Figura 2. 11.** Perfil de carga restante para carga de batería al 100%.

Las series temporales de demanda eléctrica se asignan a cada fila de la matriz a partir de la hora de carga a lo largo de las diferentes horas del día. El ciclo se completa una vez que se hayan asignado todas las series temporales correspondientes al número de vehículos considerados en el análisis.

Consecuentemente, el algoritmo implementa un Modelo de Montecarlo que realiza iteraciones hasta que se complete como máximo la ejecución de 100 ciclos o que el error relativo porcentual definido por la ecuación (2.4) sea menor a una tolerancia de 0,001.

$$\varepsilon = \frac{Pmax_{actual} - Pmax_{anterior}}{Pmax_{actual}} \quad (2.4)$$

La Figura 2. 12 presenta los resultados de 1029 series temporales de demanda eléctrica generadas en 74 iteraciones, para lo cual el algoritmo cumplió el criterio de parada al obtener un  $\varepsilon = 0,00035 < 0,001$  en 18 minutos.



**Figura 2. 12.** Iteraciones para perfiles de carga de VE.

### 2.5.3 Salidas del modelo

Una vez que se cumpla uno de los criterios de parada, el modelo ofrece como salida los requerimientos de potencia y energía requeridos del sistema de distribución para cargar un conglomerado de baterías. La Figura 2. 13 muestra un diagrama de flujo del algoritmo<sup>2</sup> que genera la serie temporal total de demanda eléctrica.

<sup>2</sup> El Anexo E presenta el código del algoritmo desarrollado en lenguaje Python.

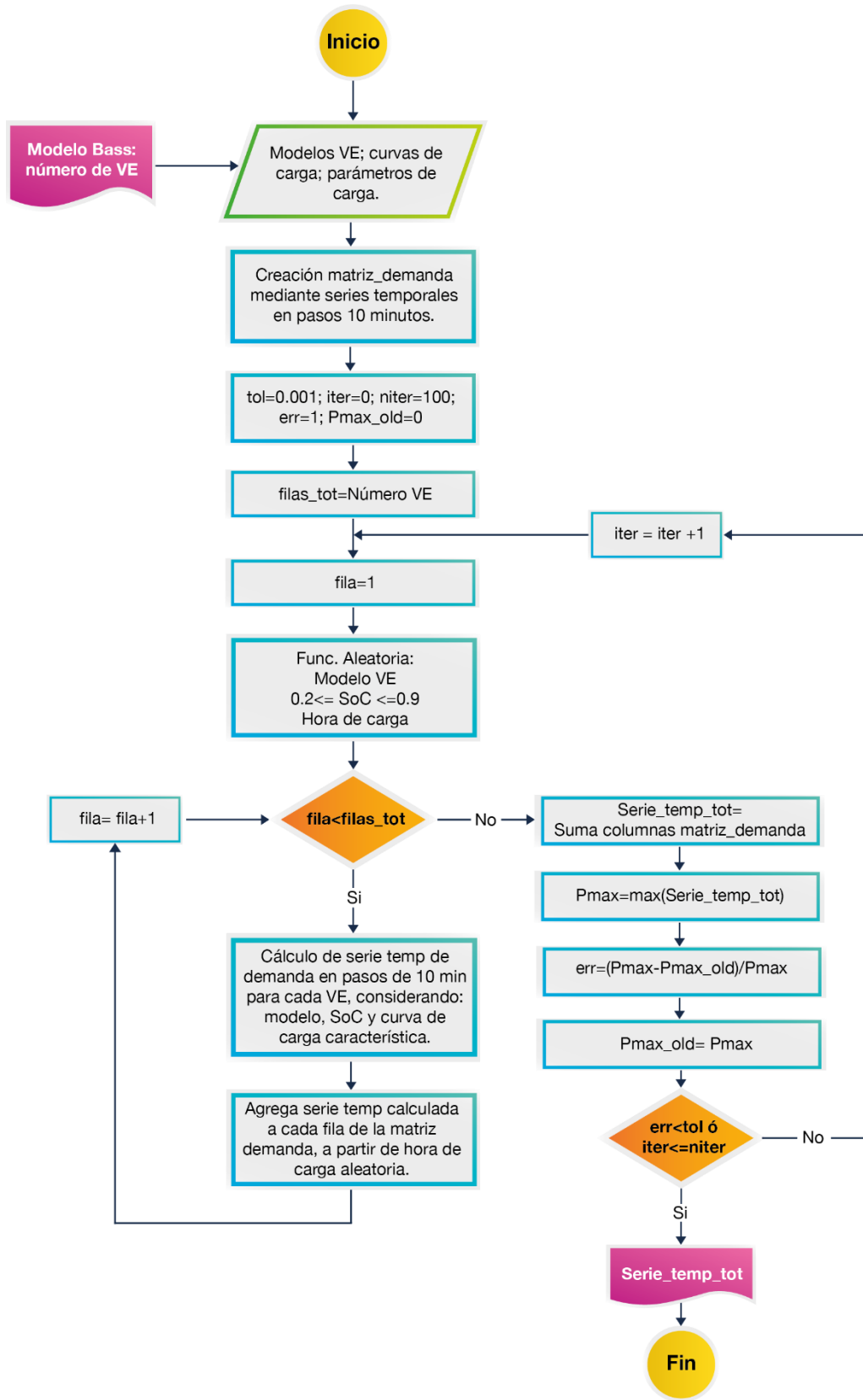


Figura 2. 13. Diagrama de flujo de series temporales demanda eléctrica de la red.

### 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 Resultados

##### 3.1.1 Modelo de Bass

Sobre la base de los datos históricos recopilados, se determinaron los coeficientes de innovación (p) e imitación (q) que mejor se ajustan al modelo, se obtuvieron aplicando el método de mínimos cuadrados ponderados al conjunto de datos históricos presentado en la Tabla 3. 1.

**Tabla 3. 1.** Ventas acumuladas históricas de VE vs proyecciones modelo Bass.

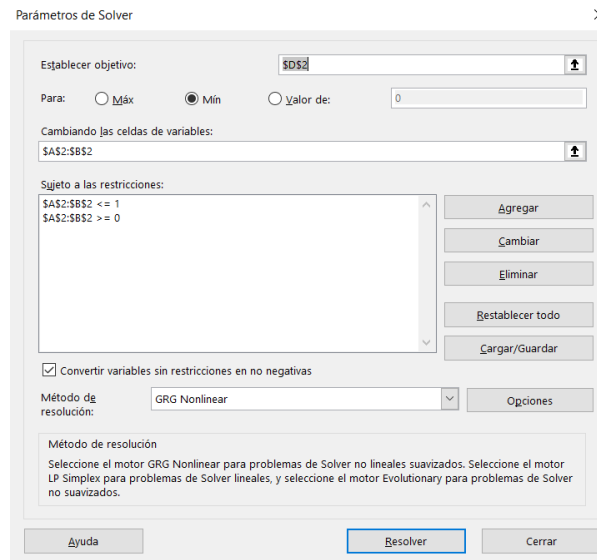
$t_i$	$N(t_i)$	$B(t_i; M, p, q, t_s)$	$[N(t_i) - B(t_i; M, p, q, t_s)]^2$
ene-16	2	0	4.0
feb-16	3	2	1.0
mar-16	10	4	36.0
abr-16	12	6	36.0
may-16	14	8	36.0
jun-16	16	10	36.0
...	...	...	...
dic-16	84	26	3,364
sep-21	723	850	16,129
oct-21	742	891	22,201
nov-21	790	935	21,025
dic-21	870	980	12,100
ene-22	883	1,029	21,316
<b>s =</b>			<b>846,190</b>

Los valores de las variables de decisión, obtenidos en el proceso de minimización del error calculado entre los valores reales y previstos, y que se utilizaron para la proyección de las ventas de VE a nivel nacional se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 3. 2.** Modelo de optimización para determinar p y q.

<b>Capacidad de mercado M:</b>	590.000		
<b>Variables de decisión:</b>	<b>p</b>	<b>0,0000001</b>	
	<b>q</b>	<b>0,0015</b>	
<b>Restricciones:</b>	$0 \leq$	<b>p</b>	$\leq 1$
	$0 \leq$	<b>q</b>	$\leq 1$
<b>Func. Objetivo:</b>	<b>Min s =</b>	<b>846,19</b>	

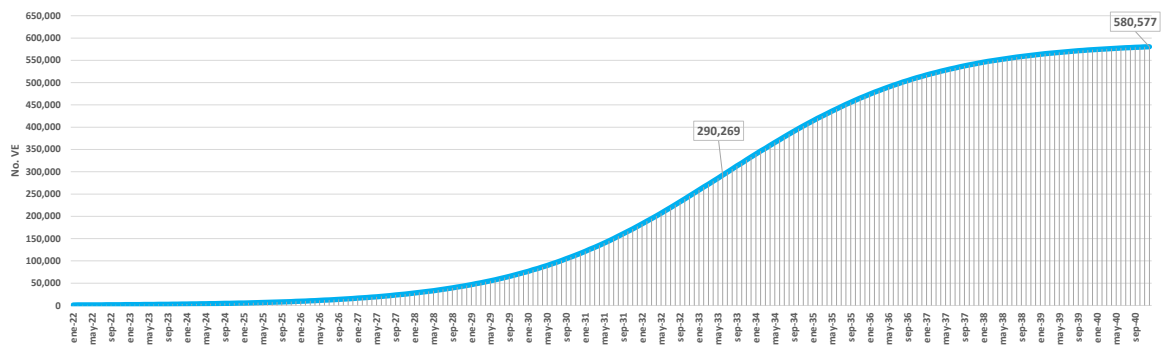
La modelación para minimizar la función objetivo se realizó utilizando la herramienta de optimización Solver de Microsoft Excel.



**Figura 3. 1.** Herramienta Solver utilizada para minimizar función s y determinar los parámetros p y q.

### 3.1.2 Proyección de ventas de VE ligeros

Sobre la base de los datos históricos recopilados, se creó el modelo Bass. Posteriormente, se realizó la previsión de vehículos eléctricos a nivel nacional como se presenta a continuación.



**Figura 3. 2.** Proyección nacional de ventas de VE ligeros.

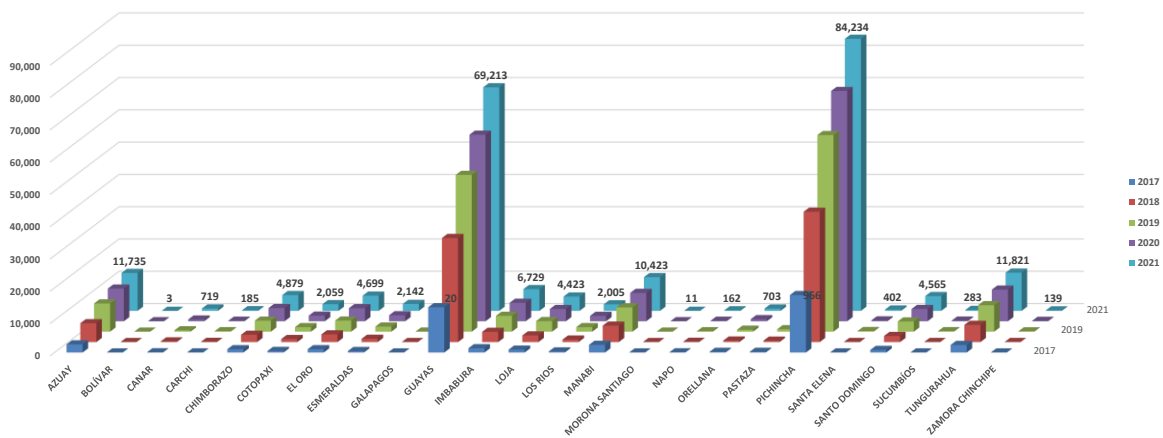
Como se observa en la figura, al principio el número de unidades VE aumenta lentamente, luego se incrementa alcanzando el punto de inflexión en junio de 2033 con un valor de

$$B(t_I) = 580.577 * \left( \frac{0.0015 - 0.0000001}{2 * 0.0015} \right) = 290.296 \text{ unidades, lo que refleja un aumento en la}$$

curva S. A su vez, cuando más de la mitad de los consumidores hayan adquirido esta tecnología, el ritmo de adopción se estabiliza alrededor de las 580.000 unidades.

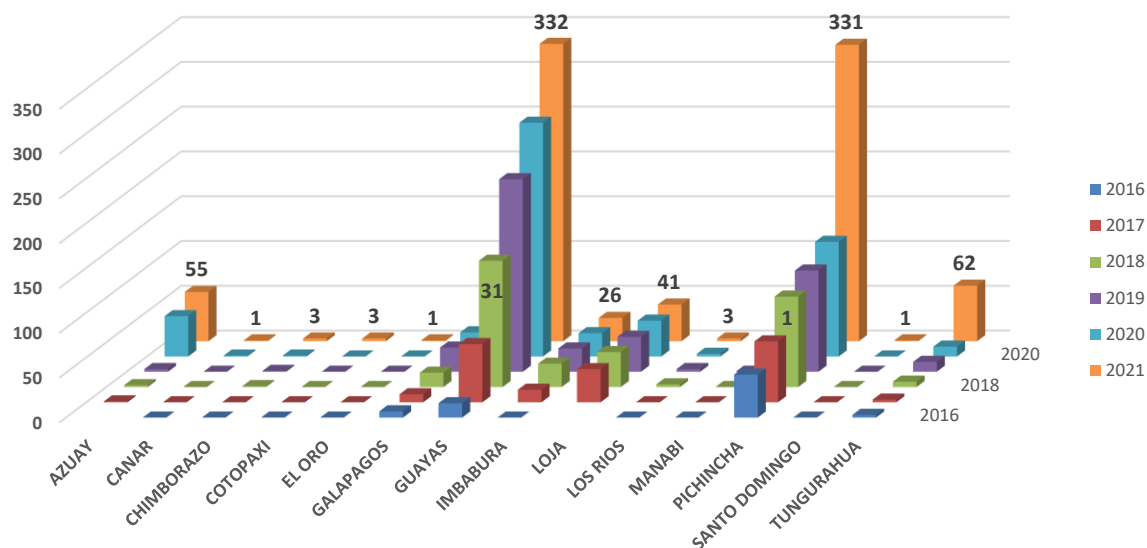
### 3.1.3 Desagregación de VE ligeros a nivel provincial

La siguiente figura presenta información de las series históricas de la evolución de las ventas acumuladas correspondientes a vehículos ligeros convencionales durante el periodo 2017-2021 [22], donde las provincias de Guayas y Pichincha tienen una participación del 31,10% y 37,85% respectivamente.



**Figura 3. 3.** Ventas históricas acumuladas de vehículos convencionales por provincia.

Por su parte, la siguiente figura presenta las ventas históricas acumuladas de vehículos eléctricos a nivel provincial en el periodo 2016-2021. De igual forma, las provincias de Guayas y Pichincha mantienen una participación representativa del 37,26% y 37,15% respectivamente.



**Figura 3. 4.** Ventas históricas acumuladas de vehículos eléctricos por provincia.

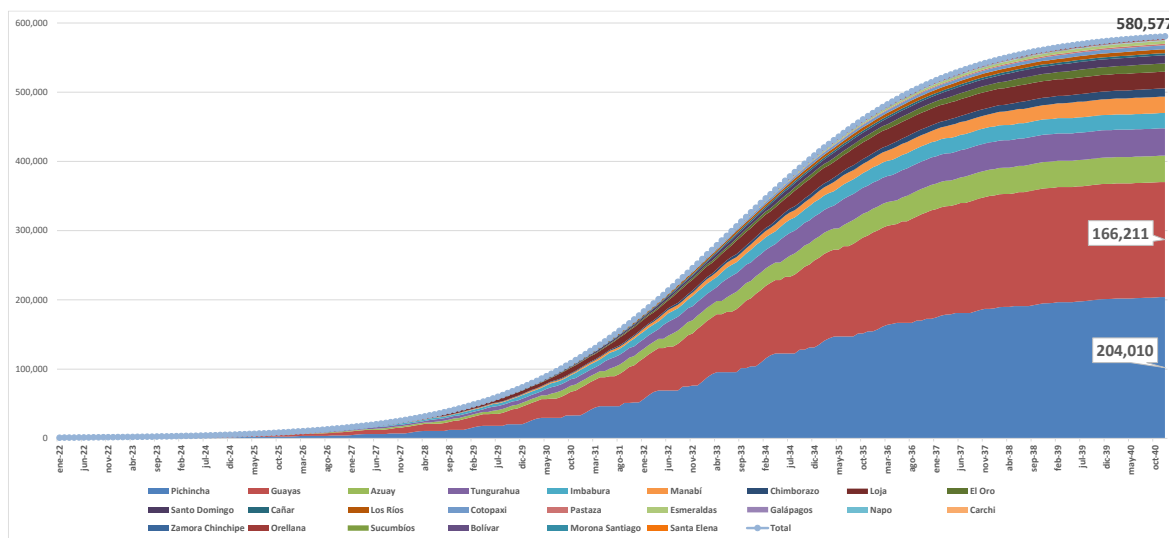
Con base a la información anterior, se determinaron los factores de ponderación mensual para la asignación de vehículos a nivel provincial, como se observa en la siguiente tabla.

**Tabla 3. 3.** Factores de ponderación mensual por provincia.

Provincia	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Pichincha	39.94%	41.25%	39.97%	38.39%	37.93%	39.45%	38.69%	38.61%	39.12%	40.46%	40.85%	39.25%
Guayas	28.83%	27.22%	28.16%	30.65%	30.93%	30.53%	29.83%	29.77%	28.85%	28.59%	28.22%	28.25%
Azuay	6.13%	6.18%	6.09%	5.79%	5.67%	5.69%	6.04%	6.15%	6.28%	6.15%	6.31%	6.00%
Tungurahua	5.63%	5.63%	5.81%	5.53%	5.99%	5.45%	5.57%	5.85%	5.92%	5.66%	5.39%	6.27%
Imbabura	2.95%	3.29%	2.84%	2.35%	2.89%	2.91%	2.99%	2.97%	2.99%	2.87%	2.87%	2.95%
Manabí	4.58%	4.40%	4.60%	4.67%	4.61%	4.07%	4.39%	4.37%	4.18%	4.16%	4.30%	4.47%
Chimborazo	2.07%	2.20%	2.17%	2.22%	2.04%	2.08%	2.21%	2.16%	2.28%	2.27%	2.03%	2.30%
Loja	2.06%	2.05%	1.93%	1.69%	1.70%	1.95%	2.03%	1.93%	2.03%	2.00%	1.91%	2.08%
El Oro	2.19%	2.17%	2.37%	2.04%	2.26%	2.19%	2.26%	2.21%	2.21%	2.14%	2.25%	2.13%
Santo Domingo	1.98%	2.05%	2.32%	2.38%	2.15%	2.06%	2.06%	2.21%	2.28%	2.15%	2.14%	2.19%
Cañar	0.29%	0.23%	0.29%	0.21%	0.31%	0.30%	0.33%	0.35%	0.36%	0.34%	0.32%	0.35%
Los Ríos	0.81%	0.79%	0.66%	1.16%	0.85%	0.89%	0.85%	0.88%	0.76%	0.86%	0.82%	0.84%
Cotopaxi	0.77%	0.78%	0.87%	0.93%	0.77%	0.74%	0.81%	0.76%	0.88%	0.73%	0.81%	1.14%
Pastaza	0.25%	0.27%	0.30%	0.37%	0.36%	0.30%	0.36%	0.40%	0.38%	0.34%	0.37%	0.33%
Esmeraldas	0.78%	0.80%	0.85%	0.62%	0.78%	0.71%	0.76%	0.65%	0.77%	0.66%	0.69%	0.75%
Galápagos	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%
Napo	0.10%	0.10%	0.12%	0.09%	0.12%	0.08%	0.09%	0.08%	0.07%	0.06%	0.08%	0.08%
Carchi	0.08%	0.06%	0.06%	0.04%	0.06%	0.05%	0.08%	0.04%	0.07%	0.07%	0.06%	0.07%
Zamora Chinchipe	0.07%	0.04%	0.05%	0.03%	0.04%	0.04%	0.05%	0.04%	0.05%	0.06%	0.06%	0.06%
Orellana	0.20%	0.18%	0.22%	0.31%	0.21%	0.20%	0.21%	0.22%	0.25%	0.18%	0.19%	0.18%
Sucumbios	0.13%	0.08%	0.11%	0.22%	0.12%	0.11%	0.08%	0.14%	0.11%	0.07%	0.11%	0.10%
Bolívar	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Morona Santiago	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.02%	0.02%
Santa Elena	0.17%	0.22%	0.22%	0.32%	0.22%	0.19%	0.30%	0.20%	0.17%	0.17%	0.18%	0.17%

Para obtener las estimaciones de ventas mensuales por cada provincia se utilizan los factores de ponderación mostrados anteriormente. De la proyección nacional al 2040 se

estima la introducción de 580.577 unidades, donde la participación de ventas en las provincias de Pichincha y Guayas alcanzan las 204.010 y 166.211 unidades respectivamente, lo que representaría el 63,77% del mercado de VE.



**Figura 3. 5.** Proyección a nivel provincial de las ventas de VE ligeros.

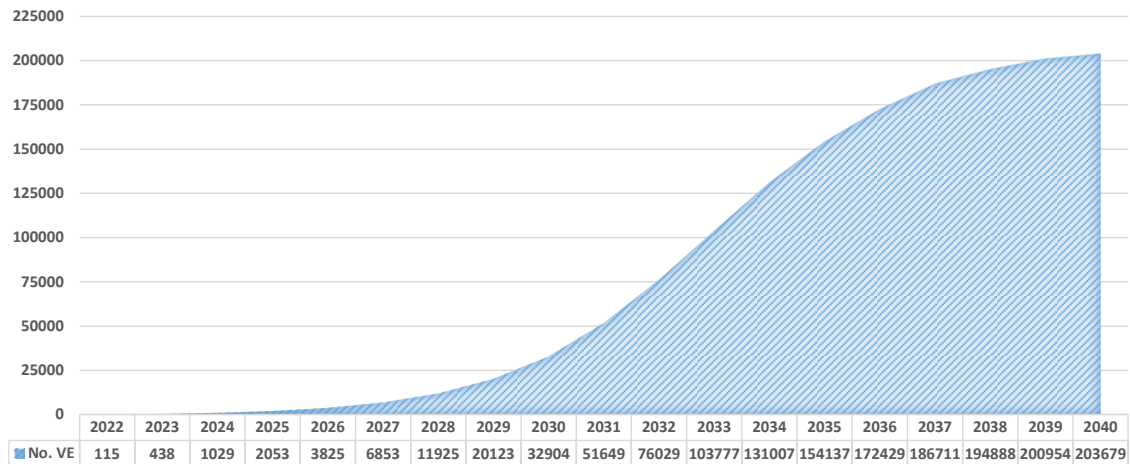
Luego, para asociar el ingreso de VE a cada una de las empresas eléctricas de distribución del país, se tomó como premisa que la adopción de esta tecnología ocurrirá principalmente en las capitales de provincia, en este sentido para las empresas cuya área de prestación de servicio atiende a más de una ciudad principal, se sumaron las proyecciones a nivel provincial correspondiente como se aprecia en la siguiente tabla.

**Tabla 3. 4.** Desagregación de VE por empresa eléctrica de distribución.

Empresa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
EEAmbato	69	181	370	688	1,229	2,131	3,605	5,915	9,395	14,315	20,565
EEAzogues	5	13	27	50	89	154	262	431	687	1,041	1,479
EECentrosur	51	158	335	638	1,152	2,007	3,414	5,645	8,996	13,639	19,396
EECotopaxi	12	23	43	77	136	234	397	655	1,039	1,556	2,187
EEGalapagos	15	34	56	80	106	132	156	178	196	211	223
EENorte	10	113	284	570	1,045	1,817	3,047	4,916	7,560	10,910	14,701
EEQuito	115	438	1,029	2,053	3,825	6,853	11,925	20,123	32,904	51,649	76,029
EERiobamba	4	13	28	55	104	195	360	646	1,122	1,862	2,904
EESur	47	143	315	605	1,085	1,867	3,114	5,022	7,770	11,379	15,551
CNEL-Bolívar	0	0	0	0	0	0	1	1	2	3	5
CNEL-El Oro	2	6	15	34	71	143	279	533	987	1,701	2,720
CNEL-Esmeraldas	0	1	3	8	19	41	84	165	305	525	840
CNEL-Guayaquil	144	417	886	1,694	3,074	5,389	9,198	15,185	23,959	35,551	49,297
CNEL-Guayas Los Ríos	49	173	384	749	1,372	2,418	4,137	6,841	10,802	16,036	22,242
CNEL-Los Ríos	4	28	69	141	262	467	803	1,331	2,105	3,128	4,341
CNEL-Manabí	2	15	31	63	122	250	519	1,019	1,886	3,250	5,197
CNEL-Milagro	5	50	126	259	484	863	1,486	2,466	3,901	5,798	8,047
CNEL-Santa Elena	0	0	1	3	7	16	33	64	118	207	340
CNEL-Santo Domingo	2	13	36	77	150	276	490	841	1,399	2,236	3,401
CNEL-Sucumbios	3	12	30	59	107	185	310	501	780	1,153	1,603



Particularmente, el presente estudio considera las previsiones de ingreso de VE en la Empresa Eléctrica Quito, estas cantidades de vehículos se consideran para estimar la demanda de energía y potencia eléctrica a nivel del sistema de distribución, cuyos resultados se muestran a continuación.



**Figura 3. 6.** Proyección ingreso de VE ligeros en E.E.Q.

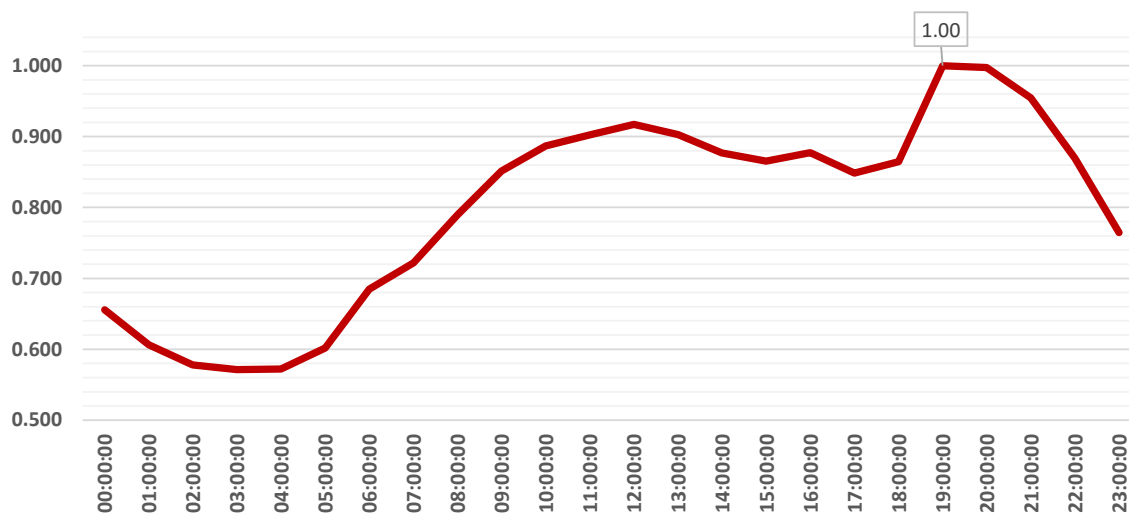
### 3.1.4 Proyección de demanda E.E.Q

Para modelar los posibles impactos que ocasionaría la incorporación de carga de VE en la demanda del sistema eléctrico de la E.E.Q, se tomó como referencia los resultados de demanda tendencial que constan en el Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 [25], con esta base se elaboró un análisis propio sobre la proyección de los requerimientos anuales de potencia máxima y energía de la distribuidora, los resultados obtenidos en el periodo de estudio se presentan a continuación.

**Tabla 3. 5.** Proyección potencia y energía E.E.Q.

Año	GWh	MW
2022	4.577	769,17
2023	4.727	787,39
2024	4.976	822,46
2025	5.286	868,21
2026	5.502	901,81
2027	5.676	924,85
2028	5.902	959,11
2029	6.163	999,96
2030	6.434	1.042,74
2031	6.691	1.081,62
2032	6.941	1.122,05

Por otra parte, con base en la información histórica de demandas de potencia (resolución horaria) en puntos de entrega de la E.E.Q. de los últimos cinco años y obtenida del Sistema de Información del Mercado Eléctrico (SIMEM)<sup>3</sup>, se determinó una curva de carga en p.u. que permitió construir un perfil de demanda para cada uno de los años del periodo de análisis con los resultados de la proyección antes señalados.

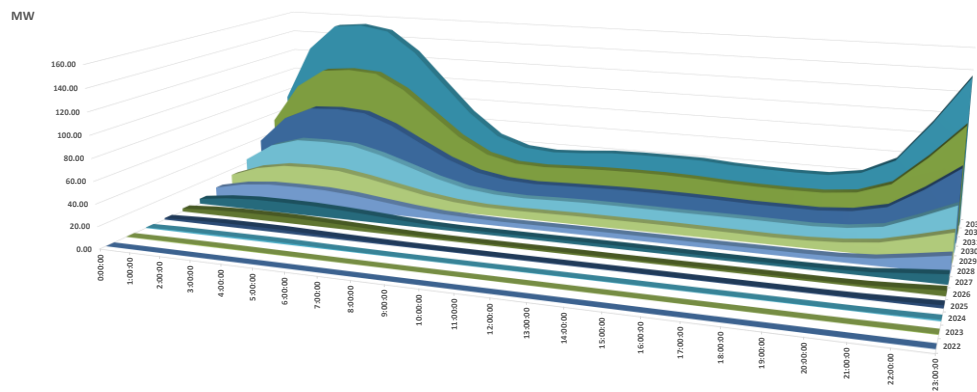


**Figura 3. 7.** Curva de carga en p.u., E.E.Q.

### 3.1.5 Series temporales de demanda de VE en E.E.Q.

La modelación de demanda eléctrica para el periodo 2022-2032, considera como entrada principal la incorporación agregada de VE que ocurre en diciembre de cada año, ya que esta correspondería a la máxima sollicitación del sistema eléctrico de distribución. Los resultados de la evolución anual de previsiones de demanda horaria para diez escenarios en el periodo de análisis se presentan en la siguiente figura.

<sup>3</sup> Plataforma a través de la cual el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) pone en conocimiento de las empresas e Instituciones participantes del sector eléctrico, los resultados de las transacciones de energía.



**Figura 3. 8.** Evolución anual de demanda horaria de VE.

De los resultados obtenidos, se identificó que debido a la estocasticidad de las características de carga de los diferentes modelos de VE utilizados en el análisis y los comportamientos de carga para un día laborable, en el periodo comprendido entre las 21:00 a 06:00 el pico de carga de VE se alcanzaría a las 03h00.

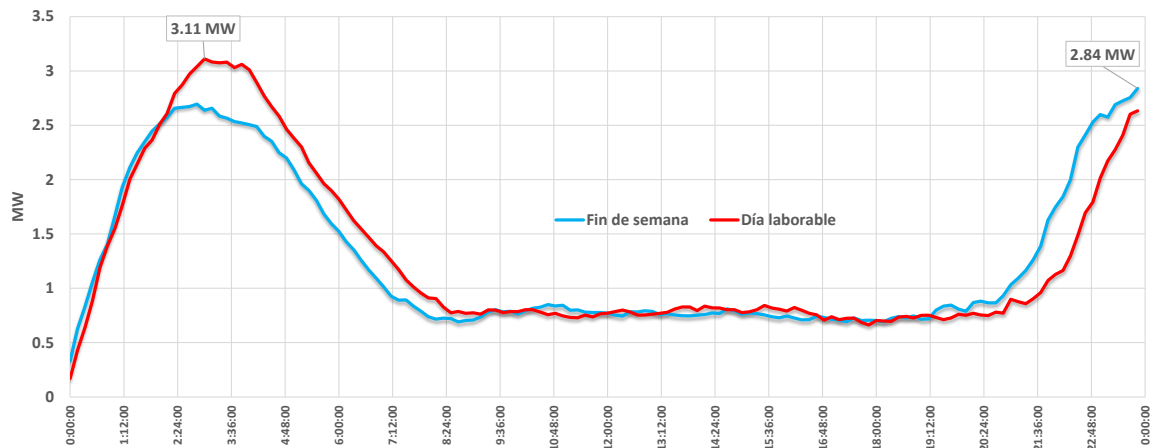
Con el objetivo de evaluar la demanda que se tendría con la incorporación masiva de vehículos, el análisis se extendió hasta el 2033, donde se estima la introducción de 130.781 unidades, de esta forma los resultados de la modelación de demanda eléctrica determinaron la necesidad de abastecer 152.89 MW. Los valores completos de los perfiles de carga para cada año se detallan en el Anexo F.

Cabe señalar que el esfuerzo del recurso computacional necesario para el procesamiento del algoritmo se incrementa con la cantidad de vehículos que se simulan para cada año de proyección considerado.

### **3.1.6 Demanda VE en día laborable y fin de semana**

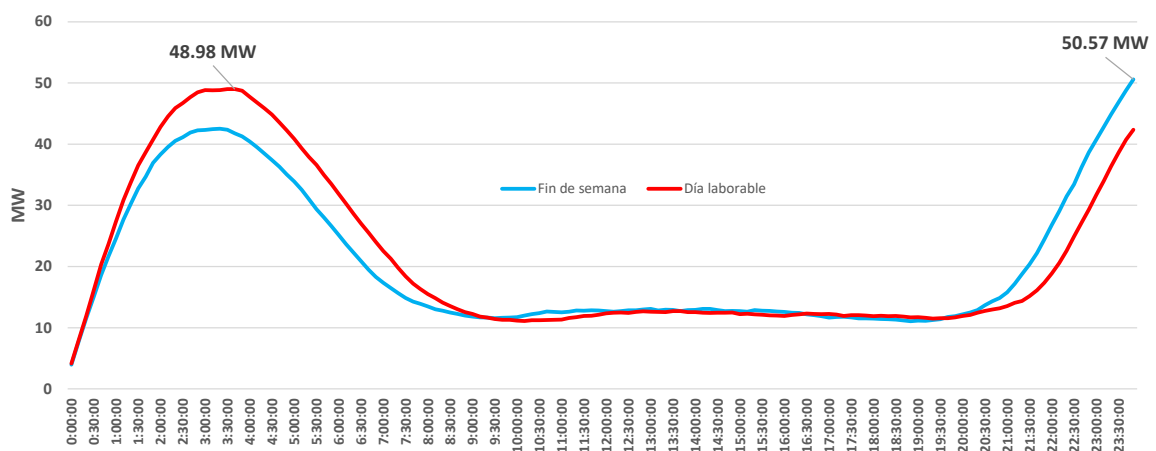
Para generar sensibilidades se consideró como entrada del algoritmo los comportamientos de carga de VE para un día laborable y para fin de semana, los cuales se definieron en 2.2.1.2, de esta forma se obtuvieron perfiles de demanda para evaluar los hábitos bajo estas dos características de carga, para este efecto se consideraron los años 2025 y 2030 como hitos de control para el análisis.

Con los criterios antes referidos, en la Figura 3. 9 se visualiza que la carga agregada de una flota de 2.053 unidades para el 2025 alcanza su pico a las 03h00 con 3,11 MW; mientras que la carga en un fin de semana llega a su demanda máxima a las 23h50 con 2,84 MW, por tanto, en este caso la demanda máxima para fin de semana se reduce en 0,27 MW (8,72%) respecto de la carga en día laborable.



**Figura 3. 9.** Perfil demanda VE día laborable vs fin de semana, 2025.

Así mismo, en la Figura 3. 10 se muestra que en el 2030 la carga agregada de una flota de 32.904 unidades alcanza su pico a las 03h30 con 49,01 MW; mientras que la carga en un fin de semana llega a su demanda máxima a las 23h50 con 50,57 MW, por tanto, bajo este escenario la demanda máxima para un día laborable se reduce en 1,56 MW (3,08%) respecto de la carga en fin de semana.

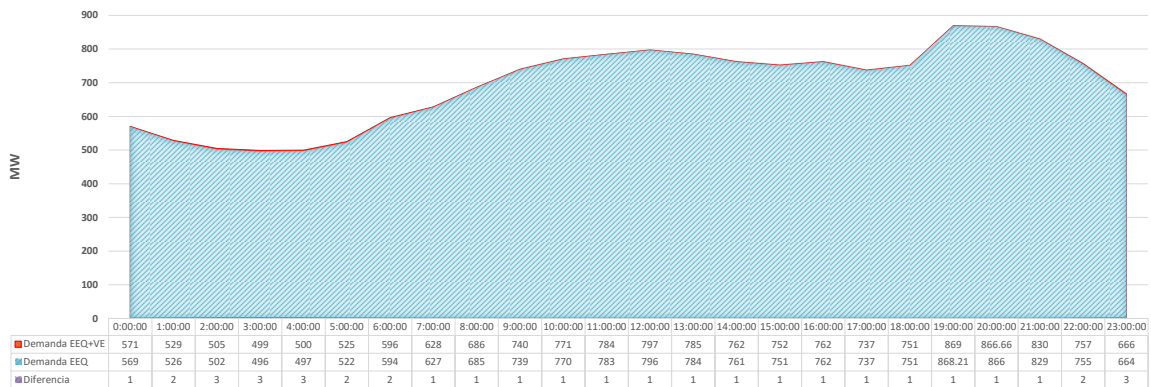


**Figura 3. 10.** Perfil demanda VE día laborable vs fin de semana, 2030.

### 3.1.7 Impacto de VE en el sistema de distribución de E.E.Q.

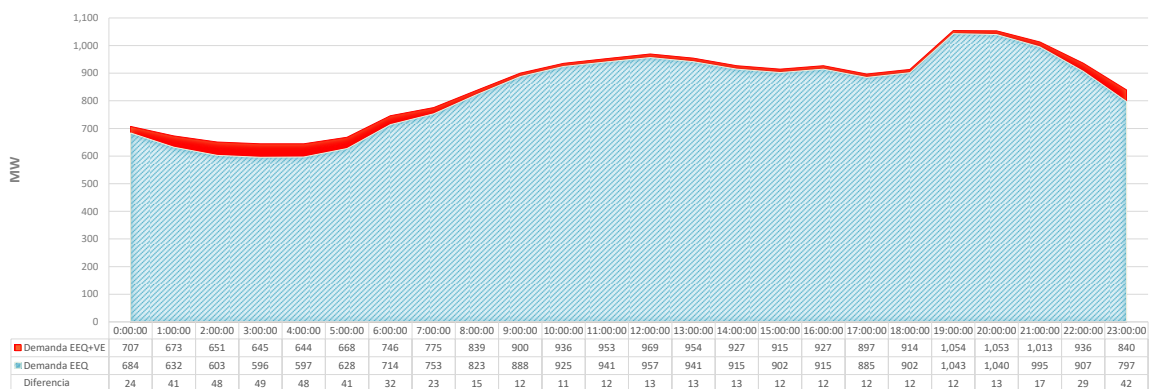
Bajo la línea de análisis del apartado anterior, se consideraron los años 2025 y 2030 para analizar el impacto de la introducción de VE al sistema de distribución de la E.E.Q. Es así como, luego de construir el perfil de carga del sistema (explicado en 3.1.4), se incorporó a este el perfil de demanda de VE.

La Figura 3. 11 muestra el impacto que representa al pico de demanda del sistema (868,21 MW) ocurrido a las 19:00, la incorporación de 2.053 vehículos en 2025, en términos de potencia se agregan 0,76 MW, es decir que la demanda máxima se incrementa en 0,09% alcanzando 869 MW.



**Figura 3. 11.** Incorporación carga de VE a demanda del sistema de distribución, 2025.

De otro lado, la Figura 3. 12 muestra el impacto que representa al pico de demanda del sistema (1.043 MW) ocurrido a las 19:00, la incorporación de 32.904 vehículos en 2030, en términos de potencia se agregan 12 MW, es decir que la demanda máxima se incrementa en 1,27% alcanzando 1.054 MW.



**Figura 3. 12.** Incorporación carga de VE a demanda del sistema de distribución, 2030.

En el Anexo G, se detallan todas las series temporales multianuales que muestran el impacto de incorporación demanda de VE al sistema eléctrico de la distribuidora.

### 3.1.8 Evolución de proyección demanda máxima E.E.Q., 2022 – 2032

En un período de 10 años, la demanda de potencia máxima de la E.E.Q. incluida la carga de VE se estima que aumente de 769,36 MW en el 2022 a 1.233,47 MW en el 2032, registrando de esta forma un incremento del 60,32 %. La Figura 3. 13 muestra el despliegue de la proyección de demanda plurianual.

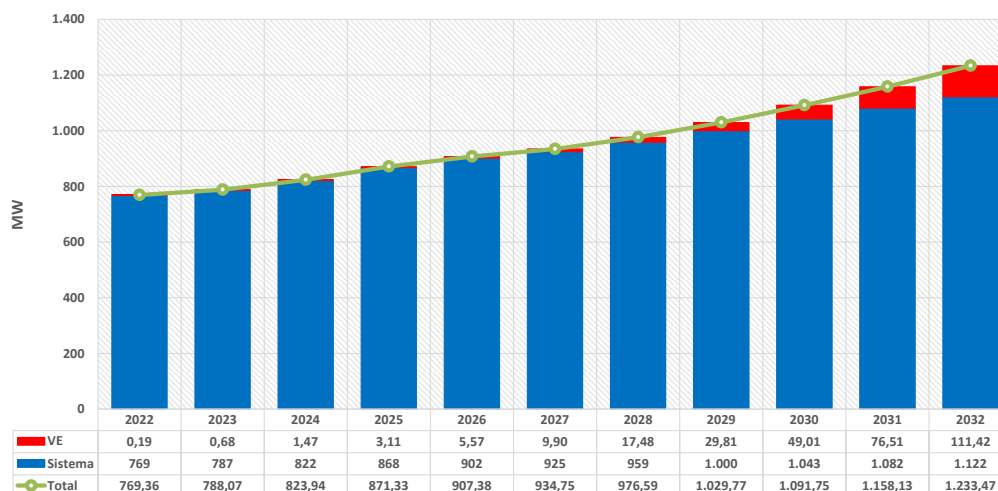


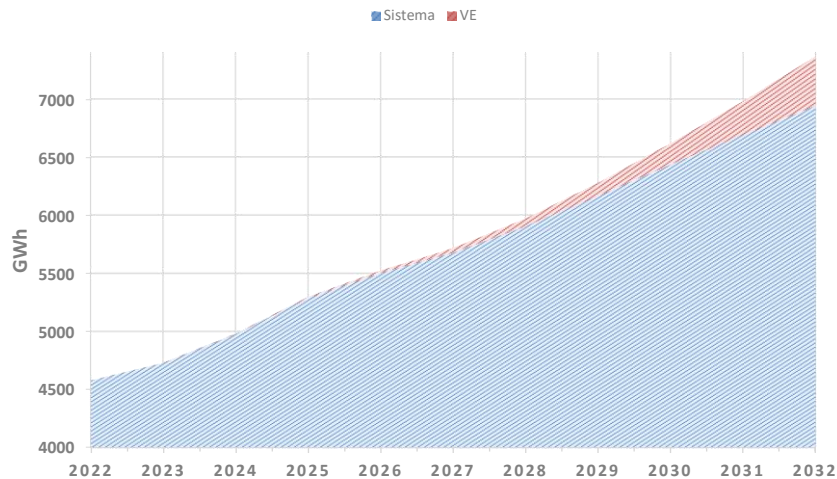
Figura 3. 13. Evolución anual de proyección demanda E.E.Q. 2022-2032.

### 3.1.9 Incorporación demanda de energía VE al sistema E.E.Q.

Con base a las proyecciones de energía, se agregaron los requerimientos energéticos anuales promedio debido al ingreso de VE a lo largo del periodo 2022-2032, como se aprecia en la Tabla 3. 6 y Figura 3. 14. Es así como, en el horizonte se espera un incremento de 428,18 GWh respecto de la demanda de energía del sistema (6.940,56 GWh) lo que representaría una variación del 6,17% al alcanzar 7.368,74 GWh.

Tabla 3. 6. Previsión de energía combinada Sistema-VE [GWh]

Año	VE	Sist	Sist + VE	Variación
2022	0,63	4.576,84	4.577,47	0,01%
2023	2,45	4.726,71	4.729,16	0,05%
2024	5,61	4.975,59	4.981,19	0,11%
2025	11,31	5.286,12	5.297,43	0,21%
2026	21,78	5.502,07	5.523,85	0,40%
2027	38,88	5.675,61	5.714,49	0,69%
2028	67,16	5.901,86	5.969,02	1,14%
2029	112,89	6.163,44	6.276,33	1,83%
2030	185,33	6.433,58	6.618,91	2,88%
2031	289,52	6.691,30	6.980,83	4,33%
2032	428,18	6.940,56	7.368,74	6,17%



**Figura 3. 14.** Requerimientos multianuales de energía del sistema (incluye VE).

### 3.1.10 Factor de carga

Los factores de carga para la infraestructura de VE, se determinaron con base a la anual de demanda máxima y requerimientos de energía promedio. En la Tabla 3. 7 se muestra que dicho factor tiene un valor promedio de 0,43 en el periodo de estudio.

**Tabla 3. 7.** Factores de carga infraestructura de VE.

Año	MW	GWh	fc
2022	0,19	0,63	0,38
2023	0,68	2,45	0,41
2024	1,47	5,61	0,43
2025	3,11	11,31	0,42
2026	5,57	21,78	0,45
2027	9,90	38,88	0,45
2028	17,48	67,16	0,44
2029	29,81	112,89	0,43
2030	49,01	185,33	0,43
2031	76,51	289,52	0,43
2032	111,42	428,18	0,44

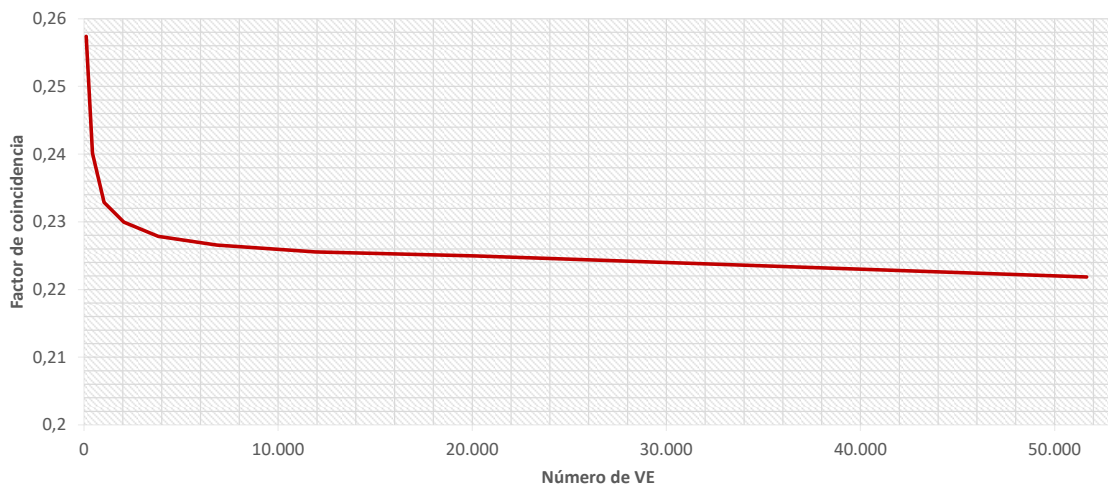
### 3.1.11 Factor de coincidencia

La Tabla 3. 8 presenta los factores de coincidencia calculados en función del número de cargas (VE) para los diferentes años del periodo de análisis.

**Tabla 3. 8.** Factores de coincidencia para el periodo de estudio.

Año	# VE	fcoinc
2022	115	0,25769
2023	438	0,23466
2024	1029	0,22268
2025	2053	0,23887
2026	3825	0,22434
2027	6853	0,22006
2028	11925	0,22377
2029	20123	0,22648
2030	32904	0,22747
2031	51649	0,22739

Así mismo, la Figura 3. 15 muestra de forma gráfica la variación que presentan los factores de coincidencia, manteniendo un comportamiento característico con un rápido decrecimiento al principio cuando se disponen de pocas cargas vehiculares y más lento a medida que se incrementa el número de vehículos, de esta forma se visualiza que este factor se estabiliza en un valor de 0,22 al superar las 50.000 unidades.



**Figura 3. 15.** Factor de coincidencia para diferentes cantidades de VE.

## 3.2 Discusión

A la realización de este trabajo, en el país no se ha identificado una metodología enfocada en la estimación de la demanda eléctrica futura originada por la introducción masiva de vehículos eléctricos; con este propósito la metodología desarrollada utiliza el Modelo de Bass para estimar en primera instancia la cantidad de vehículos con un horizonte al 2040,



considerando para ello patrones de crecimiento logístico. Estas proyecciones de incorporación al parque automotor se alinean a la prospectiva del crecimiento de VE establecidas en la Estrategia Nacional de Electromovilidad para Ecuador desarrollada por el Ministerio rector del transporte.

La determinación de la demanda eléctrica de potencia y energía se realiza sobre la base de las estimaciones del número de vehículos que se determinan con base al Modelo de Bass, a las cuales se agregan las características de los vehículos como son sus autonomías, la potencia y perfil del equipo de carga, los hábitos de conexión de los usuarios y el tipo de vehículo, entre los principales; estos elementos permiten la transición de modelo de carácter numérico (número de vehículos) a un modelo técnico eléctrico cuyos resultados generan series temporales como son los perfiles de carga.

Los resultados obtenidos de los perfiles de carga se sustentan en análisis realizados sobre las mediciones disponibles en usuarios de vehículos eléctricos que se conectan a la red de distribución de la E.E.Q, estos datos facilitaron la estimación del comportamiento y hábitos de carga de VE que sirven de entradas al modelo estocástico elaborado en la herramienta de código abierto Python. La estocasticidad en las características técnicas de batería, SoC y hora de carga se complementan con el algoritmo de Montecarlo SMC dando como resultado perfiles de carga de la demanda eléctrica de una flota de VE en los sistemas de distribución.

Las previsiones de potencia requerida para los VE no supera el 10% respecto de la demanda proyectada en el sistema de distribución de la EEQ al finalizar el periodo de análisis (2032), esto si se considera tanto en fin de semana como en un día laborable; es decir que el impacto en el perfil de demanda a nivel de sistema resulta razonable siempre que se cumplan las premisas estudiadas, es decir que los usuarios mantengan el mismo hábito de carga actual, en el cual la demanda máxima de potencia de los VE no coincide con la demanda máxima del sistema de la EEQ.

Los datos obtenidos en las simulaciones muestran que en la ciudad de Quito los vehículos requieren de la red un promedio de 5,6 kWh por cada carga, esto les ofrecería un recorrido de hasta 35 km si se considera un rendimiento promedio de 0,16 kWh/km, este escenario contempla únicamente VEs que sirven para transporte familiar y se abastecen de energía en sus hogares con equipos de carga de potencias hasta de 10 kW según la normativa vigente.

## 4 CONCLUSIONES

- Los resultados nacionales estiman la incorporación de 580.577 VE al 2040; las provincias de Pichincha y Guayas juegan un papel protagónico ya que deberán incorporar 204.010 y 166.211 unidades respectivamente, estas en conjunto representan el 63,77% del total de ventas del mercado automotriz eléctrico del país.
- El comportamiento actual de carga de VEs establecido sobre la base del análisis a un grupo de usuarios de la E.E.Q muestran un desplazamiento en el perfil de carga a partir de las 22h00; es decir la conexión se realiza fuera de horas punta, esto permite asegurar que la tarifa por tiempo de uso (ToU) para carga de vehículos actualmente vigente ha sido efectiva ya que, los usuarios han modificado su consumo eléctrico de forma voluntaria, motivados principalmente por la reducción de los costos de energía.
- La incorporación de variables estocásticas en cuanto a las características de carga de los diferentes modelos de VEs empleados en el estudio, muestra que en un día laborable la duración del intervalo de carga se sitúa en el periodo comprendido entre las 21:00 a 06:00, alcanzando el pico máximo a las 03:00.
- Para el escenario considerado en la Estrategia Nacional de Electromovilidad para Ecuador, se prevé la incorporación de 2.053 VEs al 2025, esta demanda 3,11 MW en horas punta para la movilidad (03:00), lo cual representa 1,5 kW diversificados para cada carga; en contraste, para un día de fin de semana la demanda máxima alcanza 2,84 MW a las 23:50; es decir se reduce en 0,27 MW (8,72%) respecto de la carga en un día laborable.
- Al 2030, en concordancia con la Estrategia Nacional de Electromovilidad para Ecuador, las proyecciones establecen incorporar 32.904 VEs, para este caso se observa un desplazamiento de la demanda máxima de carga a las 03:30 con un requerimiento de potencia de 49,01 MW, esto provoca una reducción de la demanda diversificada a 1,48 kW. En este caso, para un día de fin de semana la demanda máxima es superior a la del día laborable (50,57 MW) cuya ocurrencia se mantiene a las 23:50 con un incremento de 1,56 MW (3,08%) respecto de un día entre semana.
- En el escenario al 2025 el impacto por la incorporación de 2.053 vehículos al sistema de la E.E.Q, representa únicamente 0,76 MW para el pico de su demanda a las 19:00 con un requerimiento proyectado de 868,21 MW de demanda máxima; es decir se incrementa en 0,09% alcanzando 868,97 MW.

- El requerimiento de potencia al 2030 como resultado de la incorporación de 32.904 vehículos al sistema, representa 12 MW para el pico de demanda proyectada de 1.043 MW, este incremento es de 1,27% para un total de 1.054 MW.
- La demanda de máxima potencia de la E.E.Q al 2032 incluida la carga de VEs se estima evolucione de 769,36 MW en 2022 a 1.233,47 MW; este incremento representa el 60,32%, sin embargo, atribuible a la movilidad eléctrica de este incremento se considera únicamente el 14,49%.
- Para la E.E.Q los requerimientos de energía al 2032 se estiman incrementar 428,18 GWh; es decir evolucionara de 6.940,56 GWh proyectados en 2022 a 7.368,74 GWh al finalizar el periodo, esto representa una variación del 6,17%.
- El factor de carga para la infraestructura de VE se estima en 0,43 para el periodo de estudio, este valor ha sido determinado con base en los valores anuales de demanda máxima y requerimientos de energía promedio. El valor determinado permite inferir que este tipo de infraestructuras están utilizadas debajo del 50% del tiempo debido principalmente a los hábitos de carga de los usuarios de los vehículos y cuyo valor podría reducirse a futuro con la incorporación de baterías de mayor capacidad de almacenamiento de energía.
- El factor de carga obtenido se considera adecuado debido a que los perfiles de demanda de los vehículos usados en el análisis cuentan con tiempos de carga inferiores a 12 horas, inclusive si se consideran potencias bajas del cargador; es decir que en este tipo de infraestructuras el factor de carga siempre se ubica debajo del 0,5 considerando aun que los usuarios se abastecen de energía todos los días.
- El factor de carga obtenido permite identificar que la actual infraestructura de carga rápida, principalmente los transformadores de potencia tendrían un porcentaje importante de pérdidas en vacío ya que debido a la baja demanda de vehículos requieren este tipo de carga, cuyo tiempo se encuentra entre los 10 a 15 minutos, este factor podría ser inclusive muy inferior al 0,43 obtenido.
- El factor de coincidencia obtenido para VEs de uso residencial se encuentra entre 0,22 y 0,23 cuando se trata de más de 1.000 vehículos; es decir que cuando se incremente masivamente las unidades vehiculares únicamente entre el 22% y 23% estarán conectados simultáneamente a la hora de máxima demanda, esto visto a nivel de sistema en general; sin embargo, este valor se incrementa hasta 0,42 a nivel de

transformador de distribución cuando coinciden cinco vehículos, esto podría representar inconvenientes para la red.

## 5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. López, M. J. Rider, and J. Contreras, *Electric Distribution Network Planning Under Uncertainty*. 2020.
- [2] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*. .
- [3] R. Espinosa y Lara, *Sistemas de Distribución*. México: Editorial Limusa, 1990.
- [4] T. Gonen, *Electric Power Distribution system Engineering*, THIRD ETID. Boca Raton: CRC PRESS, 2014.
- [5] T. Gönen, *Modern Power system analisis*, vol. 53, no. 9. 2012.
- [6] A. A. SALLAM and O. P. MALIK, *Electric Distribution System*. New Jersey: IEEE, 2011.
- [7] S. S. M. Seifi Hossein, *Electric Power System Planing*. Tehran, 2011.
- [8] IRENA, *Market Design: Innovation Landscape briefs*. 2019.
- [9] W. Nacmanson, J. Zhu, and L. Ochoa, "Milestone 8 : EV Management and Time-of-Use Tariff Profiles," no. May, 2022.
- [10] ARCERNNR, "Pliego-Tarifario-Servicio-Publico-de-Energia-Elctrica\_-Ano-2022.pdf." Quito, p. 39, 2022.
- [11] M. Wang, R. Zhang, and X. Shen, *Mobile Electric Vehicles*. 2016.
- [12] J. Jiuchun and Z. Caiping, *Fundamentals and Applications of Lithium-ion Batteries in Electric Drive Vehicles*. Singapore: Wiley, 2015.
- [13] S. Leigh and A. Leon-Garcia, *Probability and Random Processes for Electrical Engineering*, Third., vol. 33, no. 3. Toronto, 2008.
- [14] P. Brandimarte, *Handbook in Monte Carlo Simulation*. New Jersey, 2014.
- [15] W. Wayne, "Marketing Analytics." Wiley, Indianapolis, p. 722, 2014.

- [16] J. E. Gentle, *Statistics and Computing: Random Number Generation and Monte Carlo Methods*, Second. Springer, 2005.
- [17] N. Community, "NumPy User Guide 1.11," p. 109, 2022.
- [18] R. Peres, E. Muller, and V. Mahajan, "Innovation diffusion and new product growth models: A critical review and research directions," *Int. J. Res. Mark.*, vol. 27, no. 2, pp. 91–106, 2010, doi: 10.1016/j.ijresmar.2009.12.012.
- [19] J. I. López Sánchez, A. M. Orero Giménez, and J. L. Arroyo Barrigüete, "Predicción del proceso de difusión tecnológica en mercados de redes. Una aplicación empírica al caso de Internet," *Cuad. Estud. Empres.*, vol. 17, no. 17, pp. 31–53, 2007, [Online]. Available: <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2533270&info=resumen>.
- [20] M. Sokele, "Growth Models for the Forecasting of New Product Market Adoption," *Growth (Lakeland)*, no. 4, pp. 144–154, 2009.
- [21] W. Wayne, *Marketing Analytics: Data-Driven Techniques with Microsoft® Excel®*. Indianapolis: Wiley, 2014.
- [22] AEADE, "Sector automotor en cifras," 2021. <https://www.aeade.net/boletin-sector-automotor-en-cifras/>.
- [23] L. M. Diazgranados and N. Ortiz Torres, "Estrategia Nacional de Electromovilidad para Ecuador." BID, Bogotá, p. 99, 2021.
- [24] ARCONEL, "Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica." Quito, p. 30, 2015.
- [25] MERNNR, "Plan Maestro de Electricidad 2018-2027," *MERNNR Minist. Energía y Recur. No Renov. Energía y Recur. No Renov.*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.