

**UNIVERSIDAD DE COSTA RICA**  
**SISTEMA DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**METODOLOGÍA DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE  
ESTACIONES DE RECARGA RÁPIDA PARA  
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

**Tesis sometida a la consideración de la Comisión del Programa  
de Estudios de Posgrado en Ingeniería Eléctrica para optar al  
grado y título de Maestría Académica en Ingeniería Eléctrica**

**CARMEN DE LOS ÁNGELES SELVA LÓPEZ**

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Costa Rica

2025

# Dedicatoria

*A Dios, por ser mi luz y fortaleza en cada paso de este camino, por darme la perseverancia para seguir adelante y la fe para confiar en cada proceso.*

*A mis padres, por ser mi mayor impulso y motivación, por enseñarme que el esfuerzo y la dedicación abren caminos y que el aprendizaje es una herramienta invaluable.*

*Cada etapa de mi trayectoria ha sido posible gracias a su amor, sacrificios y la formación que con tanto empeño han cultivado en mí. Este logro es el reflejo de todo lo que han sembrado.*

*A mi hermana, por ser mi compañera de vida, por su apoyo incondicional y por recordarme siempre que los sueños se alcanzan con determinación y valentía.*

*Con amor, gratitud infinita y la promesa de seguir avanzando,*

*Carmen Selva-López*

# Agradecimientos

*Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que me acompañaron y apoyaron durante este proceso, quienes con su presencia y orientación hicieron posible la culminación de esta tesis.*

*A mi familia, mi mayor pilar y fuente de fortaleza: a mi papá, mi mamá y mi hermana. Su apoyo incondicional, palabras de ánimo y confianza en mis capacidades fueron fundamentales para superar los momentos más desafiantes. Gracias por estar siempre a mi lado, brindándome amor y motivación para alcanzar esta meta.*

*Al profesor Francisco Siles Canales, director del Programa de Posgrado en Ingeniería Eléctrica, quien con sus palabras de aliento y constante motivación me impulsó a continuar, incluso en los momentos más difíciles. Su dedicación y compromiso han dejado una huella invaluable en mi formación.*

*Al profesor Gustavo Gómez Ramírez, mi tutor, por su paciencia, guía y apoyo constante durante este proceso. Su conocimiento y compromiso fueron esenciales para dar forma a esta investigación.*

*A los profesores lectores, Oscar Núñez Mata y Fausto Calderón Obaldía, por su tiempo, disposición y valiosas observaciones, las cuales enriquecieron significativamente este trabajo.*

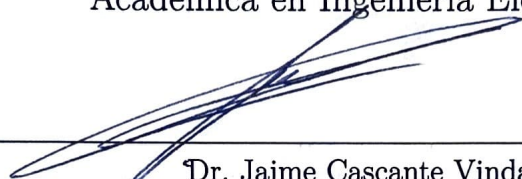
*Un agradecimiento especial a Andrés Chavarría Palma, cuya experiencia como geógrafo fue clave en todas las etapas de este proyecto. Su orientación me permitió analizar a Costa Rica desde un contexto geográfico y formular estrategias sólidas para abordar los desafíos de esta investigación.*

*Al Sistema de Estudios de Posgrado, por su valioso apoyo económico y por ser parte fundamental en la culminación de este proyecto de investigación. Este respaldo ha sido esencial para el desarrollo y éxito de mi trabajo final de graduación.*

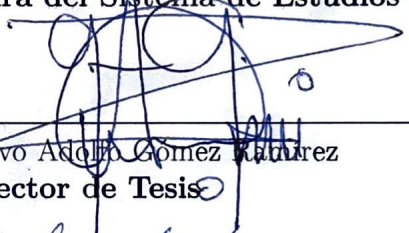
*A la Universidad de Costa Rica, por ser el espacio que me permitió crecer académicamente, y por brindarme las herramientas necesarias para alcanzar este importante hito.*

*A todos ustedes, gracias por su fe en mí y por ser parte de este recorrido. Este logro no habría sido posible sin su apoyo, inspiración y confianza.*

“Esta tesis fue aceptada por la Comisión del Programa de Estudios de Posgrado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica, como requisito parcial para optar al grado y título de Maestría Académica en Ingeniería Eléctrica”



Dr. Jaime Cascante Vindas  
Representante de la Decanatura del Sistema de Estudios de Posgrado



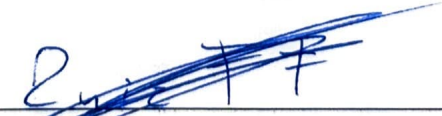
Dr. Ing. Gustavo Adolfo Gómez Ramírez  
Director de Tesis



Dr. Ing. Oscar Fernando Núñez Mata  
Asesor de Tesis



Ing. Fausto Calderón Obaldía, PhD  
Asesor de Tesis



Dr. Federico Ruíz Ugalde  
Representante del Director del Programa de Posgrado



Carmen de los Ángeles Selva López  
Postulante

# Tabla de Contenido

<b>Dedicatoria y Agradecimientos</b>	<b>ii</b>
<b>Hoja de Aprobación</b>	<b>v</b>
<b>Tabla de Contenido</b>	<b>vi</b>
<b>Resumen</b>	<b>x</b>
<b>Abstract</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Tablas</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>xvi</b>
<b>Abreviaturas</b>	<b>xviii</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	1
1.1.1. Los Inicios de los VEs y su Competencia en el Siglo XX . . . . .	1
1.1.2. Resurgimiento de los VEs y el Rol Crítico de la Infraestructura de Recarga Rápida . . . . .	3
1.2. Justificación e Importancia de la Investigación . . . . .	4
1.3. Objetivos de la Investigación . . . . .	7
1.3.1. Objetivo General . . . . .	7
1.3.2. Objetivos Específicos . . . . .	7
1.4. Estudio del Estado de la Cuestión . . . . .	8

1.5. Contribución Esperada al Estado de la Cuestión . . . . .	77
1.6. Metodología para la Investigación . . . . .	78
1.7. Plan de Trabajo . . . . .	86
1.8. Alcances . . . . .	86
1.9. Limitaciones . . . . .	88
<b>2. Marco Conceptual</b>	<b>90</b>
2.1. Marco Teórico . . . . .	90
2.1.1. Geografía de Sistemas de Transportes . . . . .	91
2.1.1.1. Definición . . . . .	91
2.1.1.2. Sistemas de Información Geográfica . . . . .	91
2.1.1.3. Coordenadas Geográficas . . . . .	93
2.1.2. Multi-Criteria Decision-Making o Toma de Decisiones Multicriterio	93
2.1.2.1. Definición . . . . .	93
2.1.2.2. TOPSIS o Método para la Selección de Alternativas	
Óptimas Basado en la Proximidad a la Solución Ideal .	95
2.1.2.3. Principio de Pareto . . . . .	98
2.1.3. Vehículos Eléctricos . . . . .	100
2.1.3.1. Definición . . . . .	100
2.1.3.2. <i>SoC</i> : State of Charge o Estado de Carga . . . . .	100
2.1.3.3. <i>DoD</i> : Depth of Discharge o Nivel de Descarga . . . . .	101
2.1.3.4. Modelo de Dinámica Longitudinal . . . . .	102
2.1.4. Sistemas de Potencia . . . . .	104
2.1.4.1. Flujos de Potencia . . . . .	104
2.1.4.2. Capacidad de Alojamiento . . . . .	105
2.1.4.3. Generación Distribuida . . . . .	105
2.2. Marco Legal . . . . .	106
2.3. Pregunta de Investigación . . . . .	107
2.4. Hipótesis de la Investigación . . . . .	107

<b>3. Resultados de la Investigación</b>	<b>109</b>
3.1. Metodología . . . . .	109
3.1.1. Caracterización del Consumo Energético de VEs en Costa Rica para la Movilidad Eléctrica . . . . .	110
3.1.2. Proyección de Recarga y Evaluación de Generación Distribuida para Mitigar Impactos en la Red Eléctrica . . . . .	113
3.1.2.1. Evaluación de Demandas Regionales . . . . .	113
3.1.2.2. Proyecciones de Perfiles de Carga Horaria . . . . .	114
3.1.2.3. Simulación Integral con ETAP . . . . .	114
3.1.3. Priorización de Ubicaciones Óptimas de Recarga Rápida median- te TOPSIS y Análisis Regional . . . . .	120
3.1.4. Análisis y Optimización de Ubicaciones de Recarga Rápida: En- foque de Pareto y Caracterización Regional . . . . .	121
3.2. Resultados de la Metodología Aplicada a la Optimización de Estaciones de Recarga Rápida en Costa Rica . . . . .	123
3.3. Discusión de Resultados . . . . .	134
3.3.1. Región Central: Un Epicentro de Actividad Económica y Vehicular	134
3.3.2. Región Huetar Norte: Conexión y Desarrollo Rural . . . . .	136
3.3.3. Chorotega y Pacífico Central: Ejes del Turismo Sostenible . . . . .	136
3.3.4. Región Brunca: Inclusión y Desafíos Geográficos . . . . .	137
3.3.5. Región Huetar Caribe: Conectividad Logística y Potencial Sos- tenible . . . . .	137
3.3.6. Efectos de la Movilidad Eléctrica en la Capacidad de Alojamiento del SEN . . . . .	138
3.3.7. Generación Distribuida en la Capacidad del SEN en Respuesta a la Creciente Demanda de Movilidad Eléctrica . . . . .	139
<b>4. Conclusiones, Recomendaciones y Trabajos Futuros</b>	<b>141</b>
4.1. Conclusiones . . . . .	141
4.2. Recomendaciones . . . . .	144

4.3. Trabajos futuros . . . . .	145
<b>Bibliografía</b>	<b>147</b>
<b>Apéndice A. Caracterización de la Movilidad Eléctrica en Costa Rica</b>	<b>159</b>
<b>Apéndice B. Implicaciones de la Movilidad Eléctrica en el SEN de Costa Rica</b>	<b>171</b>
<b>Apéndice C. Enfoque TOPSIS y Análisis Regional</b>	<b>174</b>
<b>Apéndice D. Enfoque de Pareto y Caracterización Regional</b>	<b>185</b>

# Resumen

El crecimiento de la movilidad eléctrica ha generado la necesidad de desarrollar metodologías que permitan la planificación eficiente de infraestructura de recarga. Esta investigación propone un enfoque integral para la *ubicación óptima de estaciones de recarga rápida*, combinando criterios geospaciales, energéticos y de redes eléctricas con herramientas de análisis multicriterios.

La metodología presentada es altamente flexible, ya que puede adaptarse a diversos contextos geográficos y sistemas eléctricos. Se fundamenta en el uso de *Sistemas de Información Geográfica*, y técnicas de toma de decisiones, como el método *TOPSIS* (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) y el *principio de Pareto*, para identificar ubicaciones estratégicas que favorezcan la adopción colectiva de vehículos eléctricos.

Como caso de estudio, la metodología se aplicó en Costa Rica, lo que permitió identificar secciones óptimas en la *Red Vial Nacional* que favorecen el acceso a la recarga rápida y minimizan el impacto en el *Sistema Eléctrico Nacional*. Los resultados obtenidos evidencian la utilidad del enfoque propuesto para la planificación de infraestructura de movilidad sostenible, con potencial de adaptación en otras regiones o países, independientemente de sus similitudes o diferencias en términos geográficos y eléctricos.

# Abstract

The expansion of electric mobility has increased the demand for methodologies that facilitate the efficient planning of charging infrastructure. This research presents a comprehensive approach for the *optimal location of fast charging stations*, integrating geospatial, energy, and electric grid considerations with multicriteria analysis tools.

The proposed methodology is highly adaptable, allowing for its application across diverse geographic and power system contexts. It leverages *Geographic Information Systems* and multicriteria decision-making algorithms, such as *TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution)* and the *Pareto principle*, to identify strategic locations that support the widespread adoption of electric vehicles.

As a case study, the methodology was applied in Costa Rica, enabling the identification of optimal segments within the *National Road Network* that improve accessibility to fast charging while minimizing the impact on the *National Electric System*. The results confirm the effectiveness of the proposed approach in planning electric mobility infrastructure, with the potential for adaptation to other regions and countries, regardless of their geographic and power system characteristics.

# Lista de Tablas

1.1. Estado del arte 2011 - 2023. . . . .	10
1.2. Cronograma de Maestría Académica en Ingeniería Eléctrica. . . . .	86
3.1. Barras de control del SEN de Costa Rica de acuerdo al diagrama unifilar en la Figura 3.2. <b>Fuente:</b> Ente Operador Regional (EOR) - Informe Final [1]. . . . .	118
3.1. Barras de control del SEN de Costa Rica de acuerdo al diagrama unifilar en la Figura 3.2 (Continuación). <b>Fuente:</b> Ente Operador Regional (EOR) - Informe Final [1]. . . . .	119
3.2. Distribución de secciones seleccionadas para la ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs, clasificadas por jerarquía vial, tipo de TPDA y longitud. . . . .	126
3.2. Distribución de secciones seleccionadas para la ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs, clasificadas por jerarquía vial, tipo de TPDA y longitud (Continuación). . . . .	127
3.2. Distribución de secciones seleccionadas para la ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs, clasificadas por jerarquía vial, tipo de TPDA y longitud (Continuación). . . . .	128
A.1. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes capitales</i> . . . . .	159
A.2. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes intraregionales</i> . . . . .	160
A.2. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes intraregionales</i> (Continuación). . . . .	161

A.2. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes intraregionales</i> (Continuación). . . . .	162
A.3. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> . . . . .	162
A.3. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> (Continuación). . . . .	163
A.3. Matriz origen-Destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> (Continuación). . . . .	164
A.3. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> (Continuación). . . . .	165
A.3. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> (Continuación). . . . .	166
A.3. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> (Continuación). . . . .	167
A.3. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> (Continuación). . . . .	168
A.3. Matriz origen-destino de Costa Rica para <i>viajes interregionales</i> (Continuación). . . . .	169
A.4. VEs disponibles en Costa Rica al 2022. <b>Fuentes:</b> MINAE y EV Database.	169
A.4. VEs disponibles en Costa Rica al 2022 (Continuación). <b>Fuentes:</b> MINAE y EV Database. . . . .	170
B.1. Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Brunca.	171
B.2. Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Huetar Caribe. . . . .	171
B.3. Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Chorotega.	172
B.4. Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Huetar Norte. . . . .	172
B.5. Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Pacífico Central. . . . .	172
B.6. Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Central.	173

C.1. Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Capitales. . . . .	174
C.2. Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Intraregionales. . .	174
C.2. Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Intraregionales (Con- tinuación). . . . .	175
C.3. Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Interregionales. . .	175
C.4. Resultados TOPSIS para la Región Huetar Caribe - Viajes Capitales. . .	176
C.5. Resultados TOPSIS para la Región Huetar Caribe - Viajes Intraregionales.	176
C.6. Resultados TOPSIS para la Región Huetar Caribe - Viajes Interregionales.	176
C.7. Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Capitales. . . .	177
C.8. Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Intraregionales.	177
C.9. Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Interregionales.	177
C.9. Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Interregionales (Continuación). . . . .	178
C.10.Resultados TOPSIS para la Región Huetar Norte - Viajes Capitales. . .	178
C.10.Resultados TOPSIS para la Región Huetar Norte - Viajes Capitales (Continuación). . . . .	179
C.11.Resultados TOPSIS para la Región Huetar Norte - Viajes Intraregionales.	179
C.12.Resultados TOPSIS para la Región Huetar Norte - Viajes Interregionales.	179
C.12.Resultados TOPSIS para la Región Huetar Norte - Viajes Interregionales (Continuación). . . . .	180
C.13.Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales. . .	180
C.13.Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Con- tinuación). . . . .	181
C.13.Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Con- tinuación). . . . .	182
C.13.Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Con- tinuación). . . . .	183
C.13.Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Con- tinuación). . . . .	184

D.1. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Brunca. . . . .	185
D.2. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Caribe. . . .	185
D.2. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Caribe (Con- tinuación). . . . .	186
D.3. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Chorotega. . . . .	186
D.4. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Norte. . . .	186
D.4. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Norte (Con- tinuación). . . . .	187
D.5. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Pacífico Central. . .	187
D.6. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Central. . . . .	187
D.6. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Central (Continuación).	188
D.6. Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Central (Continuación).	189
D.7. Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Brunca. . . . .	189
D.8. Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Huetar Caribe. .	189
D.9. Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Chorotega. . . .	190
D.10.Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Huetar Norte. .	190
D.10.Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Huetar Norte (Continuación). . . . .	190
D.11.Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Pacífico Central.	191
D.12.Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Central. . . . .	191

# Lista de Figuras

1.1. Categorías y sub-categorías de las publicaciones más prominentes por año sobre ubicaciones óptimas de estaciones de recarga semi-rápida y rápida para VEs. . . . .	75
1.2. Evaluación comparativa de enfoques para la ubicación óptima de estaciones de recarga para VEs, basada en el estado del arte presentado en la Tabla 1.1. . . . .	76
1.3. Diagrama de flujo de la metodología propuesta para ubicar de manera óptima estaciones de recarga rápida para VEs. . . . .	85
2.1. Ejemplo de datos geoespaciales. La red de calles está basado en un sistema de coordenadas planas. La caja a la derecha enumera las coordenadas $x$ y $y$ de los puntos finales y otros atributos del segmento de calle. <b>Fuente:</b> <i>K. Chang</i> [2]. . . . .	92
3.1. Diagrama de flujo de la metodología propuesta para la simulación y el análisis del SEN de Costa Rica ante la integración de una red estratégica de estaciones de recarga rápida para VEs. . . . .	116
3.2. Diagrama unifilar del SEN de Costa Rica. <b>Fuente:</b> Grupo ICE [3]. . . . .	117
3.3. Ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para VEs en Costa Rica.	129
3.4. Perfil horario de la demanda total del SEN, desglosada en demanda sin VEs, demanda de VEs y demanda total con VEs. La gráfica incluye escenarios de penetración fotovoltaica (FV) al 5 %, 10 %, 15 % y 20 %. . . . .	130

3.5. Niveles de tensión (en % p.u.) en los nodos correspondientes a las redes de Alta Tensión a 230 kV del SEN de Costa Rica de acuerdo con la Figura 3.3. . . . .	131
3.6. Niveles de tensión (en % p.u.) en los nodos asociados a las redes de Alta Tensión de 138 kV del SEN de Costa Rica de acuerdo con la Figura 3.3.	132
3.7. Niveles de tensión (en % p.u.) en los nodos asociados a las redes de Distribución a 13.8 kV, 24.9 kV y 34.5 kV del SEN de Costa Rica de acuerdo con la Figura 3.3. . . . .	133

# Abreviaturas

<b>AHP</b>	Analytical Hierarchy Process
<b>BLSA</b>	Biogeography-Based Optimization Local Search Algorithm
<b>CFRLM</b>	Capacitated-Flow Refueling Location Model
<b>DEMATEL</b>	Decision Making Trial and Evaluation Laboratory
<b>DoD</b>	Depth of Discharge o Nivel de Descarga
<b>ELECTRE</b>	ELimination and Choice Expressing Reality
<b>ERDEC</b>	Estimating the Required Density of EV Charging
<b>ETAP</b>	Electrical Transient Analyzer Program
<b>G2V</b>	Grid to Vehicle
<b>GIS</b>	Geographic Information Systems
<b>GVWR</b>	Gross Vehicular Weight Rating
<b>MATLAB</b>	Software de análisis desarrollado por MathWorks y Cleve Moler
<b>MCDM</b>	Multi-Criteria Decision Making
<b>MILP</b>	Mixed-Integer Linear Programming
<b>MINAE</b>	Ministerio de Ambiente y Energía
<b>MOPT</b>	Ministerio de Obras Públicas y Transportes
<b>PSO</b>	Particle Swarm Optimization
<b>PYTHON</b>	Software de análisis desarrollado por Python Software Foundation
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SIMULINK</b>	Software de Análisis Desarrollado por MathWorks y Cleve Moler
<b>SoC</b>	State of Charge o Nivel de Carga
<b>TOPSIS</b>	Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution
<b>UCR</b>	Universidad de Costa Rica
<b>V2G</b>	Vehicle to Grid
<b>VCI</b>	Vehículo de Combustión Interna
<b>VE</b>	Vehículo Eléctrico

# Capítulo 1

## Introducción

En el presente capítulo se abordan los antecedentes, la justificación y los objetivos de la investigación, junto con otros aspectos fundamentales, con el propósito de proponer y desarrollar una metodología integral para la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para vehículos eléctricos (de ahora en adelante, refiérase como *VEs*). Para alcanzar este objetivo, se desarrolló de manera exhaustiva la base académica en la que se sustenta esta investigación, con el fin de resaltar la importancia de considerar factores técnicos, geográficos y socioeconómicos, además de analizar las capacidades de un sistema eléctrico nacional para satisfacer las demandas proyectadas de movilidad eléctrica.

### 1.1. Antecedentes

#### 1.1.1. Los Inicios de los VEs y su Competencia en el Siglo XX

A finales del siglo XIX, la tecnología automotriz había alcanzado un punto en el que era posible materializar vehículos autopropulsados. Según *C. Sulzberger* [4], un gran número de inventores y entusiastas en Europa y Norteamérica trabajaron arduamente para reemplazar la fuerza bruta y la tracción animal en el transporte de personas y mercancías, empleando tecnologías emergentes como la de vapor, la combustión interna y la propulsión eléctrica.

Para el año 1900, aproximadamente 2,370 automóviles circulaban en las principales ciudades de Estados Unidos, como Nueva York, Chicago y Boston, de los cuales 800 eran VEs. Estos VEs ofrecían ventajas distintivas sobre los vehículos de combustión interna (de ahora en adelante, refiérase como *VCI*s), tales como ser silenciosos, limpios y de fácil operación. Sin embargo, su limitada autonomía, causada por las capacidades de sus baterías, restringía su uso a áreas donde podían regresar rápidamente a sus puntos de recarga, o a lugares con estaciones de recarga proporcionadas por empresas locales de energía eléctrica.

A pesar de estas limitaciones, el futuro de los VEs parecía prometedor. No obstante, la falta de acceso a la electricidad en los hogares hacía inviable su recarga doméstica. Con la gradual llegada de la electrificación a los hogares por parte de las centrales eléctricas, el público comenzó a considerar la posibilidad de adquirir un VE, que ahora podía ser recargado sin desmontar las baterías gracias a la infraestructura proporcionada por una red de estaciones centralizadas, donde se atendía la recarga y el mantenimiento de estos vehículos.

En aquel entonces, el proceso de recarga en estas estaciones no era ni económico ni eficiente para tanto usuarios privados como para los conductores de taxis eléctricos, ya que el proceso completo, desmontando o no la batería, requería alrededor de ocho horas. Para mejorar esta situación, John Van Vleck, ingeniero de *Edison Electric Illuminating Company*, diseñó un “hidrante” de suministro eléctrico que podía instalarse a lo largo de las aceras de Nueva York, permitiendo que cualquier VE se estacionara junto al dispositivo, se enchufara y recibiera corriente para recargar su batería.

En 1900, *General Electric* patentó una versión comercial de este concepto, llamado *Electrant*. Aunque el público recibió positivamente a *Electrant*, no existe registro de una implementación masiva, probablemente debido a los altos costos y a la complejidad de instalación, que requería la participación de empresas de servicios públicos para adquirir los equipos, tender los cables y gestionar los permisos de instalación en propiedad pública o privada.

Simultáneamente, la producción masiva de VCIs inundó el mercado de movilidad privada, reduciendo drásticamente sus costos en comparación con sus contrapartes eléctricos. De esta manera, los VEs quedaron totalmente desplazados en sus posibilidades de convertirse en una parte esencial de la movilidad privada durante el resto del siglo XX.

### **1.1.2. Resurgimiento de los VEs y el Rol Crítico de la Infraestructura de Recarga Rápida**

En los últimos 15 años del presente siglo, los VEs han experimentado un notable resurgimiento en popularidad, impulsado por avances tecnológicos significativos y la reducción de costos en el desarrollo de baterías. Al igual que en el siglo XX, los VEs continúan destacándose por ser *silenciosos*, *limpios* y de *fácil operación*, características intrínsecas que han sido aprovechadas en sus diseños actuales para alinearse con la transición hacia medios de transporte privado más sostenibles y libres de emisiones. Por lo tanto, este resurgimiento, combinado con dichas cualidades, busca contribuir a la mitigación de los efectos negativos que la demanda actual de VCIs ejerce sobre el cambio climático.

Si bien esta transición hacia una movilidad sostenible ha sido ampliamente respaldada a través del desarrollo de estaciones de recarga para uso residencial y laboral, la escalonada adopción de VEs aún no ha logrado equiparar ni sustituir por completo a los VCIs. Tal como lo señalan *M. Shahid Mastoi et al.* [5], las estaciones de recarga rápida son un elemento crucial para promover la adopción masiva y colectiva de los VEs. No obstante, muchos usuarios de VCIs se ven inhibidos de apoyar esta transición debido a la falta de redes públicas que sean confiables y accesibles.

Por lo que esta disyuntiva genera un círculo vicioso: no se instalan suficientes estaciones de recarga rápida por la baja demanda, pero tampoco se reemplazan los VCIs debido a la carencia de infraestructura que permita completar los trayectos con tiempos de espera mínimos. Sobre el particular, es evidente que una solución adecuada a este dilema podría influir de manera determinante en la decisión masiva de compra de VEs

por parte de los usuarios de movilidad privada.

Por consiguiente, la infraestructura de recarga se configura como un componente clave para posibilitar esta transición, siendo su ubicación óptima un tema de investigación ampliamente debatido. Diversos modelos presentados en la literatura han abordado la optimización geográfica y temporal de la ubicación, la cantidad y los tipos de estaciones de recarga. En este contexto, superar los desafíos asociados con la planificación, implementación e integración de una infraestructura de recarga rápida y eficiente es determinante para maximizar el potencial de los VEs y, a su vez, acelerar la transición hacia un ecosistema de movilidad verdaderamente sostenible.

## 1.2. Justificación e Importancia de la Investigación

Entre las motivaciones colectivas que existen en torno al tema de la movilidad eléctrica, se destaca la latente necesidad de desarrollar e implementar una red de estaciones de recarga rápida, de naturaleza pública, de pago sencillo, confiable y accesible. Esto permitiría a los conductores optar por esta forma novedosa de transporte privado, y al mismo tiempo, contribuir a la descarbonización.

Dentro de los beneficios claves que traería consigo la integración de esta red de estaciones de recarga rápida se encuentra el impulso del proceso de descarbonización, reconocido por su objetivo de reducir las emisiones de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y otros gases de efecto invernadero en la atmósfera. Diversos estudios han demostrado de manera consistente cómo las reducciones en las emisiones de  $CO_2$  están vinculadas con la adopción masiva de VEs, inclusive en escenarios donde un alto porcentaje de la electricidad proviene de plantas de energía a base de carbón.

A modo de ejemplo, en el trabajo de *S. Küfeoğlu et al.* [6] se reporta una significativa reducción de gases de efecto invernadero en el Reino Unido como resultado de la adopción de VEs en lugar de VCIs. La investigación resalta que los VEs tienen un mejor desempeño en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los VCIs, ya que en el Reino Unido se logró cumplir con el objetivo

de reducir el 40 % del total en 2019, de la meta proyectada del 80 % para el 2050, con respecto a los niveles de 1990.

Por otro lado, la adquisición de VEs se ha logrado mantener constante en su auge a través de incentivos, leyes y políticas gubernamentales, los cuales han sido adaptados a las realidades y metas de cada país. De acuerdo con *Y. Zhou et al.* [7], Estados Unidos representa el mercado de VEs más grande del mundo, donde se reportó un triplicado en la adquisición del bien desde el 2011 hasta el 2014. Dentro del mismo período y bajo a misma lógica de incentivos, se reporta un notable crecimiento adquisitivo en los países europeos del hemisferio occidental, específicamente en Noruega, mientras que en China, su mayor crecimiento se reporta en la producción de buses eléctricos.

Estas tendencias de mercado, en conjunto con el desarrollo y promoción de políticas gubernamentales, son muestras sólidas de que estos incentivos a niveles nacionales, regionales y globales pueden desempeñar un papel importante en el impulso del mercado de VEs. No obstante, cabe destacar que parte intrínseca del auge en la adquisición de VEs a nivel país, regional y global amerita el desarrollo e implementación de una red de estaciones de recarga rápida que satisfaga las necesidades de recarga para cualquier modelo y marca de VE disponible.

Es totalmente evidente que el auge en la adquisición de VEs ha sido significativo en comparación con los esfuerzos parcialmente promovidos en los siglos XIX y XX, pero estos cambios no llegan aún a representar un hito en el abandono de la tecnología fósil en torno al sector de la movilidad sostenible. Los siguientes puntos resumen a grandes rasgos la importancia y justificación detrás del desarrollo de una metodología, coherente e integral, para la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida:

- **Reducción del *rango de ansiedad*:** La ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para VEs podría reducir el fenómeno experimentado por algunos usuarios de VEs, conocido como *rango de ansiedad*. Definido en *M. Xu et al.* [8] como el temor de quedarse sin carga en la batería antes de llegar al destino o estación de recarga, el *rango de ansiedad* ha representado un gran obstáculo al

momento de que los usuarios deciden si es confiable o no adquirir un VE.

Este problema se puede mitigar mediante la ubicación estratégica de estaciones de recarga rápida en las diferentes jerarquías de redes viales, lo que garantizaría el aumento en la conveniencia y la confianza de los conductores de VEs para realizar viajes más largos sin preocuparse por quedarse sin carga.

- **Contribución a promover la movilidad sostenible:** La disponibilidad de una infraestructura de recarga adecuada y bien distribuida es un factor clave para la reducción de la contaminación a partir de las emisiones de gases de efecto invernadero. De acuerdo con *A. Arora et al.* [9], el sector automovilístico de la Unión Europea tiene por objetivo reducir las emisiones a través de la aceleración en las ventas de vehículos ligeros cero emisiones para el año 2030.

No obstante, lograr esta meta es probablemente inviable dadas las preocupaciones que existen en torno a la disponibilidad de materia prima para la producción de baterías y la infraestructura de recarga, así como la capacidad de las redes eléctricas de respaldar las cargas de los vehículos de cero emisiones. Por ende, los investigadores enfatizan la necesidad urgente de que los gobiernos trabajen en conjunto a las empresas de servicios públicos y la industria automovilística para expandir la infraestructura de recarga rápida, dado de que la escasez de estas representan una de las rémoras más serias en la adopción masiva de VEs.

- **Plusvalía para la economía local y para los usuarios de VEs:** La atribución de ubicar óptimamente las estaciones de recarga para VEs podría contribuir en las economías locales de las áreas donde estas lleguen a ser instaladas. En la actualidad, la mayoría de estaciones de recarga rápida se encuentran ubicadas en áreas comerciales o turísticas, lo que ha llevado a incentivar la economía en estas áreas cercanas a las estaciones de recarga.

Por otro lado, el impacto en la plusvalía económica no se limita únicamente a las áreas comerciales o turísticas, sino al estilo de vida presupuestaria que podría compensar gran parte o en su totalidad del costo adicional inicial durante la

propiedad de un VE. En *Z. Liu et al.* [10] se discute sobre tal argumento, en donde se alega que los beneficios económicos se derivan de manera más prominente al costo del combustible y otros gastos relacionados.

Por ello, una ubicación óptima que garantice confiabilidad, seguridad y distribución, podría incentivar a que más usuarios se inclinen a adoptar VEs como medio de transporte privado, y a la larga participar en el ahorro colectivo de cantidades significativas de dinero mediante la naturaleza de conservación de energía de los VEs.

### 1.3. Objetivos de la Investigación

A continuación se detallan los objetivos general y específicos de esta investigación:

#### 1.3.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología que permita la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para el abastecimiento de la demanda en movilidad eléctrica, tomando en consideración aspectos de disponibilidad y accesibilidad a las redes eléctricas y geográficas, mediante la utilización de algoritmos que involucren diversas variables.

#### 1.3.2. Objetivos Específicos

- Estimar el consumo energético de las diferentes marcas y modelos de VEs para la caracterización de la movilidad eléctrica a escala país por medio de la construcción de una matriz origen-destino.
- Determinar el requerimiento de la generación distribuida como alternativa para la mitigación del impacto de las altas demandas sobre la red eléctrica en horas picos mediante simulaciones de Sistema de Información Geográfica (de ahora en adelante, refiérase como *GIS*, por sus siglas en inglés) y flujos de potencia en nodos candidatos.

- Establecer una metodología que permita la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida a partir de criterios geo-espaciales, de algoritmos de toma de decisiones y de capacidad de alojamiento en redes eléctricas.
- Validar la metodología propuesta para la evaluación y obtención de resultados en un contexto real de ubicación óptima de estaciones de recarga rápida mediante el desarrollo de algoritmos geo-espaciales, de toma de decisiones y eléctricos en el escenario país de Costa Rica.

## 1.4. Estudio del Estado de la Cuestión

Durante los últimos 15 años del siglo XXI, ha surgido una creciente necesidad, en las diferentes naciones del mundo, de mitigar los drásticos cambios climáticos que afectan nuestra vida diaria y la de nuestros ecosistemas. Uno de los principales esfuerzos para atenuar estos problemas ha sido la implementación y difusión de la movilidad eléctrica en el sector del transporte privado. Como parte de estos esfuerzos, se han propuesto numerosas técnicas, modelos y metodologías que establecen la ubicación de infraestructura de recarga rápida con el objetivo de reducir el fenómeno conocido como *rango de ansiedad* y, por lo tanto, motivar a más usuarios a unirse a la creciente movilidad eléctrica.

A pesar de estos esfuerzos por resolver este problema que afecta la confianza de los usuarios en la adopción de VEs, la disponibilidad de las estaciones de recarga sigue siendo un tema que requiere gran esfuerzo y seguimiento a lo largo de su diseño y desarrollo. Su complejidad radica en buscar la integración de múltiples variables concretas, como la demanda de carga y capacidad de los VEs, planificación urbana, regulaciones y la integración de energías renovables, así como variables abstractas, que incluyen la ansiedad relacionada con la autonomía de los VEs, la accesibilidad y la ubicación.

Las técnicas, modelos y metodologías desarrolladas entre 2011 y 2023, presentadas en la Tabla 1.1, demuestran los avances logrados en el tema y, a su vez, ponen de relie-

ve la oportunidad de generar nuevas aportaciones mediante el análisis e integración de diversas perspectivas, con el fin de optimizar la ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs. Por su parte, esta tabla subraya los principales hallazgos y limitaciones identificadas en cada estudio, facilitando la identificación de brechas en el conocimiento que buscan ser abordadas en la presente investigación.

Asimismo, las Figuras 1.1 y 1.2 sintetizan las categorías más relevantes identificadas en las publicaciones realizadas durante un período de cinco años, comprendido entre 2019 y 2023. En particular, la Figura 1.1 presenta los porcentajes asociados a cada categoría y sus respectivas subcategorías, mientras que la Figura 1.2 destaca las principales *ventajas* y *desventajas* identificadas como patrones comunes a lo largo de la revisión literaria. En última instancia, esta síntesis permitió establecer una base sólida para comprender las tendencias, las limitaciones y las oportunidades relacionadas con el tema de investigación, sirviendo como un punto de partida clave para el desarrollo de la metodología.

Tabla 1.1: Estado del arte 2011 - 2023.

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>I. Frade et al.</i> [11]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un estudio sobre la ubicación de estaciones de recarga rápida en un vecindario densamente poblado de Lisboa, Portugal.</li> <li>■ Proponen una metodología que busca optimizar la cobertura de la demanda utilizando como base el modelo de cobertura máxima.</li> <li>■ Se determina el número y la capacidad de las estaciones a ser instaladas a partir de factores como la densidad de población, la densidad de empleo y la proximidad a rutas principales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Incluyen retos asociados con la estimación real y actualizada de la demanda diurna y nocturna.</li> <li>■ Reconoce la necesidad de un análisis de mercado adicional para determinar la tasa de penetración de VEs con el objetivo de utilizar resultados dentro un contexto práctico.</li> <li>■ Menciona la necesidad de llevar a cabo mayores consideraciones en la autonomía de los VEs, los tiempos de recarga y mejoras en el suministro de energía eléctrica.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>A. Hess et al.</i> [12]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Plantea un enfoque para optimizar la expansión de estaciones de recarga rápida dentro del contexto de una ciudad inteligente utilizando como herramientas la programación de un algoritmo genético (de ahora en adelante refiérase como <i>GA</i>, por sus siglas en inglés) y simulaciones del desplazamiento de los VEs sobre mapas reales en Viena, Austria.</li> <li>■ Encuentra una solución óptima para la ubicación de infraestructura a partir de los tiempos promedios de viajes completados por los VEs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Suposiciones simplificadas sobre la movilidad de VEs y el uso de estaciones de recarga que no pueden ser capturados por los entornos urbanos del mundo real.</li> <li>■ La escalabilidad del enfoque propuesto de <i>GA</i> para el despliegue óptimo de estaciones de recarga rápida no se encuentra completamente abordado.</li> <li>■ La generalización del enfoque propuesto a diferentes entornos urbanos con características y patrones de tráfico variables.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. Cruz-Zambrano et al.</i> [13]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta dos técnicas de optimización para encontrar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga rápida en Barcelona, España. La primera consiste en un modelo clásico de optimización de captura de flujo que considera como única variable a la movilidad, mientras que la segunda es un modelo avanzado de optimización de captura de flujo que incluye como variables la red de distribución y los costos de ubicación.</li> <li>■ Compara los resultados de ambos modelos con el objetivo de analizar el efecto que pueden ejercer entorno a la reducción de costos totales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Estudio centrado únicamente en Barcelona, lo cual limita la generalización de los hallazgos a otras ciudades o regiones.</li> <li>■ Suposiciones simplificadas entre la demanda que satisface una instalación en cualquier parte del camino.</li> <li>■ Falta de datos del mundo real dado de que esta investigación se centra en datos simulados, lo cual produce una imprecisión de la demanda de carga de VEs en Barcelona, España.</li> <li>■ Consideración limitada de factores ambientales como la calidad del aire o la reducción de emisiones.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>Bayram et al.</i> [14]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Propone un marco de trabajo relacionado a la ubicación de recursos de potencia para una red de estaciones de recarga equipada con dispositivos de almacenamiento energético.</li> <li>■ Opera de manera eficiente la red eléctrica mientras se mantiene un cierto nivel de calidad de servicio (de ahora en adelante refiérase como <i>QoS</i>, por sus siglas en inglés) para los usuarios.</li> <li>■ Examina tres escenarios que aumentan gradualmente en complejidad con el fin de evaluar el desempeño del esquema propuesto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Suposición de que los VEs están sujetos a las decisiones de enrutamiento tomadas por el coordinador de redes, donde en la realidad, muchos conductores se desvían de las asignaciones propuestas y por ende, se terminan dirigiendo hacia la estación más cercana.</li> <li>■ Falta de consideración del impacto de factores externos, como las condiciones climáticas, la congestión del tráfico y los accidentes en el rendimiento de la red.</li> <li>■ Suposición de la presencia de dispositivos de almacenamiento energético en las estaciones de recarga, lo cual podría limitar ampliamente la disposición de aquellas estaciones de recarga con recursos limitados.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>S. Wagner et al.</i> [15]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Ofrece una visión general de trabajos previos y estudio de casos relacionados con el establecimiento óptimo de infraestructura de recarga para VEs en ciudades inteligentes.</li> <li>■ Se basa en una metodología y aspectos formales de esquemas de planificación óptima, seguido de la validación de los resultados de simulación y estudios de casos llevados a cabo en Ámsterdam y Bruselas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se basa en un estudio de caso de Ámsterdam y Bruselas, que puede no ser representativo de otras ciudades. Por lo tanto, es posible que los hallazgos no sean generalizables a otras áreas urbanas.</li> <li>■ Suposiciones simplificadas a base de datos disponibles sobre el uso de puntos de carga e información de puntos de interés, que pueden no ser lo suficientemente completos o precisos para capturar el comportamiento de carga de los usuarios de VEs.</li> <li>■ Se centra principalmente en la demanda de estaciones de recarga, pero no considera otros factores como el suministro de electricidad, el costo de instalación y mantenimiento, así como el impacto al medio ambiente.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>T. Donna Chen et al.</i> [16]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un método numérico para el diseño de estaciones de recarga utilizando un modelo de planificación multiobjetivo.</li> <li>■ Considera diversos factores como los atributos de las estaciones de carga, la distribución de la demanda de gasolineras y la infraestructura de la red eléctrica, entre otros, a través de un <i>GA</i>.</li> <li>■ Los modelos fueron probados y verificados utilizando información de las regiones de Chengu, China y Chicago, Illinois.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Únicamente considera la demanda de estacionamiento como un proxy (intermediario) para la demanda de recarga, lo que puede conllevar a una sobre-estimación de la demanda de recarga en ciertas áreas.</li> <li>■ Considera datos de dos regiones, cuyos resultados pueden ser aplicables a otras regiones, sin embargo, es posible que la ubicación óptima de las estaciones de recarga varíe según las características específicas de cada región.</li> <li>■ Asume un costo máximo para aquellos usuarios que estacionen más allá del límite de acceso a pie. Sin embargo, este costo puede no reflejar con precisión el costo real para los conductores de VEs.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>P. Phonrattanasak et al.</i> [17]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un modelo de optimización para la ubicación de estaciones de recarga rápida en sistemas de distribución eléctrica residencial.</li> <li>■ Minimiza el costo total de instalación y las pérdidas en las líneas de transmisión, al mismo tiempo que se satisfacen restricciones técnicas y geográficas.</li> <li>■ El punto de partida de este modelo es la técnica de optimización por colonias de hormigas (de ahora en adelante refiérase como <i>ACO</i>, por sus siglas en inglés).</li> <li>■ Considera tamaños de batería de aproximadamente 60 kW como estudio de caso en el área residencial del Distrito de Tianjin.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Falta de validación del modelo dentro del contexto de un sistema de distribución de energía eléctrica del mundo real.</li> <li>■ Suposiciones simplificadas en la modelización de las restricciones técnicas y geográficas que podrían llevar a la afectación de la aplicabilidad del modelo de optimización propuesto en el mundo real.</li> <li>■ No proporciona un análisis comparativo con otras técnicas que podrían resaltar las fortalezas o debilidades del <i>ACO</i> en este contexto.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>P. Sadeghi-Barzani et al.</i> [18]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Formula el problema como un programa lineal en enteros mixtos (de ahora en adelante refiérase como <i>MILP</i>, por sus siglas en inglés), el cual se resuelve utilizando <i>GA</i>.</li> <li>▪ Se centra en encontrar la ubicación y dimensionamiento óptimo de las estaciones de recarga para VEs con el objetivo de minimizar los costos totales del desarrollo de las estaciones de recarga, que incluyen el terreno, la instalación de recarga, la electrificación, así como las pérdidas en la red eléctrica y en el consumo energético de los VEs durante los viajes de recarga.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suposición de las distancias entre las estaciones de recarga candidatas.</li> <li>▪ La aplicación del estudio al distrito específico del noroeste de Teherán pueden limitar la generalización de los hallazgos a otras regiones con diferentes características urbanas y de infraestructura.</li> <li>▪ Simplificación de las complejidades de la planificación y el desarrollo de infraestructura de recarga para VEs en el mundo real producto de los modelos elementales y suposiciones utilizadas en el enfoque de optimización.</li> <li>▪ Falta de exploración completa del impacto de la confiabilidad de la red eléctrica en la ubicación y tamaño óptimo de las estaciones de recarga.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>Giménez-Gaydou et al.</i> [19]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Procura un nuevo método para determinar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga para VEs en áreas urbanas.</li> <li>■ Formulan un modelo de asignación de ubicaciones que busca maximizar los beneficios para los usuarios y operadores, aumentando así la demanda cubierta y el uso de las estaciones.</li> <li>■ Utilizan un algoritmo heurístico llamado <i>simulación recocida</i>. En sus resultados, los autores concluyen que su enfoque supera los resultados que los obtenidos de un modelo clásico de cobertura.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La utilización de métodos heurísticos, como la <i>simulación recocida</i>, para resolver el problema de asignación de ubicación, donde bien estos métodos pueden proporcionar un buen rendimiento, es posible que no garanticen soluciones óptimas.</li> <li>■ Falta de validación exhaustiva de los resultados dentro del contexto del mundo real.</li> <li>■ Suposición simplificada para representar escenarios complejos del mundo real, lo que podría afectar la precisión del enfoque propuesto cuando se aplica a entornos urbanos diversos.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>S. Chen et al.</i> [20]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un modelo de optimización para determinar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga a partir de restricciones económicas, de capacidad, de cobertura y de conveniencia.</li> <li>■ El objetivo del modelo es minimizar los costos de inversión y de transporte al cumplir con las restricciones mencionadas anteriormente. Para lograr esto, los autores trabajaron en una versión mejorada del <i>GA</i>, lo que les permitió abordar de manera integral la consideración de múltiples factores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La investigación no aborda el impacto potencial de las suposiciones simplificadas en la implementación práctica de la solución propuesta.</li> <li>■ Falta de validación del método propuesto mediante la realización de estudios de casos del mundo real o experimentos de campo que ayuden a evaluar su rendimiento en diversos entornos urbanos.</li> <li>■ La escalabilidad del método propuesto para el despliegue a gran escala de estaciones de carga podría ser motivo de preocupación. Sería valioso investigar el rendimiento del modelo a medida que el tamaño del problema aumente.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>Md. M. Islam et al.</i> [21]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Propone un enfoque de optimización para asignar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga rápida para VEs considerando factores como las pérdidas durante viajes, la construcción y el costo de pérdida de energía en las subestaciones.</li> <li>▪ Aplicaron el algoritmo binario luciérnaga (de ahora en adelante refiérase como <i>BFFA</i> por sus siglas en inglés) con el fin de minimizar el costo diario total mediante la determinación de las ubicaciones y cantidad óptima de estaciones de recarga rápida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suposiciones específicas realizadas en la aplicación del <i>BFA</i> y las restricciones utilizadas en el modelo de optimización.</li> <li>▪ No aborda ciertas complejidades del mundo real o factores externos que podrían afectar la ubicación óptima de las estaciones de recarga.</li> <li>▪ Falta de comparación del <i>BFA</i> con otros algoritmos de optimización para evaluar su rendimiento y efectividad en este contexto específico.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>N. Shahraki et al.</i> [22]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se centran en aplicar técnicas de optimización que incluyen la formulación de un modelo de optimización para seleccionar la ubicación de las estaciones públicas de recarga rápida. Esto se logra mediante la incorporación de patrones de viajes obtenidos a partir de información detallada de las trayectorias individuales de los VEs a gran escala.</li> <li>■ Se analiza como caso de estudio el planeamiento de la infraestructura pública de estaciones de recarga en Beijing, China.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La suposición de que los conductores no cambiaran su comportamiento al cambiar de VCIs a VEHs. Esta suposición puede no ser válida en escenarios del mundo real, ya que los conductores de VEHs pueden modificar su comportamiento para buscar activamente oportunidades de recarga debido a la ventaja de costos de la electricidad sobre la gasolina en una base por milla o kilómetro.</li> <li>■ Si bien el estudio aborda la optimización de las ubicaciones de las estaciones de recarga pública en Beijing, China, la generalización de los hallazgos a otras regiones o ciudades con diferentes patrones de tráfico, infraestructura y comportamientos del consumidor puede ser limitada.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>Y. Ahn et al. [23]</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta el modelo de Estimación de la Densidad Requerida de Estaciones de Carga de VEs (de ahora en adelante refiérase como <i>ERDEC</i>, por sus siglas en inglés) para estimar la densidad óptima de estaciones de recarga para ciertas áreas urbanas en China.</li> <li>■ Se consideran diversos parámetros, tales como factores regionales y tecnológicos, para estimar las demandas de recarga y determinar la densidad óptima de las estaciones de recarga.</li> <li>■ Se destaca la capacidad de predecir los beneficios de reducir la densidad óptima y el costo total a través del desarrollo de tecnologías relacionadas con los VEs mediante diferentes combinaciones de parámetros tecnológicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ El modelo simplificado, <i>ERDEC</i>, asume que los vehículos se mueven en dirección vertical u horizontal, lo que puede no representar completamente los patrones de conducción del mundo real.</li> <li>■ Los resultados del estudio se basan en datos recopilados de taxis, que pueden no representar completamente las demandas de carga y los patrones de conducción de los vehículos eléctricos en general.</li> <li>■ Se sugiere que los estudios futuros deben analizar la comparación de mapas de resultados de densidad de diferentes fechas y períodos de tiempo.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>J. Tan et al.</i> [24]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Proponen un marco de trabajo integral para la navegación en tiempo real de los VEs donde se consideran los impactos en los sistemas de energía y transporte.</li> <li>■ Este marco de trabajo busca combinar ambos sistemas a través de una estrategia de navegación de recarga masiva para VEs con el objetivo de atraer a los VEs para que sean cargados en horas de menor demanda y así ahorrar tiempo a sus propietarios.</li> <li>■ Para coordinar los precios en las estaciones de recarga y mejorar la estrategia en la que los VEs eligen en que estación recargar, los investigadores proponen un enfoque de juego jerárquico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Falta de validación adicional del marco propuesto en escenarios del mundo real.</li> <li>■ Falta de escalabilidad del enfoque propuesto a áreas urbanas más grandes.</li> <li>■ Poca o nula consideración de posibles incertidumbres y cambios dinámicos tanto en los sistemas de transporte como en los de energía.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>N. Leeprechanon et al.</i> [25]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Propone un modelo de optimización matemático para la planificación de estaciones públicas de recarga rápida en áreas urbanas utilizando el principio de ubicación por cobertura y el <i>ACO</i>.</li> <li>▪ El objetivo del modelo es maximizar el servicio de recarga rápida a partir de restricciones como la distancia de servicio de tráfico, los tiempos de espera durante los períodos de mayor demanda y las limitaciones en los sistemas de distribución eléctrica, considerando el tamaño de los cargadores rápidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El modelo depende de simplificaciones sobre los patrones de tráfico, el comportamiento del usuario y las restricciones del sistema de distribución de energía, que pueden no capturar por completo las complejidades de los entornos urbanos del mundo real.</li> <li>▪ La efectividad del modelo propuesto y la técnica de optimización necesitan una validación adicional a través de estudios de casos del mundo real o simulaciones para demostrar su aplicabilidad práctica y robustez.</li> <li>▪ No se discute a fondo la escalabilidad del modelo propuesto para áreas urbanas más grandes o diferentes tipos de sistemas de distribución de energía.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>H. Chen et al.</i> [26]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un enfoque innovador que busca proporcionar un servicio de recarga a los VEs utilizando estaciones de recarga móviles en redes heterogéneas.</li> <li>■ Para determinar la ubicación óptima de las estaciones de recarga móviles en función de las demandas de recarga y los costos de mantenimiento, los autores presentan un algoritmo de evolución caótica de optimización por enjambre de partículas (de ahora en adelante refiérase como <i>PSO</i>, por sus siglas en inglés), cuyos resultados demostraron superar los experimentos de simulación que ofrecen los métodos convencionales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Falta de validación de resultados en un contexto del mundo real.</li> <li>■ El modelo carece de un análisis comparativo y exhaustivo con respecto a otros métodos o enfoques existentes.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>S. Y. He et al.</i> [27]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un estudio de caso que selecciona las ubicaciones óptimas de estaciones públicas de recarga rápida en Beijing, China.</li> <li>■ Incorporan factores institucionales y espaciales en los modelos de ubicación de instalaciones para estimar la demanda y proporcionar estaciones de recarga para VEs. Para ello, presentan tres formulaciones matemáticas: el problema de conjunto de cobertura, el problema de cobertura máxima para ubicaciones y el problema <i>p</i>-medio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ El estudio utiliza datos de censo del 2010, lo cual no refleja con precisión los patrones de demanda actuales de las instalaciones de carga de VEs.</li> <li>■ La ponderación de los factores socio-demográficos se basa en entrevistas con un tamaño de muestra relativamente pequeño.</li> <li>■ Se consideran únicamente 52 estaciones pilotos como sitios potenciales en lugar de estaciones de recarga públicas ya existentes.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. C. Catalbas et al. [28]</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Proponen un enfoque basado en minería de datos para estimar estas ubicaciones en Ankara, Turquía.</li> <li>■ Consideran factores como el número promedio de VEs en tránsito y sus rangos de autonomía para determinar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga. Para lograrlo, utilizan dos técnicas de optimización: agrupamiento espectral y modelos de mezcla Gaussiana.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Generalización de los hallazgos, lo cual conlleva a posibles desafíos al momento de implementar el enfoque propuesto en escenarios del mundo real.</li> <li>■ Suposiciones realizadas en el modelado.</li> <li>■ Falta de precisión en los datos de entrada.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p data-bbox="172 317 440 352"><i>A. Shukla et al.</i> [29]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="586 380 1029 1150">■ Presenta un modelo que busca determinar de manera óptima la ubicación y el tamaño de las estaciones de recarga rápida para facilitar la adopción masiva de VEs, al mismo tiempo que se minimizan los costos de inversión. El modelo se basa en la captura de flujo de VEs, pero se diferencia al considerar la capacidad de las baterías de los VEs, con el objetivo de maximizar el flujo de tráfico de los VEs.</li> <li data-bbox="586 1209 1029 1409">■ Las técnicas de optimización utilizadas en esta investigación incluyen la <i>PSO</i> y análisis geográfico.</li> <li data-bbox="586 1467 1029 1780">■ Este enfoque puede ser aplicado a diferentes regiones con diferentes tasas de adopción de VEs, promoviendo así un mayor auge en los sistemas sostenibles de transporte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1110 380 1554 693">■ No considera el impacto que tienen las estaciones de recarga rápida en la red eléctrica, lo cual es muy significativo si hablamos de áreas con una alta tasa de adopción de VEs.</li> <li data-bbox="1110 751 1554 1234">■ Asume que los VEs tienen un comportamiento uniforme en cuanto a la conducción y carga, lo cual en la realidad, puede variar según factores como patrones de conducción, capacidad de la batería y disponibilidad de infraestructura de recarga.</li> <li data-bbox="1110 1293 1554 1665">■ No considera el impacto que las estaciones de recarga rápida tienen en el medio ambiente en cuanto a la huella de carbono producto de la generación de electricidad y la disposición de baterías usadas.</li> </ul>
<p data-bbox="1118 1864 1549 1900">Continúa en la siguiente página</p>		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>V. Salapić et al. [30]</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se aborda el problema relacionada con la instalación de estaciones de recarga rápida para VEs desde los puntos de vista de la inestabilidad de tensión y la congestión en las líneas de distribución eléctrica.</li> <li>■ Para hacer frente a estos desafíos, los investigadores proponen una solución que consiste en integrar sistemas de almacenamiento de baterías en las estaciones de recarga rápida. El objetivo es reducir el estrés en las redes de distribución eléctrica y garantizar niveles de comodidad adecuados para los usuarios de VEs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se centra en solo tres ubicaciones dado de que la metodología propuesta puede no ser aplicable a otras ubicaciones con patrones de tráfico y demandas de carga diferentes.</li> <li>■ Se realizan varias suposiciones, como tiempos de llegada y salida fijos para los VEs, así como una demanda de carga fija, lo cual no refleja la variabilidad del comportamiento real de carga de los VEs.</li> <li>■ La investigación no fue validada en un entorno real, por ende, no queda claro que tan bien se desempeñaría en la práctica.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>H. Zhang et al.</i> [31]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Proponen un modelo que considera la interacción entre las redes de transporte y eléctricas para la planificación óptima de estaciones de recarga rápida.</li> <li>■ El modelo utiliza el método de estimación de demanda de recarga basado en el rango de autonomía y el flujo de tráfico, conocido como <i>CFRLM</i>.</li> <li>■ Los investigadores formularon el modelo como un <i>MILP</i>, y lo utilizaron para determinar las ubicaciones y tamaños óptimos de las estaciones de recarga a partir de las restricciones eléctricas y de transporte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Generalización de los hallazgos a diferentes áreas geográficas o redes de transporte.</li> <li>■ Potencial falta de escalabilidad del método propuesto a sistemas más grandes y complejos.</li> <li>■ Poca efectividad del método propuesto en escenarios del mundo real, así como la adaptabilidad a cambios dinámicos en las redes de transporte y eléctricas.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>X. Zhang et al.</i> [32]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un enfoque integral para la planificación de instalaciones de recarga rápida basado en datos históricos de carga y la matriz de transferencia de Markov.</li> <li>■ Este método incorpora un pronóstico de múltiples escenarios de recarga, un modelo mejorado de ubicaciones de centros-P y la optimización mediante un <i>GA</i>.</li> <li>■ Se considera el costo de tiempo de espera en las colas durante el proceso de optimización.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se centra únicamente en la optimización de las instalaciones de recarga basándose en datos históricos de carga y la matriz de transferencia de Markov, sin tomar en cuenta otros factores como el flujo de tráfico y las funciones regionales.</li> <li>■ El análisis del modelo se basa en datos reales de instalaciones de recarga dentro de un escenario provincial, lo cual no es representativo de otras regiones o países.</li> <li>■ No proporciona un análisis detallado de la rentabilidad del método propuesto en comparación con otros métodos existentes.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>W. Dai et al.</i> [33]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se plantea el problema de ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs considerando la demanda elástica, además de formularlo como un problema de optimización de dos niveles.</li> <li>■ En este estudio, los investigadores proponen sopesar las preferencias de distancia y tiempos de espera, por parte de los usuarios de VEs, para capturar la naturaleza elástica de la demanda de los VEs.</li> <li>■ Introducen una ecuación de punto fijo para describir la relación entre la tasa de servicio y los tiempos de espera en las estaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Carece de una descripción detallada del algoritmo heurístico utilizado, por ende, dificulta la reproducibilidad y comprensión del enfoque propuesto.</li> <li>■ Aunque la investigación es presentada con resultados de simulación para demostrar la efectividad del enfoque propuesto, hay una falta de validación en el mundo real o estudios de caso para evaluar la aplicabilidad práctica de la estrategia con respecto a la demanda elástica.</li> <li>■ La generalización del enfoque propuesto a diferentes regiones geográficas, patrones de tráfico y comportamientos de usuarios de VEs no se aborda exhaustivamente.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>Y. Zhang et al.</i> [34]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se aborda el diseño óptimo de una red de recarga para VEs que ofrecen los proveedores de servicio de recarga.</li> <li>■ El enfoque considera las demandas variables en el tiempo y dependientes de la ubicación de los VEs, así como restricciones de la red eléctrica.</li> <li>■ Los investigadores proponen un método para clasificar las posibles ubicaciones y excluir aquellas que no son rentables, lo cual simplifica el problema. Para ello, formulan el problema como una maximización de beneficios, lo que lo convierte en un problema de tipo <i>MILP</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La exclusión de ubicaciones no rentables y la clasificación en tres categorías pueden basarse en suposiciones simplificadas que no capturan completamente la complejidad de escenarios del mundo real.</li> <li>■ Aunque el algoritmo heurístico propuesto tiene como objetivo mejorar la ganancia total, su efectividad y robustez en diferentes condiciones del mundo real pueden no haber sido validadas exhaustivamente.</li> <li>■ La implementación práctica y la escalabilidad del enfoque propuesto en redes de recarga a gran escala y en entornos urbanos diversos no se discuten explícitamente.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>Md. M. Islam et al.</i> [35]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se centra en resolver problemas de optimización multiobjetivo para determinar la ubicación óptima y el número de estaciones de recarga rápida para VEs en la zona cercana a Bangi, Malasia.</li> <li>■ El método propuesto sopesa diferentes criterios, como la pérdida en el transporte, la pérdida de energía en las redes eléctricas, y los costos de construcción.</li> <li>■ La formulación del problema de optimización se basa en los costos de las estaciones, el estado de carga (de ahora en adelante refiérase como <i>SOC</i>, por sus siglas en inglés) de las baterías de los VEs, la densidad de tráfico vial y el flujo armónico de potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Depende de ciertas suposiciones sobre patrones de tráfico, el uso de VEs u otros factores que podrían afectar la precisión de los resultados.</li> <li>■ Se centra en un área específica, cerca de Bangi, Malasia, por ende, los hallazgos puede no ser directamente aplicables a otras regiones con diferentes patrones de tráfico, infraestructura o uso de VEs.</li> <li>■ Falta de precisión y disponibilidad de datos relacionados con pérdidas en las redes de transporte, pérdidas de energía en la red eléctrica y otros factores que podrían afectar la precisión del modelo de optimización.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. Erbaş et al.</i> [36]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se presenta un enfoque basado en el análisis de decisión multi-criterio difuso (de ahora en adelante, refiérase como <i>MCDA</i> por sus siglas en inglés) y <i>GIS</i> para determinar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga rápida.</li> <li>■ El estudio considera varios factores, como la distancia a las rutas principales, la densidad de población y la proximidad al transporte público, entre otros.</li> <li>■ Utiliza lógica difusa para manejar la incertidumbre y la imprecisión de los datos de entrada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La dependencia de juicios de expertos parcialmente subjetivos para determinar los valores de peso en el método <i>MCDA</i> basado en <i>GIS</i>.</li> <li>■ Posible subjetividad y sesgos en el uso de lógica difusa aplicada para manejar la incertidumbre e imprecisión en los datos de entrada.</li> <li>■ Generalización del estudio dentro del contexto de Angora, Turquía, lo cual puede llegar a limitar los hallazgos a otras regiones o contextos.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>H.-C. Liu et al. [37]</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un enfoque integrado en la <i>MCDM</i> para la planificación de la ubicación de estaciones de recarga.</li> <li>■ El enfoque propuesto se basa en el uso de DEMATEL gris y UL-MULTIMOORA, ambos capaces de abordar eficazmente la ambigüedad y las diversas evaluaciones lingüísticas a los que los tomadores de decisiones pueden enfrentarse, sopesando las variables lingüísticas inciertas.</li> <li>■ Permite la creación de un diagrama causal para analizar las interacciones complejas entre los criterios utilizando el DEMATEL gris.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ El enfoque propuesto se aplica a un estudio de caso específico en Shanghái, China, por lo que los resultados pueden no ser generalizados a otras regiones o países.</li> <li>■ Se basa en los juicios subjetivos de los tomadores de decisiones, lo que puede introducir sesgo e incertidumbre durante el proceso.</li> <li>■ Asume que los criterios del enfoque son independientes entre sí, lo que puede no ser el caso en situaciones del mundo real.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>Makhlouf et al.</i> [38]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un enfoque de programación de dos niveles cuyo objetivo es ubicar estaciones de recarga rápida para VEs capacitados.</li> <li>■ Los investigadores proponen un modelo que considera el impacto del comportamiento no óptimo de los conductores de VEs al momento de consumir capacidad eléctrica de la estación de recarga rápida.</li> <li>■ Representa las redes viales como grafos direccionados con nodos y arcos.</li> <li>■ La demanda se modela como viajes predeterminados desde un nodo origen hasta un nodo destino, en ambos sentidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Suposiciones provistas al modelo en cuestión, además de la falta de escalabilidad del mismo a instancias más grandes.</li> <li>■ Los resultados computacionales se basan en instancias de menor tamaño, por lo que la aplicabilidad del enfoque propuesto a problemas de mayor escala y complejidades debería ser tomado en cuenta para futuras investigaciones.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>B. Faridpak et al.</i> [39]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se busca minimizar los costos para los usuarios de VEs mediante la elección de operaciones de recarga óptimas, al mismo tiempo que se reduce el impacto que las estaciones pueden ocasionar en las redes de distribución eléctrica.</li> <li>■ El tiempo de inicio de carga y el intervalo de tiempo de carga se modelan como variables inciertas utilizando una distribución normal, debido al patrón estocástico de carga de los usuarios de VEs.</li> <li>■ La técnica de optimización utilizada para esta metodología es <i>MILP</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Necesidad de encontrar un equilibrio entre los costos, el tiempo de espera, el número de cargadores, las pérdidas de energía, las especificaciones de los diferentes tipos de baterías existentes y las variables de incertidumbre adicionales.</li> <li>■ Aunque el enfoque propuesto <i>MILP</i> cumple con proporcionar un marco para la ubicación y operación óptimas de estaciones de recarga para VEs, pueden haber limitaciones en su aplicabilidad para los diferentes escenarios del mundo real.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>C. Bian et al.</i> [40]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se presenta un caso de estudio sobre el despliegue de estaciones de recarga rápida para VEs en una ciudad.</li> <li>■ Proponen un modelo de despliegue que optimiza la ubicación de las estaciones de recarga rápida utilizando información geográfica, flujo de tráfico y clasificación de uso de suelos.</li> <li>■ El enfoque tiene como objetivo maximizar las ganancias de las estaciones de recarga, lo que puede fomentar a más inversiones y a una mayor adopción de VEs. Para lograr este objetivo, los investigadores utilizaron una técnica de optimización heurística llamada <i>GA</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La estructura de los flujos de tráfico utilizados en el modelo es relativamente simple y no permite identificar el desplazamiento desde un origen hacia un destino en los VEs, lo cual limita la capacidad de ofrecer estimaciones de demanda de carga realmente confiables.</li> <li>■ No se exploró a fondo la sensibilidad del modelo para diferentes tamaños de redes eléctricas ni sus respectivos impactos en el proceso completo de optimización.</li> <li>■ No se incluyó la teoría de colas, lo cual podría haber proporcionado valiosas perspectivas sobre la dinámica de colas en las estaciones de recarga así como su impacto en la optimización general.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>H. Fredriksson et al.</i> [41]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se aborda la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para VEs en redes de transporte a gran escala.</li> <li>■ El estudio se centra en la simplicidad y eficiencia al encontrar el número mínimo de estaciones de recarga mientras se garantiza la cobertura de cada nodo de ruta.</li> <li>■ La metodología se basa en una selección controlada de restricciones que permiten agregar y cumplir requisitos, lo que hace que la selección sea más realista.</li> <li>■ El problema se formula como un <i>MILP</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La precisión y efectividad de la estrategia óptima de ubicación podría estar limitada producto de la disponibilidad y la calidad de los datos obtenidos sobre las redes de transporte, el uso de VEs y la infraestructura de recarga.</li> <li>■ Aunque la investigación propone una estrategia óptima de ubicación, la implementación práctica de estaciones de recarga en redes de transporte del mundo real, puede enfrentar desafíos como los altos costos de instalación, los obstáculos reguladores y una limitada disponibilidad de ubicaciones adecuadas.</li> <li>■ Poco o nulo abordaje de la escalabilidad del enfoque propuesto a redes de transporte más grandes y complejas.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
Y. He et al. [42]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se busca fomentar la adopción de VEs mediante la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para viajes de larga distancia.</li> <li>■ Los investigadores utilizan datos de viajes de vehículos a gran escala para maximizar el servicio de demanda a larga distancia, que generalmente ocurre en viajes por carretera, y considerando las limitaciones de cantidad de estaciones y rangos de autonomía de los VEs.</li> <li>■ El modelo de optimización se formuló como un <i>MILP</i> y se implementó en MATLAB.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La precisión de las ubicaciones óptimas de las estaciones de carga se encuentra limitada por la disponibilidad y calidad de los datos de entrada, como patrones de demanda de viajes y datos de uso de VEs.</li> <li>■ Se centra principalmente en la red de carreteras de larga distancia en Estados Unidos, lo cual limita la generalización de los hallazgos a otras regiones o sistemas de transporte.</li> <li>■ No aborda a fondo el impacto ambiental que conlleva establecer un gran número de estaciones de recarga, incluidas consideraciones como el consumo de energía, el uso del suelo y posibles conflictos con las comunidades locales.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>W. Kong et al.</i> [43]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un método que tiene por objetivo lograr una optimización integral de operadores, conductores, VEs, condiciones de tráfico y red eléctrica.</li> <li>■ El método propuesto utiliza datos dinámicos en tiempo real en lugar de datos estadísticos para optimizar los intereses económicos de los operadores, mejorar la satisfacción de carga de los usuarios de VEs y garantizar la eficiencia del tráfico y seguridad en la red eléctrica.</li> <li>■ El estudio práctico realizado dentro del tercer anillo de Beijing demuestra que el método propuesto puede resolver de manera efectiva el problema de planificación óptima de la ubicación de las estaciones de recarga rápida para VEs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Falta de confiabilidad relacionada con la disponibilidad y precisión de la aplicación de datos dinámicos en tiempo real.</li> <li>■ Aunque el artículo menciona la optimización de los intereses económicos de los operadores y la satisfacción de los conductores, la consideración de otras partes interesadas, como las comunidades locales y el impacto ambiental, podría ser más detallada.</li> <li>■ La escalabilidad y generalización del método propuesto a diferentes ciudades o áreas pueden necesitar explorarse más a fondo.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>X. Ren et al.</i> [44]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Explora la ubicación óptima de las estaciones de recarga rápida para VEs, considerando factores como el costo de terreno, costo de construcción, flujo de tráfico vial, condiciones en el red eléctrica y el entorno circundante.</li> <li>■ El estudio utiliza la teoría de toma de decisiones correlacionada gris y la teoría de toma de decisiones objetivo gris para cuantificar los índices cualitativos y derivar así un esquema óptimo de toma de decisiones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ El estudio solo considera un número limitado de factores que influyen en la selección del sitio para las estaciones de recarga, como el costo del terreno, el costo de construcción, el flujo de tráfico en la carretera, la condición de la red eléctrica y el entorno circundante. Otros factores, como la demanda del usuario y la accesibilidad, también pueden ser consideraciones importantes para determinar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga.</li> <li>■ El estudio utiliza un <i>GA</i> para resolver la cantidad y ubicación de las estaciones de recarga, lo que puede no ser el método más eficiente o preciso para todos los escenarios propuestos.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>R. Pagany et al.</i> [45]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nos presenta un enfoque basado en <i>usuario y destino</i> para la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida utilizando <i>GIS</i>.</li> <li>■ La metodología propuesta incluye derivar las potenciales ubicaciones para las estaciones de recarga a nivel de micro-localización en espacios públicos y semi-públicos basados en actividades diarias que realicen los usuarios de VEs.</li> <li>■ Los autores utilizan <i>GIS</i> para analizar las dimensiones espaciales y temporales de las actividades de los usuarios y así calcular áreas de servicio que definan zonas de distancias caminables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La dimensión temporal del modelo solo depende de sumas de tiempo de uso y tiempo de permanencia promedio, y no distingue entre días laborables, fines de semana o demanda de recarga en resolución horaria.</li> <li>■ La transferencia del modelo a otras regiones está limitada por la necesidad de obtener más conocimiento sobre las actividades reales de los usuarios y los procesos de recarga de los VEs en el entorno de prueba.</li> <li>■ Se considera irreal la distribución equitativa de VEs entre el número de puntos de interés (ahora refiérase como <i>POI</i>, por sus siglas en inglés), ya que las capacidades de ciertos tipos de POIs no son idénticas.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. Eagon et al.</i> [46]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Propone un enfoque de métodos formales para el problema de ubicación de estaciones de recarga para VEs.</li> <li>■ Los autores tienen por objetivo optimizar la selección de las ubicaciones de estaciones de recarga en función de un conjunto dado de puntos de demanda vehicular, mientras se reduce los costos iniciales y se cumple con la demandas del consumidor.</li> <li>■ La técnica de optimización utilizada en esta investigación asegura que los VEs mantengan un aceptable <i>SoC</i> durante todo el viaje completo, ya que descargar por completo las baterías de litio-ion puede ser perjudicial para sus estados de salud (de ahora en adelante refiérase como <i>SoH</i>, por sus siglas en inglés).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ No considera completamente la naturaleza cambiante del tráfico o las condiciones ambientales en el rendimiento esperado de los VEs mientras viajan dentro de la red de transporte.</li> <li>■ El método está diseñado principalmente para elegir ubicaciones óptimas de recarga para un solo agente con un objetivo de ruta específico utilizando lógica temporal. Por ende, se sugiere ampliar el enfoque para manejar objetivos de varios agentes y evaluar simultáneamente múltiples cargadores potenciales para hacerlo más aplicable a los VEs de los consumidores.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>I. Baffo et al.</i> [47]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Los autores proponen una metodología cuyo objetivo es resolver el problema con el diseño de una red de recarga a través de una formulación matemática del problema, además de un modelo de negocio para la venta de servicio de recarga eléctrica.</li> <li>▪ La metodología en estudio utiliza un algoritmo heurístico evolutivo que optimiza el proceso en varios pasos, dando como resultados el número y la posición de las estaciones que se deben activar, el número de enchufes eléctricos que se deben abrir por cada estación activada, el número de clientes asignados en cada estación y en cada enchufe, el nivel de servicio calculado en la red y el nivel de servicio calculado en la estación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suposiciones realizadas en el modelo, limitaciones en los datos utilizados y restricciones en el algoritmo.</li> <li>▪ Generalización de los resultados obtenidos a otras áreas urbanas y la escalabilidad del enfoque.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>A. Mourad et al.</i> [48]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Explora un modelo de optimización para determinar las ubicaciones óptimas de estaciones de recarga rápida para VEs.</li> <li>■ El modelo toma en cuenta el flujo de movilidad, las demandas de recarga, las especificaciones de red eléctrica, así como la disponibilidad de fuentes de energías alternativas como la fotovoltaica.</li> <li>■ El objetivo es maximizar la demanda de recarga cubierta mientras se respeta los límites en los presupuestos de inversión y la capacidades disponibles provistas por la red eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se centra en el área geográfica de París-Saclay y esto hace que no sea generalizable a otras regiones con patrones de movilidad y demandas de recarga diferentes.</li> <li>■ No se declara explícitamente cual método o técnica de optimización fue utilizado para resolver el problema, lo que dificulta la replicación del trabajo.</li> <li>■ Se asume que la capacidad de la red eléctrica es fija, lo cual es impreciso en la práctica, ya que la capacidad de la red puede ampliarse con el tiempo.</li> <li>■ No se considera el impacto que las cargas de los VEs podrían efectuar en la demanda y oferta eléctrica total, lo que podría llevar a implicaciones en la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>S. Hashemian et al.</i> [49]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Explora la ubicación y el tamaño óptimo de las estaciones de recarga rápida para VEs en redes de transporte y distribución acopladas.</li> <li>■ Los autores proponen un modelo <i>MILP</i> que considera las limitaciones en las redes de transporte y de distribución.</li> <li>■ Destaca que la ubicación y el tamaño de las estaciones de recarga pueden tener un impacto en el flujo de tráfico en áreas urbanas y los índices operativos en las redes de distribución de energía eléctrica.</li> <li>■ Los autores discuten como estas estaciones pueden ser utilizadas como acondicionadores de línea eléctrica, lo que las hace aún más valiosas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ No toma en cuenta la dinámica del transporte, como la respuesta del modelo de tráfico, para ubicar estaciones de recarga para VEs.</li> <li>■ El tiempo de solución del modelo propuesto podría ser un desafío al implementarlo en redes de gran escala, limitando así la escalabilidad del modelo.</li> <li>■ Se limita únicamente a analizar la sensibilidad del modelo con respecto a las incertidumbres de los parámetros relacionados con el comportamiento de los VEs en dos estudios de caso perturbados.</li> <li>■ Asume que todos los VEs poseen la misma demanda de recarga, lo cual puede no ser preciso en escenarios del mundo real.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>Zulqarnain Zeb et al. [50]</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Propone una novedosa estrategia para el dimensionamiento y la ubicación óptima de los diferentes tipos de estaciones de recarga en el sistema de distribución activa de edificios comerciales y residenciales incluyendo oficinas y hogares.</li> <li>■ El comportamiento incierto de los dueños de vehículos es modelado utilizando distribuciones probabilísticas ajustadas a datos reales, y se consideran las limitaciones geográficas de área de estacionamiento.</li> <li>■ La ubicación y el número de los tres diferentes tipos de estaciones de recarga son optimizados y analizados en un sistema de distribución activo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se basa en una red de distribución específica de la Universidad Nacional de Ciencias y Tecnología (<i>NUST</i>, por sus siglas en inglés) en Islamabad, Pakistán, lo cual puede no ser representativo de otras redes de distribución en diferentes regiones.</li> <li>■ Asume que el comportamiento de los propietarios de VEs puede ser modelado utilizando distribuciones probabilísticas ajustadas a datos reales. Sin embargo, la precisión del modelo puede verse afectada por el tamaño limitado de la muestra.</li> <li>■ No considera el impacto de otros factores como la disponibilidad de fuentes de energía renovable y el impacto de las estaciones de recarga en la estabilidad de la red.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>X. Gan et al. [51]</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se enfoca en el problema de óptimamente ubicar estaciones de recarga rápida para VEs mientras se considera la demanda elástica, lo que significa que la demanda de recarga se reduce debido a largas distancias de conducción o tiempos de espera en la estación.</li> <li>■ Los autores proponen una ecuación de punto fijo para describir la relación entre la tasa de llegada a una estación de recarga rápida y el plan de implementación de las estaciones de recarga rápida, que se resuelve utilizando el método <i>Newton-Raphson</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Incluyen las suposiciones realizadas en la formulación del problema de implementación de estaciones de recarga rápida, las restricciones específicas o simplificaciones utilizadas en el algoritmo heurístico aplicado y la generalización de los resultados a diferentes escenarios del mundo real.</li> <li>■ La validación de la efectividad del algoritmo heurístico propuesto debería ser aplicado a estudios de caso del mundo real o a simulaciones de mayor extensión y complejidad.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>G. Napoli et al.</i> [52]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ El objetivo es determinar las ubicaciones más eficientes y efectivas para instalar estaciones de recarga rápida, al mismo tiempo que se minimiza el costo total del sistema y se garantiza accesibilidad a las instalaciones de recarga para todos los VEs.</li> <li>■ La metodología implica el uso de un modelo de optimización que toma en cuenta varios factores como el flujo de tráfico, la demanda de viajes y suministro eléctrico.</li> <li>■ El modelo se resuelve utilizando <i>MILP</i>, lo cual permite identificar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga a partir de diferentes escenarios y restricciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Ignora la posible congestión en las estaciones de recarga rápida y públicas, al mismo tiempo que no establece el tiempo de recarga en una estación como función de su tipo y capacidad, la cantidad de energía recargada y el número de VEs recargando en la estación.</li> <li>■ El algoritmo en cuestión es únicamente aplicado a carreteras urbanas, por lo que se dificulta su aplicabilidad a otros tipos de carreteras o regiones.</li> <li>■ El modelo amerita una preparación significativa de los datos de entrada, lo que implica que el modelo puede no ser lo suficientemente fácil de implementar en la práctica.</li> <li>■ Asume una capacidad fija de batería así como un rango fijo de autonomía.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>S. R. Gampa et al.</i> [53]	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="581 373 1031 751">■ Propone un enfoque difuso de múltiples objetivos basado en el algoritmo de optimización Grasshoper (de ahora en adelante refiérase como <i>GOA</i>, por sus siglas en inglés) en dos etapas.</li> <li data-bbox="581 800 1031 1121">■ La primera parte de este enfoque utiliza un planteamiento Fuzzy <i>GOA</i> para optimizar el tamaño y asignación de Generación Distribuida y Capacitores Shunt.</li> <li data-bbox="581 1169 1031 1780">■ En la segunda etapa, se considera la ubicación óptima de las estaciones de recarga para VEs es utilizando un enfoque Fuzzy <i>GOA</i> basado en la mejora del rendimiento del sistema de distribución obtenido con la incorporación de Generación Distribuida y Capacitores Shunt, previamente obtenidos en la primera etapa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="1105 373 1555 751">■ Carece de un análisis comparativo e integral con otras técnicas de optimización, lo cual podría proporcionar una comprensión más clara de las ventajas y limitaciones del enfoque propuesto de Fuzzy <i>GOA</i>.</li> <li data-bbox="1105 800 1555 1178">■ No discute extensamente el análisis de sensibilidad del enfoque propuesto a variaciones en los parámetros de entrada, lo cual es crucial para comprender la robustez de la técnica de optimización.</li> <li data-bbox="1105 1226 1555 1667">■ La escalabilidad del enfoque propuesto para sistemas de distribución más grandes o topologías de redes complejas no se aborda a fondo, lo cual podría limitar su aplicabilidad en sistemas de distribución a gran escala del mundo real.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>C. Csiszár et al.</i> [54]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Plantea una metodología de multicriterio ponderado con clasificación y selección. Primeramente, el método calcula variables de clasificación estáticas basadas en estadísticas y relaciones espaciales.</li> <li>■ La segunda parte se lleva a cabo a través de un script <i>GIS</i> la cual selecciona los sitios candidatos que se ajustan a los objetivos del modelo en si.</li> <li>■ Para esta metodología, los principales factores que influyen la demanda de carga en rutas principales fue determinado a partir del volumen del tráfico y asentamientos de poblaciones cercanas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Depende de ciertas suposiciones sobre el comportamiento de los usuarios de VEs, las futuras tendencias o la disponibilidad de datos, lo que puede introducir incertidumbres en los resultados.</li> <li>■ La presente precisión y disponibilidad de los datos utilizados, como el volumen de tráfico, estadísticas y atributos demográficos, podrían afectar la confiabilidad de los hallazgos.</li> <li>■ Falta de exploración sobre si la aplicabilidad de la metodología es posible en otras regiones o países.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. Heilig et al.</i> [55]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Propone una metodología que utiliza <i>GIS</i> para analizar la accesibilidad espacial de posibles ubicaciones de estaciones de recarga rápida en una red vial.</li> <li>■ Esta metodología se basa en el análisis de la red vial, y se utilizan los tiempos de viajes en la red cargada para garantizar una accesibilidad deseada durante las horas picos, así como la construcción de un entorno para la infraestructura de las estaciones de recarga rápida.</li> <li>■ Se lleva a cabo un análisis de red, desarrollado en <i>GIS</i>, de los tiempos de viaje en un día de la semana con la demanda típica para días de la semana e intervalos de tiempo determinados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Una posible limitación de esta metodología es la poca posibilidad de replicar los resultados a otras regiones o ciudades, ya que la metodología y los datos utilizados fueron específicos para la región de Stuttgart, Alemania.</li> <li>■ Asume una cierta penetración de mercado de VEs y ciertos precios de electricidad, lo cual podría no ser aplicable en otras regiones o a lo largo del tiempo para la misma región en cuestión.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>M. Li et al.</i> [56]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Llevan a cabo un estudio donde evalúan los impactos espacios-temporales de la recarga masiva de VEs en una red eléctrica, 100 % renovable en Australia.</li> <li>■ El estudio en sí utiliza un modelo integrado de oferta y demanda eléctrica basado en <i>GIS</i> con el fin de simular el proceso de licitación competitiva por hora basado en la disponibilidad de recursos renovables y el costo del generador.</li> <li>■ El modelo cubre todo el territorio de Australia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se basa en un modelo que depende de diversas suposiciones y simplificaciones, lo cual puede no reflejar con precisión las condiciones del mundo real y las complejidades del sistema eléctrico australiano.</li> <li>■ Considera únicamente los impactos de carga de VEs en el sistema eléctrico y no considera los posibles impactos de otros factores, como los cambios en el comportamiento de viaje, la planificación urbana y el desarrollo de infraestructura.</li> <li>■ Asume que el sistema eléctrico es 100 % renovable, lo cual puede ser no factible o rentable al corto plazo, además de que los resultados pueden no ser aplicables a otros países o regiones con mezclas de energía y diferentes políticas.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>P. Prakobkaew et al.</i> [57]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Propone una metodología para determinar la ubicación óptima de las nuevas subestaciones con el objetivo de reducir pérdidas en las redes de distribución a partir del problema de la mochila y del camino más corto.</li> <li>■ Se enfoca en los retos asociados con el rápido crecimiento del uso de VEs y la necesidad de las estaciones de recarga rápida, las cuales requieren una gran cantidad de energía eléctrica y por ende, aumentar las pérdidas asociadas.</li> <li>■ La metodología propuesta se prueba, con análisis y discusiones, en un área de Phra Nakhon Sri Ayutthaya, la mayor provincia en el centro de Tailandia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Suposiciones realizadas en el modelo de optimización aplicado.</li> <li>■ La precisión de los algoritmos predictivos empleados para encontrar la ubicación de estaciones de recarga.</li> <li>■ La generalización de la metodología propuesta a diferentes áreas geográficas y configuraciones de infraestructura.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. Asna et al.</i> [58]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un modelo de planificación óptimo para estaciones de recarga rápida en la ciudad de Al Ain, Emiratos Árabes Unidos.</li> <li>■ El modelo considera la conveniencia de los usuarios de VEs, los beneficios económicos de las estaciones, el impacto en los sistemas de distribución, y el efecto que puede tener en el ambiente.</li> <li>■ Los autores utilizan <i>MILP</i> para determinar las ubicaciones y capacidades óptimas de las estaciones de recarga rápida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ El modelo depende de ciertas suposiciones o simplificaciones que pueden limitar su aplicabilidad en el mundo real.</li> <li>■ Aunque el documento menciona un estudio comparativo con trabajos anteriores, no se discute ampliamente el alcance de la validación y la implementación en el mundo real del modelo propuesto.</li> <li>■ La precisión y disponibilidad de los datos utilizados en el modelo pueden afectar la confiabilidad de los resultados y la implementación práctica de la solución propuesta.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>R. Saadati et al.</i> [59]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El modelo toma en cuenta factores como la diferencia en los rangos de conducción, los tiempos de llegada de los VEs, la incertidumbre de la llegada del <i>SoC</i>, así como las fuentes de energías renovables.</li> <li>▪ El objetivo es ubicar las estaciones de recarga rápida en el camino de los nodos originales de manera que los VEs puedan detectar un camino en la red desarrollada que viaje del punto <i>s</i> al punto <i>t</i>.</li> <li>▪ El modelo utiliza una combinación de programación lineal difusa y áspera (de ahora en adelante, refiérase como <i>CFRLM</i> por sus siglas en inglés) para estimar la demanda de recarga de los VEs y considerar las restricciones relacionadas al tráfico y redes de distribución.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Depende de ciertas suposiciones sobre el comportamiento de los VEs, patrones de conducción y disponibilidad de energía renovable, lo cual puede afectar la precisión de las predicciones del modelo.</li> <li>▪ Los métodos utilizados en la investigación, como el <i>CFRLM</i> y <i>MILP</i>, pueden simplificar en exceso las complejidades del comportamiento de carga de los VEs en el mundo real así como la integración de energía renovable.</li> <li>▪ Aunque la investigación considera las incertidumbres en la <i>SoC</i> de llegada y el rango de conducción, no se discute explícitamente la efectividad del enfoque para manejarlas.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>L. Bitencourt et al.</i> [60]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Propone una metodología de enfoque multiobjetivo que determina la ubicación óptima de estación de recarga semi-rápidas para VEs en un vecindario.</li> <li>■ El estudio considera las incertidumbres relacionadas al perfil de carga de los VEs para determinar la capacidad de la estación de recarga a partir del comportamiento de carga de los usuarios.</li> <li>■ Un método de agrupamiento jerárquico es utilizado para definir las zonas de servicio de los estaciones de recarga, además de un método de Frontera Pareto es desplegado con el fin de facilitar la toma de decisiones en la ubicación óptima de las estaciones de recarga, tomando en cuenta la utilidad y las preferencias de los usuarios de VEs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Falta de consideración del tamaño de las estaciones de carga en la función objetivo, lo cual puede afectar las decisiones de inversión y planificación de infraestructura.</li> <li>■ Las incertidumbres en el nivel de penetración de VEs no se consideran completamente, a pesar de la existencia de estudios detallados sobre este tema.</li> <li>■ Factores como las colas y la tecnología de vehicle-to-grid (de ahora en adelante refiérase como <i>V2G</i> por sus siglas en inglés) no se consideran en el estudio, lo que podría afectar la planificación general así como el funcionamiento de la infraestructura de recarga.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>F. Amhad et al.</i> [61]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un marco integral para ubicar estaciones de recarga rápida, alimentadas con energía solar, en redes de distribución con un perfil de tensión mejorada, pérdidas de potencia mínimas y costos reducidos.</li> <li>■ La metodología propuesta consiste en un enfoque estocástico que predice la demanda de carga de VEs esperada en las estaciones de recarga y una red neuronal prealimentada.</li> <li>■ El impacto de la demanda de carga de los VEs en la red de distribución es explorada en términos del perfil de unidad por tensión, el índice de estabilidad de tensión, el índice de desviación promedia de tensión y la pérdida de potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ No se considera la naturaleza dinámica de las baterías de VEs para la formulación del problema.</li> <li>■ Se ignora el análisis de flujo de potencia entre la estación de recarga y la red de distribución en el enfoque presentado.</li> <li>■ No se especifica cual técnica de optimización fue utilizada para el enfoque propuesto.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>I. Morro-Mello et al. [62]</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Introduce una metodología que tiene por objetivo asistir a las compañías de distribución eléctrica a identificar puntos de conexión candidatos para las estaciones de recarga rápida en dos pasos.</li> <li>▪ El primer paso consiste en analizar los puntos de conexión candidatos con teoría de grafos para encontrar la conexión menos costosa, mientras se prioriza la capacidad no utilizada de los elementos de la red eléctrica.</li> <li>▪ El segundo paso consiste en analizar la red de distribución eléctrica después de que se hayan conectado las estaciones de recarga rápida para evaluar los límites operativos de la red en cuestión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Depende de ciertas suposiciones sobre patrones de conducción, costos de equipos y condiciones de la red, lo que conlleva introducir incertidumbres en el análisis.</li> <li>▪ Depende de la disponibilidad y precisión de los datos espaciales y de red, así como de informes de departamentos de transporte y matrices de origen-destino de VEs.</li> <li>▪ La aplicabilidad de la metodología se encuentra limitada a zonas urbanas o regiones específicas, por ende, su efectividad en diferentes contextos o ubicaciones puede variar.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>H. Iravani</i> [63]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Propone una metodología que busca resolver el problema de optimización de las ubicaciones de estaciones de recarga rápida para VEs mediante un enfoque de toma de decisiones multi-criterio.</li> <li>▪ Este enfoque combina los métodos de Ponderación Activa (de ahora en adelante refiérase como <i>AW</i>, por sus siglas en inglés) y Proceso Jerárquico Analítico (de ahora en adelante refiérase como <i>AHP</i>, por sus siglas en inglés) para evaluar y clasificar ubicaciones potenciales mediante un conjunto de criterios tales como la distancia a las carreteras principales, la proximidad al transporte público y la densidad de población.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Proporciona una clasificación de potenciales ubicaciones basada en un conjunto de criterios, pero la implementación real puede estar sujeta a restricciones como la disponibilidad del espacio físico, acceso al sitio y las necesidades de otros modos de transporte.</li> <li>▪ No se ha probado en un entorno del mundo real, por lo que su efectividad puede variar según el contexto y las condiciones específicas de cada ubicación.</li> <li>▪ No considera el comportamiento y las preferencias del usuario, lo que puede afectar el uso y la efectividad de las estaciones en cuestión.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>S. Pawar et al.</i> [64]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Procura un modelo de planificación de dos niveles para la ubicación y dimensionamiento óptimo de las estaciones de recarga rápida para VEs a partir de las redes de transporte y distribución.</li> <li>■ En la primera etapa, las ubicaciones candidatas son identificadas utilizando el Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution (de ahora en adelante, refiérase como <i>TOPSIS</i>, por sus siglas en inglés).</li> <li>■ En la segunda etapa, las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga para VEs son obtenidas utilizando técnicas de optimización tales como el <i>PSO</i> y la optimización de lobo gris (de ahora en adelante refiérase como <i>GWO</i>, por sus siglas en inglés).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se centra en Islampur, India, lo cual no considera las diversas condiciones y desafíos presentes en otras regiones.</li> <li>■ La exclusiva consideración de criterios como la pérdida de potencia y el perfil de tensión podrían llevar a soluciones subóptimas.</li> <li>■ Carece de validación mediante la implementación del modelo en el mundo real, lo cual puede afectar su aplicabilidad práctica y efectividad.</li> <li>■ Reconoce la necesidad de incluir el índice de estabilidad de voltaje en futuros trabajos, lo que indica que el modelo actual no aborda completamente todos los aspectos críticos necesarios para ubicar estaciones de recarga.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>G. Zhou et al.</i> [65]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Presenta un modelo de optimización de ubicación de las estaciones de recarga rápida para VEs basado en el modelo de costo social y <i>GA</i>.</li> <li>■ El estudio se desarrolla en Irlanda y tiene por objetivo proporcionar bases teóricas para simular la distribución óptima de las estaciones de recarga.</li> <li>■ El modelo utiliza un coeficiente de curvatura de carretera para calcular la distancia entre los VEs y las estaciones de recarga, lo cual hace que se alinee realmente con la demanda.</li> <li>■ El <i>GA</i> es utilizado para simular, de manera iterativa, un bosquejo óptimo de las estaciones de recarga.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se centra únicamente en Irlanda, lo cual limita la generalización de los resultados a otros países o regiones.</li> <li>■ Asume un número fijo de VEs y espacios de estacionamiento, lo cual no refleja con precisión situaciones del mundo real donde estas variables pueden fluctuar.</li> <li>■ No considera el impacto de la ubicación de las estaciones de recarga en la red eléctrica, lo que podría ser un factor importante para determinar ubicaciones óptimas.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>Yan Zhang et al.</i> [66]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aborda una metodología que busca resolver el problema de ubicaciones óptimas de estaciones de recarga para VEs a través de un enfoque híbrido donde se integran elementos <i>GIS</i> y redes de Bayes (de ahora en adelante refiérase como <i>BN</i>, por sus siglas en inglés).</li> <li>▪ El enfoque fue diseñado en tres partes, las cuales consisten en la captura y procesamiento de datos <i>GIS</i>, el desarrollo del <i>BN</i> y análisis del modelo en cuestión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La integración de <i>BN</i> al <i>GIS</i> demuestra ser vulnerable al ruido y las incertidumbres, lo cual puede llevar a pérdidas de información durante el procesamiento de datos.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. Mahdy et al.</i> [67]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Tiene por objetivo identificar las ubicaciones más adecuadas para las estaciones de recarga rápida considerando diferentes criterios tales como la accesibilidad, la demanda y la disponibilidad de infraestructura.</li> <li>■ Utilizan un análisis <i>MCDA</i> y <i>GIS</i> para evaluar potenciales ubicaciones óptimas para las estaciones de recarga rápida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La metodología desarrollada para la ciudad de Winchester puede no ser directamente transferible a otras ciudades o regiones debido a las variaciones en la infraestructura, la distribución de la población y otros factores locales.</li> <li>■ El estudio enfrentó desafíos relacionados con la disponibilidad de datos, especialmente en lo que respecta a la condición de la red eléctrica de baja tensión, la cual no fue proporcionada por el operador de red de distribución local debido a problemas de seguridad.</li> <li>■ Aunque se utilizó la contribución de expertos para la determinación de criterios, puede haber subjetividad en la ponderación de los criterios y la selección de ubicaciones adecuadas.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>P. Prakobkaew et al.</i> [68]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Incluye el planteamiento de técnicas de análisis geoespacial para un área vasta o un país entero.</li> <li>■ El estudio de caso en sí, permite la estimación del número de VEs, el consumo de energía correspondiente, y el número recomendado de cargadores públicos en cada una de las subáreas predeterminadas para el país entero de Tailandia.</li> <li>■ Por otro lado, este estudio utilizó información de registro de vehículos a nivel de subdistrito y datos <i>GIS</i> de carreteras para brindar resultados más razonables en base a áreas específicas de pequeña escala.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se basó en información de registro de VEs a nivel de subdistrito, que era la resolución de datos más alta que se podía adquirir debido a las regulaciones de privacidad de datos. Por ende, esa limitación hace que no se proporcione una imagen completa de la adopción y los patrones de uso de VEs en algunas áreas.</li> <li>■ No se consideró el potencial impacto que la carga de los VEs pueden representar en la red eléctrica y por ende, la necesidad de actualizar la infraestructura de red con el objetivo de respaldar el aumento de la adopción de VEs.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
A. Roy et al. [69]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se basa en un marco de trabajo de aprendizaje computacional (de ahora en adelante refiérase como <i>ML</i>, por sus siglas en inglés) para la predicción de las ubicaciones de estaciones de recarga rápida para VEs y de esta forma abordar problemas de accesibilidad espacial.</li> <li>■ Utiliza datos de índoles sociales, económicos y demográficos junto con datos históricos de carga para caracterizar las futuras ubicaciones de nueva infraestructura de recarga.</li> <li>■ De igual manera, el estudio entrenó tres modelos populares de <i>ML</i> junto con niveles de desigualdad social a varias escalas espaciales para la predicción de las ubicaciones de las estaciones en cuestión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ La precisión y disponibilidad de los datos utilizados, como factores sociales, económicos y demográficos, así como datos históricos de carga, podrían afectar la confiabilidad de los modelos predictivos.</li> <li>■ Aunque el marco de trabajo tenga por objetivo abordar la desigualdad espacial en la ubicación de estaciones de recarga para VEs, pueden haber limitaciones para capturar todo el espectro de disparidades sociales y económicas que afectan el acceso a la infraestructura de recarga de los VEs.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>A. Khalife et al.</i> [70]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nos explica una metodología que incluye técnicas <i>GIS</i> y análisis <i>MCDA</i>.</li> <li>■ El enfoque en cuestión considera tanto criterios del lado de demanda como de suministro, tales como la densidad de población, la proximidad de las subestaciones eléctricas y la conexión a la red eléctrica, con el objetivo de determinar la ubicación óptima de las estaciones de recarga rápida para VEs.</li> <li>■ De igual manera, el enfoque utiliza análisis geoespacial para identificar cuales son las ubicaciones más adecuadas para las estaciones de recarga en función de criterios identificados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se encuentra limitado por la disponibilidad de datos y la resolución granular, lo que lleva a limitar la profundidad del análisis así como la precisión de los resultados.</li> <li>■ Falta de disponibilidad de algunos datos socioeconómicos relevantes, como la edad, los ingresos y los niveles de educación.</li> <li>■ No se consideró factores de suministro de infraestructura como los espacios de estacionamiento y conexión a la red eléctrica, que son considerados importantes para determinar las ubicaciones óptimas de las estaciones de recarga.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>S. Erdoğan et al.</i> [71]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Describe un enfoque basado en la optimización para informar las decisiones de las ubicaciones de recarga rápida a través de la adopción de un modelo de ubicación de repostaje de flujo (de ahora en adelante refiérase como <i>FRLM</i>, por sus siglas en inglés), al mismo tiempo que se introduce una nueva métrica para el <i>FRLM</i> donde los Corredores Recorridos por Millas (de ahora en adelante refiérase como <i>CMT</i>, por sus siglas en inglés) utilizado es maximizado para priorizar corredores de VEs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Asume un solo tipo de VE y además, no considera la capacidad de las estaciones de recarga, ni el tiempo de espera en la cola.</li> <li>▪ No es aplicable a todas las regiones o países del mundo real, por ende amerita personalización basada en condiciones y políticas locales.</li> <li>▪ No proporciona una metodología detallada para el análisis <i>GIS</i> aplicado, como eje complementario al enfoque basado en optimización.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>M. Madboly et al.</i> [67]	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Explora la ubicación óptima de las estaciones de recarga para VEs en redes activas de transporte y distribución. La publicación discute los beneficios y retos de integrar fuentes de energía renovables a la red eléctrica y como las cargas de los VEs pueden ayudar a mitigar la naturaleza intermitente de estas fuentes.</li> <li>■ Formula un modelo para determinar las ubicaciones óptimas de las nuevas estaciones de recarga en ambas redes a través del modelado en función de sus objetivos y restricciones.</li> <li>■ Las funciones objetivo incluyen el tiempo de viaje de parte de los usuarios de VEs hacia la estación de recarga y las pérdidas de energía eléctrica producto de la carga de los VEs desde la red eléctrica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se encontraron suposiciones simplificadas sobre el comportamiento del usuario, las condiciones de la red u otros factores, lo que podría limitar la aplicabilidad de los hallazgos en el mundo real.</li> <li>■ El modelo propuesto y la técnica de optimización empleada no fueron extensamente validados en escenarios del mundo real, lo cual puede plantear dudas sobre su efectividad y robustez.</li> <li>■ No se toman en cuenta las consideraciones políticas, restricciones reguladoras o avances tecnológicos en el modelo de ubicación óptima de las estaciones de recarga.</li> </ul>

Continúa en la siguiente página

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

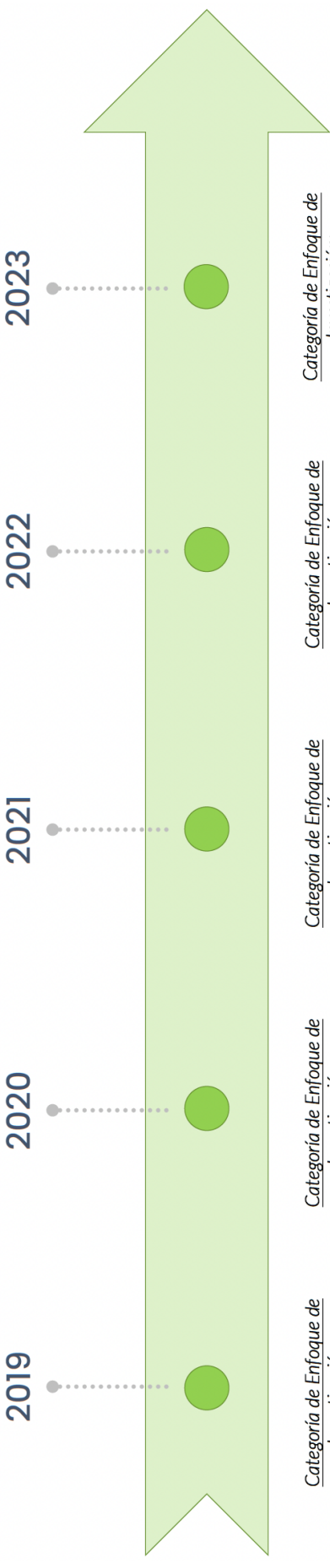
Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>A. Pal et al.</i> [72]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Propone una solución sostenible para determinar la ubicación y capacidad de las estaciones de recarga rápida para VEs junto con la expansión óptima de la red de distribución.</li> <li>■ Esta publicación gira entorno a un enfoque realista al considerar una red de tráfico superpuesta junto a una red de distribución. Además, los autores utilizan una técnica de optimización híbrida que combina el <i>PSO</i> y el <i>GA</i>.</li> <li>■ El <i>PSO</i> es utilizado para optimizar la ubicación de las estaciones de recargas mientras que el <i>GA</i> es utilizado para optimizar sus capacidades.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Depende de suposiciones simplificadas acerca de los patrones de tráfico, comportamientos de usuarios y restricciones tecnológicas, lo cual repercute en la precisión de las soluciones propuestas en escenarios del mundo real.</li> <li>■ La escalabilidad de las redes de distribución y sistemas de tráfico, a enfoques más grandes y complejos, no se aborda en su totalidad.</li> <li>■ No se aborda la integración de las soluciones propuestas con la infraestructura de la red de distribución y los marcos de planificación urbana ya existentes.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<i>J. Banegas et al.</i> [73]	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Busca resolver los problemas de ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para VEs con elementos <i>GIS</i>, al mismo tiempo que lo formula como un problema de cobertura máxima de ubicaciones (<i>MCLP</i>, por sus siglas en inglés).</li> <li>▪ La metodología se aplica a través de una estrategia de despliegue de “manchas de aceite” para así lograr una cobertura uniforme.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La calidad de los datos utilizados es variable, lo cual conlleva a afectar la precisión y la confiabilidad de los resultados.</li> </ul>
Continúa en la siguiente página		

Tabla 1.1 – Continuación de la página anterior

Autor(es)	Hallazgos	Debilidades
<p><i>P. Skaloumpakas et al. [74]</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Discute una metodología la cual busca ubicar de manera óptima las estaciones de recarga rápida a lo largo de las carreteras con el objetivo de mejorar la conveniencia y la accesibilidad de los VEs.</li> <li>▪ Proponen un enfoque de multi-criterios y consideran diferentes factores como la demanda de viaje, la distancia y los tiempos de recarga para determinar la ubicación óptima de las estaciones de recarga rápida.</li> <li>▪ El enfoque conlleva el uso de información <i>GIS</i>, y análisis de decisión multi-criterio difuso para evaluar la idoneidad de las posibles ubicaciones en cuestión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No considera los aspectos financieros que conlleva implementar estaciones de recarga para VEs, como lo son el retorno de la inversión o el costo de instalación y mantenimiento.</li> <li>▪ Se centra exclusivamente en autopistas, por lo que deja completamente fuera del enfoque a las áreas urbanas u otras regiones aledañas.</li> <li>▪ No proporciona información sobre la cantidad de cargadores requeridos por estación, lo cual varía en función de la intensidad del tráfico y el número de VEs que recorren el área.</li> </ul>



2019	2020	2021	2022	2023
<u>Categoría de Enfoque de Investigación:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis y Modelado Geoespacial: 6.6%</li> <li>• Planificación de Infraestructura y Redes: 13.3%</li> <li>• Análisis Económico y de Costos: 13.3%</li> </ul>	<u>Categoría de Enfoque de Investigación:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Planificación de Infraestructura y Redes: 13.3%</li> <li>• Análisis Económico y de Costos: 13.3%</li> </ul>	<u>Categoría de Enfoque de Investigación:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis y Modelado Geoespacial: 6.6%</li> <li>• Planificación de Infraestructura y Redes: 13.3%</li> <li>• Análisis Económico y de Costos: 6.6%</li> </ul>	<u>Categoría de Enfoque de Investigación:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis y Modelado Geoespacial: 20%</li> <li>• Planificación de Infraestructura y Redes: 6.6%</li> <li>• Política y Regulaciones: 6.6%</li> </ul>	<u>Categoría de Enfoque de Investigación:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis y Modelado Geoespacial: 13.3%</li> <li>• Patrones de Demanda y Uso : 6.6%</li> <li>• Planificación de Infraestructura y Redes: 6.6%</li> </ul>
<u>Categoría de Metodología:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Algoritmos de Optimización: 13.3%</li> <li>• Análisis de Redes: 6.6%</li> <li>• Modelado de la Demanda: 13.3%</li> </ul>	<u>Categoría de Metodología:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SIG y Análisis Espacial: 6.6%</li> <li>• Algoritmos de Optimización: 6.6%</li> <li>• Enfoque Basado en Datos: 6.6%</li> <li>• Modelado de la Demanda : 6.6%</li> </ul>	<u>Categoría de Metodología:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SIG y Análisis Espacial: 6.6%</li> </ul>	<u>Categoría de Metodología:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SIG y Análisis Espacial: 20%</li> <li>• Algoritmos de Optimización: 20%</li> <li>• Análisis de Redes: 6.6%</li> </ul>	<u>Categoría de Metodología:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SIG y Análisis Espacial: 13.3%</li> <li>• Algoritmos de Optimización: 13.3%</li> <li>• Análisis de Redes: 13.3%</li> </ul>
<u>Categoría de Resultados y Aplicaciones:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudios de Caso: 26.6%</li> <li>• Recomendaciones de Políticas: 13.3%</li> </ul>	<u>Categoría de Resultados y Aplicaciones:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudios de Caso: 20%</li> </ul>	<u>Categoría de Resultados y Aplicaciones:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudios de Caso: 13.3%</li> </ul>	<u>Categoría de Resultados y Aplicaciones:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudios de Caso: 20%</li> </ul>	<u>Categoría de Resultados y Aplicaciones:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudios de Caso: 13.3%</li> <li>• Información sobre el Comportamiento del Usuario: 13.3%</li> </ul>

Figura 1.1: Categorías y sub-categorías de las publicaciones más prominentes por año sobre ubicaciones óptimas de estaciones de recarga semi-rápida y rápida para VEs.

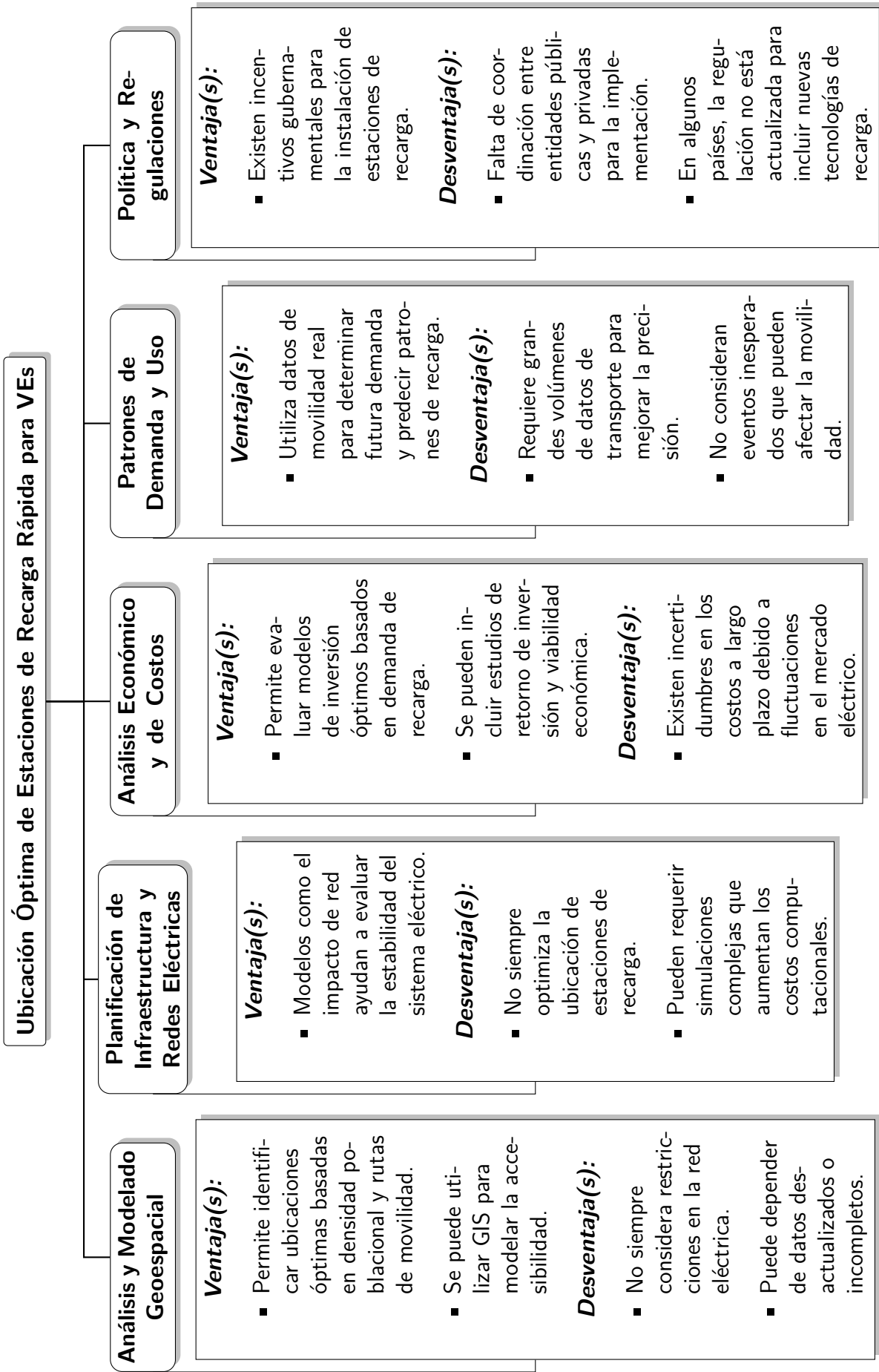


Figura 1.2: Evaluación comparativa de enfoques para la ubicación óptima de estaciones de recarga para VEs, basada en el estado del arte presentado en la Tabla 1.1.

## 1.5. Contribución Esperada al Estado de la Cuestión

Esta investigación tuvo como objetivo desarrollar una metodología para la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para VEs, considerando variables geográficas, características de diseño de los VEs como la capacidad utilizable de la batería y el peso bruto vehicular, así como un análisis de sistemas de potencia en una red eléctrica nacional. La selección de estas variables se fundamentó en la identificación de una brecha en la literatura durante la revisión del estado actual del conocimiento en la Sección 1.4.

Si bien existen análisis válidos desde diferentes perspectivas, se consideró que la integración de la mayoría de estas variables podría ofrecer una solución más integral. Por lo tanto, el enfoque de esta metodología no consistió en abordar el problema desde perspectivas aisladas, sino en integrar múltiples factores para alcanzar una solución holística que contemple tanto atributos geográficos como eléctricos.

Además, se realizó un análisis del impacto en las redes de distribución ante la creciente demanda de potencia eléctrica derivada de la penetración masiva de VEs. Esto se llevó a cabo mediante estudios de *flujos de potencia*, *capacidad de alojamiento*, y la integración de la *generación distribuida*. Entre estos tres enfoques, la *capacidad de alojamiento* destacó como una de las principales contribuciones de esta investigación, dado que no ha sido ampliamente reconocida como esencial en algunas de las metodologías, modelos o técnicas mencionadas en la Sección 1.4.

Otra contribución relevante de esta investigación radica en la aplicación integrada de métodos de optimización multicriterios, como TOPSIS, en la selección de secciones viales estratégicas a lo largo de las rutas nacionales de un país. Este enfoque permitió evaluar con precisión la viabilidad de la instalación de estaciones de recarga rápida, tomando en cuenta variables clave como el tráfico promedio diario anual (de ahora en adelante, refiérase como *TPDA*) y la demanda de recarga específica para diferentes

marcas y modelos de VEs. De esta manera, se responde de manera más precisa a la demanda de movilidad eléctrica en un contexto regional.

Asimismo, la metodología empleada se distingue por su enfoque en la jerarquización de rutas y secciones viales mediante el uso del principio de Pareto. Esta herramienta permitió priorizar estratégicamente aquellas secciones de rutas y distritos dentro de estas que, en conjunto, concentraban el 80% de la demanda de recarga y el TPDA en cada región socioeconómica. Este enfoque, basado en los porcentajes totales de viajes por región, optimizó la selección de ubicaciones estratégicas, alineándolas con el crecimiento proyectado de VEs para el año 2030.

Finalmente, mientras que otros estudios han tendido a aplicar algoritmos de optimización sin atender las necesidades reales de una flota vehicular eléctrica nacional, esta investigación abordó la temática de manera amplia mediante la provisión de un análisis metodológico adaptado a las demandas específicas de movilidad eléctrica en el contexto de un país. Así, en conjunto con todas estas consideraciones, se validó la metodología a través de los resultados presentados en la sección 3.1.

## 1.6. Metodología para la Investigación

La Figura 1.3 muestra de forma gráfica la metodología propuesta en esta investigación. Cada uno de los pasos de la metodología se encuentra alineado con los objetivos general y específicos, orientados al diseño y desarrollo de una red de recarga rápida, confiable y accesible a nivel nacional. Los objetivos planteados se implementaron a través de una serie de algoritmos desarrollados en Python, los cuales se detallan a continuación:

- i. **Estimación del consumo energético de las diferentes marcas y modelos de VEs para la caracterización de la movilidad eléctrica a escala país mediante la construcción de una matriz origen-destino.**

Se desarrolló un algoritmo de *Sistema de Información Geográfica* (de ahora en adelante, refiérase como *GIS* por sus siglas en inglés) cuyo objetivo fue calcular

el consumo total de energía desde un punto en coordenadas origen a un punto en coordenadas destino. La matriz origen-destino se determinó en función de la movilidad social y económica que caracteriza a las *Regiones Socioeconómicas* de Costa Rica [75]. Además, se calculó el consumo total de energía para todas las marcas y modelos de VEs disponibles en la flota vehicular eléctrica nacional con el fin de ampliar y garantizar una cobertura de recarga integral.

Para ello, se buscaron en bases de datos los valores nominales del *peso vehicular bruto*, los cuales se iteraron dentro del algoritmo para validar el consumo total de energía, en kWh, de cada vehículo en cada ruta designada por *Google Maps API Directions* dentro de la matriz origen-destino. El *peso vehicular bruto* representó una variable de gran impacto en el consumo total de energía para cualquier tipo de vehículo, sea de combustión interna o eléctrico, cuyo fundamento se describe en el *modelo de dinámica longitudinal* representado por la interacción y el equilibrio de la fuerza de tracción con respecto a la resistencia al rodamiento, la resistencia aerodinámica y la resistencia por pendiente.

Es importante mencionar que se relacionó inequívocamente que el rango de autonomía de un VE aumenta conforme se incrementa la capacidad de la batería. No obstante, la variable del *peso vehicular bruto*, en kg, representó un factor esencial al momento de verificar la verdadera autonomía de rango en un VE. Un ejemplo de ello se estudió en *Mruzek et al.* [76], donde los investigadores analizaron el impacto del rango a partir de parámetros de diseño (por ejemplo: capacidad de la batería, masa del VE) e influencia a la hora de conducir (por ejemplo: aceleración).

Para analizar el impacto de ambas variables desde el punto de vista del rango de autonomía en un VE, el estudio analizó la eficiencia de dos VEs a través de los parámetros de *peso vehicular bruto* de 180 kg y 540 kg, y *batería del VE* de 8 kWh y 24 kWh, respectivamente. En los resultados se demostró que la *batería del VE* de 8 kWh con un *peso vehicular bruto* de 180 kg fue más eficiente, y por ende, más autónomo, al recorrer 1.17 kilómetros más por 1 kW de energía en tráfico urbano.

ii. **Segmentación de la matriz origen-destino en tres categorías de viajes regionales: Capitales, Intraregionales e Interregionales.**

Este paso intermedio se realizó tras determinar la matriz origen-destino y antes del cálculo del consumo energético de las diferentes marcas y modelos de VEs a nivel nacional. No obstante, el proceso también puede llevarse a cabo una vez definidos tanto la matriz origen-destino como el consumo energético, sin que ello afecte los pasos posteriores del análisis.

El objetivo de la segmentación es clasificar los patrones de movilidad a nivel nacional según la distancia y la frecuencia de los trayectos, facilitando así un análisis más preciso y manejable de la demanda de infraestructura de recarga. A continuación se describen las categorías de viajes a nivel nacional:

- **Viajes Capitales:** Esta categoría engloba los viajes en los que un usuario de VE se desplaza entre las cabeceras de distintas regiones de planificación de un país. A pesar de que las ciudades pueden pertenecer a diferentes regiones, se consideran viajes entre capitales debido a su importancia en la conectividad nacional.

**Viajes Intraregionales:** Comprende los desplazamientos entre ciudades principales dentro de la misma región de planificación. Estos trayectos, aunque varíen en distancia, se consideran intraregionales al ocurrir en un mismo ámbito regional. Son esenciales para identificar las necesidades de recarga regional, ya que reflejan la movilidad interna de cada región.

**Viajes Interregionales:** Involucran los desplazamiento de un usuario de VE entre distintas regiones, sin permanecer en la misma región de planificación. Estos viajes, que pueden ocurrir entre ciudades principales de diferentes regiones independientemente de su proximidad, son clave para identificar las necesidades de recarga en corredores interregionales de alto tránsito, donde la infraestructura de recarga facilitará la conexión y movilidad continua entre las regiones.

iii. **Cálculo del número de recargas en cada ruta de la matriz origen-destino para las diferentes marcas y modelos de VEs.**

Posterior al cálculo del consumo total de energía para cada marca y modelo de VE y la segmentación de la matriz origen-destino, se estimó la cantidad de recargas necesarias para completar cada una de las rutas de la matriz origen-destino. La cantidad de recargas fue determinada mediante la siguiente proporción:  $\frac{\text{Consumo total de energía de las rutas origen-destino}}{\text{DoD del 80\% de cada modelo y marca de VE}}$ . El *consumo total de energía de las rutas origen-destino* fue un valor obtenido en la primera etapa de esta metodología, mientras que el *DoD del 80% de cada modelo y marca de VE* se calculó en función de la capacidad utilizable de la batería de los VEs, disponible en las especificaciones de los fabricantes.

Una vez obtenidas las cantidades de recargas necesarias para cada ruta de la matriz origen-destino, se procedió a generar una secuencia aritmética basada en el valor del *DoD de 80% de cada modelo y marca de VE*. Los resultados obtenidos a partir de la secuencia aritmética se utilizaron para localizar, dentro de los cálculos de *consumo total de energía de las rutas origen-destino*, cada uno de los valores de recarga correspondientes, con un margen de error que osciló entre el 1% y el 5%.

La determinación del intervalo en el margen de error que se utilizó para la comparación de valores entre la secuencia aritmética y los cálculos del *consumo total de energía de las rutas origen-destino* fue una decisión totalmente arbitraria. Este intervalo se ajustó directamente con el propósito de buscar convergencias entre las coordenadas de recarga para los diferentes valores de *peso vehicular bruto* y la *capacidad utilizable de la batería* de los VEs.

iv. **Aplicación de *TOPSIS* para la jerarquización y eliminación de puntos coordenadas candidatos de naturaleza redundante.**

Una vez definido el conjunto de ubicaciones preliminares para estaciones de recarga rápida a nivel regional, y considerando la segmentación de los tipos de viajes, se empleó la técnica TOPSIS como herramienta de análisis multicriterios. Este

enfoque facilitó la priorización y jerarquización de las coordenadas geográficas correspondientes a diferentes secciones viales. El objetivo principal fue identificar y eliminar ubicaciones redundantes dentro de un conjunto de ubicaciones candidatas.

Se definieron dos criterios clave para la jerarquización de las secciones viales: el *TPDA* y la *demanda específica de recarga*, calculada en función de las características técnicas de las marcas y modelos de VEs registrados en el país. La selección de estos criterios se fundamentó en su relevancia directa para identificar ubicaciones estratégicas destinadas a estaciones de recarga rápida. Asimismo, se consideró que esta información, al ser de dominio público, permitía alinear los resultados con las proyecciones acumulativas de VEs previstas para el año 2030.

A continuación se detallan los pasos fundamentales del proceso de aplicación de TOPSIS:

- **Normalización de los datos:** Los valores correspondientes a cada criterio fueron normalizados para garantizar la comparación de las unidades de medida y eliminar sesgos derivados de escalas heterogéneas.
- **Asignación de pesos:** Se aplicaron ponderaciones proporcionales a la importancia relativa de cada criterio, de acuerdo con la priorización establecida en la metodología. Por ejemplo, la *demanda específica de recarga* tuvo un peso mayor debido a su relevancia para garantizar un alto nivel de accesibilidad a los usuarios de VEs.
- **Cálculo de las soluciones ideal y anti-ideal:** Se determinaron los valores óptimos (ideal) y los valores menos deseables (anti-ideal) para cada criterio, representando los extremos del rango de viabilidad para las secciones viales.
- **Jerarquización de las secciones viales:** A partir de las distancias calculadas entre cada sección vial y las soluciones ideal y anti-ideal, se obtuvo una calificación de preferencia para cada sección. Las secciones con calificaciones más altas se consideraron prioritarias.

- **Eliminación de puntos redundantes:** Finalmente, las coordenadas candidatas redundantes fueron identificadas y eliminadas en función de su proximidad geográfica y similitud en calificaciones TOPSIS, asegurando que los puntos seleccionados representaran ubicaciones estratégicas únicas y no duplicadas.

v. **Jerarquización estratégica mediante el análisis del principio de Pareto 20 – 80.**

El principio de Pareto 20–80 se implementó como una herramienta complementaria para optimizar y jerarquizar los resultados obtenidos mediante TOPSIS. Este enfoque permitió refinar y priorizar con mayor precisión las secciones viales que habían sido previamente seleccionadas como candidatas para la instalación de estaciones de recarga rápida, concentrándose en aquellas que registraban mayor proporción de viajes regionales. De esta manera, se garantizó una distribución estratégica de los recursos en las áreas con mayor impacto.

Tras la aplicación de TOPSIS, las secciones viales con las puntuaciones más altas fueron clasificadas en función de su contribución acumulativa al total de viajes registrados por cada *Región Socioeconómica*. Este análisis permitió construir una jerarquía basada en el impacto *acumulado* de cada sección vial. A través del principio de Pareto, se identificaron aquellas secciones que, aunque representaban una fracción menor del total de ubicaciones evaluadas, concentraban aproximadamente el 80 % del impacto *acumulado*, destacándose como estratégicas para atender la mayor parte de la demanda de infraestructura de recarga.

Asimismo, el análisis de Pareto fue clave para eliminar secciones viales redundantes o de menor relevancia estratégica, ya sea por su baja contribución al total de viajes o por su proximidad geográfica a otras secciones más prioritarias. Este proceso, que integró los métodos TOPSIS y Pareto, garantizó una selección más eficiente y precisa de las ubicaciones finales, maximizando el impacto de las estaciones de recarga rápida en términos de cobertura y accesibilidad.

vi. **Análisis de flujos de potencia e integración de la generación distribuida como respaldo ante sobrecargas en las ubicaciones de las estaciones de recarga rápida.**

Tras obtener las ubicaciones prioritarias mediante la integración de TOPSIS y el principio de Pareto 20 – 80, se realizó un análisis detallado del impacto en la red eléctrica asociado con la instalación de estaciones de recarga rápida de tipo *L3*. Este análisis abordó el impacto de las demandas de recarga en las redes de distribución mediante técnicas avanzadas de *sistemas de potencia*, con el objetivo de garantizar la viabilidad técnica y operativa de las ubicaciones seleccionadas.

Entre las técnicas implementadas en esta etapa se incluyeron los *flujos de potencia* y la *capacidad de alojamiento*, herramientas clave para evaluar la capacidad de la red de absorber las nuevas demandas sin comprometer su estabilidad y confiabilidad. En caso de que se detectaran sobrecargas significativas en las ubicaciones seleccionadas, se evaluó la integración de *generación distribuida* como respaldo estratégico para garantizar el cumplimiento de los requerimientos energéticos en puntos críticos de la red.

El análisis estuvo alineado con los resultados del principio de Pareto 20 – 80, asegurando que las ubicaciones seleccionadas representaran las secciones viales de mayor impacto estratégico en términos de porcentajes por viajes en cada *Región Socioeconómica*. De esta manera, se optimizó la planificación de la infraestructura eléctrica necesaria para soportar la penetración masiva de VEs proyectada para el año 2030, maximizando la eficiencia de recursos y garantizando la confiabilidad operativa de la red.

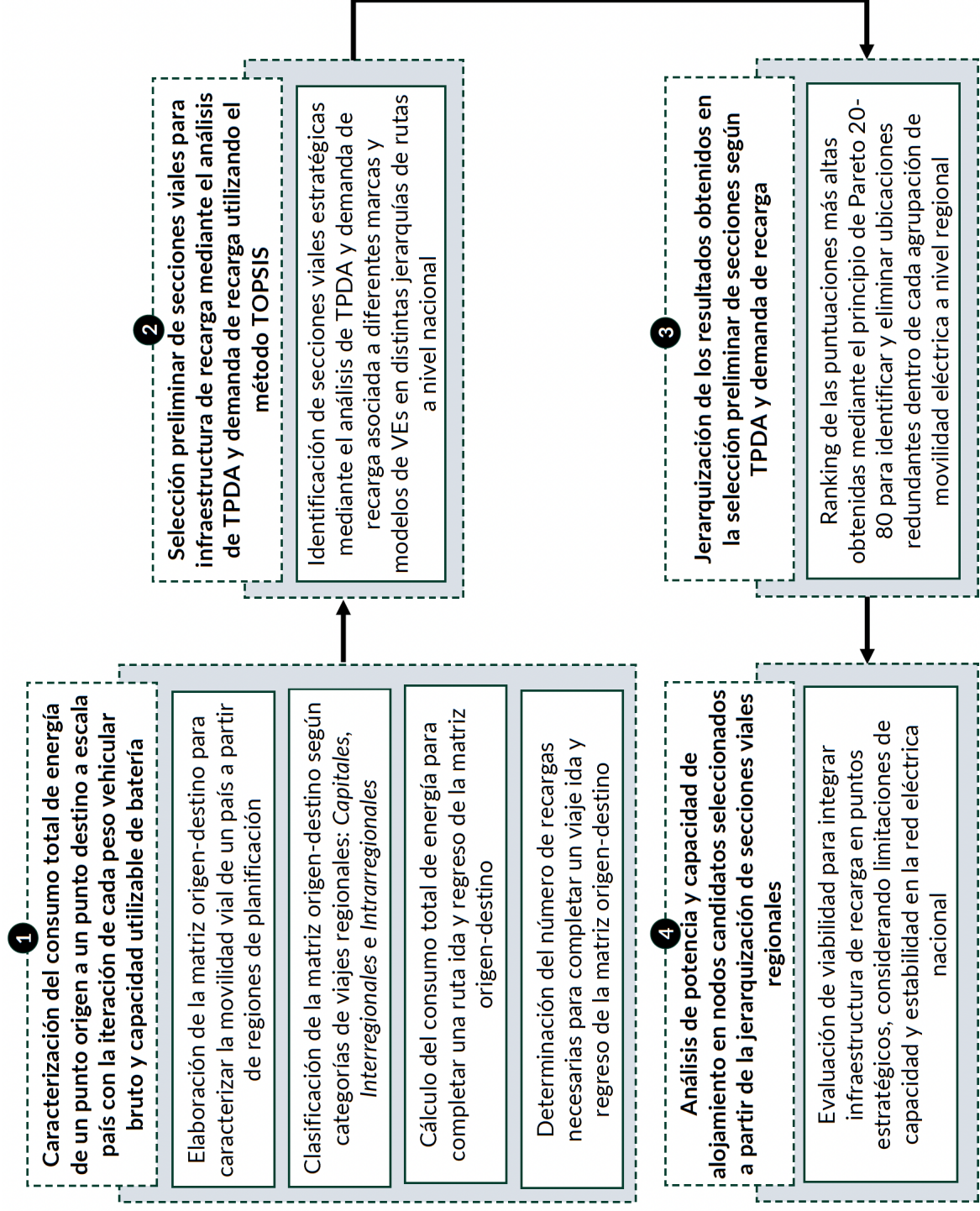


Figura 1.3: Diagrama de flujo de la metodología propuesta para ubicar de manera óptima estaciones de recarga rápida para VEs.

## 1.7. Plan de Trabajo

Con el fin de cumplir con cada uno de los objetivos propuestos en esta investigación, en tiempo y forma, se ha establecido el siguiente cronograma para su terminación:

Tabla 1.2: Cronograma de Maestría Académica en Ingeniería Eléctrica.

ACTIVIDADES A REALIZAR		I-23	II-23	I-24	II-24
1	Objetivo 1	*			
2	<b>Avance I:</b> Introducción	*			
3	<b>Avance II:</b> Marco Metodológico	*			
4	Objetivo 2	*	*		
5	<b>Avance III:</b> Interpretación y Análisis de Resultados		*	*	
6	<b>Examen de Candidatura</b>			*	
7	Objetivo 3		*	*	
8	<b>Avance IV:</b> Conclusiones y Recomendaciones		*	*	
9	Objetivo 4		*	*	
10	<b>Avance V:</b> Revisión Final			*	*
11	<b>Defensa de Tesis</b>				*

## 1.8. Alcances

Los alcances de la presente investigación se detallan a continuación:

- Se desarrolló una metodología diseñada para determinar de manera óptima las ubicaciones de recarga rápida para VEs mediante la implementación de algoritmos individuales en Python. Cada algoritmo fue diseñado para abordar de forma específica los objetivos propuestos, lo que permitió evaluar y verificar de manera sistemática posibles errores de compilación. Esta estructura modular evitó la complejidad asociada a la integración de toda la metodología en un único algoritmo, facilitando así la edición y ajustes necesarios durante el desarrollo de la investigación.
- Se implementó la primera etapa de la metodología mediante el cálculo del consumo total de energía, en kWh, de todas las marcas y modelos disponibles de VEs

utilizando las *Google Maps APIs*. Las *APIs* empleadas fueron *Directions* y *Elevation*, las cuales permitieron extraer las coordenadas en formato *latitud/longitud* y los puntos de elevación que constituyen las diferentes carreteras del escenario nacional de Costa Rica.

- Se propuso un enfoque adaptable a otros contextos geográficos y socioeconómicos fuera de Costa Rica. Este enfoque incluyó ajustes en los parámetros de entrada, criterios de evaluación y métodos de análisis para satisfacer las necesidades específicas de diferentes regiones o países.
- Se jerarquizaron los resultados obtenidos en la caracterización de la movilidad eléctrica a nivel nacional de Costa Rica mediante la combinación del método TOPSIS y el análisis del principio de Pareto 20 : 80. Este proceso permitió priorizar estratégicamente las agrupaciones de ubicaciones candidatas, identificando aquellas que concentraron la mayor demanda de recarga y tráfico (representando el 80 % del impacto) y descartando ubicaciones redundantes o de menor relevancia estratégica.

El objetivo de esta jerarquización fue garantizar una cobertura eficiente y equilibrada a nivel nacional, alineando las decisiones con criterios geográficos, eléctricos y de movilidad sostenible.

- Se evaluó la *capacidad de alojamiento* en los puntos candidatos resultantes de la tercera etapa de la metodología. Este análisis tuvo como objetivo garantizar la asignación adecuada de recursos energéticos conforme a las demandas reales de dichos puntos, preservando la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico a nivel nacional.

En los casos donde la *capacidad de alojamiento* resultó insuficiente o las demandas previstas superaron los límites establecidos, se contempló la integración de *generación distribuida* como una solución viable para responder de manera efectiva a las necesidades de la movilidad eléctrica en el contexto estudiado.

## 1.9. Limitaciones

Las limitaciones de la presente investigación se detallan a continuación:

- No se realizó un análisis sobre el impacto que las recargas rápidas podrían tener en la vida útil de las baterías de los VEs. Este aspecto, aunque relevante y relacionado con el tema, se considera fuera del alcance de los objetivos general y específicos planteados en la presente investigación, ya que abordarlo implicaría desviar el enfoque hacia un estudio independiente.
- No se incluyó un análisis detallado de la resiliencia de la red eléctrica ante eventos extremos o interrupciones del suministro eléctrico en las ubicaciones seleccionadas. Aunque se considera un aspecto relevante para la operación de estaciones de recarga rápida, dicho análisis excede el alcance de la presente investigación y se sugiere como una línea de trabajo futura para complementar los resultados obtenidos.
- Todas las instalaciones consideradas en este estudio se limitaron a cargadores *L3* o *cargadores rápidos*, dado de que uno de los objetivos principales fue minimizar el *rango de ansiedad* que muchos usuarios de VEs pueden llegar a experimentar durante su uso. Los cargadores *L3* fueron seleccionados por ser los más rápidos dentro de la gama disponible, ya que sus características de diseño permiten reducir significativamente los tiempos de recarga en comparación con sus contrapartes *L1* y *L2*.
- No se consideró un análisis económico detallado como parte de los objetivos de esta investigación. En particular, no se evaluaron las tarifas a cobrar por parte de los operadores de los sistemas eléctricos ni se utilizó el costo como criterio determinante en la evaluación directa o indirecta de los objetivos técnicos y estratégicos, dejando de lado cualquier impacto económico en la definición de las estaciones de recarga rápida.

- La metodología se limitó a evaluar la proyección de VEs hasta el año 2030, basándose exclusivamente en datos del contexto actual. No se incluyó el uso de modelos predictivos ni técnicas avanzadas de análisis de datos para pronosticar el desarrollo futuro y disponibilidad en la tecnología de los VEs ni en la infraestructura asociada. La incorporación de estas herramientas se plantea como una recomendación para estudios posteriores que podrían complementar y ampliar los hallazgos de esta investigación.

## Capítulo 2

# Marco Conceptual

### 2.1. Marco Teórico

Durante los últimos 15 años del presente siglo, el tema de la movilidad sostenible ha recibido una relevancia significativa debido al creciente auge de la movilidad eléctrica. Esta tendencia ha llevado a que diferentes países del mundo consideren necesario adoptar nuevas políticas e incentivos que promuevan el desarrollo de metodologías para establecer una red de estaciones de recarga rápida, garantizando así la autonomía y comodidad en los usuarios de VEs.

El presente marco teórico tiene como objetivo establecer las bases teóricas y conceptuales sobre las cuales se desarrolló la metodología en cuestión. Se exploraron conceptos fundamentales relacionados con la *geografía de sistemas de transporte*, la movilidad eléctrica a escala nacional, así como las diversas consideraciones en el ámbito de redes eléctricas que intervinieron en el diseño de una red de estaciones de recarga rápida confiable, accesible y homogénea.

En base a este marco teórico, la metodología propuso una solución integral que buscó garantizar un desarrollo efectivo y estratégico de las estaciones de recarga rápida, impulsando así la eventualidad de transitar hacia una movilidad realmente sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

## 2.1.1. Geografía de Sistemas de Transportes

### 2.1.1.1. Definición

De acuerdo con *Rodrigue* [77], la *geografía de sistemas de transporte* se define como una subdisciplina de geografía interesada en la movilidad de las personas, el transporte e información, así como sus organizaciones espaciales a partir de atributos y restricciones relacionadas con el origen, destino, extensión, naturaleza y objetivos de los movimientos.

El concepto de *geografía de transporte* es de gran relevancia para el planteamiento de esta metodología, debido a la necesidad de establecer bases teóricas sólidas que guiarán los procedimientos en el proceso de caracterización de la movilidad eléctrica a nivel nacional de un país. La metodología no se limita únicamente a crear una serie de pasos para ubicar de manera óptima las ubicaciones de las estaciones de recarga rápida, sino que tiene por objetivo abordar de manera integral los componentes geográficos, socioeconómicos y técnicos que influyen en la naturaleza propia de este proceso.

### 2.1.1.2. Sistemas de Información Geográfica

De acuerdo con *K. Chang* [2], GIS se define como un sistema informático que se utiliza para capturar, almacenar, consultar, analizar y mostrar datos geoespaciales. Producto de su versatilidad, este sistema se ha consolidado en una herramienta esencial para la integración, visualización y análisis de información geográfica en una amplia variedad de campos, desde la gestión ambiental hasta la planificación urbana y la infraestructura de transporte.

Una de las aplicaciones clave de GIS es la gestión de desastres, donde su capacidad para procesar y analizar datos geoespaciales resulta crucial para la toma de decisiones informadas en situaciones críticas. Asimismo, este sistema se destaca por su capacidad de integrar múltiples tipos de datos, como información geográfica, socioeconómica y ambiental, lo que permite realizar análisis complejos y obtener perspectivas más completas de los problemas a abordar.

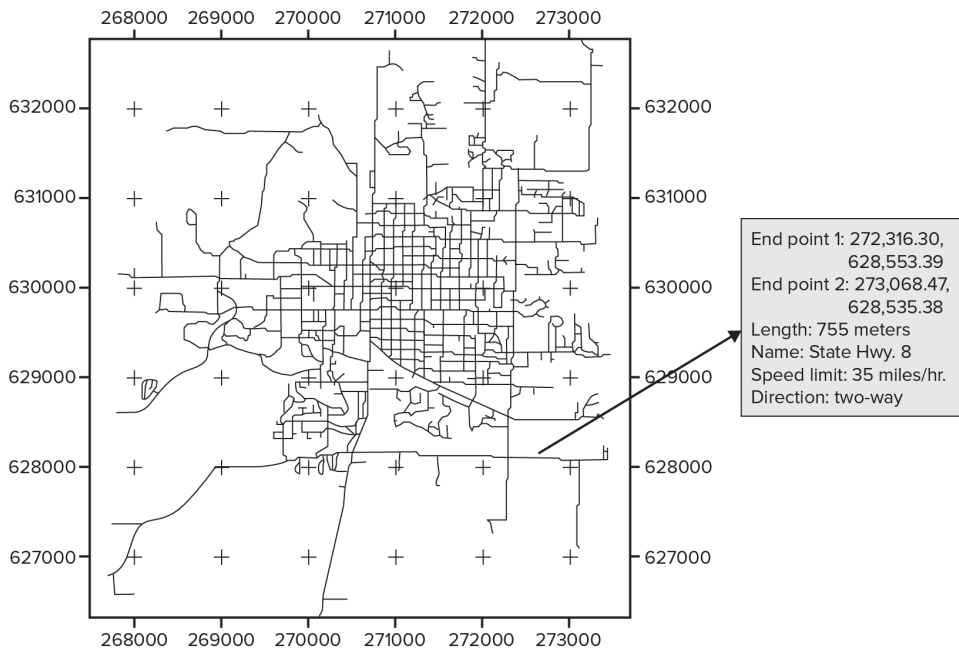


Figura 2.1: Ejemplo de datos geoespaciales. La red de calles está basado en un sistema de coordenadas planas. La caja a la derecha enumera las coordenadas  $x$  y  $y$  de los puntos finales y otros atributos del segmento de calle. **Fuente:** *K. Chang* [2].

Como menciona *K. Chang* [2], una de las principales fortalezas de GIS radica en su capacidad para integrar datos espaciales y no espaciales, generando representaciones visuales en forma de mapas, gráficos o modelos tridimensionales. Esta característica permite una comprensión más clara y efectiva de patrones geoespaciales complejos, lo que convierte a GIS en una herramienta preferida sobre otras tecnologías para la integración, análisis y visualización de información geoespacial en proyectos de investigación y desarrollo.

En el contexto de esta investigación, GIS desempeña un papel fundamental en la identificación y evaluación de ubicaciones estratégicas para estaciones de recarga rápida de VEs. Su capacidad para manejar grandes volúmenes de datos geográficos, realizar análisis multicriterio de forma simultánea y generar representaciones visuales precisas lo consolida como una herramienta indispensable. Esto facilita la integración de criterios multidisciplinarios, permitiendo el desarrollo e implementación de una metodología integral y holística, orientada a la planificación eficiente de infraestructura estratégica.

### 2.1.1.3. Coordenadas Geográficas

Una de las aplicaciones más relevantes para el desarrollo de esta metodología radica en el principio fundamental de GIS: el alineamiento espacial de capas de mapas. Según lo definido por *K. Chang* [2], el sistema de coordenadas geográficas constituye el sistema de referencia empleado para localizar atributos espaciales sobre la superficie terrestre. Este sistema se basa en las medidas angulares de *longitud* y *latitud*, que representan, respectivamente, el ángulo hacia el este u oeste desde el meridiano de Greenwich, y el ángulo hacia el norte o sur desde el plano ecuatorial.

En el marco de la metodología desarrollada, fue indispensable manipular y analizar todas las carreteras *primarias*, *secundarias* y *terciarias* de Costa Rica, junto con las elevaciones que conforman la topografía de estas vías. Para cumplir con el primer objetivo de esta investigación, se realizaron procesos de *proyección* y *reproyección* de conjuntos de datos geográficos.

Durante estos procesos, los conjuntos de datos fueron convertidos inicialmente de coordenadas geográficas a coordenadas proyectadas, lo que permitió trabajar con medidas planas en sistemas de proyección específicos. Posteriormente, mediante la reproyección, se transformaron dichas coordenadas proyectadas a otro sistema de proyección de coordenadas, garantizando la precisión y la coherencia espacial necesarias para el análisis y la planificación estratégica.

## 2.1.2. Multi-Criteria Decision-Making o Toma de Decisiones Multicriterio

### 2.1.2.1. Definición

*M. Majumder et al.* [78] define la *toma de decisiones* como un proceso que implica elegir o seleccionar entre dos o más cursos de acción. No obstante, es fundamental destacar que este proceso no garantiza necesariamente la elección de la decisión *correcta* entre las opciones disponibles. Es posible que existan alternativas más adecuadas que no hayan sido consideradas o que la información necesaria para evaluarlas no estuviera

disponible en el momento de la decisión. Por esta razón, la evaluación de problemas multicriterios se basa en un conjunto finito de alternativas que son explícitamente conocidas al inicio del proceso de solución.

Los problemas de *toma de decisiones* multicriterios pueden clasificarse en dos grandes categorías según la manera en que se asignan los pesos a las alternativas: la toma de decisiones *compensatorias* y la toma de decisiones por *sobrecalificación*. Un ejemplo del primer enfoque es el *Proceso de Jerarquía Analítica* (de ahora en adelante refiérase como AHP, por sus siglas en inglés), mientras que el segundo corresponde al método de *Eliminación y Expresión de la Realidad por Elección* (de ahora en adelante refiérase como ELECTRE, por sus siglas en inglés).

A pesar de las diferencias en los enfoques utilizados para identificar la mejor decisión, todos los métodos de *toma de decisiones* comparten el siguiente principio de trabajo común: **selección de criterios, selección de alternativas, selección de métodos de agregación**, y finalmente, **selección de alternativas basadas en pesos o sobrecalificación**. En conjunto, estos principios proporcionan un marco estructurado para abordar problemas complejos de evaluación multicriterios.

A continuación, se describen los pasos que conforman el proceso general de *toma de decisiones*:

- Identificación del objetivo/meta del proceso de *toma de decisiones*.
- Selección de los criterios/parámetros/factores/decisores.
- Selección de las alternativas.
- Selección de los métodos de ponderación para representar *importancia*.
- Método de agregación.
- Toma de decisiones basada en los resultados de la agregación.

En el contexto de planificación de infraestructura de recarga rápida para VEs, el proceso de *toma de decisiones* juega un papel crucial debido a la necesidad de evaluar

múltiples criterios y seleccionar ubicaciones estratégicas que maximicen el impacto y la cobertura. Como se detalla en el marco teórico, la *toma de decisiones* multicriterios es fundamental en problemas complejos donde no existe una solución única óptima, sino que es necesario priorizar alternativas con base en criterios predefinidos.

### 2.1.2.2. TOPSIS o Método para la Selección de Alternativas Óptimas Basado en la Proximidad a la Solución Ideal

TOPSIS, acrónimo de *Technique of Order Preference Similarity to the Ideal Solution* se reconoce como uno de los métodos de toma de decisiones multicriterios más sencillos y directos de implementar. Según *J. Papathanasiou et al.* [79], el nombre del método refleja su esencia: identificar una solución ideal y una solución anti-ideal, de manera que las alternativas se evalúan en función de sus distancias relativas a estas dos soluciones, facilitando así la priorización basada en criterios objetivos.

Ampliamente reconocido como uno de los métodos clásicos en la toma de decisiones multicriterios, TOPSIS ha despertado un considerable interés en la comunidad investigadora, siendo aplicado en diversas áreas. Entre sus principales campos de implementación destacan la gestión logística de cadenas de suministro, el diseño y optimización de sistemas en ingeniería y manufactura, la administración de recursos humanos, así como la gestión de recursos hídricos, entre otros.

La aplicabilidad del algoritmo TOPSIS se basa originalmente en la formulación de una matriz de decisión típica, la cual es evaluada mediante los siguientes seis pasos fundamentales:

- **Normalización de la matriz de decisión:** El primer paso consiste en estandarizar los criterios para que puedan ser comparados entre sí, independientemente de sus unidades. Este proceso elimina las unidades de cada criterio, permitiendo una evaluación homogénea. En la matriz de decisión normalizada, los valores correspondientes a cada atributo  $x_{ij}$  se calculan de la siguiente manera:

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}, i = 1, \dots, m, j = 1, \dots, n \quad (2.1)$$

- **Cálculo de la matriz de decisión ponderada:** En este paso, los pesos asociados a cada criterio, que representan su importancia relativa, son aplicados a la matriz de decisión normalizada. Los pesos son los únicos parámetros subjetivos en el método TOPSIS, diferenciándolo de otros enfoques multicriterios. Este proceso consiste en multiplicar cada valor de la matriz de decisión normalizada por el peso correspondiente al criterio, obteniendo así una matriz ponderada que integra tanto los valores normalizados como la relevancia de cada criterio:

$$\sum_{j=1}^n w_j = 1, j = 1, 2, \dots, n \quad (2.2)$$

donde  $w_j$  representa el peso del  $j$ -ésimo criterio y

$$v_{ij} = w_j r_{ij}, i = 1, \dots, m, j = 1, \dots, n \quad (2.3)$$

son los valores ponderados normalizados de la matriz.

- **Determinación de las soluciones ideal y anti-ideal:** En este paso, se identificaron dos soluciones claves: la **solución ideal** (la mejor posible) y la **solución anti-ideal** (la peor posible). Estas soluciones se obtienen a partir de los valores de la matriz de decisión normalizada:
  - La **solución ideal** ( $A^*$ ) se define seleccionando los mejores valores posibles para cada criterio:
    - Para criterios de beneficio (donde un valor más alto es mejor), se toma el valor más alto.
    - Para criterios de costo (donde un valor más bajo es mejor), se toma el valor más bajo.

- La **solución anti-ideal** ( $A^-$ ) se define seleccionando los peores valores posibles para cada criterio:
  - Para criterios de beneficio, se toma el valor más bajo.
  - Para criterios de costo, se toma el valor más alto.

En resumen, la solución ideal representa los mejores resultados posibles para todos los criterios, mientras que la solución anti-ideal representa los peores. Esto permite comparar las alternativas en función de qué tan cerca están de lo ideal y qué tan lejos están de lo anti-ideal.

- **Cálculo de las medidas de separación:** En este paso, se calculan las distancias de cada alternativa respecto a la solución ideal, utilizando la siguiente expresión:

$$D_i^* = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^*)^2}, i = 1, 2, \dots, m, j = 1, 2, \dots, n \quad (2.4)$$

De manera análoga, las distancias respecto a la solución anti-ideal se calculan con la siguiente ecuación:

$$D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^-)^2}, i = 1, 2, \dots, m, j = 1, 2, \dots, n \quad (2.5)$$

Las ecuaciones 2.4 y 2.5 representan a los casos más frecuentes de la distancia euclidiana clásica. No obstante, también es posible utilizar otras métricas, como la distancia de Hamming, Manhattan o Chebyshev, dependiendo de los requerimientos del análisis.

- **Cálculo de la cercanía relativa a la solución ideal:** La cercanía relativa  $C_i^*$  se encuentra siempre entre 0 y 1. Una alternativa será mejor cuanto más cercano esté su valor a 1. Se calcula para cada alternativa y se define como:

$$C_i^* = \frac{D_i^-}{D_i^* + D_i^-} \quad (2.6)$$

- **Jerarquización y ordenamiento de las alternativas:** Finalmente, las alternativas se ordenan de mejor a peor, basándose en el valor de la cercanía relativa. La alternativa con mayor valor de cercanía relativa ( $C_i^*$ ) se considera la mejor solución y ocupa la primera posición en la lista de prioridades.

Para la presente metodología, TOPSIS se implementó como una herramienta clave para comparar los pesos de dos criterios correlacionados, optimizando la priorización y selección de alternativas en función de su relevancia y contribución relativa dentro del análisis multicriterios. Este enfoque facilitó la identificación de las secciones de rutas nacionales más adecuadas de manera sistemática y objetiva, alineando los resultados obtenidos con los objetivos generales y específicos planteados en la investigación.

Además, la elección de TOPSIS frente a otros métodos de *toma de decisiones* multicriterios se fundamenta en su capacidad de gestionar eficientemente problemas de decisión compensatorios, en los que las fortalezas de ciertos criterios pueden equilibrar las debilidades de otros. Este enfoque, basado en la proximidad relativa a una solución ideal y una solución anti-ideal, garantiza que las decisiones sean informadas, objetivas y consistentes con los objetivos de cobertura y accesibilidad, contribuyendo a una planificación estratégica más robusta y fundamentada.

### 2.1.2.3. Principio de Pareto

De acuerdo con *A. Grosfeld-Nir et al.* [80], el principio de Pareto, también conocido como la regla del 20 : 80, establece que una pequeña porción de los factores (el 20 %), suele ser responsable de una proporción de los resultados (el 80 %). Este principio fue formulado por Vilfredo Pareto en el siglo XIX, quien observó que el 20 % de la población italiana poseía el 80 % de la riqueza del país. Desde entonces, ha sido adoptado en diversas disciplinas, consolidándose como una herramienta clave para la priorización de recursos y esfuerzos.

En el contexto de gestión y planificación, el principio de Pareto se utiliza como una herramienta esencial para optimizar recursos y priorizar acciones en elementos clave. Como señala *A. Grosfeld-Nir et al.* [80], su valor radica en la capacidad de diferenciar

entre los factores críticos y secundarios en procesos de decisión complejos. Este enfoque permite concentrar los esfuerzos y recursos en las áreas que generan el mayor impacto.

En el marco de esta metodología, el principio de Pareto fue adaptado como herramienta complementaria para la priorización de las secciones viales estratégicas dentro del análisis de la demanda de recarga de VEs y TPDA. Este enfoque permitió refinar los resultados obtenidos mediante TOPSIS, identificando aquellas rutas y distritos que, aunque representan una proporción menor del total, concentran la mayor demanda de recarga y tráfico a nivel regional. Esto optimizó la selección de ubicaciones estratégicas para estaciones de recarga rápida.

El proceso aplicado puede resumirse en tres pasos, alineados con la metodología descrita por *A. Grosfeld-Nir et al.* [80]:

- **Clasificación:** Se clasificaron las rutas y distritos en función de su contribución acumulativa a la demanda total de recarga y TPDA, como métricas clave del análisis.
- **Jerarquización:** Mediante el uso del Diagrama de Pareto, se identificaron las secciones viales que acumulaban aproximadamente el 80 % del impacto total, representando así las áreas de mayor relevancia estratégica.
- **Priorización:** Los resultados obtenidos permitieron enfocar los recursos en las secciones viales con mayor demanda de recarga y tráfico, asegurando que las decisiones estuvieran alineadas con los objetivos de cobertura y accesibilidad.

El uso del principio de Pareto en esta metodología está justificado por su capacidad de simplificar decisiones complejas y optimizar la asignación de recursos en un escenario de planificación nacional. Este enfoque estratégico identificó las *secciones vitales* que concentran la mayor parte de la demanda de infraestructura de recarga, garantizando una planificación eficiente. Además, se logró una alineación directa con los objetivos de sostenibilidad, asegurando que las estaciones de recarga rápida se instalen en ubicaciones que maximicen su impacto en la movilidad eléctrica del país.

### 2.1.3. Vehículos Eléctricos

#### 2.1.3.1. Definición

Según *T. Denton* [81], un VE, o Vehículo Eléctricamente Recargable, se define como cualquier vehículo que es impulsado, parcial o totalmente, por una batería que puede conectarse directamente a la red eléctrica.

Para el desarrollo de esta metodología, se trabajó exclusivamente con vehículos puramente eléctricos, que se definen en *T. Denton* [81] como *vehículos impulsados únicamente por baterías* y con rangos de autonomía de 100 millas o más. Este rango de autonomía depende directamente de su diseño y manejo, lo que los hace ideales para completar viajes de longitud media.

Al ser puramente eléctricos, estos vehículos pueden ser recargados tanto en casa como en una red nacional de estaciones de recarga rápida. Los tiempos de recarga pueden variar dependiendo del tipo de cargador disponible en el momento, siendo los tiempos de recarga largos entre 6 a 8 horas y los más cortos entre 10 y 20 minutos. Además, los costos de recarga pueden variar según los diferentes puntos que pueden existir en una red de estaciones de recarga; sin embargo, cabe recalcar que los costos se reducen considerablemente si estos son recargados durante la noche.

Ampliamente conocidos por ser fáciles de usar, los VEs son considerados suaves, silenciosos y con buena aceleración. En su configuración interna, no poseen una caja de cambios, lo que hace que su transmisión sea automática. Asimismo, los VEs son considerados respetuosos con el medio ambiente, especialmente en áreas urbanas, siempre y cuando la electricidad con la que se abastecen sea producida a través de fuentes sostenibles.

#### 2.1.3.2. *SoC*: State of Charge o Estado de Carga

El *State of Charge* o *Estado de Carga* se define en *M. Zhang et al.* [82] como la proporción de la capacidad actual de la batería que queda en relación con la capacidad disponible bajo ciertas condiciones (temperatura, proporción de carga y descarga, etc.)

y su expresión matemática se muestra en la ecuación 2.7:

$$SoC = \frac{Q_c}{Q} \times 100 \% = 100 \% - \frac{Q_e}{Q} \quad (2.7)$$

En la actualidad, la mayoría de los VEs definen el *State of Charge* o *Estado de Carga* desde la perspectiva de la cantidad de carga eléctrica, por lo que en esta ecuación,  $Q_c$  es la potencia residual de la batería en el momento del cálculo, y su unidad es *Ah*;  $Q$  es la capacidad total de la batería, y su unidad es *Ah* y  $Q_e$  es la carga de la batería.

De hecho, la capacidad de la batería generalmente varía debido a muchos factores, y la ecuación 2.7 necesita ser modificada. La ecuación 2.8 es la que se utiliza con mayor frecuencia:

$$SoC(t) = SoCt_0 - \int_{t_0}^t \frac{\eta I}{C_n} d\tau \quad (2.8)$$

donde la variable de  $SoC(t)$  es la capacidad nominal de la batería, y su unidad es *Ah*;  $\eta$  es la eficiencia de Coulomb, también llamada eficiencia de descarga, que se refiere a la relación entre la capacidad de descarga de una batería y la capacidad de carga en un ciclo,  $\left(\eta = \frac{Q}{Q_n}\right)$ .

### 2.1.3.3. *DoD*: Depth of Discharge o Nivel de Descarga

Definido por *R. Khizbullin et al.* [83], el *Depth of Discharge* (*DoD*, por sus siglas en inglés) o *Nivel de Descarga*, hace referencia al porcentaje de energía que ha sido extraída de una batería en relación con su capacidad total. Se calcula dividiendo la cantidad de energía descargada de una batería completamente cargada entre su capacidad nominal y expresando este resultado en porcentaje. En este contexto, una celda al 100 % de *DoD* se considera completamente descargada, mientras que una celda al 100 % de *SoC* es equivalente a un 0 % de *DoD*.

En la presente metodología, el concepto de *Depth of Discharge* se utilizó para determinar la cantidad de recargas necesarias para completar un trayecto en un sentido, desde el punto origen hasta el destino. Se estableció un límite del 80 % *DoD*

como parámetro operativo para las recargas de las distintas marcas y modelos de VEs. Aunque este valor podría considerarse arbitrario, está directamente vinculado con las capacidades de los tiempos de recarga de los cargadores rápidos tipo *L3*. En estos cargadores, después de alcanzar un 80% de *SoC*, los tiempos de recarga para completar el remanente 20% tienden a incrementar significativamente, lo que afecta su eficiencia en contextos de alta demanda.

#### 2.1.3.4. Modelo de Dinámica Longitudinal

De acuerdo con la teoría fundamental de la *dinámica de los vehículos* presentada en *X. Wu* [84], el *modelo de dinámica longitudinal* se define a partir de la descripción analítica en la relación que existe entre la potencia de los VEs, la velocidad, la aceleración y la pendiente de la carretera.

Además del análisis experimental, el cual resulta relativamente inviable para los objetivos de esta metodología, se propuso utilizar el *modelo de dinámica longitudinal* como base teórica para caracterizar el consumo energético de los VEs y a partir de esa caracterización, determinar el número de recargas necesarias para completar un viaje, ida y regreso, por las carreteras *primarias*, *secundarias* y *terciarias*.

Asimismo, se buscó obtener un primer conjunto de ubicaciones óptimas para localizar la infraestructura de recarga rápida, considerando las necesidades energéticas de cada marca y modelo de VE durante su frecuente reabastecimiento. De acuerdo a los conceptos básicos de física definidos en *X. Wu* [84], el esfuerzo tractor requerido para que un VE circule bajo ciertas condiciones es determinado por tres resistencias principales, las cuales se describen en la siguiente ecuación:

$$F = m \cdot a + R_a + R_{rl} + R_g \quad (2.9)$$

donde  $F$  es el esfuerzo tractor (en N o lbf);  $m$  es la masa del vehículo (en kg o slug);  $a$  es la aceleración (en  $\frac{m}{s^2}$  o  $\frac{ft}{s^2}$ ), y  $R_a$ ,  $R_{rl}$ , y  $R_g$  corresponden a las resistencias aerodinámica, de rodamiento y de pendiente de la carretera (en N o lb), respectivamente.

Dado de que la velocidad del vehículo está dada en  $v$  (en  $\frac{m}{s}$  o  $\frac{ft}{s}$ ), la aceleración en  $a$  (en  $\frac{m}{s^2}$  o  $\frac{ft}{s^2}$ ), y la pendiente de la carretera en  $\theta$  (en grados),  $R_a$ ,  $R_{rl}$ , y  $R_g$  pueden ser calculados por las siguientes ecuaciones:

$$\begin{cases} R_a = kv^2 = \frac{\rho}{2} \cdot C_D \cdot A_f \cdot v^2 \\ R_{rl} = f_{rl} \cdot m \cdot g \\ R_g = m \cdot g \cdot \sin \theta \end{cases} \quad (2.10)$$

donde  $k$  es la constante de resistencia aerodinámica, la cual se determina por la densidad del aire  $\rho$  (en  $\frac{kg}{m^3}$  y  $\frac{slug}{ft^3}$ ),  $A_f$  es el área frontal del vehículo (en  $m^2$  o  $ft^2$ ),  $C_D$  es el coeficiente de arrastre (sin unidades);  $f_{rl}$  es la constante de resistencia al rodamiento (sin unidades); y  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $g = 9.81 \frac{m}{s^2}$  o  $32.2 \frac{ft}{s^2}$ ).

Combinando las ecuaciones 2.9 y 2.10, podemos obtener:

$$F = m \cdot a + k \cdot v^2 + f_{rl} \cdot m \cdot g + m \cdot g \cdot \sin \theta \quad (2.11)$$

la cual es una ecuación igualmente aplicable tanto para los VCIs como para los VEs. Para generar la fuerza de tracción mencionada, la potencia requerida ( $p$ , en vatios o watts) para un vehículo que viaja a  $v$  puede estimarse utilizando la siguiente ecuación:

$$p = F \cdot v = (m \cdot a + k \cdot v^2 + f_{rl} \cdot m \cdot g + m \cdot g \cdot \sin \theta) \cdot v \quad (2.12)$$

donde  $p$  es en realidad la potencia de salida, que es proporcionada por la potencia de entrada ( $P$ , en vatios o watts). En el caso de los vehículos de combustión interna,  $P$  se genera mediante la combustión de combustible; no obstante, para los VEs,  $P$  se genera mediante un motor eléctrico. Los VEs son mucho más eficientes que sus contrapartes de combustión interna, producto de que las pérdidas de potencia eléctrica para un motor eléctrico son pequeñas.

Para finalmente determinar si el modelo desarrollado puede estimar con precisión el consumo total de energía para un viaje, se necesita calcular la integración de la potencia a lo largo del tiempo de viaje  $T$ , según se describe en la ecuación 2.13:

$$E = \int_0^T P(t) dt \quad (2.13)$$

## 2.1.4. Sistemas de Potencia

### 2.1.4.1. Flujos de Potencia

Según *K. Purchala et al.* [85], el problema clásico de *flujo de potencia* consiste en el flujo de potencia activa y reactiva, y se puede formular utilizando cuatro variables para cada nodo: ángulo de tensión, magnitud de tensión, inyecciones de potencia activa y reactiva. Las pérdidas de potencia activa no se conocen de antemano, ya que dependen del patrón de inyección de potencia activa y del perfil de tensión.

Estas variables están interconectadas entre sí, lo que convierte al problema en no lineal. Por esta razón, a menudo se linealiza y se resuelve mediante iteraciones. En cada iteración, se recalculan las pérdidas en función de las demás variables.

Dentro del contexto de la metodología en cuestión, un estudio exhaustivo de flujos de potencias en nodos candidatos o definitivos determinó cuánta electricidad puede fluir a través de una red eléctrica en un momento dado. Es importante mencionar que existen curvas de demandas según diferentes momentos del día, dentro de los cuales se registró mayor consumo eléctrico en horas pico de la mañana y por la tarde.

Por lo tanto, al considerar un análisis de flujo de potencia para la investigación en cuestión, ayudó a dimensionar adecuadamente la infraestructura eléctrica que alimentará las estaciones de recarga rápida. De esta manera, se aseguró de que las estaciones tuvieran la capacidad necesaria para satisfacer la demanda de recarga de VEs sin sobrecargar la red, al mismo tiempo que se optimizaron las ubicaciones de las estaciones y se proporcionó una mayor planificación en torno a una futura transición exitosa hacia la movilidad eléctrica.

#### 2.1.4.2. Capacidad de Alojamiento

En el estudio realizado por *S. Fatima et al.* [86], se abordan varias definiciones acerca de la *Capacidad de Alojamiento* o *Hosting Capacity*. Entre estas definiciones se encuentran la proporción de clientes equipados con generación distribuida, la potencia nominal de la generación fotovoltaica en relación con la carga total conectada o la capacidad del transformador, así como la demanda pico actual del alimentador.

En términos generales, la *capacidad de alojamiento* se refiere a la capacidad máxima de la red para acomodar la generación y el consumo de energía eléctrica sin experimentar problemas como sobrecargas o inestabilidad. Específicamente en el contexto de la movilidad eléctrica y la infraestructura de recarga, este análisis se utilizó para determinar cuántos VEs fueron atendidos por la infraestructura de recarga sin provocar sobrecargas o interrupciones en el suministro eléctrico.

Es de suma importancia evitar contratiempos en la red eléctrica, especialmente en el caso de una futura penetración masiva de VEs. En consecuencia, la *capacidad de alojamiento* se considera un factor crucial para satisfacer la creciente demanda de recarga a medida que aumente el número de VEs en circulación. De esta manera, se contribuye a prevenir problemas relacionados con la sobrecarga de transformadores, las caídas de tensión y otros desafíos pertinentes a la infraestructura eléctrica.

#### 2.1.4.3. Generación Distribuida

De acuerdo con *G. Pepermans et al.* [87], la *generación distribuida* se define como la generación de electricidad a pequeña escala. Sin embargo, es importante aclarar qué significa exactamente “pequeña escala”, ya que no hay un consenso claro al respecto. Algunos países definen la *generación distribuida* en función del nivel de tensión, mientras que otros parten del principio de que la *generación distribuida* está conectada a circuitos desde los cuales se suministran cargas de consumidores directamente.

Otros países la definen en función de ciertas características básicas, como el uso de energías renovables, la cogeneración, y la capacidad de no ser despachable. Dentro

del contexto de la metodología en cuestión, el concepto de *generación distribuida* está estrechamente relacionado con objetivos que buscan minimizar los tiempos de recarga para los usuarios de VEs, siempre y cuando se garantice un acceso equitativo y así evitar sobrecargas en la red eléctrica.

Específicamente, la expansión de la *generación distribuida* con respecto a la integración de las estaciones de recarga rápida en ubicaciones óptimas implica la necesidad de respaldar la red eléctrica existente en escenarios de alta demanda o interrupciones, lo que llevaría a aumentar la confiabilidad de carga de VEs en estas estaciones.

## 2.2. Marco Legal

Las siguientes leyes y normativas nacionales de Costa Rica e internacionales avalan los objetivos de investigación de esta tesis:

- i. *Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico No. 9518* [88]: La presente ley fue creada con el objetivo de promover la movilidad eléctrica a través del incentivo de políticas públicas en Costa Rica. Los capítulos y artículos correspondientes a la aplicación del contexto legal para esta metodología son: Capítulo IV - Artículo 19, Capítulo VII - Artículo 31, Capítulo VII - Artículo 32 y Capítulo VII - Artículo 33.
- ii. *Reglamento para la construcción y el funcionamiento de la red de centros de recarga eléctrica para automóviles eléctricos por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica N° 41642-MINAE* [89]: Los capítulos y artículos correspondientes a la aplicación del contexto legal para esta metodología son: Capítulo I - Artículo 1, Capítulo II - Artículo 6, Capítulo II - Artículo 7, Capítulo II - Artículo 8, Capítulo II - Artículo 9, Capítulo II - Artículo 10, Capítulo II - Artículo 11, Capítulo II - Artículo 12, Capítulo II - Artículo 13, Capítulo II - Sección II - Artículo 14, Capítulo II - Sección II - Artículo 15, Capítulo II - Sección II - Artículo 17, Capítulo II - Sección IV - Artículo 18, Capítulo II - Sección IV - Artículo 19, Capítulo II - Sección IV - Artículo 20, Capítulo II - Sección IV -

Artículo 21, Capítulo III - Artículo 23, Capítulo III - Artículo 24, Capítulo III - Artículo 25 y Capítulo III - Artículo 26.

- iii. *The Global EV Outlook* [90]: Es una publicación anual que identifica y discute acerca de los desarrollos más recientes en la movilidad eléctrica de todo el mundo. Se elabora con el apoyo de los miembros de la *Iniciativa de Vehículos Eléctricos*. En conjunto con un análisis histórico de proyecciones para el 2030, este informe examina áreas claves de interés como la implementación de VEs e infraestructura de recarga, la demanda de baterías, el consumo de electricidad, el desplazamiento del petróleo, las emisiones de gases de efecto invernadero y el desarrollo de políticas relacionadas.

### 2.3. Pregunta de Investigación

Para esta tesis de maestría, se plantea la siguiente pregunta de investigación:

*¿Cómo se pueden emplear las variables de índole geográfico, eléctrico y socioeconómico en conjunto con técnicas de agrupamiento y toma de decisiones para desarrollar una metodología de ubicación óptima de estaciones de recarga rápida que estime las demandas actuales de la movilidad eléctrica?*

### 2.4. Hipótesis de la Investigación

En la actualidad, la penetración de la movilidad eléctrica ha experimentado un crecimiento gradual debido al interés en adoptar tecnologías sostenibles en el sector del transporte privado. Por consiguiente, se ha vuelto necesario establecer una red nacional de recarga rápida con el objetivo de promover la reducción de emisiones de vehículos impulsados por combustibles fósiles. Uno de los principales motivos por los cuales el proceso de descarbonización se ha ralentizado en todo el mundo es la falta de disponibilidad y accesibilidad de redes públicas de estaciones de recarga rápida.

La decisión de dónde ubicar estas redes deberá estar sujeta al rango de autonomía proporcionado por las características intrínsecas de los VEs, como la *capacidad utilizable de la batería* y el *peso bruto vehicular*, así como otras características relacionadas con la interacción del entorno geográfico y la red eléctrica, donde se llevará a cabo la mayoría de las actividades de movilidad eléctrica.

Debido a que la tesis es una *investigación aplicada* y de acuerdo al alcance, es un estudio *correlacional*, pues analiza la relación o grado de asociación entre dos o más conceptos, categorías o variables en torno al tema de movilidad sostenible, se plantea y propone la siguiente hipótesis de investigación:

***“La consideración del impacto en la red eléctrica, la integración de datos geospaciales de un país y el efecto de las características de diseño de los VEs en el planteamiento de una metodología, contribuirá a proporcionar una red confiable y accesible de estaciones de recarga rápida y por consiguiente, impulsará significativamente a la adopción y expansión de la movilidad sostenible a nivel nacional de un país.”***

## Capítulo 3

# Resultados de la Investigación

### 3.1. Metodología

Los resultados presentados en las Figuras 3.3 - 3.7 reflejan la implementación de las diferentes etapas de la metodología propuesta en la Figura 1.3. Cada etapa de la metodología siguió una lógica de flujo de trabajo secuencial, en la cual los resultados obtenidos en cada fase se utilizaron como insumo para avanzar hacia la siguiente. Asimismo, cada etapa fue representada geoespacialmente mediante herramientas GIS, lo que facilitó una visualización y un análisis de datos más claros e intuitivos, además de permitir la identificación de relaciones espaciales que no serían evidentes en formatos tabulares.

En este contexto, las subsecciones siguientes detallan el procedimiento implementado para determinar las ubicaciones óptimas de recarga rápida para VEs, tomando a Costa Rica como caso de estudio. Estas etapas, concebidas con un horizonte temporal de mediano plazo (2025 - 2030), ofrecen flexibilidad y escalabilidad en un entorno de constante evolución. Aunque la metodología no se orienta explícitamente a pronosticar avances tecnológicos en marcas y modelos de VEs, sí posibilita reevaluar y proyectar requerimientos energéticos a medida que las condiciones cambien.

### 3.1.1. Caracterización del Consumo Energético de VEs en Costa Rica para la Movilidad Eléctrica

La implementación del primer objetivo de la metodología consistió en calcular el consumo total de energía necesario para que cualquier marca y modelo de VE complete un trayecto de ida y regreso dentro de una matriz origen-destino. Esta matriz fue construida tomando como referencia los principales cantones que conforman cada una de las *Regiones Socioeconómicas* de Costa Rica, complementada con la segmentación de los tipos de viaje según la naturaleza de cada trayecto. En las Tablas A.1, A.2 y A.3 se detalla la composición y determinación de las rutas dentro de la matriz origen-destino, organizadas según el tipo de viaje y la región correspondiente.

La construcción de esta matriz no responde actualmente a un conjunto de directrices legales específicas ni a lineamientos estrictos asociados exclusivamente a la movilidad eléctrica. Más bien, su diseño se fundamenta en las dinámicas sociales y económicas que caracterizan las actividades relacionadas con los sistemas de transporte en Costa Rica. Como señala *Rodrigue* [77], el desarrollo de los sistemas de transporte ocurre dentro de un contexto socioeconómico en el que el capital físico y el capital humano interactúan de manera inseparable. Las infraestructuras no pueden mantenerse operativas sin una gestión y mantenimiento adecuados, al tiempo que las actividades económicas dependen de una base de infraestructura sólida para su funcionamiento.

Por ende, la movilidad eléctrica se encuentra inmersa en estas dinámicas socioeconómicas, lo que justifica su análisis dentro de un contexto similar a nivel nacional. En el caso de Costa Rica, la división administrativa vigente, basada en criterios tanto sociales como económicos, ha servido como punto de partida para definir y caracterizar la movilidad eléctrica actual y proyectada del país. De manera similar, esta metodología podría ser replicada en otros países que posean divisiones administrativas con características comparables, proporcionando así un modelo adaptable para la construcción de matrices origen-destino en diferentes contextos.

Una vez definida la conformación de la matriz origen-destino de Costa Rica, se procedió a extraer las coordenadas en formato *latitud/longitud* de cada ruta, utilizando la herramienta *Google Maps Directions API*. Este proceso contempló la generación de diversas combinaciones de orígenes y destinos, la obtención de las polilíneas codificadas que describen cada sección de la Red Vial Nacional (de ahora en adelante, refiérase como *RVN*), su posterior decodificación para extraer las coordenadas correspondientes, y finalmente, el almacenamiento de estos datos en archivos *Excel*.

Posteriormente, se obtuvieron, en lotes de 500 pares de coordenadas, las elevaciones correspondientes a cada una de las polilíneas utilizando la herramienta *Google Maps Elevations API*. Estos valores de elevación fueron almacenados junto con sus respectivas coordenadas en formato *latitud/longitud*, con el propósito de ser utilizados posteriormente en el cálculo del consumo energético de los VEs, de acuerdo con el *modelo de dinámica longitudinal*.

La incorporación de la componente de elevación, junto con valores iterativos del *peso vehicular bruto* y la *capacidad utilizable de la batería*, en el cálculo del consumo energético de los VEs, está estrechamente relacionada con la esencia del *modelo de dinámica longitudinal*. Este modelo busca combinar cálculos teóricos con datos obtenidos de mediciones reales, permitiendo generar resultados que se aproximen lo más posible a las condiciones reales de operación.

De esta forma, se está desarrollando una metodología que destaca por su conformidad y adaptabilidad, analizando los datos disponibles públicamente e integrándolos en un modelo que, pese a su base teórica, permite justificar o explicar por qué ciertas ubicaciones pueden ser preferibles a otras que, en principio, también podrían considerarse válidas. Este enfoque fortalece la metodología al sentar las bases para jerarquizar los resultados según su relevancia y contribución a la satisfacción eficiente y continua de la demanda de recarga.

Tras calcular el consumo total de energía para la matriz origen-destino, se determinó el número de recargas necesarias para completar cada ruta en ambos sentidos.

Este análisis se enfocó en aquellos VEs cuya *capacidad utilizable de batería* resultaba insuficiente para finalizar el trayecto, incluso cuando la información proporcionada por el fabricante indicaba lo contrario.

Con el objetivo de garantizar que los VEs no agotaran por completo su carga durante la validación de la necesidad de recarga y en alineación con el diseño operacional de la mayoría de las estaciones de recarga rápida, que suelen cargar hasta un 80 % de la capacidad total, se calculó el número de recargas dividiendo el consumo total de energía de cada ruta por un *DoD al 80 %*. Según *A. Tomaszewska et al.* [91], cargar el 20 % restante en un VE puede requerir un tiempo similar al necesario para cargar el 80 % inicial, lo que refuerza y valida esta decisión como punto de partida en el análisis.

Con los números de recargas de cada ruta para cada modelo de VE determinados, se calcularon los valores de energía asociados al consumo total y al número de recargas empleando la siguiente fórmula de una secuencia aritmética:

$$a_n = a_1 + (n - 1) \cdot d \quad (3.1)$$

donde  $a_n$  representa el término  $n$ -ésimo,  $a_1$  corresponde al primer término de la secuencia, el *DoD al 80 %*,  $n$  es el número total de términos, y  $d$  es la diferencia común entre ellos. Los valores obtenidos con base en fundamentos teóricos fueron claves para identificar, con un margen cercano al 5 %, todos los valores de energía previamente calculados en el consumo total de la matriz origen-destino. Al asociar estos valores de energía con coordenadas en formato *latitud/longitud*, fue posible representarlos en un espacio georreferenciado, otorgándoles así una identidad geográfica.

En la Tabla A.4, se presentan las marcas y modelos de VEs disponibles en Costa Rica para el año 2022. Estos datos fueron obtenidos de fuentes de acceso público como MINAE y EV Database. Los valores de *peso vehicular bruto* (GVWR, en kg), y el *DoD al 80 %* (en kWh), detallados en la tabla, fueron los parámetros utilizados tanto para calcular el consumo total de energía como para determinar la cantidad de recargas necesarias para completar cada ruta de la matriz origen-destino.

### **3.1.2. Proyección de Recarga y Evaluación de Generación Distribuida para Mitigar Impactos en la Red Eléctrica**

Esta subsección se enfoca en el cumplimiento del segundo objetivo específico de esta investigación, el cual consiste en evaluar la demanda de recarga y determinar los requerimientos de generación distribuida necesarios para mitigar los impactos de altas demandas sobre la red eléctrica de Costa Rica. Para alcanzar este propósito, se realizó un análisis exhaustivo que integra proyecciones de recarga, perfiles de carga horaria y su impacto en el sistema eléctrico nacional (de ahora en adelante, refiérase como *SEN*), utilizando simulaciones avanzadas para respaldar los resultados obtenidos.

Los resultados de este análisis, derivados de la aplicación del principio de Pareto, capturan las dinámicas sociales y económicas características de un sistema de transporte equilibrado. Este enfoque permitió diseñar una red de recarga óptimamente adaptada a las necesidades específicas de cada *Región Socioeconómica*, garantizando su capacidad para satisfacer la demanda de recarga tanto a nivel intraregional como interregional. Como resultado, se lograron evitar fallos, carencias o sobredimensionamientos en la infraestructura de recarga, promoviendo así una planificación más eficiente, equilibrada y sostenible.

#### **3.1.2.1. Evaluación de Demandas Regionales**

Para evaluar las demandas específicas de recarga, se realizó un análisis de flujos de potencia en la red eléctrica de Costa Rica, considerando las proyecciones de VEs para el año 2030. Este análisis identificó cuántos y cuáles modelos de VEs requerirían recarga en las secciones seleccionadas de la RVN, conforme a los criterios establecidos por el principio de Pareto.

El estudio se basó en datos previamente recopilados, que incluían el número de viajes registrados en los distritos de cada *Región Socioeconómica*. A partir de estos datos, se calculó el porcentaje de viajes representativo para cada sección en relación con el total regional. Este porcentaje permitió proyectar el número de VEs que necesitarían recarga

en cada sección, utilizando la proporcionalidad derivada del TPDA.

### 3.1.2.2. Proyecciones de Perfiles de Carga Horaria

A partir de las proyecciones regionales, se desarrolló un modelo de perfil de carga horaria que considera todas las marcas y modelos de VEs que estarían cargándose simultáneamente en un período de 24 horas. Se asumió que el 35 % del total de VEs en cada sección estaría en proceso de carga durante dicho período. Este modelo permitió distribuir la demanda de recarga de manera heterogénea a lo largo del día, priorizando las horas pico de mayor demanda eléctrica, identificadas entre las 11:00 a.m. y la 01:00 p.m., así como entre las 06:00 p.m. y las 07:00 p.m.

Los valores de potencia máxima tolerable de cada marca y modelo, definidos por su *capacidad utilizable de batería*, se integraron al modelo para garantizar un perfil de carga que reflejara un comportamiento realista y optimizado. Esta proyección no solo ayudó a entender la dinámica de la demanda, sino que también proporcionó una base sólida para la planificación de recursos de generación distribuida en cada región.

### 3.1.2.3. Simulación Integral con ETAP

El modelo desarrollado en ETAP por *G. Gómez et al.* [92] constituyó el punto de partida para la simulación integral del sistema de interconexión eléctrica de los países de Centroamérica. Al ser Costa Rica parte de esta red regional, el modelo se fundamentó en el diagrama unifilar del SEN, representado en la Figura 3.2, que detalla la configuración de los principales componentes del sistema, incluyendo líneas de transmisión, subestaciones y niveles de tensión (230 kV, 138 kV y 34.5 kV).

Según lo establecido por *G. Gómez et al.* [92], el modelo fue sometido a un exhaustivo proceso de validación, comparándolo con los resultados generados por el software PSS/E, una herramienta ampliamente utilizada por operadores de sistemas eléctricos en la región. Las discrepancias observadas entre ambos modelos fueron menores al 0.5 %, lo que destacó la precisión y robustez del modelo implementado en ETAP. Este proceso de validación no solo aseguró la fiabilidad del modelo, sino que también esta-

bleció una base sólida para continuar con investigaciones enfocadas en el análisis del impacto del SEN ante escenarios futuros, con especial énfasis en la transición hacia la movilidad eléctrica colectiva.

En consonancia con esta línea de investigación, los estudios de *G. Gómez et al.* [93] y *G. Gómez et al.* [94] exploran a profundidad el impacto de la penetración de VEs en el SEN de Costa Rica, utilizando modelos matemáticos y simulaciones avanzadas. Estos estudios permitieron modelar con precisión las interdependencias entre los componentes de la red eléctrica, asegurando que los parámetros representaran fielmente las condiciones operativas reales del sistema eléctrico costarricense, lo que resulta fundamental para la planificación y sostenibilidad del sistema ante el crecimiento proyectado de la movilidad eléctrica.

A pesar de las similitudes metodológicas, los estudios de *G. Gómez et al.* [93] y *G. Gómez et al.* [94] difieren en el alcance temporal de sus análisis. Mientras que *G. Gómez et al.* [93] se enfoca en un horizonte cercano, modelando y simulando el impacto de la penetración de VEs hasta el año 2025, *G. Gómez et al.* [94] amplía el análisis, proyectando escenarios adicionales para los años 2030 y 2040. Este enfoque más amplio proporciona una visión integral de los retos y oportunidades asociados con la movilidad eléctrica en el contexto costarricense.

Para los objetivos de esta investigación, se adoptó un escenario proyectado a cinco años, empleando las estimaciones del total acumulado de VEs para el año 2030, basado en el modelo desarrollado por *G. Gómez et al.* [94]. Estas proyecciones posibilitaron el cálculo de la demanda energética total, expresada en MW, asociada a las secciones seleccionadas por *Región Socioeconómica*, permitiendo evaluar el impacto acumulativo de las demandas regionales y su interacción dentro del sistema eléctrico interconectado.

Este enfoque también permitió realizar un análisis exhaustivo de las interacciones entre los distintos componentes del SEN, evaluando tanto los flujos de potencia como las condiciones de voltaje bajo escenarios específicos enfocados en la integración de infraestructura de recarga rápida. De este modo, se buscó garantizar una coherencia

efectiva entre las necesidades regionales y las capacidades del SEN, fortaleciendo la planificación energética y promoviendo la sostenibilidad del sistema en el mediano plazo.

La Figura 3.1 sintetiza las principales etapas de esta simulación, abarcando desde el modelado del SEN en ETAP hasta la evaluación integral de la capacidad de alojamiento e incorporación de generación distribuida. Cada una de estas etapas fue cuidadosamente diseñada para evaluar el impacto acumulativo de las demandas regionales en el sistema eléctrico interconectado, asegurando su estabilidad operativa frente a los desafíos impuestos por la integración de infraestructura de recarga rápida.

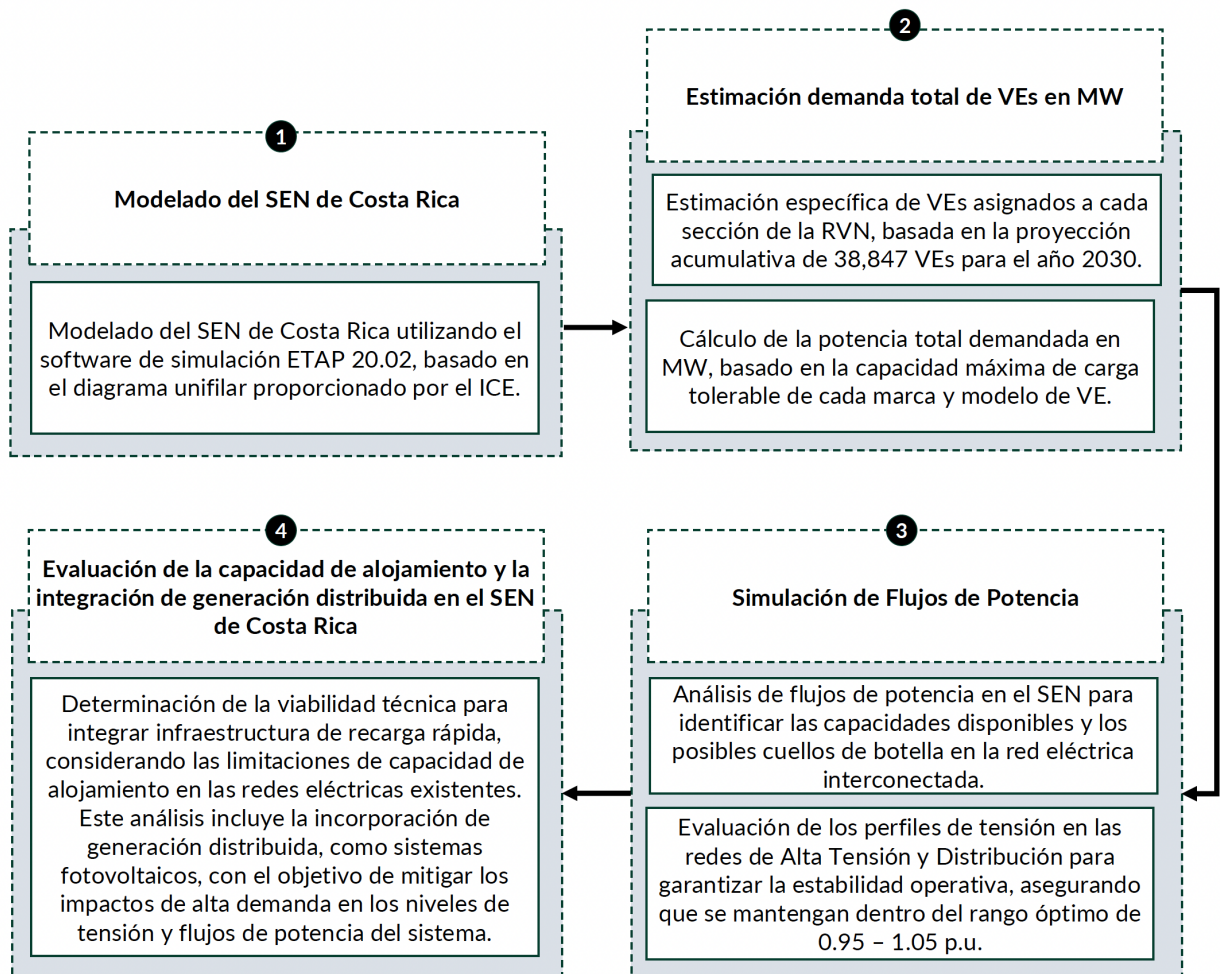


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología propuesta para la simulación y el análisis del SEN de Costa Rica ante la integración de una red estratégica de estaciones de recarga rápida para VEs.



Tabla 3.1: Barras de control del SEN de Costa Rica de acuerdo al diagrama unifilar en la Figura 3.2. **Fuente:** Ente Operador Regional (EOR) - Informe Final [1].

Número de Barra	Nivel de Tensión (kV)	Nombre	Nombre (PSS/E)
50252	230	Miravalle	MIR230A
50200	230	Arenal	ARE230A
50100	230	Corobicí	COR230A
50300	230	Mogote	MOG230
51150	230	Pailas	PAI230
51100	230	Orosi	ORO230
50002	230	Liberia	LIB230B
51200	230	Papagayo	PAP230
51250	230	Nuevo Colón	NCO230
50150	230	Tejona	TEJ230
50800	230	Peña Blancas	PBL230
50650	230	Ciudad Quesada	CQU230
50750	230	Venecia	VEN230
50700	230	Toro	TOR230
50952	230	Cariblanco	CAR230
53150	230	San Miguel	SMI230A
50900	230	Garabito	GAB230
50050	230	Cañas	CAS230A
50350	230	Barranca	BAR230
51300	230	Balsa Inferior	BIN230
53050	230	Lindora	LIN230
53900	230	Tárbara	TAR230A
54250	230	Pirris	PIR230
54000	230	Parrita	PAR230A
54750	230	Coyol	COY230
53100	230	Ribera	RIB230
53200	230	Garita	GAR230
54850	230	Higuito	HIG230
53000	230	La Caja	CAJ230A
56050	230	Río Claro	RCL230A
56100	230	Palmar	PAL230A
54050	230	Tejar	TER230
56000	230	San Isidro	SIS230
58500	230	Reventazón	REV230
58150	230	Trapiche	TRA230
58350	230	Cahuita	CAH230
53850	230	Río Macho	RMA230
58450	230	Torito	TTO230

Tabla 3.1: Barras de control del SEN de Costa Rica de acuerdo al diagrama unifilar en la Figura 3.2 (Continuación). **Fuente:** Ente Operador Regional (EOR) - Informe Final [1].

Número de Barra	Nivel de Tensión (kV)	Nombre	Nombre (PSS/E)
58600	230	Río Blanco	RBL230
58300	230	Moín	MOI230A
58200	230	Leesville	LEE230
54500	230	General	GEN230
54200	230	Coronado	CON230
50404	138	Juanilama	JUA138
50604	138	Filadelfia	FIL138
50504	138	Guayabal	GUA138
50554	138	Santa Rita	SRI138
50454	138	Colorado	COD138
53206	138	La Garita	GAR138
53004	138	La Caja	CAJ138A
53604	138	Heredia	HER138
53454	138	Alajuelita	ALA138
53354	138	Escazú	ESC138
53404	138	Desamparados	DES138
53154	138	San Miguel	SMI138
53654	138	Colima	COL138
53704	138	Sabanilla	SAB138
53754	138	Cóncavas	COV138
58004	138	Cachí	CAC138
58054	138	Turrialba	TUR138
58104	138	Angostura	ANG138
53856	138	Río Macho	RMA138
58304	138	Moín	MOI138
58204	138	Leesville	LEE138

En las Tablas B.1 - B.6 se detallan los resultados obtenidos de la potencia demandada para cada sección de las distintas *Regiones Socioeconómicas*. Estos resultados reflejan la potencia estimada necesaria según el perfil de carga, asumiendo que el 35% del total de VEs optarían por utilizar estaciones de recarga rápida a lo largo de un día típico de 24 horas. Para el escenario nacional de Costa Rica, la potencia total requerida fue calculada en 52.02 MW, valor que se utilizó como entrada en el software ETAP para realizar el análisis correspondiente de sistemas de potencia.

A partir de esta simulación, se buscó identificar los puntos críticos en la red eléctrica que podrían beneficiarse de la incorporación de generación distribuida, con el objetivo de mitigar de manera efectiva las altas demandas y garantizar la estabilidad del sistema. Adicionalmente, se determinaron porcentajes proporcionales de fuentes fotovoltaicas como principal estrategia para cubrir la demanda de recarga.

Aunque esta investigación se centra exclusivamente en estaciones de recarga rápida, el modelado en ETAP incluyó todos los niveles de recarga actualmente disponibles en el mercado de movilidad eléctrica. En este contexto, la generación distribuida fotovoltaica se consideró con valores de participación superiores al 5 % y hasta un máximo del 20 %, como medida para enfrentar los retos energéticos de los próximos años de transición.

### **3.1.3. Priorización de Ubicaciones Óptimas de Recarga Rápida mediante TOPSIS y Análisis Regional**

En la primera etapa de la metodología, los resultados mostraron que muchas de las ubicaciones propuestas para las estaciones de recarga se encontraban en proximidades que variaban entre los 100 metros y 5 kilómetros. Desde la perspectiva del consumo de energía, y considerando la pendiente asociada al desplazamiento en dichas distancias, se determinó que estas variaciones eran insignificantes y, por lo tanto, despreciables. Este hallazgo subrayó la necesidad de emplear métodos capaces de realizar una caracterización regional de la movilidad eléctrica de manera objetiva y fundamentada.

Con el objetivo de garantizar un análisis riguroso y alineado con el cumplimiento del tercer objetivo de esta investigación, se decidió implementar un algoritmo que superara las limitaciones inherentes a los métodos tradicionales de agrupamiento o *clustering*. Esta estrategia permitió priorizar un enfoque fundamentado en criterios cuantitativos, minimizando el riesgo de distorsiones en los resultados que podrían derivarse del uso de técnicas basadas en agrupaciones subjetivas o imprecisas.

Entre el amplio abanico de algoritmos de toma de decisiones, TOPSIS demostró ser el más adecuado para evaluar los criterios establecidos en este proceso de jerarquización.

En sintonía con el análisis geoespacial, se identificó que las estaciones de recarga se concentraban en secciones específicas de la RVN, algunas de las cuales registraron una mayor demanda en comparación con otras. Este patrón se correlacionó con el TPDA, cuyo formato de registro, disponible públicamente a través del MOPT, resultó compatible con los requerimientos técnicos del estudio.

En las Tablas C.1 - C.13 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de TOPSIS, en la cual se asignaron pesos del 60 % a la demanda de recarga y del 40 % al TPDA. Los resultados finales del análisis fueron organizados en orden ascendente, y la selección de las secciones elegidas se determinó a partir de la mediana de los datos. Todas las secciones con valores iguales o superiores a la mediana se consideraron como las opciones seleccionadas.

#### **3.1.4. Análisis y Optimización de Ubicaciones de Recarga Rápida: Enfoque de Pareto y Caracterización Regional**

Aunque los resultados obtenidos mediante TOPSIS proporcionaron un panorama más depurado y alineado con el contexto nacional, el análisis geoespacial evidenció la existencia de corredores viales excesivamente prolongados que se superponían con rutas de diferentes jerarquías. En otras palabras, si bien TOPSIS mejoró la caracterización de la movilidad eléctrica al alinear los recursos de recarga y el tráfico diario promedio, persistían ciertas redundancias en las secciones seleccionadas, dado que muchas eran consecutivas o se extendían innecesariamente.

Para abordar esta situación y ofrecer una representación optimizada de las ubicaciones de recarga rápida a nivel nacional, se implementó el principio de Pareto mediante el diagrama 20 – 80. Este enfoque permitió reducir la cantidad de secciones consideradas sin excluir aquellas con aportes relevantes, garantizando así la calidad de las ubicaciones seleccionadas. Además, se buscó concentrar el impacto en las áreas más significativas de cada *Región Socioeconómica*, preservando la esencia del análisis y maximizando su efectividad en términos de cobertura y relevancia.

Para ello, fue necesario integrar los resultados obtenidos independientemente del tipo de viaje, a diferencia de cómo se habían trabajado de forma separada en las etapas previas de la metodología. Esta vez, los resultados fueron analizados desde una perspectiva regional, donde fue necesario implementar el principio de Pareto en dos etapas:

- **Primera etapa:** Se identificaron las rutas que, de manera acumulativa, representaban aproximadamente el 80 % de la demanda de recarga en cada *Región Socioeconómica*. De este modo, se priorizaron aquellas rutas que, siguiendo el principio de Pareto, aunque constituían cerca del 20 % del total de rutas por las que los VEs requerían recargas, eran capaces de cubrir el 80 % o más de toda la demanda de recarga a nivel regional.
- **Segunda etapa:** Cada ruta seleccionada en la primera etapa de Pareto estaba compuesta por múltiples secciones que abarcaban diversos distritos de los principales cantones en las *Regiones Socioeconómicas*. Muchas de estas secciones compartían proximidades consecutivas que, de permanecer sin depurar, habrían dificultado presentar un resultado óptimo, ya que carecían de características representativas, contraviniendo el objetivo de la metodología.

Por lo tanto, se evaluaron las secciones individuales aplicando nuevamente la lógica de Pareto, identificando el 20 % de las secciones más representativas que cubrían el 80 % o más de la demanda de recarga para las rutas previamente seleccionadas.

Con estas dos etapas, se garantizó que no existieran superposiciones entre secciones dentro de una ruta, ni entre rutas dentro de una región. Además, siguiendo la lógica de trabajo secuencial de la metodología, cada sección seleccionada aseguraba cobertura a su respectiva ruta, y cada ruta seleccionada garantizaba cobertura a nivel regional. Finalmente, la interconexión entre regiones permitió conformar una red verdaderamente óptima de estaciones de recarga rápida, alineada con las necesidades nacionales de movilidad eléctrica.

Para detallar este proceso, en las Tablas D.1 - D.12 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación del principio de Pareto 20 – 80 en cada ruta y sus respectivas secciones. Los resultados del análisis fueron organizados en orden descendente, de manera que las rutas y secciones con los porcentajes más altos de representatividad fueran priorizadas para su inclusión en la red final.

En este sentido, las Tablas D.1 - D.6 especifican si una ruta de la RVN ha sido *seleccionada* para avanzar a la segunda etapa de la implementación del principio de Pareto o *no seleccionada* en caso de que su porcentaje de viaje no represente un impacto significativo en el porcentaje *acumulativo* del porcentaje de viajes, quedando descartada para futuras consideraciones.

Por otro lado, las Tablas D.7 - D.12 complementan estos resultados al detallar las secciones dentro de las rutas previamente seleccionadas, indicando si su porcentaje de viajes tiene un impacto relevante en el peso *acumulativo* de la ruta. Esto se refleja mediante las etiquetas *S* (abreviación de *seleccionado*) y *NS* (*no seleccionado*), permitiendo concluir el análisis con una priorización clara de las secciones más representativas.

## **3.2. Resultados de la Metodología Aplicada a la Optimización de Estaciones de Recarga Rápida en Costa Rica**

Esta sección aborda la resolución del cuarto objetivo específico de la investigación: validar y analizar los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta para la optimización de las ubicaciones estratégicas de recarga rápida en Costa Rica. El propósito de este análisis es demostrar la efectividad del enfoque metodológico implementado, evaluando su capacidad para satisfacer las demandas proyectadas de recarga eléctrica y su alineación con las necesidades viales y de movilidad eléctrica del país.

Los resultados derivados de la metodología se estructuran en dos partes. La primera corresponde a la distribución geográfica de las estaciones de recarga rápida en cada *Región Socioeconómica*, como se muestra en la Figura 3.3. Esta figura proporciona una representación objetiva de las secciones seleccionadas para la ubicación de dichas estaciones, abarcando diversas jerarquías dentro de la RVN de Costa Rica. En total, se identificaron 60 secciones que, desde un enfoque jerárquico, cumplen con el mayor porcentaje de los criterios establecidos en cada etapa de la metodología.

Las secciones seleccionadas, representadas en color amarillo, destacan por su capacidad de garantizar una infraestructura de recarga rápida equitativa y accesible, considerando tanto la jerarquización vial como la demanda de tráfico en la RVN de Costa Rica. Según el informe presentado en [95], la RVN Pavimentada de Costa Rica está compuesta por un total de 1,385 secciones de control. En este contexto, las 60 secciones seleccionadas representan aproximadamente el 4.33 % del total, lo que evidencia una optimización significativa.

Este reducido porcentaje pone de manifiesto la efectividad de la metodología aplicada, al demostrar que, a pesar de abarcar una proporción limitada, satisface de manera precisa la demanda de recarga proyectada. Este cumplimiento se basa en cálculos detallados del consumo energético de los VEs y se alinea con las demandas de tráfico vial. Asimismo, las secciones seleccionadas abarcan una diversidad de jerarquías viales, con una predominancia en las de jerarquía Primaria, sin omitir las Secundarias y Terciarias, como se detalla en la Tabla 3.2.

La segunda parte de los resultados se centra en el cumplimiento integrado de los cuatro objetivos planteados para esta investigación. Mientras que los resultados mostrados en la Figura 3.3 proyectan la evaluación geoespacial de las ubicaciones óptimas para las estaciones de recarga rápida, las Figuras 3.4 - 3.7 presentan el comportamiento de la red eléctrica frente a un escenario hipotético en el que el 35 % del total de VEs registrados por *Región Socioeconómica* optarían por utilizar las estaciones de recarga rápida, distribuyendo su demanda de recarga a lo largo de un perfil diario de 24 horas.

Para evaluar este escenario, se modeló el SEN de Costa Rica mediante simulaciones de flujos de potencia en ETAP. Este enfoque permitió analizar tanto la demanda total como el comportamiento de los perfiles de tensión en las barras de Alta y Media Tensión, considerando la integración de VEs y generación distribuida. En primer lugar, los resultados presentados en la Figura 3.4 muestran el comportamiento de la demanda total, expresada en MW, que combina dos curvas: una que refleja únicamente la demanda generada por los VEs y otra que incluye la demanda nacional preexistente junto con la carga adicional de los VEs.

La curva de demanda total de los VEs incorpora los resultados de los tres tipos principales de cargadores. Los cargadores L1, con potencias que oscilan entre 1.40 y 2.40 kW, se instalan típicamente en los hogares de los usuarios; los cargadores L2, con potencias entre 3.30 y 22 kW, se localizan en estacionamientos de espacios públicos; y los cargadores rápidos L3, con potencias de 50 a 350 kW, se emplean en ubicaciones estratégicas. Como resultado, se registra un pico máximo de demanda de aproximadamente 284 MW durante las horas de mayor actividad eléctrica, alrededor del mediodía.

En cuanto al comportamiento horario de esta demanda, la curva muestra un incremento progresivo desde las primeras horas de la mañana, alcanzando su punto máximo alrededor del mediodía. Posteriormente, se observa una reducción gradual de la demanda que se estabiliza en niveles mínimos durante las horas nocturnas, período en el que predomina el uso de los cargadores L1 debido a su requerimiento prolongado de conexión, que puede oscilar entre 20 y 40 horas para completar una carga completa.

En relación con la estabilidad de la red eléctrica tras la integración de esta carga adicional generada por los VEs al SEN de Costa Rica, las Figuras 3.5, 3.6 y 3.7 presentan un análisis detallado según los niveles de tensión correspondientes. Estos niveles, asociados a los sistemas de Alta Tensión (Transmisión a 230 kV y Subestaciones a 138 kV) y Media Tensión (Distribución a 34.5, 24.9 y 13.8 kV), deben mantenerse en el rango de 0.95 a 1.05 p.u. para garantizar condiciones de operación estables y óptimas.

No obstante, es importante señalar que ciertos análisis fundamentales de estabilidad quedaron fuera del alcance de esta investigación. Entre ellos se encuentra la estabilidad **transitoria**, que evalúa la capacidad del sistema para recuperar el equilibrio tras perturbaciones súbitas, como cortocircuitos o desconexiones inesperadas de elementos de la red. También se excluyó el análisis de la estabilidad de **frecuencia**, que se refiere a la capacidad del sistema para mantener niveles consistentes de frecuencia frente a variaciones dinámicas en la carga o la generación.

Asimismo, no se consideró la estabilidad **angular**, la cual está asociada con la coherencia entre los ángulos de los generadores, un aspecto crítico para evitar pérdidas de sincronismo en el sistema. De igual manera, no se abordó la estabilidad a **largo plazo**, que implica el análisis del impacto del crecimiento sostenido de la demanda y la posible degradación de la infraestructura eléctrica con el tiempo. Este tipo de estabilidad es esencial para prever y mitigar los efectos adversos en la operación y planificación futura del sistema eléctrico.

Finalmente, los resultados obtenidos de la simulación en ETAP fueron ajustados con base en los registros proporcionados por el SEN para el día de mayor demanda registrada en el año 2024. Según [96], este día alcanzó un pico de demanda de 1929.51 MW a las 18:30 horas. La elección de este escenario crítico como base para las simulaciones responde a su relevancia para evaluar de manera robusta el impacto de la integración de la carga adicional generada por los VEs en la capacidad operativa del SEN.

Tabla 3.2: Distribución de secciones seleccionadas para la ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs, clasificadas por jerarquía vial, tipo de TPDA y longitud.

Sección	TPDA	TPDA Liviano	Ruta	Jerarquía	Tipo de TPD	Longitud (km)
60092	5,086	2,854	34	Primaria	Moderado	18.17
60030	3,080	1,650	2	Primaria	Bajo	32.28
60052	2,155	1,064	2	Primaria	Bajo	24.15
60011	9,368	6,476	2	Primaria	Moderado	7.56
10010	6,730	4,449	2	Primaria	Moderado	10.29
60411	1,448	778	245	Secundaria	Bajo	14.95

Tabla 3.2: Distribución de secciones seleccionadas para la ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs, clasificadas por jerarquía vial, tipo de TPDA y longitud (Continuación).

Sección	TPDA	TPDA Liviano	Ruta	Jerarquía	Tipo de TPD	Longitud (km)
60420	2,368	1,538	245	Secundaria	Bajo	29.80
70150	11,890	5,965	32	Primaria	Moderado	13.26
70070	15,135	6,927	32	Primaria	Alto	12.04
70090	8,946	4,445	32	Primaria	Moderado	12.92
70472	8,911	3,803	32	Primaria	Moderado	9.87
70141	11,943	5,952	32	Primaria	Moderado	10.63
70040	4,509	2,588	36	Primaria	Bajo	25.02
40522	6,839	3,030	4	Primaria	Moderado	18.03
21012	3,179	1,516	4	Primaria	Bajo	16.14
21352	2,761	1,087	4	Primaria	Bajo	18.40
20722	4,957	2,331	4	Primaria	Bajo	18.62
40482	5,277	2,913	126	Primaria	Moderado	7.44
21060	5,142	2,646	35	Primaria	Moderado	11.35
21072	5,498	3,010	35	Primaria	Moderado	7.64
20671	5,338	2,791	250	Secundaria	Moderado	8.96
20994	4,074	1,898	751	Terciaria	Bajo	3.76
60162	11,793	7,714	34	Primaria	Moderado	8.09
60081	7,776	4,387	34	Primaria	Moderado	6.25
60112	7,863	6,201	34	Primaria	Moderado	4.09
60170	10,197	6,118	34	Primaria	Moderado	17.14
21900	16,457	9,874	27	Primaria	Alto	7.43
21441	18,432	13,501	27	Primaria	Alto	11.51
60240	9,394	4,507	1	Primaria	Moderado	19.15
60230	11,463	6,692	1	Primaria	Moderado	11.08
51120	7,883	3,722	1	Primaria	Moderado	12.74
50110	8,963	4,838	1	Primaria	Moderado	14.42
50040	5,222	2,800	1	Primaria	Moderado	30.77
50000	10,352	5,454	1	Primaria	Moderado	12.82
50850	6,510	3,262	18	Primaria	Moderado	20.42
50742	5,473	3,252	18	Primaria	Moderado	14.05
50132	8,608	5,423	21	Primaria	Moderado	12.68
50120	7,386	4,719	21	Primaria	Moderado	10.01
21430	24,132	19,798	27	Primaria	Alto	14.01
21890	15,602	11,332	27	Primaria	Alto	15.16
10080	46,850	41,697	27	Primaria	Alto	6.11
30690	2,447	1,781	2	Primaria	Bajo	25.07
30730	30,161	19,550	2	Primaria	Alto	3.09

Tabla 3.2: Distribución de secciones seleccionadas para la ubicación de estaciones de recarga rápida para VEs, clasificadas por jerarquía vial, tipo de TPDA y longitud (Continuación).

Sección	TPDA	TPDA Liviano	Ruta	Jerarquía	Tipo de TPD	Longitud (km)
30110	62,008	41,229	2	Primaria	Alto	2.36
30600	51,372	34,584	2	Primaria	Alto	5.17
10990	8,370	4,436	32	Primaria	Moderado	20.41
40500	37,821	26,146	32	Primaria	Alto	8.67
20010	51,116	31,160	1	Primaria	Alto	12.11
20031	24,337	14,191	1	Primaria	Alto	7.99
20020	31,524	19,135	1	Primaria	Alto	7.06
40710	77,671	50,478	1	Primaria	Alto	3.05
40040	69,654	48,270	1	Primaria	Alto	3.43
20040	20,262	12,360	1	Primaria	Alto	4.37
20050	22,133	1,538	1	Primaria	Alto	4.57
30040	27,636	19,881	10	Primaria	Alto	2.99
30061	46,156	33,375	10	Primaria	Alto	1.51
30062	46,156	33,232	10	Primaria	Alto	2.11
19094	80,586	57,957	39	Primaria	Alto	1.00
19100	90,024	66,474	39	Primaria	Alto	1.16
19102	55,090	44,540	39	Primaria	Alto	0.77

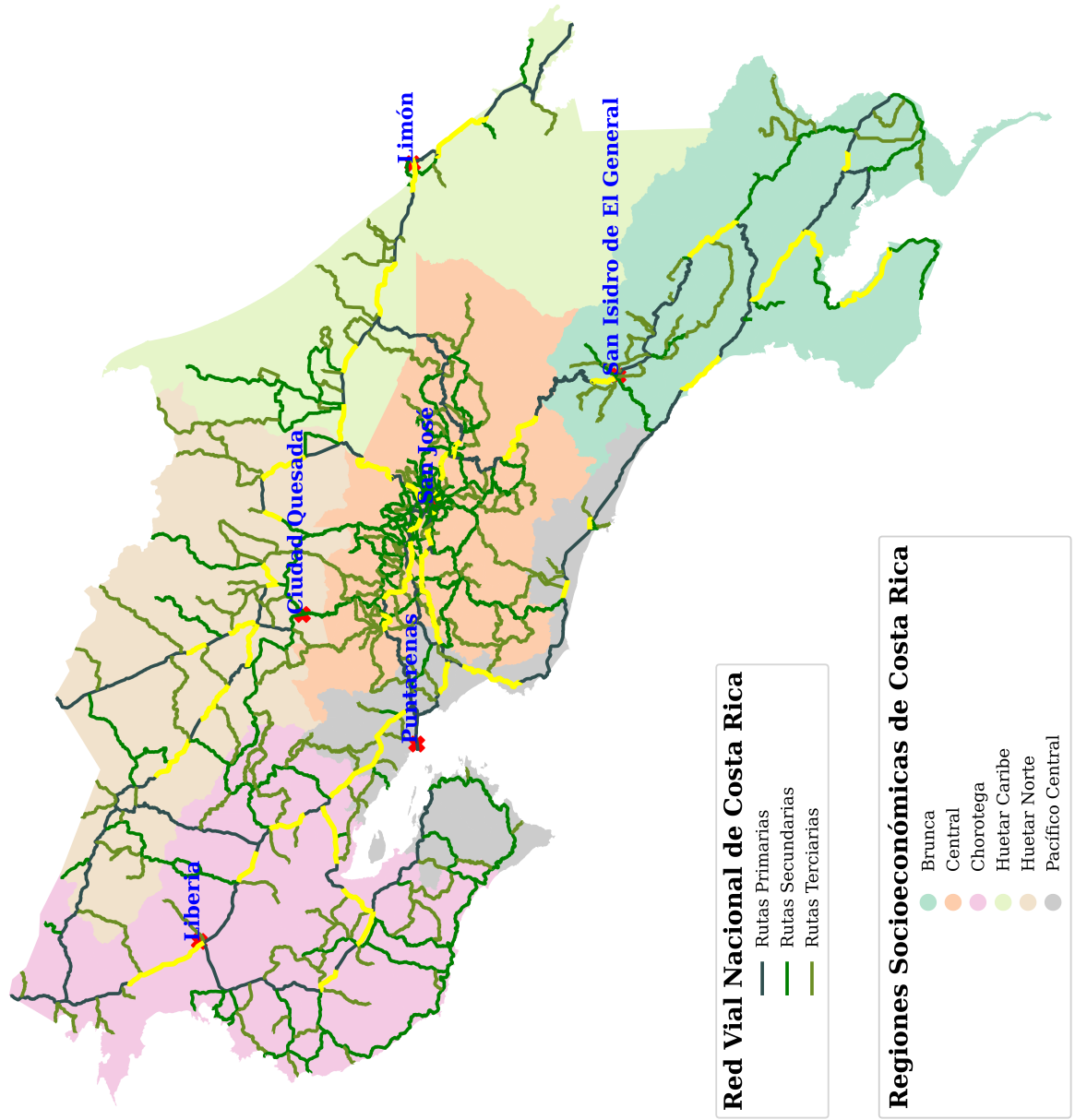


Figura 3.3: Ubicación óptima de estaciones de recarga rápida para VEs en Costa Rica.

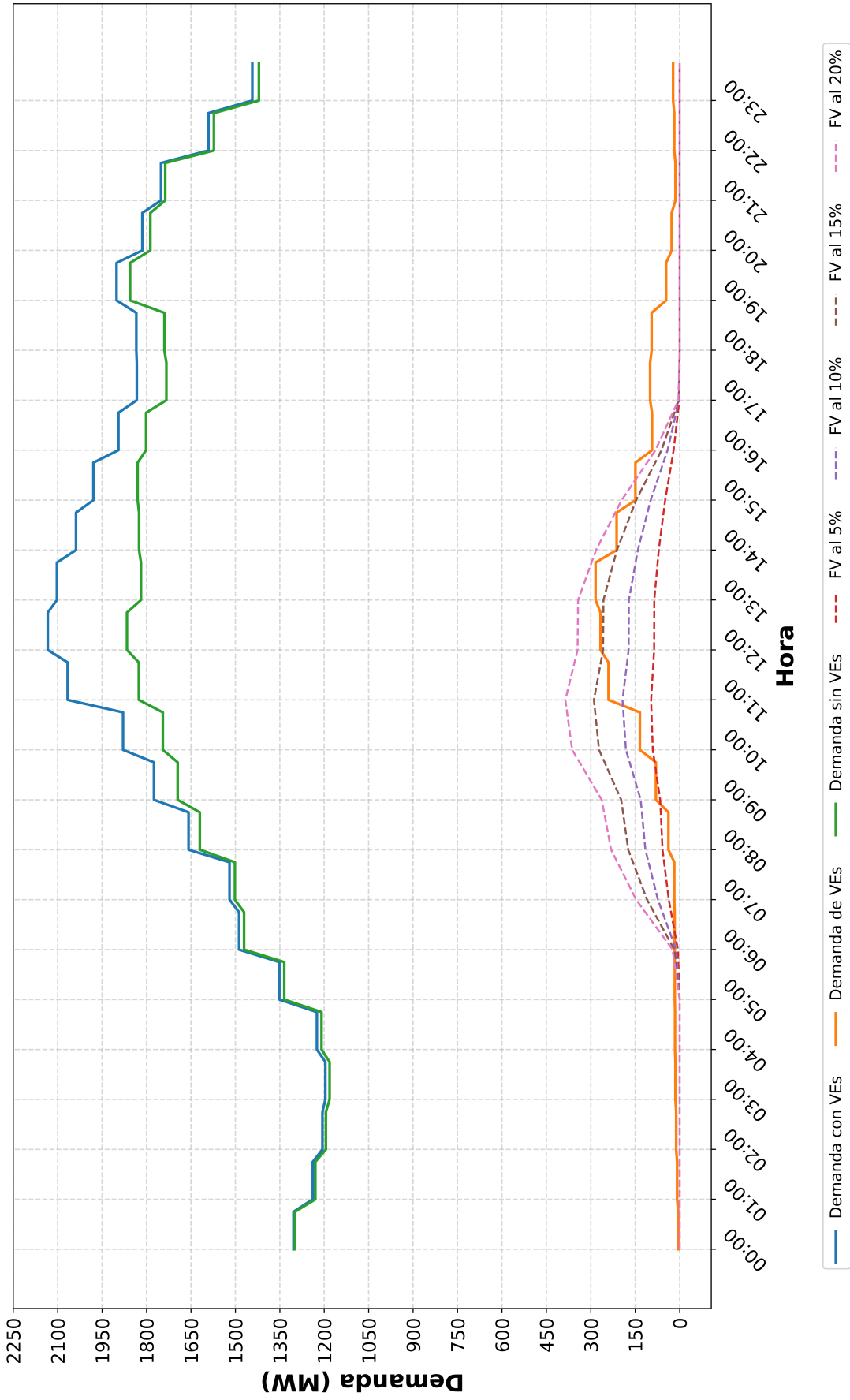


Figura 3.4: Perfil horario de la demanda total del SEN, desglosada en demanda sin VEs, demanda de VEs y demanda total con VEs. La gráfica incluye escenarios de penetración fotovoltaica (FV) al 5 %, 10 %, 15 % y 20 %.

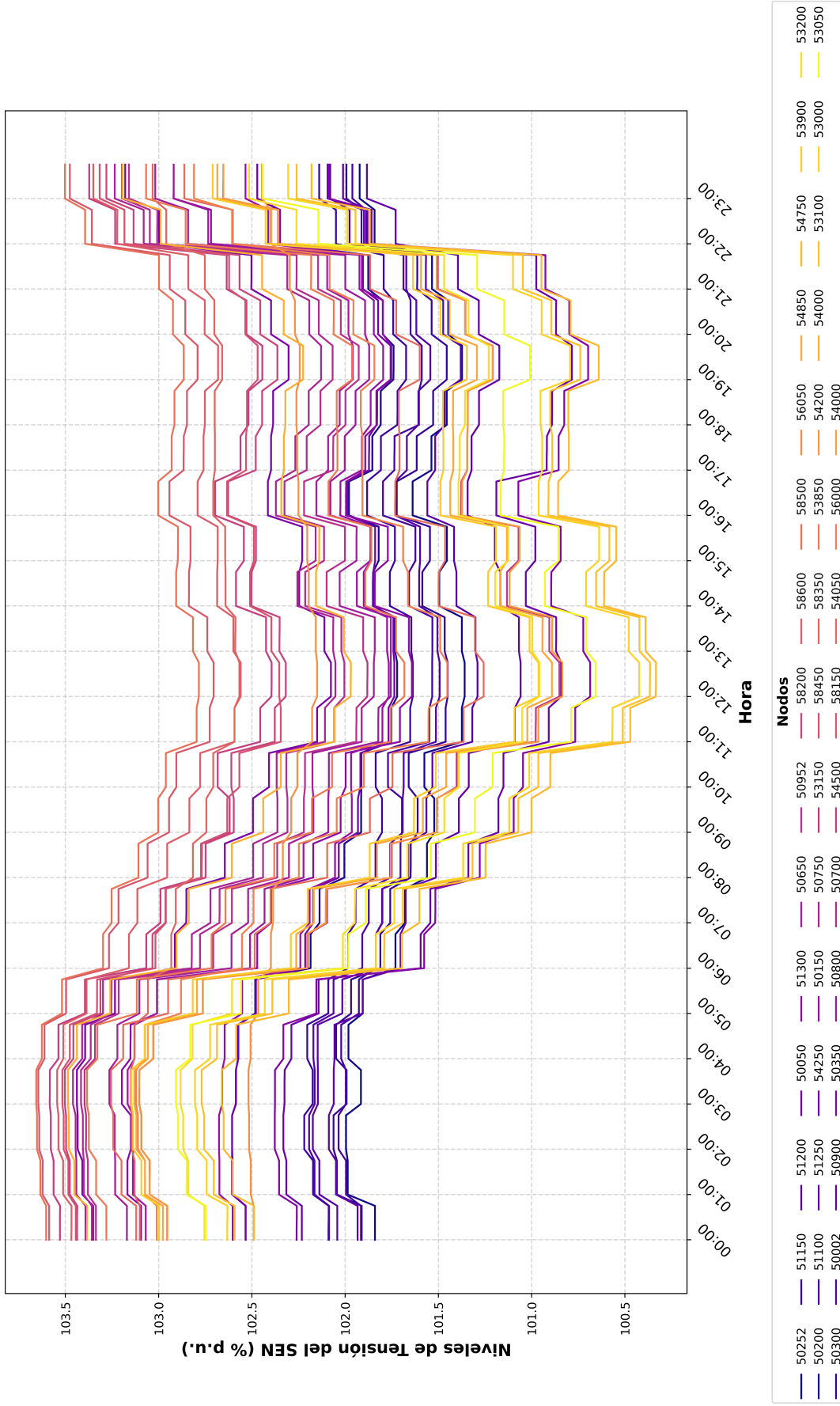


Figura 3.5: Niveles de tensión (en % p.u.) en los nodos correspondientes a las redes de Alta Tensión a 230 kV del SEN de Costa Rica de acuerdo con la Figura 3.3.

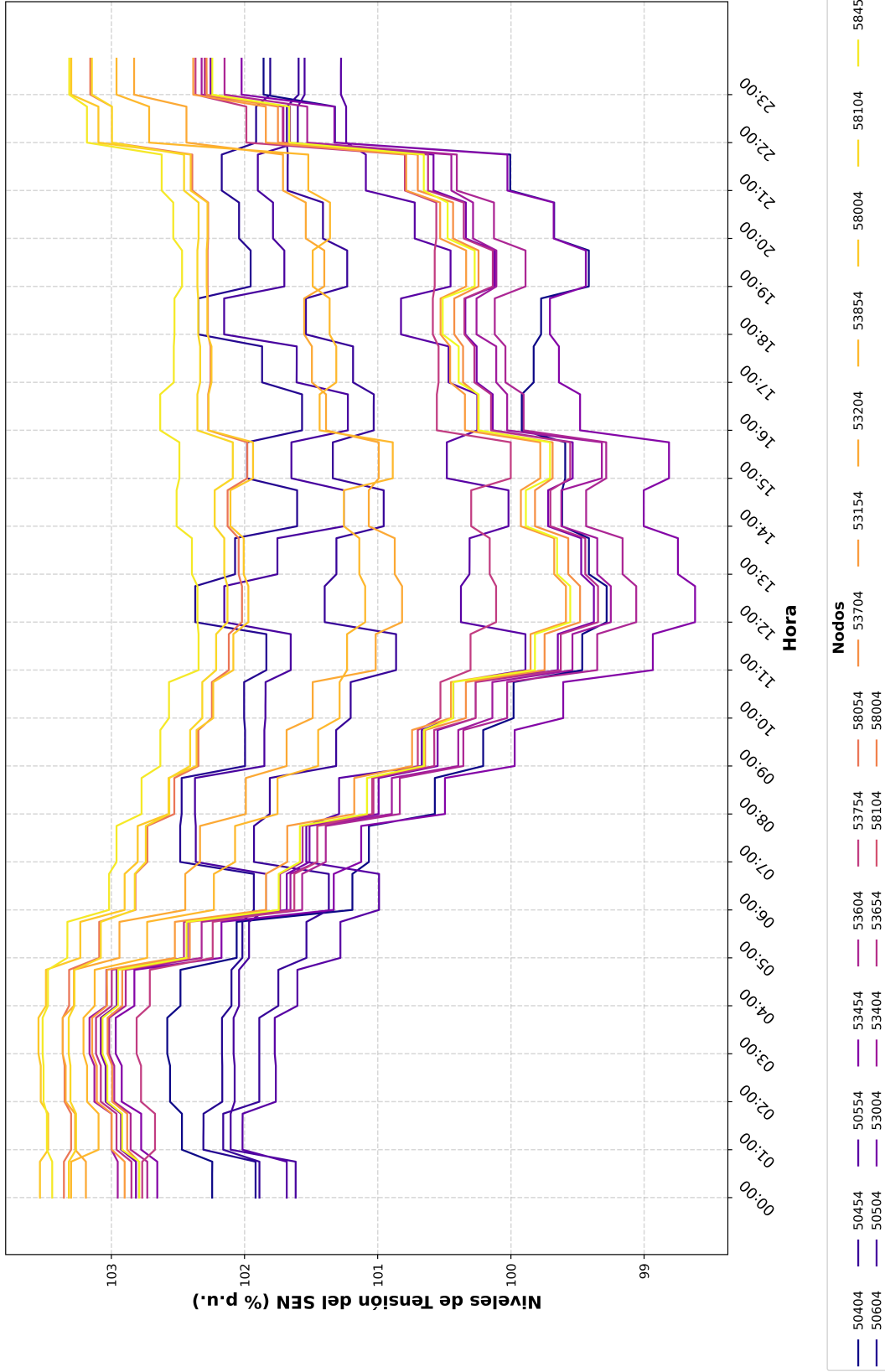


Figura 3.6: Niveles de tensión (en % p.u.) en los nodos asociados a las redes de Alta Tensión de 138 kV del SEN de Costa Rica de acuerdo con la Figura 3.3.

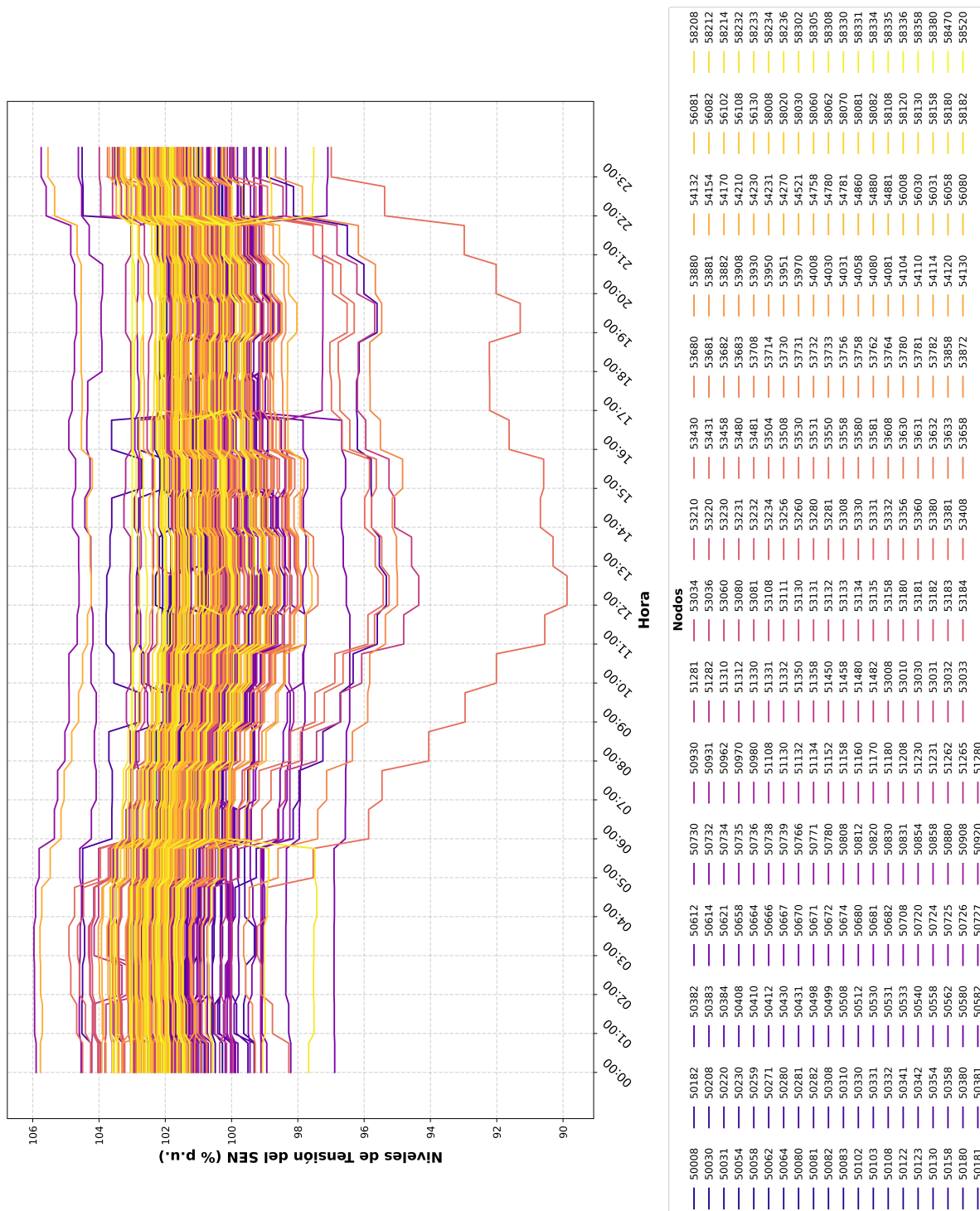


Figura 3.7: Niveles de tensión (en % p.u.) en los nodos asociados a las redes de Distribución a 13.8 kV, 24.9 kV y 34.5 kV del SEN de Costa Rica de acuerdo con la Figura 3.3.

### 3.3. Discusión de Resultados

Los resultados obtenidos mediante la implementación de cada etapa de la metodología se analizan desde dos perspectivas complementarias, cuya integración permite evaluar de manera integral el impacto en la satisfacción de la demanda nacional proyectada de VEs a un horizonte de cinco años. Este enfoque holístico combina la evaluación de la distribución espacial con los aspectos técnicos y socioeconómicos relacionados con la movilidad eléctrica en Costa Rica, proporcionando una visión completa de los retos y oportunidades asociados a esta transición.

La primera perspectiva se centra en los resultados presentados en la Figura 3.3, los cuales reflejan la asignación geográfica de las secciones seleccionadas en las diferentes *Regiones Socioeconómicas*. Este análisis permite identificar la adecuación de la infraestructura vial y su capacidad para satisfacer las necesidades de movilidad eléctrica de manera equitativa y eficiente.

Por otro lado, la segunda perspectiva aborda la capacidad del SEN para enfrentar la integración de la demanda de recargas rápidas, particularmente durante los momentos de máxima demanda eléctrica diaria a nivel nacional. Este análisis, basado en los resultados ilustrados en las Figuras 3.4 - 3.7, evalúa si el SEN cuenta con la infraestructura y estabilidad necesarias para garantizar un suministro confiable ante el aumento proyectado en la adopción de VEs, identificando posibles vulnerabilidades en escenarios críticos.

#### 3.3.1. Región Central: Un Epicentro de Actividad Económica y Vehicular

En términos de desarrollo, la Región Central se posiciona como la zona de mayor densidad poblacional y el principal núcleo de actividades económicas del país. Su conexión con ciudades clave como San José, Alajuela, Heredia y Cartago, que concentran comercio, industria y servicios, subraya su relevancia estratégica. Los resultados obtenidos destacan la importancia de las rutas de la RVN en proporcionar soporte adecuado

para el alto flujo vehicular, garantizando cobertura en zonas de elevada concentración de usuarios y optimizando la movilidad eléctrica en la región.

Entre las rutas seleccionadas se encuentran la 27, 2, 32, 1, 10 y 39, cada una con un aporte significativo a las redes viales del país. Por ejemplo, la Ruta 27 es una de las principales vías de acceso hacia el Pacífico Central, conectando la región Central con puertos y zonas turísticas de gran relevancia, lo que la hace ideal para atender tanto a usuarios locales como a quienes transitan hacia destinos costeros. La Ruta 2, por su parte, cumple un papel fundamental al conectar la región Central con el sur del país, evidenciando la necesidad de garantizar infraestructura de recarga en zonas rurales y de difícil acceso.

La Ruta 32 se destaca como el principal corredor hacia el Caribe, siendo clave para respaldar la logística comercial y la movilidad turística desde el centro del país hacia el puerto de Moín y otras zonas estratégicas. La Ruta 1, conocida como la Interamericana Norte, conecta la región Central con el norte del país y con Centroamérica, funcionando como una arteria principal para el transporte internacional. Esto refuerza la necesidad de infraestructura de recarga que asegure la movilidad eléctrica sostenible en el mediano y largo plazo.

Por su parte, la Ruta 10, que conecta Cartago con la región Caribe, opera como una vía alternativa a la Ruta 32. Su selección refleja la importancia de brindar opciones adicionales para la carga de VEs en rutas de menor jerarquía, que en casos de cierres por afectaciones climáticas se convierten en el principal acceso para garantizar la movilidad eléctrica sin interrupciones. Finalmente, la Ruta 39, conocida como la Circunvalación, rodea el centro de San José y presenta una alta densidad de tráfico y movilidad diaria, atendiendo de manera integral a la capital y sus áreas circundantes.

El enfoque de los resultados obtenidos no solo permite satisfacer la demanda actual, sino que también se anticipa a la expansión de la movilidad eléctrica en la región. Además, la conexión estratégica de estas rutas con las principales carreteras urbanas y periféricas que enlazan las diferentes regiones del país contribuirá significativamente

a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose de manera integral con los objetivos nacionales de descarbonización.

### **3.3.2. Región Huetar Norte: Conexión y Desarrollo Rural**

Por otro lado, la Región Huetar Norte, caracterizada por su predominancia agrícola y sus conexiones limitadas entre centros urbanos y rutas primarias, se posiciona como un punto estratégico de enlace con la Región Central. Este enfoque busca promover la adopción de VEs en comunidades rurales con alto potencial económico, superando la tendencia de concentrar infraestructura únicamente en áreas densamente pobladas. Los resultados también destacan su papel en la descentralización, fomentando la conectividad entre regiones y fortaleciendo la red de transporte nacional.

### **3.3.3. Chorotega y Pacífico Central: Ejes del Turismo Sostenible**

Las regiones Chorotega y Pacífico Central son fundamentales por su conexión con rutas y zonas costeras frecuentemente asociadas con el turismo local e internacional, lo que subraya su relevancia en el fomento del turismo sostenible. Con una extensión más amplia, la Región Chorotega se enfoca en destinos turísticos internacionales, favorecida por su proximidad al Aeropuerto Internacional Daniel Oduber Quirós. En contraste, la Región Pacífico Central atiende principalmente el turismo nacional de corto plazo, impulsado por su cercanía a los principales centros urbanos, como San José y Alajuela.

En conjunto, los resultados obtenidos en la distribución de las secciones seleccionadas en ambas regiones configurarían un eje estratégico que facilitaría el desplazamiento turístico de norte a sur a lo largo de la costa oeste del país, fortaleciendo la transición hacia una movilidad eléctrica sostenible.

### **3.3.4. Región Brunca: Inclusión y Desafíos Geográficos**

Ampliamente reconocida por su predominante actividad agrícola y su destacado desarrollo turístico, la Región Brunca es internacionalmente conocida por destinos como Dominical, Bahía Ballena y el Parque Nacional Corcovado. Su geografía, caracterizada por cadenas montañosas y valles, plantea desafíos significativos, especialmente en tramos con pendientes pronunciadas que incrementan el consumo energético de los VEs. Estos retos se reflejaron en los resultados proyectados durante la implementación de la primera etapa de la metodología, donde, en conjunto con el análisis del TPDA y la jerarquización de rutas y secciones, se logró establecer un vínculo estratégico entre estas trayectorias particulares.

En este contexto, los resultados resaltan la importancia estratégica de las Rutas 34 y 2, que concentran la mayoría de las secciones seleccionadas. Estas rutas no solo aseguran la inclusión de la zona sur del país, sino que también optimizan la accesibilidad y facilitan la integración de la infraestructura proyectada, consolidando así el papel de la Región Brunca como un eje clave para el desarrollo sostenible y la movilidad eléctrica en Costa Rica.

### **3.3.5. Región Huetar Caribe: Conectividad Logística y Potencial Sostenible**

Reconocida como un nodo estratégico para la exportación de productos agrícolas hacia mercados internacionales, la Región Huetar Caribe experimenta un constante flujo vehicular, principalmente a través de la Ruta 32. La integración de infraestructura de recarga eléctrica en esta región podría posicionarla como un modelo de sostenibilidad en el transporte de carga y pasajeros, promoviendo la transición hacia una movilidad más eficiente y respetuosa con el ambiente.

A diferencia de otras regiones del país, el turismo en la Región Huetar Caribe no está tan desarrollado; sin embargo, la introducción de infraestructura de recarga podría impulsar su popularidad, favoreciendo un enfoque en el ecoturismo y actividades sostenibles.

nibles. Este potencial podría catalizar un crecimiento económico y social significativo en el futuro, especialmente en una región que enfrenta altos índices de pobreza y una histórica falta de inversión en infraestructura.

### **3.3.6. Efectos de la Movilidad Eléctrica en la Capacidad de Alojamiento del SEN**

De acuerdo con los resultados obtenidos y representados en las Figuras 3.5, 3.6 y 3.7, los niveles de tensión en los sistemas de Alta Tensión del SEN muestran una variabilidad significativamente menor en comparación con los nodos de la Red de Distribución. Este comportamiento refleja la robustez inherente de los sistemas de transporte eléctrico frente a las fluctuaciones de carga, en contraste con la mayor sensibilidad de la Red de Distribución. Esto último se explica por el hecho de que la Red de Distribución abastece directamente a los consumidores finales, lo que la expone a mayores riesgos ante cambios en la demanda eléctrica.

En particular, los nodos 53508 (Subestación Anonos), 53010 (Subestación La Caja) y 53758 (Subestación Cóncavas) destacaron por presentar anomalías críticas bajo la penetración de 38,847 VEs, distribuidos proporcionalmente a la demanda de cada *Región Socioeconómica*. Estos nodos registraron niveles de tensión por debajo de 0.95 p.u., alcanzando valores de 0.8988, 0.9435 y 0.9484 p.u., respectivamente. Estos resultados evidencian que un aumento en la densidad de VEs, y con ello en la demanda de recargas rápidas, compromete significativamente la estabilidad, confiabilidad y eficiencia de la Red de Distribución, con impactos potenciales en sectores no relacionados directamente con la carga de VEs.

Aunque los sistemas de Alta Tensión operan dentro de los límites normales establecidos y no presentan alteraciones significativas en los niveles de tensión, las afectaciones graduales en la Red de Distribución podrían, a largo plazo, generar impactos negativos en todo el sistema eléctrico. En escenarios sin intervenciones correctivas, estas inestabilidades podrían propagarse hacia las redes de transporte, provocando una disminución progresiva de los niveles de tensión generales del SEN, por debajo de 0.95 p.u.

Para un horizonte de cinco años, los resultados sugieren que la jerarquía de Alta Tensión cuenta con una capacidad de alojamiento suficiente para integrar cargas adicionales sin comprometer su estabilidad operativa. No obstante, la Red de Distribución, al ser el enlace directo con los usuarios finales, presenta una mayor susceptibilidad a inestabilidades. Esto se observa en los resultados de la simulación, donde algunos nodos ya manifiestan signos de deterioro bajo un incremento moderado de carga.

### **3.3.7. Generación Distribuida en la Capacidad del SEN en Respuesta a la Creciente Demanda de Movilidad Eléctrica**

En un esfuerzo por evaluar estrategias para mitigar los desafíos del sobredimensionamiento del SEN, se analizó la integración de generación distribuida, específicamente mediante sistemas fotovoltaicos, con niveles de penetración que oscilan entre el 5% y el 20%. Los resultados de este análisis, reflejados en la Figura 3.4, destacan que, actualmente, la generación distribuida basada en energía fotovoltaica representa aproximadamente un 5% de la capacidad del SEN. Este porcentaje, aunque incipiente, todavía es insuficiente para atender el crecimiento proyectado de la carga eléctrica.

Con una penetración del 5%, la curva de demanda total de los VEs muestra una ligera mitigación de las demandas durante las horas pico, aunque sin resolver de manera completa las afectaciones sobre la integridad del SEN. A partir de un nivel de integración del 10%, se observan mejoras significativas en la capacidad del sistema para absorber cargas adicionales, siendo el 20% el escenario que ofrece la mayor cobertura y estabilidad dentro del horizonte de cinco años.

La integración de sistemas fotovoltaicos, en conjunto con tecnologías de almacenamiento energético, podría desempeñar un papel crucial en el fortalecimiento de la capacidad de alojamiento del SEN. Este impacto sería particularmente beneficioso para la Red de Distribución, que ha mostrado el mayor grado de deterioro en los tres nodos previamente identificados como críticos. Por su parte, los niveles correspondientes a

los sistemas de Alta Tensión se mantendrían estables y sin afectaciones significativas, ya que las mejoras previamente mencionadas en la Red de Distribución evitarían las repercusiones directas sobre su respectiva operatividad y estabilidad.

Estos hallazgos subrayan la necesidad inminente de implementar una planificación estratégica anticipada que permita evitar cuellos de botella durante las horas de mayor demanda energética a nivel nacional. No solo los VEs dependerán de una infraestructura robusta para garantizar su operación, sino que también otros sectores de consumo requerirán una cobertura adecuada para sostener el crecimiento económico y social del país. En este contexto, alcanzar al menos un 15% de integración de sistemas fotovoltaicos podría ser una meta viable y estratégica para enfrentar las demandas crecientes proyectadas en los próximos cinco años.

## Capítulo 4

# Conclusiones, Recomendaciones y Trabajos Futuros

En las siguientes secciones se presentan las conclusiones, recomendaciones y propuestas de trabajos futuros, organizadas en correspondencia con los objetivos específicos establecidos para la realización de esta investigación de maestría. Cada sección está enumerada según dichos objetivos, con el propósito de asegurar una alineación clara y de evidenciar tanto los cumplimientos alcanzados como los avances previstos.

### 4.1. Conclusiones

- **Objetivo 1:** Estimar el consumo energético de VEs mediante una matriz origen-destino:
  - Se desarrolló una matriz origen-destino que permitió caracterizar el consumo energético de las diferentes marcas y modelos de vehículos eléctricos disponibles en Costa Rica. Este análisis facilitó una comprensión detallada de los patrones de movilidad eléctrica a escala nacional, estableciendo una base sólida para la planificación de infraestructura de recarga rápida que responda a las necesidades reales de los usuarios de VEs.

- Los resultados obtenidos de la matriz origen-destino sirvieron como base para identificar las demandas energéticas en rutas críticas, proporcionando información clave para la planificación de la infraestructura de recarga rápida a nivel nacional.
  - Durante la estimación, se identificaron factores clave que afectan el consumo energético, como la topografía, el tipo de viaje y las características específicas de cada marca y modelo de VE. Estos factores deberán considerarse en futuros análisis para mejorar la precisión de las proyecciones.
- **Objetivo 2:** Determinar la generación distribuida necesaria para mitigar demandas máximas en la red eléctrica mediante simulaciones GIS y análisis de flujos de potencia:
- Se determinó la capacidad de generación distribuida como alternativa para mitigar los impactos de las altas demandas energéticas durante las horas pico. Mediante simulaciones GIS y análisis de flujos de potencia, se identificaron nodos críticos en la red eléctrica, destacando la importancia de estrategias como la integración de generación fotovoltaica para garantizar la estabilidad operativa del sistema eléctrico nacional.
  - Los escenarios de penetración del 15% y 20% de generación fotovoltaica evidenciaron las potenciales mejoras significativas en la estabilidad de la Red de Distribución, logrando cubrir, en gran medida, la demanda total atribuible a los VEs. Esto refuerza la viabilidad de implementar soluciones basadas en generación distribuida para garantizar un suministro eléctrico confiable en el horizonte proyectado.
- **Objetivo 3:** Desarrollo de una metodología para la ubicación óptima de estaciones de recarga rápida:
- Se estableció una metodología robusta basada en criterios geoespaciales, algoritmos de toma de decisiones (como TOPSIS), y análisis de capacidad de

alojamiento en redes eléctricas. Este enfoque permitió identificar 60 secciones estratégicas dentro de la RVN de Costa Rica, garantizando una infraestructura equitativa y accesible que prioriza la jerarquización vial y la demanda de tráfico.

- La metodología proporciona un marco claro y replicable que puede ser adaptado a otros contextos nacionales o regionales, fortaleciendo la toma de decisiones informada en la expansión de la infraestructura de movilidad eléctrica.
- Los resultados obtenidos subrayan la importancia de integrar herramientas de análisis geoespacial y decisiones basadas en datos en la planificación de la infraestructura de recarga, asegurando su alineación con las metas de sostenibilidad y electrificación del transporte.

■ **Objetivo 4:** Validación de la metodología propuesta en el escenario país de Costa Rica:

- La validación de la metodología en un contexto real demostró su efectividad para optimizar la ubicación de estaciones de recarga rápida. Los resultados obtenidos reflejan que, aunque las estaciones seleccionadas representan solo el 4.33 % del total de secciones de la RVN, estas satisfacen de manera precisa la demanda proyectada de recarga, promoviendo una transición hacia una movilidad más sostenible en Costa Rica.
- Las secciones seleccionadas como ubicaciones estratégicas para la instalación de estaciones de recarga rápida presentan longitudes variables, comprendidas entre aproximadamente 0.70 y 35 kilómetros. Esta característica las posiciona como segmentos clave dentro de la RVN, al ofrecer límites claramente definidos que, dependiendo del enfoque urbanístico y los parámetros de planificación aplicados, fortalecen la ubicación de puntos estratégicos.

Estos límites no solo facilitan la incorporación de criterios técnicos y geoespaciales, sino que también promueven una mayor flexibilidad para adaptarse a las diversas necesidades de desarrollo territorial.

## 4.2. Recomendaciones

- Con respecto al **Objetivo 1** se recomienda:
  - Actualizar y expandir la matriz origen-destino con datos más recientes y específicos de patrones de movilidad eléctrica en Costa Rica. Esto incluye integrar estadísticas de nuevas marcas y modelos de VEs, considerando su evolución tecnológica y las diferencias en el consumo energético.
  - Emplear modelos dinámicos en herramientas de simulación geoespacial que permitan evaluar el consumo energético de los VEs en tiempo real, ajustándose a cambios en la infraestructura vial y patrones de tráfico.
  
- Con respecto al **Objetivo 2** se recomienda:
  - Priorizar la integración de sistemas de generación distribuida, especialmente fotovoltaicos, de acuerdo con las secciones de la RVN donde se identificaron los nodos más críticos. Este enfoque escalonado garantizará una transición progresiva y eficiente hacia una mayor estabilidad de la red.
  - Realizar simulaciones adicionales con datos actualizados de consumo energético y nuevas proyecciones de penetración de VEs para evaluar posibles ajustes en la capacidad requerida de generación distribuida.
  - Establecer un sistema de monitoreo en tiempo real para los nodos identificados como críticos, permitiendo evaluar el impacto de la generación distribuida y detectar posibles vulnerabilidades futuras.
  
- Con respecto al **Objetivo 3** se recomienda:
  - Incentivar la integración de sistemas fotovoltaicos en niveles de penetración superiores al 15 %, complementados con tecnologías de almacenamiento energético, para mitigar las demandas máximas y mejorar la estabilidad de la Red de Distribución.

- Alinear las propuestas de ubicación óptima de estaciones de recarga rápida con los planes nacionales de desarrollo vial y de infraestructura eléctrica asegurará una mayor coherencia en la planificación territorial.
  - Realizar un análisis prospectivo que considere el crecimiento proyectado del parque vehicular eléctrico, asegurando que la metodología pueda ajustarse para satisfacer las demandas futuras y no solo las actuales.
- Con respecto al **Objetivo 4** se recomienda:
- Implementar proyectos piloto en diversas regiones de Costa Rica para evaluar la viabilidad y eficiencia de la metodología desarrollada, considerando factores como tráfico real, condiciones climáticas y demandas estacionales.
  - Mantener los algoritmos de toma de decisiones y modelado geoespacial actualizados, considerando avances tecnológicos y cambios en los patrones de movilidad eléctrica, así como las proyecciones de crecimiento del parque vehicular eléctrico.

### 4.3. Trabajos futuros

Este trabajo de tesis abre varias líneas de investigación que podrían ser abordadas en estudios futuros:

- **Análisis dinámico de la demanda eléctrica:** Evaluar cómo la movilidad eléctrica afecta el SEN en diferentes escenarios temporales y con variaciones en los patrones de recarga.
- **Optimización de la localización de estaciones de recarga:** Aplicar modelos avanzados de optimización que integren no solo aspectos geoespaciales y de tráfico, sino también consideraciones económicas y medioambientales.
- **Estudio de nuevas tecnologías de recarga:** Investigar el impacto de tecnologías emergentes, como la carga ultrarrápida o inalámbrica, en la estabilidad del SEN y en la experiencia del usuario.

- **Impacto socioeconómico de la movilidad eléctrica:** Analizar cómo la transición hacia la movilidad eléctrica afecta diferentes sectores económicos, con un enfoque particular en el transporte público y la logística.
- **Integración de fuentes renovables:** Ampliar los estudios sobre generación distribuida, considerando otras fuentes renovables además de la fotovoltaica, como eólica y biomasa, para diversificar la matriz energética del SEN.
- **Simulación de escenarios a largo plazo:** Desarrollar simulaciones que proyecten el impacto de la movilidad eléctrica más allá de los próximos cinco años, incorporando variables como avances tecnológicos, políticas de descarbonización y crecimiento demográfico.

# Bibliografía

- [1] Ente Operador Regional (EOR), *Identificación de la Red de Transmisión Regional para el Año 2022 - Informe Final*. San Salvador, El Salvador, C.A., noviembre 2021. Elaborado para OS/OM y Agentes del MER.
- [2] K.-T. Chang, *Introduction to geographic information systems*, vol. 9. Mcgraw-hill Boston, 2019.
- [3] CENCE, “Información sobre la Red Eléctrica Costarricense,” 2024.
- [4] C. Sulzberger, “An early road warrior: Electric vehicles in the early years of the automobile,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 2, no. 3, pp. 66–71, 2004.
- [5] M. S. Mastoi, S. Zhuang, H. M. Munir, M. Haris, M. Hassan, M. Usman, S. S. H. Bukhari, and J.-S. Ro, “An in-depth analysis of electric vehicle charging station infrastructure, policy implications, and future trends,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 11504–11529, 2022.
- [6] S. Küfeoğlu and D. K. K. Hong, “Emissions performance of electric vehicles: A case study from the United Kingdom,” *Applied Energy*, vol. 260, p. 114241, 2020.
- [7] Y. Zhou, M. Wang, H. Hao, L. Johnson, H. Wang, and H. Hao, “Plug-in electric vehicle market penetration and incentives: A global review,” *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, vol. 20, pp. 777–795, 2015.
- [8] M. Xu, H. Yang, and S. Wang, “Mitigate the range anxiety: Siting battery charging stations for electric vehicle drivers,” *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, vol. 114, pp. 164–188, 2020.

- [9] A. Arora, N. Niese, E. Dreyer, A. Waas, and A. Xie, “Why Electric Cars Can’t Come Fast Enough,” *Boston Consulting Group: Boston, MA, USA*, 2021.
- [10] Z. Liu, J. Song, J. Kubal, N. Susarla, K. W. Knehr, E. Islam, P. Nelson, and S. Ahmed, “Comparing total cost of ownership of battery electric vehicles and internal combustion engine vehicles,” *Energy Policy*, vol. 158, p. 112564, 2021.
- [11] I. Frade, A. Ribeiro, G. Gonçalves, and A. P. Antunes, “Optimal location of charging stations for electric vehicles in a neighborhood in Lisbon, Portugal,” *Transportation Research Record*, vol. 2252, no. 1, pp. 91–98, 2011.
- [12] A. Hess, F. Malandrino, M. B. Reinhardt, C. Casetti, K. A. Hummel, and J. M. Barceló-Ordinas, “Optimal deployment of charging stations for electric vehicular networks,” in *Proceedings of the first workshop on Urban networking*, pp. 1–6, 2012.
- [13] M. Cruz-Zambrano, C. Corchero, L. Igualada-Gonzalez, and V. Bernardo, “Optimal location of fast charging stations in Barcelona: A flow-capturing approach,” in *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–6, IEEE, 2013.
- [14] I. S. Bayram, G. Michailidis, M. Devetsikiotis, and F. Granelli, “Electric power allocation in a network of fast charging stations,” *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 31, no. 7, pp. 1235–1246, 2013.
- [15] S. Wagner, M. Götzinger, and D. Neumann, “Optimal location of charging stations in smart cities: A points of interest based approach,” 2013.
- [16] T. D. Chen, K. M. Kockelman, and M. Khan, “Locating electric vehicle charging stations: Parking-based assignment method for Seattle, Washington,” *Transportation research record*, vol. 2385, no. 1, pp. 28–36, 2013.
- [17] P. Phonrattanasak and N. Leeprechanon, “Optimal placement of EV fast charging stations considering the impact on electrical distribution and traffic condition,” in

*2014 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE)*, pp. 1–6, IEEE, 2014.

- [18] P. Sadeghi-Barzani, A. Rajabi-Ghahnavieh, and H. Kazemi-Karegar, “Optimal fast charging station placing and sizing,” *Applied Energy*, vol. 125, pp. 289–299, 2014.
- [19] D. A. Giménez-Gaydou, A. S. Ribeiro, J. Gutiérrez, and A. P. Antunes, “Optimal location of battery electric vehicle charging stations in urban areas: A new approach,” *International Journal of Sustainable Transportation*, vol. 10, no. 5, pp. 393–405, 2016.
- [20] S. Chen, Y. Shi, X. Chen, and F. Qi, “Optimal location of electric vehicle charging stations using genetic algorithm,” in *2015 17th Asia-Pacific Network Operations and Management Symposium (APNOMS)*, pp. 372–375, IEEE, 2015.
- [21] M. M. Islam, A. Mohamed, and H. Shareef, “Optimal allocation of rapid charging stations for electric vehicles,” in *2015 IEEE student conference on research and development (SCOReD)*, pp. 378–383, IEEE, 2015.
- [22] N. Shahraki, H. Cai, M. Turkay, and M. Xu, “Optimal locations of electric public charging stations using real world vehicle travel patterns,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 41, pp. 165–176, 2015.
- [23] Y. Ahn and H. Yeo, “An analytical planning model to estimate the optimal density of charging stations for electric vehicles,” *PloS one*, vol. 10, no. 11, p. e0141307, 2015.
- [24] J. Tan and L. Wang, “Real-time charging navigation of electric vehicles to fast charging stations: A hierarchical game approach,” *IEEE transactions on smart grid*, vol. 8, no. 2, pp. 846–856, 2015.
- [25] N. Leeprechanon, P. Phonrattanasak, and M. K. Sharma, “Optimal planning of public fast charging station on residential power distribution system,” in *2016*

*IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, pp. 519–524, IEEE, 2016.

- [26] H. Chen, Z. Su, Y. Hui, and H. Hui, “Optimal approach to provide electric vehicles with charging service by using mobile charging stations in heterogeneous networks,” in *2016 IEEE 84th Vehicular Technology Conference (VTC-Fall)*, pp. 1–5, IEEE, 2016.
- [27] S. Y. He, Y.-H. Kuo, and D. Wu, “Incorporating institutional and spatial factors in the selection of the optimal locations of public electric vehicle charging facilities: A case study of Beijing, China,” *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, vol. 67, pp. 131–148, 2016.
- [28] M. C. Catalbas, M. Yildirim, A. Gulten, and H. Kurum, “Estimation of optimal locations for electric vehicle charging stations,” in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, pp. 1–4, IEEE, 2017.
- [29] A. Shukla, K. Verma, and R. Kumar, “Planning of fast charging stations in distribution system coupled with transportation network for capturing EV flow,” in *2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, pp. 1–6, IEEE, 2018.
- [30] V. Salapić, M. Gržanić, and T. Capuder, “Optimal sizing of battery storage units integrated into fast charging EV stations,” in *2018 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, pp. 1–6, IEEE, 2018.
- [31] H. Zhang, S. J. Moura, Z. Hu, and Y. Song, “PEV fast-charging station siting and sizing on coupled transportation and power networks,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2595–2605, 2016.
- [32] X. Zhang, S. Lu, D. Meng, H. Li, Y. Zeng, and Z. Sun, “EV Charging Facilities Planning Method Based on the Markov Transfer Matrix,” in *2018 International*

- Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp. 1885–1891, IEEE, 2018.
- [33] W. Dait, Y. Lit, X. Gan, and G. Xie, “Fast charging station placement with elastic demand,” in *2018 IEEE Global Communications Conference (GLOBECOM)*, pp. 1–7, IEEE, 2018.
- [34] Y. Zhang, J. Chen, L. Cai, and J. Pan, “EV charging network design with transportation and power grid constraints,” in *IEEE INFOCOM 2018-IEEE Conference on Computer Communications*, pp. 2492–2500, IEEE, 2018.
- [35] M. M. Islam, H. Shareef, and A. Mohamed, “Optimal location and sizing of fast charging stations for electric vehicles by incorporating traffic and power networks,” *IET Intelligent Transport Systems*, vol. 12, no. 8, pp. 947–957, 2018.
- [36] M. Erbaş, M. Kabak, E. Özceylan, and C. Çetinkaya, “Optimal siting of electric vehicle charging stations: A GIS-based fuzzy Multi-Criteria Decision Analysis,” *Energy*, vol. 163, pp. 1017–1031, 2018.
- [37] H.-C. Liu, M. Yang, M. Zhou, and G. Tian, “An integrated multi-criteria decision making approach to location planning of electric vehicle charging stations,” *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 362–373, 2018.
- [38] W. Makhlouf, M. Kchaou-Boujelben, and C. Gicquel, “A bi-level programming approach to locate capacitated electric vehicle charging stations,” in *2019 6th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT)*, pp. 133–138, IEEE, 2019.
- [39] B. Faridpak, H. F. Gharibeh, M. Farrokhifar, and D. Pozo, “Two-step LP approach for optimal placement and operation of EV charging stations,” in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–5, IEEE, 2019.

- [40] C. Bian, H. Li, F. Wallin, A. Avelin, L. Lin, and Z. Yu, “Finding the optimal location for public charging stations—a GIS-based MILP approach,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 6582–6588, 2019.
- [41] H. Fredriksson, M. Dahl, and J. Holmgren, “Optimal placement of charging stations for electric vehicles in large-scale transportation networks,” *Procedia computer science*, vol. 160, pp. 77–84, 2019.
- [42] Y. He, K. M. Kockelman, and K. A. Perrine, “Optimal locations of us fast charging stations for long-distance trip completion by battery electric vehicles,” *Journal of cleaner production*, vol. 214, pp. 452–461, 2019.
- [43] W. Kong, Y. Luo, G. Feng, K. Li, and H. Peng, “Optimal location planning method of fast charging station for electric vehicles considering operators, drivers, vehicles, traffic flow and power grid,” *Energy*, vol. 186, p. 115826, 2019.
- [44] X. Ren, H. Zhang, R. Hu, and Y. Qiu, “Location of electric vehicle charging stations: A perspective using the grey decision-making model,” *Energy*, vol. 173, pp. 548–553, 2019.
- [45] R. Pagany, A. Marquardt, and R. Zink, “Electric charging demand location model—A user-and destination-based locating approach for electric vehicle charging stations,” *Sustainability*, vol. 11, no. 8, p. 2301, 2019.
- [46] M. J. Eagon and W. F. Northrop, “Formal methods approach to the charging facility location problem for battery electric vehicles,” in *2020 IEEE Intelligent Vehicles Symposium (IV)*, pp. 1370–1377, IEEE, 2020.
- [47] I. Baffo, S. Minucci, S. Ubertini, G. Calabrò, A. Genovese, and N. Andrenacci, “Optimal sizing and location of a fast charging infrastructure network for urban areas,” in *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, pp. 1–6, IEEE, 2020.
- [48] A. Mourad and M. Hennebel, “The Optimal Deployment of Recharging Stations for Electric Vehicles Based on Mobility Flows and Electric Grid Specifications,”

- in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, pp. 534–538, IEEE, 2020.
- [49] S. N. Hashemian, M. A. Latify, and G. R. Yousefi, “PEV fast-charging station sizing and placement in coupled transportation-distribution networks considering power line conditioning capability,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4773–4783, 2020.
- [50] M. Z. Zeb, K. Imran, A. Khattak, A. K. Janjua, A. Pal, M. Nadeem, J. Zhang, and S. Khan, “Optimal placement of electric vehicle charging stations in the active distribution network,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 68124–68134, 2020.
- [51] X. Gan, H. Zhang, G. Hang, Z. Qin, and H. Jin, “Fast-charging station deployment considering elastic demand,” *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 6, no. 1, pp. 158–169, 2020.
- [52] G. Napoli, A. Polimeni, S. Micari, L. Andaloro, and V. Antonucci, “Optimal allocation of electric vehicle charging stations in a highway network: Part 1. Methodology and test application,” *Journal of Energy Storage*, vol. 27, p. 101102, 2020.
- [53] S. R. Gampa, K. Jasthi, P. Goli, D. Das, and R. Bansal, “Grasshopper optimization algorithm based two stage fuzzy multiobjective approach for optimum sizing and placement of distributed generations, shunt capacitors and electric vehicle charging stations,” *Journal of Energy Storage*, vol. 27, p. 101117, 2020.
- [54] C. Csiszár, B. Csonka, D. Földes, E. Wirth, and T. Lovas, “Location optimisation method for fast-charging stations along national roads,” *Journal of Transport Geography*, vol. 88, p. 102833, 2020.
- [55] M. Heilig, P. Plötz, T. Soyly, L. Briem, M. Kagerbauer, and P. Vortisch, “Assessment of fast-charging station locations—an integrated model based approach,” in *Mapping the Travel Behavior Genome*, pp. 595–611, Elsevier, 2020.

- [56] M. Li, M. Lenzen, D. Wang, and K. Nansai, “GIS-based modelling of electric-vehicle–grid integration in a 100 % renewable electricity grid,” *Applied Energy*, vol. 262, p. 114577, 2020.
- [57] P. Prakobkaew and S. Sirisumrannukul, “Optimization of Electrical Substation Location for Distribution Loss Reduction from Power Demand of Electric Vehicle Charging Stations,” in *2021 5th International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE)*, pp. 262–267, IEEE, 2021.
- [58] M. Asna, H. Shareef, P. Achikkulath, H. Mokhlis, R. Errouissi, and A. Wahyudie, “Analysis of an optimal planning model for electric vehicle fast-charging stations in Al Ain City, United Arab Emirates,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 73678–73694, 2021.
- [59] R. Saadati, A. Norozi, M. Jafari-Nokandi, and J. Saebi, “Optimal Location and Size of Renewable Energy Resources and Fast-Charging Stations in the Presence of Uncertainties,” in *2021 11th Smart Grid Conference (SGC)*, pp. 1–7, IEEE, 2021.
- [60] L. Bitencourt, T. P. Abud, B. H. Dias, B. S. Borba, R. S. Maciel, and J. Quirós-Tortós, “Optimal location of EV charging stations in a neighborhood considering a multi-objective approach,” *Electric Power Systems Research*, vol. 199, p. 107391, 2021.
- [61] F. Ahmad, M. Khalid, and B. K. Panigrahi, “An enhanced approach to optimally place the solar powered electric vehicle charging station in distribution network,” *Journal of Energy Storage*, vol. 42, p. 103090, 2021.
- [62] I. Morro-Mello, A. Padilha-Feltrin, J. D. Melo, and F. Heymann, “Spatial connection cost minimization of EV fast charging stations in electric distribution networks using local search and graph theory,” *Energy*, vol. 235, p. 121380, 2021.
- [63] H. Iravani, “A multicriteria GIS-based decision-making approach for locating electric vehicle charging stations,” *Transportation Engineering*, vol. 9, p. 100135, 2022.

- [64] S. Pawar, V. Kalkhambkar, and R. Kumar, "Charging Station Placement for Electric Vehicles," in *2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, pp. 1–6, IEEE, 2022.
- [65] G. Zhou, Z. Zhu, and S. Luo, "Location optimization of electric vehicle charging stations: Based on cost model and genetic algorithm," *Energy*, vol. 247, p. 123437, 2022.
- [66] Y. Zhang, B. K. Teoh, and L. Zhang, "Integrated Bayesian networks with GIS for electric vehicles charging site selection," *Journal of Cleaner Production*, vol. 344, p. 131049, 2022.
- [67] M. Madboly, H. H. Zeineldin, T. El-Fouly, and E. F. El-Saadany, "Optimal Location of Fast Electric Vehicle Charging Stations on the Transportation and Active Distribution Network," in *2023 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies-Middle East (ISGT Middle East)*, pp. 1–5, IEEE, 2023.
- [68] P. Prakobkaew and S. Sirisumrannukul, "Practical Grid-Based Spatial Estimation of Number of Electric Vehicles and Public Chargers for Country-Level Planning with Utilization of GIS Data," *Energies*, vol. 15, no. 11, p. 3859, 2022.
- [69] A. Roy and M. Law, "Examining spatial disparities in electric vehicle charging station placements using machine learning," *Sustainable cities and society*, vol. 83, p. 103978, 2022.
- [70] A. Khalife, T.-A. Fay, and D. Göhlich, "Optimizing Public Charging: An Integrated Approach Based on GIS and Multi-Criteria Decision Analysis," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 13, no. 8, p. 131, 2022.
- [71] S. Erdoğan, İ. Çapar, İ. Çapar, and M. M. Nejad, "Establishing a statewide electric vehicle charging station network in Maryland: A corridor-based station location problem," *Socio-Economic Planning Sciences*, vol. 79, p. 101127, 2022.
- [72] A. Pal, A. Bhattacharya, and A. K. Chakraborty, "Planning of EV Charging

Station With Distribution Network Expansion Considering Traffic Congestion and Uncertainties,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2023.

- [73] J. Banegas and J. Mamkhezri, “A systematic review of geographic information systems based methods and criteria used for electric vehicle charging station site selection,” *Environmental Science and Pollution Research*, pp. 1–30, 2023.
- [74] P. Skaloumpakas, E. Spiliotis, E. Sarmas, A. Lekidis, G. Stravodimos, D. Sari-  
giannis, I. Makarouni, V. Marinakis, and J. Psarras, “A Multi-Criteria Approach  
for Optimizing the Placement of Electric Vehicle Charging Stations in Highways,”  
*Energies*, vol. 15, no. 24, p. 9445, 2022.
- [75] C. Rica *et al.*, “Ley no. 10096 Desarrollo Regional de Costa Rica,” 2021.
- [76] M. Mruzek, I. Gajdáč, L. Kučera, and D. Barta, “Analysis of parameters influen-  
cing electric vehicle range,” *Procedia Engineering*, vol. 134, pp. 165–174, 2016.
- [77] J.-P. Rodrigue, *The geography of transport systems*. Routledge, 2020.
- [78] M. Majumder and M. Majumder, “Multi criteria decision making,” *Impact of  
urbanization on water shortage in face of climatic aberrations*, pp. 35–47, 2015.
- [79] J. Papathanasiou, N. Ploskas, J. Papathanasiou, and N. Ploskas, *Topsis*. Springer,  
2018.
- [80] A. Grosfeld-Nir, B. Ronen, and N. Kozlovsky, “The pareto managerial principle:  
when does it apply?,” *International Journal of Production Research*, vol. 45, no. 10,  
pp. 2317–2325, 2007.
- [81] T. Denton, *Electric and hybrid vehicles*. Routledge, 2020.
- [82] M. Zhang and X. Fan, “Review on the state of charge estimation methods for  
electric vehicle battery,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 11, no. 1, p. 23,  
2020.

- [83] R. Khizbullin, B. Chuvykin, and R. Kipngeno, “Research on the Effect of the Depth of Discharge on the Service Life of Rechargeable Batteries for Electric Vehicles,” in *2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, pp. 504–509, IEEE, 2022.
- [84] X. Wu, D. Freese, A. Cabrera, and W. A. Kitch, “Electric vehicles’ energy consumption measurement and estimation,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 34, pp. 52–67, 2015.
- [85] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen, and R. Belmans, “Usefulness of DC power flow for active power flow analysis,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, pp. 454–459, IEEE, 2005.
- [86] S. Fatima, V. Püvi, and M. Lehtonen, “Review on the PV hosting capacity in distribution networks,” *Energies*, vol. 13, no. 18, p. 4756, 2020.
- [87] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues,” *Energy policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [88] A. Legislativa, “Ley 9518: Incentivos y promoción para el transporte eléctrico,” *La Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica*, 2018.
- [89] P. Ejecutivo, “Reglamento para la construcción y el funcionamiento de la red de centros de recarga eléctrica para automóviles eléctricos por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica No. 41642: MINAE,” *Poder Ejecutivo: El Presidente de la República de Costa Rica y el Ministro de Ambiente y Energía*, 2019.
- [90] IEA, “Global EV Outlook 2023,” tech. rep., IEA, 2023.
- [91] A. Tomaszewska, Z. Chu, X. Feng, S. O’kane, X. Liu, J. Chen, C. Ji, E. Endler, R. Li, L. Liu, *et al.*, “Lithium-ion battery fast charging: A review,” *ETransportation*, vol. 1, p. 100011, 2019.

- [92] G. A. Gómez-Ramírez, G. Mora-Jiménez, and C. Meza, “Simulación del sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central usando ETAP,” *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 36, no. 2, pp. 50–58, 2023.
- [93] G. A. Gómez-Ramírez and R. Solis-Ortega, “Electric vehicle penetration modelling for Costa Rica power system,” in *2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, pp. 1–6, IEEE, 2021.
- [94] G. A. Gómez-Ramírez, R. Solis-Ortega, and L. A. Ross-Lépiz, “Impact of electric vehicles on power transmission grids,” *Heliyon*, vol. 9, no. 11, 2023.
- [95] L. N. de Materiales y Modelos Estructurales (LanammeUCR), “Informe de Evaluación de la Red Vial Nacional Pavimentada de Costa Rica, años 2022-2023,” tech. rep., Universidad de Costa Rica, San Pedro de Montes de Oca, San José, Costa Rica, 2024. EIC-Lanamme-INF-1532-2023.
- [96] División Operación y Control del Sistema Eléctrico, Área de Análisis del SEN y Gestión de Agentes, “El Estado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN),” tech. rep., Grupo ICE, San José, Costa Rica, 2024. Disponible en: <http://www.grupoice.com/CenceWeb>.

# Apéndice A

## Caracterización de la Movilidad Eléctrica en Costa Rica

En el siguiente apéndice se presentan los resultados complementarios sobre la caracterización de la movilidad eléctrica en Costa Rica, en cumplimiento con el Objetivo 1 de la presente investigación, detallado en la Sección 3.1.1.

Tabla A.1: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes capitales*.

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
San José, Provincia de San José	San Isidro de El General, Provincia de San José	10103	11901
Limón, Provincia de Limón	San Isidro de El General, Provincia de San José	70101	11901
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Isidro de El General, Provincia de San José	21001	11901
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Isidro de El General, Provincia de San José	50101	11901
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Isidro de El General, Provincia de San José	60101	11901
Limón, Provincia de Limón	San José, Provincia de San José	70101	10103
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San José, Provincia de San José	21001	10103
Liberia, Provincia de Guanacaste	San José, Provincia de San José	50101	10103
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San José, Provincia de San José	60101	10103
San Isidro de El General, Provincia de San José	San José, Provincia de San José	11901	10103
San José, Provincia de San José	Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	10103	21001
Limón, Provincia de Limón	Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	70101	21001
Liberia, Provincia de Guanacaste	Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	50101	21001
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	60101	21001
San Isidro de El General, Provincia de San José	Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	11901	21001
San José, Provincia de San José	Liberia, Provincia de Guanacaste	10103	50101
Limón, Provincia de Limón	Liberia, Provincia de Guanacaste	70101	50101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Liberia, Provincia de Guanacaste	21001	50101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Liberia, Provincia de Guanacaste	60101	50101
San Isidro de El General, Provincia de San José	Liberia, Provincia de Guanacaste	11901	50101
San José, Provincia de San José	Puntarenas, Provincia de Puntarenas	10103	60101
Limón, Provincia de Limón	Puntarenas, Provincia de Puntarenas	70101	60101
Liberia, Provincia de Guanacaste	Puntarenas, Provincia de Puntarenas	50101	60101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Puntarenas, Provincia de Puntarenas	21001	60101
San Isidro de El General, Provincia de San José	Puntarenas, Provincia de Puntarenas	11901	60101
San José, Provincia de San José	Limón, Provincia de Limón	10103	70101

Tabla A.2: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes intraregionales*.

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Limón, Provincia de Limón	21001	70101
Liberia, Provincia de Guanacaste	Limón, Provincia de Limón	50101	70101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Limón, Provincia de Limón	60101	70101
San Isidro de El General, Provincia de San José	Limón, Provincia de Limón	11901	70101
San Isidro de El General, Provincia de San José	Pérez Zeledón, Provincia de San José	11901	11902
San Isidro de El General, Provincia de San José	Buenos Aires, Provincia de Puntarenas	11901	60301
San Isidro de El General, Provincia de San José	Puerto Jiménez, Provincia de Puntarenas	11901	61301
San Isidro de El General, Provincia de San José	Golfito, Provincia de Puntarenas	11901	60701
San Isidro de El General, Provincia de San José	Coto Brus, Provincia de Puntarenas	11901	60805
San Isidro de El General, Provincia de San José	Corredores, Provincia de Puntarenas	11901	61001
San José, Provincia de San José	Escazú, Provincia de San José	10103	10203
San José, Provincia de San José	Desamparados, Provincia de San José	10103	10312
San José, Provincia de San José	Puriscal, Provincia de San José	10103	10402
San José, Provincia de San José	Aserri, Provincia de San José	10103	10601
San José, Provincia de San José	Tarrazú, Provincia de San José	10103	10502
San José, Provincia de San José	Goicoechea, Provincia de San José	10103	10804
San José, Provincia de San José	Santa Ana, Provincia de San José	10103	10901
San José, Provincia de San José	Vásquez de Coronado, Provincia de San José	10103	11105
San José, Provincia de San José	Acosta, Provincia de San José	10103	11201
San José, Provincia de San José	Moravia, Provincia de San José	10103	11402
San José, Provincia de San José	Tibás, Provincia de San José	10103	11301
San José, Provincia de San José	Montes de Oca, Provincia de San José	10103	11502
San José, Provincia de San José	Dota, Provincia de San José	10103	11703
San José, Provincia de San José	Curridabat, Provincia de San José	10103	11801
San José, Provincia de San José	Turubares, Provincia de San José	10103	11601
San José, Provincia de San José	León Cortes, Provincia de San José	10103	10501
San José, Provincia de San José	Mora, Provincia de San José	10103	10701
San José, Provincia de San José	Alajuela, Provincia de Alajuela	10103	20101
San José, Provincia de San José	San Ramón, Provincia de Alajuela	10103	20201
San José, Provincia de San José	Grecia, Provincia de Alajuela	10103	20301
San José, Provincia de San José	Atenas, Provincia de Alajuela	10103	20501
San José, Provincia de San José	Naranjo, Provincia de Alajuela	10103	20601
San José, Provincia de San José	Palmares, Provincia de Alajuela	10103	20703
San José, Provincia de San José	Poás, Provincia de Alajuela	10103	20801
San José, Provincia de San José	Alfaro Ruiz, Provincia de Alajuela	10103	21101
San José, Provincia de San José	Sarchí, Provincia de Alajuela	10103	21201
San José, Provincia de San José	Cartago, Provincia de Cartago	10103	30101
San José, Provincia de San José	Paraíso, Provincia de Cartago	10103	30201
San José, Provincia de San José	La Unión, Provincia de Cartago	10103	30301
San José, Provincia de San José	Turrialba, Provincia de Cartago	10103	30501
San José, Provincia de San José	Alvarado, Provincia de Cartago	10103	30601
San José, Provincia de San José	San Rafael, Provincia de Cartago	10103	30304
San José, Provincia de San José	Santa Ana, Provincia de San José	10103	10901
San José, Provincia de San José	Vásquez de Coronado, Provincia de San José	10103	11105
San José, Provincia de San José	Acosta, Provincia de San José	10103	11201
San José, Provincia de San José	Moravia, Provincia de San José	10103	11402
San José, Provincia de San José	Tibás, Provincia de San José	10103	11301
San José, Provincia de San José	Montes de Oca, Provincia de San José	10103	11502
San José, Provincia de San José	Dota, Provincia de San José	10103	11703
San José, Provincia de San José	Curridabat, Provincia de San José	10103	11801
San José, Provincia de San José	Turubares, Provincia de San José	10103	11601
San José, Provincia de San José	León Cortes, Provincia de San José	10103	10501
San José, Provincia de San José	Mora, Provincia de San José	10103	10701
San José, Provincia de San José	Alajuela, Provincia de Alajuela	10103	20101

Tabla A.2: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes intraregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
San José, Provincia de San José	San Ramón, Provincia de Alajuela	10103	20201
San José, Provincia de San José	Grecia, Provincia de Alajuela	10103	20301
San José, Provincia de San José	Atenas, Provincia de Alajuela	10103	20501
San José, Provincia de San José	Naranjo, Provincia de Alajuela	10103	20601
San José, Provincia de San José	Palmares, Provincia de Alajuela	10103	20703
San José, Provincia de San José	Poás, Provincia de Alajuela	10103	20801
San José, Provincia de San José	Alfaro Ruiz, Provincia de Alajuela	10103	21101
San José, Provincia de San José	Sarchí, Provincia de Alajuela	10103	21201
San José, Provincia de San José	Cartago, Provincia de Cartago	10103	30101
San José, Provincia de San José	Paraíso, Provincia de Cartago	10103	30201
San José, Provincia de San José	La Unión, Provincia de Cartago	10103	30301
San José, Provincia de San José	Turrialba, Provincia de Cartago	10103	30501
San José, Provincia de San José	Alvarado, Provincia de Cartago	10103	30601
San José, Provincia de San José	San Rafael, Provincia de Cartago	10103	30304
San José, Provincia de San José	El Guarco, Provincia de Cartago	10103	30801
San José, Provincia de San José	Jiménez, Provincia de Cartago	10103	30401
San José, Provincia de San José	Heredia, Provincia de Heredia	10103	40101
San José, Provincia de San José	Barva, Provincia de Heredia	10103	40201
San José, Provincia de San José	Santo Domingo, Provincia de Heredia	10103	40301
San José, Provincia de San José	Santa Bárbara, Provincia de Heredia	10103	40401
San José, Provincia de San José	San Rafael, Provincia de Heredia	10103	40501
San José, Provincia de San José	San Isidro, Provincia de Heredia	10103	40601
San José, Provincia de San José	Belén, Provincia de Heredia	10103	40701
San José, Provincia de San José	Flores, Provincia de Heredia	10103	40803
San José, Provincia de San José	San Pablo, Provincia de Heredia	10103	40901
Liberia, Provincia de Guanacaste	Nicoya, Provincia de Guanacaste	50101	50201
Liberia, Provincia de Guanacaste	Santa Cruz, Provincia de Guanacaste	50101	50301
Liberia, Provincia de Guanacaste	Bagaces, Provincia de Guanacaste	50101	50401
Liberia, Provincia de Guanacaste	Puerto Carrillo, Provincia de Guanacaste	50101	51103
Liberia, Provincia de Guanacaste	Cañas, Provincia de Guanacaste	50101	50601
Liberia, Provincia de Guanacaste	Abangares, Provincia de Guanacaste	50101	50701
Liberia, Provincia de Guanacaste	Tilarán, Provincia de Guanacaste	50101	50801
Liberia, Provincia de Guanacaste	Nandayure, Provincia de Guanacaste	50101	50901
Liberia, Provincia de Guanacaste	La Cruz, Provincia de Guanacaste	50101	51001
Liberia, Provincia de Guanacaste	Hojancha, Provincia de Guanacaste	50101	51101
Liberia, Provincia de Guanacaste	Upala, Provincia de Alajuela	50101	21301
Limón, Provincia de Limón	Pococí, Provincia de Limón	70101	70205
Limón, Provincia de Limón	Siquirres, Provincia de Limón	70101	70301
Limón, Provincia de Limón	Puerto Viejo de Talamanca, Provincia de Limón	70101	70403
Limón, Provincia de Limón	Matina, Provincia de Limón	70101	70501
Limón, Provincia de Limón	Guácimo, Provincia de Limón	70101	70601
Limón, Provincia de Limón	Horquetas, Provincia de Heredia	70101	41003
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Carlos, Provincia de Alajuela	21001	21011
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Los Chiles, Provincia de Alajuela	21001	21401
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Guatuso, Provincia de Alajuela	50101	21501
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Río Cuarto, Provincia de Alajuela	21001	21601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Miguel, Provincia de Alajuela	21001	20602
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Peñas Blancas, Provincia de Alajuela	21001	21002
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Puerto Viejo, Provincia de Heredia	21001	41001
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	La Virgen Sarapiquí, Provincia de Heredia	21001	41002
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Esparza, Provincia de Puntarenas	60101	60201

Tabla A.2: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes intraregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Montes de Oro, Provincia de Puntarenas	60101	60401
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Quepos, Provincia de Puntarenas	60101	60601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Parrita, Provincia de Puntarenas	60101	60901
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Garabito, Provincia de Puntarenas	60101	61101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Orotina, Provincia de Alajuela	60101	20901
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Mateo, Provincia de Alajuela	60101	20401

Tabla A.3: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes interregionales*.

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
San José, Provincia de San José	Pérez Zeledón, Provincia de San José	10103	11902
San José, Provincia de San José	Buenos Aires, Provincia de Puntarenas	10103	60301
San José, Provincia de San José	Puerto Jiménez, Provincia de Puntarenas	10103	61301
San José, Provincia de San José	Golfoito, Provincia de Puntarenas	10103	60701
San José, Provincia de San José	Coto Brus, Provincia de Puntarenas	10103	60805
San José, Provincia de San José	Corredores Provincia de Puntarenas	10103	61001
Limón, Provincia de Limón	Pérez Zeledón, Provincia de San José	70101	11902
Limón, Provincia de Limón	Buenos Aires, Provincia de Puntarenas	70101	60301
Limón, Provincia de Limón	Puerto Jiménez, Provincia de Puntarenas	70101	61301
Limón, Provincia de Limón	Golfoito, Provincia de Puntarenas	70101	60701
Limón, Provincia de Limón	Coto Brus, Provincia de Puntarenas	70101	60805
Limón, Provincia de Limón	Corredores, Provincia de Puntarenas	70101	61001
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Pérez Zeledón, Provincia de San José	70101	11902
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Buenos Aires, Provincia de Puntarenas	70101	60301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Puerto Jiménez, Provincia de Puntarenas	70101	61301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Golfoito, Provincia de Puntarenas	70101	60701
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Coto Brus, Provincia de Puntarenas	70101	60805
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Corredores, Provincia de Puntarenas	70101	61001
Liberia, Provincia de Guanacaste	Pérez Zeledón, Provincia de San José	50101	11902
Liberia, Provincia de Guanacaste	Buenos Aires, Provincia de Puntarenas	50101	60301
Liberia, Provincia de Guanacaste	Puerto Jiménez, Provincia de Puntarenas	50101	61301
Liberia, Provincia de Guanacaste	Golfoito, Provincia de Puntarenas	50101	60701
Liberia, Provincia de Guanacaste	Coto Brus, Provincia de Puntarenas	50101	60805
Liberia, Provincia de Guanacaste	Corredores, Provincia de Puntarenas	50101	61001
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Pérez Zeledón, Provincia de San José	60101	11902
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Buenos Aires, Provincia de Puntarenas	60101	60301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Puerto Jiménez, Provincia de Puntarenas	60101	61301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Golfoito, Provincia de Puntarenas	60101	60701
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Coto Brus, Provincia de Puntarenas	60101	60805
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Corredores, Provincia de Puntarenas	60101	61001
Limón, Provincia de Limón	Escazú, Provincia de San José	70101	10203
Limón, Provincia de Limón	Desamparados, Provincia de San José	70101	10312
Limón, Provincia de Limón	Puriscal, Provincia de San José	70101	10402
Limón, Provincia de Limón	Aserrí, Provincia de San José	70101	10601
Limón, Provincia de Limón	Tarrazú, Provincia de San José	70101	10502

Tabla A.3: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes interregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Limón, Provincia de Limón	Goicoechea, Provincia de San José	70101	10804
Limón, Provincia de Limón	Santa Ana, Provincia de San José	70101	10901
Limón, Provincia de Limón	Vásquez de Coronado, Provincia de San José	70101	11105
Limón, Provincia de Limón	Acosta, Provincia de San José	70101	11201
Limón, Provincia de Limón	Moravia, Provincia de San José	70101	11402
Limón, Provincia de Limón	Tibás, Provincia de San José	70101	11301
Limón, Provincia de Limón	Montes de Oca, Provincia de San José	70101	11502
Limón, Provincia de Limón	Dota, Provincia de San José	70101	11703
Limón, Provincia de Limón	Curridabat, Provincia de San José	70101	11801
Limón, Provincia de Limón	Turrubares, Provincia de San José	70101	11601
Limón, Provincia de Limón	León Cortés, Provincia de San José	70101	10501
Limón, Provincia de Limón	Mora, Provincia de San José	70101	10701
Limón, Provincia de Limón	Alajuela, Provincia de Alajuela	70101	20101
Limón, Provincia de Limón	San Ramón, Provincia de Alajuela	70101	20201
Limón, Provincia de Limón	Grecia, Provincia de Alajuela	70101	20301
Limón, Provincia de Limón	Atenas, Provincia de Alajuela	70101	20501
Limón, Provincia de Limón	Naranjo, Provincia de Alajuela	70101	20601
Limón, Provincia de Limón	Palmares, Provincia de Alajuela	70101	20703
Limón, Provincia de Limón	Poás, Provincia de Alajuela	70101	20801
Limón, Provincia de Limón	Alfaro Ruíz, Provincia de Alajuela	70101	21101
Limón, Provincia de Limón	Sarchí, Provincia de Alajuela	70101	21201
Limón, Provincia de Limón	Cartago, Provincia de Cartago	70101	30101
Limón, Provincia de Limón	Paraíso, Provincia de Cartago	70101	30201
Limón, Provincia de Limón	La Unión, Provincia de Cartago	70101	30301
Limón, Provincia de Limón	Turrialba, Provincia de Cartago	70101	30501
Limón, Provincia de Limón	Alvarado, Provincia de Cartago	70101	30601
Limón, Provincia de Limón	San Rafael, Provincia de Cartago	70101	30304
Limón, Provincia de Limón	El Guarco, Provincia de Cartago	70101	30801
Limón, Provincia de Limón	Jiménez, Provincia de Cartago	70101	30401
Limón, Provincia de Limón	Heredia, Provincia de Heredia	70101	40101
Limón, Provincia de Limón	Barva, Provincia de Heredia	70101	40201
Limón, Provincia de Limón	Santo Domingo, Provincia de Heredia	70101	40301
Limón, Provincia de Limón	Santa Barbara, Provincia de Heredia	70101	40401
Limón, Provincia de Limón	San Rafael, Provincia de Heredia	70101	40501
Limón, Provincia de Limón	San Isidro, Provincia de Heredia	70101	40601
Limón, Provincia de Limón	Belén, Provincia de Heredia	70101	40701
Limón, Provincia de Limón	Flores, Provincia de Heredia	70101	40803
Limón, Provincia de Limón	San Pablo, Provincia de Heredia	70101	40901
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Escazú, Provincia de San José	21001	10203
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Desamparados, Provincia de San José	21001	10312
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Puriscal, Provincia de San José	21001	10402
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Aserrí, Provincia de San José	21001	10601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Tarrazú, Provincia de San José	21001	10502
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Goicoechea, Provincia de San José	21001	10804
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Santa Ana, Provincia de San José	21001	10901
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Vásquez de Coronado, Provincia de San José	21001	11105
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Acosta, Provincia de San José	21001	11201
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Moravia, Provincia de San José	21001	11402
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Tibás, Provincia de San José	21001	11301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Montes de Oca, Provincia de San José	21001	11502

Tabla A.3: Matriz origen-Destino de Costa Rica para *viajes interregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Dota, Provincia de San José	21001	11703
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Curridabat, Provincia de San José	21001	11801
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Turrubares, Provincia de San José	21001	11601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	León Cortés, Provincia de San José	21001	10501
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Mora, Provincia de San José	21001	10701
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Alajuela, Provincia de Alajuela	21001	20101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Ramón, Provincia de Alajuela	21001	20201
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Grecia, Provincia de Alajuela	21001	20301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Atenas, Provincia de Alajuela	21001	20501
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Naranjo, Provincia de Alajuela	21001	20601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Palmares, Provincia de Alajuela	21001	20703
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Poás, Provincia de Alajuela	21001	20801
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Alfaro Ruíz, Provincia de Alajuela	21001	21101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Sarchí, Provincia de Alajuela	21001	21201
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Cartago, Provincia de Cartago	21001	30101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Paraíso, Provincia de Cartago	21001	30201
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	La Unión, Provincia de Cartago	21001	30301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Rafael, Provincia de Cartago	21001	30304
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	El Guarco, Provincia de Cartago	21001	30801
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Jiménez, Provincia de Cartago	21001	30401
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Heredia, Provincia de Heredia	21001	40101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Barva, Provincia de Heredia	21001	40201
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Santo Domingo, Provincia de Heredia	21001	40301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Santa Barbara, Provincia de Heredia	21001	40401
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Rafael, Provincia de Heredia	21001	40501
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Isidro, Provincia de Heredia	21001	40601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Belén, Provincia de Heredia	21001	40701
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Flores, Provincia de Heredia	21001	40803
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Pablo, Provincia de Heredia	21001	40901
Liberia, Provincia de Guanacaste	Escazú, Provincia de San José	50101	10203
Liberia, Provincia de Guanacaste	Desamparados, Provincia de San José	50101	10312
Liberia, Provincia de Guanacaste	Puriscal, Provincia de San José	50101	10402
Liberia, Provincia de Guanacaste	Aserrí, Provincia de San José	50101	10601
Liberia, Provincia de Guanacaste	Tarrazú, Provincia de San José	50101	10502
Liberia, Provincia de Guanacaste	Goicoechea, Provincia de San José	50101	10804
Liberia, Provincia de Guanacaste	Santa Ana, Provincia de San José	50101	10901
Liberia, Provincia de Guanacaste	Vásquez de Coronado, Provincia de San José	50101	11105
Liberia, Provincia de Guanacaste	Acosta, Provincia de San José	50101	11201
Liberia, Provincia de Guanacaste	Moravia, Provincia de San José	50101	11402
Liberia, Provincia de Guanacaste	Tibás, Provincia de San José	50101	11301
Liberia, Provincia de Guanacaste	Montes de Oca, Provincia de San José	50101	11502
Liberia, Provincia de Guanacaste	Dota, Provincia de San José	50101	11703
Liberia, Provincia de Guanacaste	Curridabat, Provincia de San José	50101	11801
Liberia, Provincia de Guanacaste	Turrubares, Provincia de San José	50101	11601
Liberia, Provincia de Guanacaste	León Cortés, Provincia de San José	50101	10501
Liberia, Provincia de Guanacaste	Mora, Provincia de San José	50101	10701
Liberia, Provincia de Guanacaste	Alajuela, Provincia de Alajuela	50101	20101
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Ramón, Provincia de Alajuela	50101	20201
Liberia, Provincia de Guanacaste	Grecia, Provincia de Alajuela	50101	20301
Liberia, Provincia de Guanacaste	Atenas, Provincia de Alajuela	50101	20501

Tabla A.3: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes interregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Liberia, Provincia de Guanacaste	Naranjo, Provincia de Alajuela	50101	20601
Liberia, Provincia de Guanacaste	Palmares, Provincia de Alajuela	50101	20703
Liberia, Provincia de Guanacaste	Poás, Provincia de Alajuela	50101	20801
Liberia, Provincia de Guanacaste	Alfaro Ruíz, Provincia de Alajuela	50101	21101
Liberia, Provincia de Guanacaste	Sarchí, Provincia de Alajuela	50101	21201
Liberia, Provincia de Guanacaste	Cartago, Provincia de Cartago	50101	30101
Liberia, Provincia de Guanacaste	Paraíso, Provincia de Cartago	50101	30201
Liberia, Provincia de Guanacaste	La Unión, Provincia de Cartago	50101	30301
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Rafael, Provincia de Cartago	50101	30304
Liberia, Provincia de Guanacaste	El Guarco, Provincia de Cartago	50101	30801
Liberia, Provincia de Guanacaste	Jiménez, Provincia de Cartago	50101	30401
Liberia, Provincia de Guanacaste	Heredia, Provincia de Heredia	50101	40101
Liberia, Provincia de Guanacaste	Barva, Provincia de Heredia	50101	40201
Liberia, Provincia de Guanacaste	Santo Domingo, Provincia de Heredia	50101	40301
Liberia, Provincia de Guanacaste	Santa Barbara, Provincia de Heredia	50101	40401
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Rafael, Provincia de Heredia	50101	40501
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Isidro, Provincia de Heredia	50101	40601
Liberia, Provincia de Guanacaste	Belén, Provincia de Heredia	50101	40701
Liberia, Provincia de Guanacaste	Flores, Provincia de Heredia	50101	40803
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Pablo, Provincia de Heredia	50101	40901
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Escazú, Provincia de San José	60101	10203
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Desamparados, Provincia de San José	60101	10312
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Puriscal, Provincia de San José	60101	10402
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Aserrí, Provincia de San José	60101	10601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Tarrazú, Provincia de San José	60101	10502
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Goicoechea, Provincia de San José	60101	10804
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Santa Ana, Provincia de San José	60101	10901
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Vásquez de Coronado, Provincia de San José	60101	11105
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Acosta, Provincia de San José	60101	11201
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Moravia, Provincia de San José	60101	11402
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Tibás, Provincia de San José	60101	11301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Montes de Oca, Provincia de San José	60101	11502
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Dota, Provincia de San José	60101	11703
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Curridabat, Provincia de San José	60101	11801
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Turubares, Provincia de San José	60101	11601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	León Cortés, Provincia de San José	60101	10501
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Mora, Provincia de San José	60101	10701
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Alajuela, Provincia de Alajuela	60101	20101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Ramón, Provincia de Alajuela	60101	20201
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Grecia, Provincia de Alajuela	60101	20301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Atenas, Provincia de Alajuela	60101	20501
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Naranjo, Provincia de Alajuela	60101	20601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Palmares, Provincia de Alajuela	60101	20703
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Poás, Provincia de Alajuela	60101	20801
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Alfaro Ruíz, Provincia de Alajuela	60101	21101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Sarchí, Provincia de Alajuela	60101	21201
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Cartago, Provincia de Cartago	60101	30101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Paraíso, Provincia de Cartago	60101	30201
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	La Unión, Provincia de Cartago	60101	30301

Tabla A.3: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes interregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Rafael, Provincia de Cartago	60101	30304
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	El Guarco, Provincia de Cartago	60101	30801
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Jiménez, Provincia de Cartago	60101	30401
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Heredia, Provincia de Heredia	60101	40101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Barva, Provincia de Heredia	60101	40201
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Santo Domingo, Provincia de Heredia	60101	40301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Santa Barbara, Provincia de Heredia	60101	40401
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Rafael, Provincia de Heredia	60101	40501
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Isidro, Provincia de Heredia	60101	40601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Belén, Provincia de Heredia	60101	40701
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Flores, Provincia de Heredia	60101	40803
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Pablo, Provincia de Heredia	60101	40901
San Isidro de El General, Provincia de San José	Escazú, Provincia de San José	11901	10203
San Isidro de El General, Provincia de San José	Desamparados, Provincia de San José	11901	10312
San Isidro de El General, Provincia de San José	Puriscal, Provincia de San José	11901	10402
San Isidro de El General, Provincia de San José	Aserri, Provincia de San José	11901	10601
San Isidro de El General, Provincia de San José	Tarrazú, Provincia de San José	11901	10502
San Isidro de El General, Provincia de San José	Goicoechea, Provincia de San José	11901	10804
San Isidro de El General, Provincia de San José	Santa Ana, Provincia de San José	11901	10901
San Isidro de El General, Provincia de San José	Vásquez de Coronado, Provincia de San José	11901	11105
San Isidro de El General, Provincia de San José	Barva, Provincia de Heredia	11901	40201
San Isidro de El General, Provincia de San José	Santo Domingo, Provincia de Heredia	11901	40301
San Isidro de El General, Provincia de San José	Santa Barbara, Provincia de Heredia	11901	40401
San Isidro de El General, Provincia de San José	San Rafael, Provincia de Heredia	11901	40501
San Isidro de El General, Provincia de San José	San Isidro, Provincia de Heredia	11901	40601
San Isidro de El General, Provincia de San José	Belén, Provincia de Heredia	11901	40701
San Isidro de El General, Provincia de San José	Flores, Provincia de Heredia	11901	40803
San Isidro de El General, Provincia de San José	San Pablo, Provincia de Heredia	11901	40901
San José, Provincia de San José	Nicoya, Provincia de Guanacaste	10103	50201
San José, Provincia de San José	Santa Cruz, Provincia de Guanacaste	10103	50301
San José, Provincia de San José	Bagaces, Provincia de Guanacaste	10103	50401
San José, Provincia de San José	Puerto Carrillo, Provincia de Guanacaste	10103	51103
San José, Provincia de San José	Cañas, Provincia de Guanacaste	10103	50601
San José, Provincia de San José	Abangares, Provincia de Guanacaste	10103	50701
San José, Provincia de San José	Tilarán, Provincia de Guanacaste	10103	50801
San José, Provincia de San José	Nandayure, Provincia de Guanacaste	10103	50901
San José, Provincia de San José	La Cruz, Provincia de Guanacaste	10103	51001
San José, Provincia de San José	Hojancha, Provincia de Guanacaste	10103	51101
San José, Provincia de San José	Upala, Provincia de Alajuela	10103	21301
Limón, Provincia de Limón	Nicoya, Provincia de Guanacaste	70101	50201
Limón, Provincia de Limón	Santa Cruz, Provincia de Guanacaste	70101	50301
Limón, Provincia de Limón	Bagaces, Provincia de Guanacaste	70101	50401
Limón, Provincia de Limón	Puerto Carrillo, Provincia de Guanacaste	70101	51103
Limón, Provincia de Limón	Cañas, Provincia de Guanacaste	70101	50601
Limón, Provincia de Limón	Abangares, Provincia de Guanacaste	70101	50701
Limón, Provincia de Limón	Tilarán, Provincia de Guanacaste	70101	50801
Limón, Provincia de Limón	Nandayure, Provincia de Guanacaste	70101	50901
Limón, Provincia de Limón	La Cruz, Provincia de Guanacaste	70101	51001
Limón, Provincia de Limón	Hojancha, Provincia de Guanacaste	70101	51101
Limón, Provincia de Limón	Upala, Provincia de Alajuela	70101	21301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Nicoya, Provincia de Guanacaste	21001	50201
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Santa Cruz, Provincia de Guanacaste	21001	50301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Bagaces, Provincia de Guanacaste	21001	50401

Tabla A.3: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes interregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Puerto Carrillo, Provincia de Guanacaste	21001	51103
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Cañas, Provincia de Guanacaste	21001	50601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Abangares, Provincia de Guanacaste	21001	50701
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Tilarán, Provincia de Guanacaste	21001	50801
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Nandayure, Provincia de Guanacaste	21001	50901
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	La Cruz, Provincia de Guanacaste	21001	51001
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Hojancha, Provincia de Guanacaste	21001	51101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Upala, Provincia de Alajuela	21001	21301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Nicoya, Provincia de Guanacaste	60101	50201
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Santa Cruz, Provincia de Guanacaste	60101	50301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Bagaces, Provincia de Guanacaste	60101	50401
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Puerto Carrillo, Provincia de Guanacaste	60101	51103
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Cañas, Provincia de Guanacaste	60101	50601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Abangares, Provincia de Guanacaste	60101	50701
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Tilarán, Provincia de Guanacaste	60101	50801
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Nandayure, Provincia de Guanacaste	60101	50901
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	La Cruz, Provincia de Guanacaste	60101	51001
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Hojancha, Provincia de Guanacaste	60101	51101
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Upala, Provincia de Alajuela	60101	21301
San Isidro de El General, Provincia de San José	Nicoya, Provincia de Guanacaste	11901	50201
San Isidro de El General, Provincia de San José	Santa Cruz, Provincia de Guanacaste	11901	50301
San Isidro de El General, Provincia de San José	Bagaces, Provincia de Guanacaste	11901	50401
San Isidro de El General, Provincia de San José	Puerto Carrillo, Provincia de Guanacaste	11901	51103
San Isidro de El General, Provincia de San José	Cañas, Provincia de Guanacaste	11901	50601
San Isidro de El General, Provincia de San José	Abangares, Provincia de Guanacaste	11901	50701
San Isidro de El General, Provincia de San José	Tilarán, Provincia de Guanacaste	11901	50801
San Isidro de El General, Provincia de San José	Nandayure, Provincia de Guanacaste	11901	50901
San Isidro de El General, Provincia de San José	La Cruz, Provincia de Guanacaste	11901	51001
San Isidro de El General, Provincia de San José	Hojancha, Provincia de Guanacaste	11901	51101
San Isidro de El General, Provincia de San José	Upala, Provincia de Alajuela	11901	21301
San José, Provincia de San José	Pococí, Provincia de Limón	10103	70205
San José, Provincia de San José	Siquirres, Provincia de Limón	10103	70301
San José, Provincia de San José	Puerto Viejo, Provincia de Limón	10103	70403
San José, Provincia de San José	Matina, Provincia de Limón	10103	70501
San José, Provincia de San José	Guacimo, Provincia de Limón	10103	70601
San José, Provincia de San José	Horquetas, Provincia de Heredia	10103	41003
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Pococí, Provincia de Limón	21001	70205
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Siquirres, Provincia de Limón	21001	70301
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Puerto Viejo, Provincia de Limón	21001	70403
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Matina, Provincia de Limón	21001	70501
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Guacimo, Provincia de Limón	21001	70601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Horquetas, Provincia de Heredia	21001	41003
Liberia, Provincia de Guanacaste	Pococí, Provincia de Limón	50101	70205
Liberia, Provincia de Guanacaste	Siquirres, Provincia de Limón	50101	70301
Liberia, Provincia de Guanacaste	Puerto Viejo, Provincia de Limón	50101	70403
Liberia, Provincia de Guanacaste	Matina, Provincia de Limón	50101	70501
Liberia, Provincia de Guanacaste	Guacimo, Provincia de Limón	50101	70601
Liberia, Provincia de Guanacaste	Horquetas, Provincia de Heredia	50101	41003
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Pococí, Provincia de Limón	60101	70205
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Siquirres, Provincia de Limón	60101	70301
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Puerto Viejo, Provincia de Limón	60101	70403

Tabla A.3: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes interregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Matina, Provincia de Limón	60101	70501
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Guacimo, Provincia de Limón	60101	70601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Horquetas, Provincia de Heredia	60101	41003
San Isidro de El General, Provincia de San José	Pococí, Provincia de Limón	11901	70205
San Isidro de El General, Provincia de San José	Siquirres, Provincia de Limón	11901	70301
San Isidro de El General, Provincia de San José	Puerto Viejo, Provincia de Limón	11901	70403
San Isidro de El General, Provincia de San José	Matina, Provincia de Limón	11901	70501
San Isidro de El General, Provincia de San José	Guacimo, Provincia de Limón	11901	70601
San Isidro de El General, Provincia de San José	Horquetas, Provincia de Heredia	11901	41003
San José, Provincia de San José	San Carlos, Provincia de Alajuela	10103	21011
San José, Provincia de San José	Los Chiles, Provincia de Alajuela	10103	21401
San José, Provincia de San José	Guatuso, Provincia de Alajuela	10103	21501
San José, Provincia de San José	Río Cuarto, Provincia de Alajuela	10103	21601
San José, Provincia de San José	San Miguel, Provincia de Alajuela	10103	20602
San José, Provincia de San José	Peñas Blancas, Provincia de Alajuela	10103	21002
San José, Provincia de San José	Puerto Viejo, Provincia de Heredia	10103	41001
San José, Provincia de San José	La Virgen, Provincia de Heredia	10103	41002
Limón, Provincia de Limón	San Carlos, Provincia de Alajuela	70101	21011
Limón, Provincia de Limón	Los Chiles, Provincia de Alajuela	70101	21401
Limón, Provincia de Limón	Guatuso, Provincia de Alajuela	70101	21501
Limón, Provincia de Limón	Río Cuarto, Provincia de Alajuela	70101	21601
Limón, Provincia de Limón	San Miguel, Provincia de Alajuela	70101	20602
Limón, Provincia de Limón	Peñas Blancas, Provincia de Alajuela	70101	21002
Limón, Provincia de Limón	Puerto Viejo, Provincia de Heredia	70101	41001
Limón, Provincia de Limón	La Virgen, Provincia de Heredia	70101	41002
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Carlos, Provincia de Alajuela	50101	21011
Liberia, Provincia de Guanacaste	Los Chiles, Provincia de Alajuela	50101	21401
Liberia, Provincia de Guanacaste	Guatuso, Provincia de Alajuela	50101	21501
Liberia, Provincia de Guanacaste	Río Cuarto, Provincia de Alajuela	50101	21601
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Miguel, Provincia de Alajuela	50101	20602
Liberia, Provincia de Guanacaste	Peñas Blancas, Provincia de Alajuela	50101	21002
Liberia, Provincia de Guanacaste	Puerto Viejo, Provincia de Heredia	50101	41001
Liberia, Provincia de Guanacaste	La Virgen, Provincia de Heredia	50101	41002
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Carlos, Provincia de Alajuela	60101	21011
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Los Chiles, Provincia de Alajuela	60101	21401
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Guatuso, Provincia de Alajuela	60101	21501
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Río Cuarto, Provincia de Alajuela	60101	21601
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	San Miguel, Provincia de Alajuela	60101	20602
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Peñas Blancas, Provincia de Alajuela	60101	21002
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	Puerto Viejo, Provincia de Heredia	60101	41001
Puntarenas, Provincia de Puntarenas	La Virgen, Provincia de Heredia	60101	41002
San Isidro de El General, Provincia de San José	San Carlos, Provincia de Alajuela	11901	21011
San Isidro de El General, Provincia de San José	Los Chiles, Provincia de Alajuela	11901	21401
San Isidro de El General, Provincia de San José	Guatuso, Provincia de Alajuela	11901	21501
San Isidro de El General, Provincia de San José	Río Cuarto, Provincia de Alajuela	11901	21601
San Isidro de El General, Provincia de San José	San Miguel, Provincia de Alajuela	11901	20602
San Isidro de El General, Provincia de San José	Peñas Blancas, Provincia de Alajuela	11901	21002
San Isidro de El General, Provincia de San José	Puerto Viejo, Provincia de Heredia	11901	41001
San Isidro de El General, Provincia de San José	La Virgen, Provincia de Heredia	11901	41002

Tabla A.3: Matriz origen-destino de Costa Rica para *viajes interregionales* (Continuación).

Origen	Destino	Código Origen	Código Destino
San José, Provincia de San José	Esparza, Provincia de Puntarenas	10103	60201
San José, Provincia de San José	Montes de Oro, Provincia de Puntarenas	10103	60401
San José, Provincia de San José	Quepos, Provincia de Puntarenas	10103	60601
San José, Provincia de San José	Parrita, Provincia de Puntarenas	10103	60901
San José, Provincia de San José	Garabito, Provincia de Puntarenas	10103	61101
San José, Provincia de San José	Orotina, Provincia de Alajuela	10103	20901
San José, Provincia de San José	San Mateo, Provincia de Alajuela	10103	20401
Limón, Provincia de Limón	Esparza, Provincia de Puntarenas	70101	60201
Limón, Provincia de Limón	Montes de Oro, Provincia de Puntarenas	70101	60401
Limón, Provincia de Limón	Quepos, Provincia de Puntarenas	70101	60601
Limón, Provincia de Limón	Parrita, Provincia de Puntarenas	70101	60901
Limón, Provincia de Limón	Garabito, Provincia de Puntarenas	70101	61101
Limón, Provincia de Limón	Orotina, Provincia de Alajuela	70101	20901
Limón, Provincia de Limón	San Mateo, Provincia de Alajuela	70101	20401
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Esparza, Provincia de Puntarenas	21001	60201
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Montes de Oro, Provincia de Puntarenas	21001	60401
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Quepos, Provincia de Puntarenas	21001	60601
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Parrita, Provincia de Puntarenas	21001	60901
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Garabito, Provincia de Puntarenas	21001	61101
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	Orotina, Provincia de Alajuela	21001	20901
Ciudad Quesada, Provincia de Alajuela	San Mateo, Provincia de Alajuela	21001	20401
Liberia, Provincia de Guanacaste	Esparza, Provincia de Puntarenas	50101	60201
Liberia, Provincia de Guanacaste	Montes de Oro, Provincia de Puntarenas	50101	60401
Liberia, Provincia de Guanacaste	Quepos, Provincia de Puntarenas	50101	60601
Liberia, Provincia de Guanacaste	Parrita, Provincia de Puntarenas	50101	60901
Liberia, Provincia de Guanacaste	Garabito, Provincia de Puntarenas	50101	61101
Liberia, Provincia de Guanacaste	Orotina, Provincia de Alajuela	50101	20901
Liberia, Provincia de Guanacaste	San Mateo, Provincia de Alajuela	50101	20401
San Isidro de El General, Provincia de San José	Esparza, Provincia de Puntarenas	11901	60201
San Isidro de El General, Provincia de San José	Montes de Oro, Provincia de Puntarenas	11901	60401
San Isidro de El General, Provincia de San José	Quepos, Provincia de Puntarenas	11901	60601
San Isidro de El General, Provincia de San José	Parrita, Provincia de Puntarenas	11901	60901
San Isidro de El General, Provincia de San José	Garabito, Provincia de Puntarenas	11901	61101
San Isidro de El General, Provincia de San José	Orotina, Provincia de Alajuela	11901	20901
San Isidro de El General, Provincia de San José	San Mateo, Provincia de Alajuela	11901	20401

Tabla A.4: VEs disponibles en Costa Rica al 2022. **Fuentes:** MINAE y EV Database.

Marca	Modelo	GVWR (en kg)	Capacidad Utilizable de la Batería (en kWh)	DoD al 80 % (en kWh)
AION	S	2,105	49.40	39.52
	V 70	2,310	70.00	56.00
	V 70 Technology	2,490	70.00	56.00
	V Plus 80	2,490	80.00	64.00
	Y 70	2,310	64.00	51.20
	Y 70 Technology	2,490	64.00	51.20
	Y 80	2,310	80.00	64.00
Aiways	U5	2135	63.00	50.40

Tabla A.4: VEs disponibles en Costa Rica al 2022 (Continuación). **Fuentes:** MINAE y EV Database.

Marca	Modelo	GVWR (en kg)	Capacidad Utilizable de la Batería (en kWh)	DoD al 80% (en kWh)
Audi	E-Tron S	3,280	95.00	76.00
	E-Tron 50	3,040	71.00	56.80
	E-Tron 55	3,140	95.00	76.00
BMW	iX3 Inspiring	2,725	80.00	64.00
	i4 Paquete M	2,810	83.90	67.12
	iX3 Impressive	2,800	80.00	64.00
	iX Atelier	3,085	76.60	61.28
	iX Suite	3,085	76.60	61.28
	iX Sport	3,085	76.60	61.28
BYD	D1	2,090	53.50	42.80
	Han	2,545	76.90	61.52
	M3	2,230	50.30	40.24
	T3	2,625	50.30	40.24
	Tang	2,670	86.40	69.12
	Yuan EV535	1,955	53.20	42.56
DFM	EX1	1,371	26.80	21.44
DFSK	Seres 3	2,065	52.00	41.60
FAW	X40 EV460	1,955	52.50	42.00
Geely	Farizon E200	3,505	66.80	53.44
	Farizon E6	2,310	50.20	40.16
Hyundai	Ioniq	2,020	42.00	33.60
	Kona Limited	1,936	42.00	33.60
	Kona Prestige	2,170	67.50	54.00
JAC	e-JS1	1,610	31.40	25.12
	e-JS4	2,140	55.00	44.00
	e-J7	2,100	50.10	40.08
Jaguar	I-Pace	2,670	90.00	72.00
JMC	N801	2,730	81.10	64.88
	Vigus T500	2,285	60.20	48.16
Joylong	A6EV	4,398	78.00	62.40
Lexus	UX 300e	2,245	54.30	43.44
Maxus	EV 30	2,250	35.00	28.00
	Euniq 6	2,335	70.00	56.00
M.G.	ZS EV	2,135	51.10	40.88
Nissan	Leaf	1,995	40.00	32.00
	Leaf e+	2,065	62.00	49.60
Renault	Kangoo Z.E.	2,634	33.00	26.44
Volvo	XC 40 P8	2,650	78.00	62.40
	XC 40 P6	2,640	69.00	55.20
	C40 P8	2,620	78.00	62.40
	C40 P6	2,470	69.00	55.20
Xpeng	G3i	2,100	66.50	53.20
Yema	EC30	1,765	48.00	38.40
Yema-Letin	Mengo City	1,115	18.00	14.40
Yema-Letin	Mengo Pro	1,115	29.44	23.55
ZNA	Rich 6 EV	2,473	67.90	54.32

## Apéndice B

# Implicaciones de la Movilidad Eléctrica en el SEN de Costa Rica

En el siguiente apéndice se presentan los resultados complementarios sobre el impacto de la integración de la movilidad eléctrica en el SEN de Costa Rica, en cumplimiento con el Objetivo 2 de la presente investigación, detallado en la Sección 3.1.2.

Tabla B.1: Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Brunca.

Sección	Ruta	Distritos	No. de VEs	Potencia Demandada (en MW)
60092	34	Bahía Ballena + Puerto Cortés	5,484	1.37
60030	2	Piedras Blancas + Palmar	1,801	0.81
60052	2	Potrero Grande + Buenos Aires	289	0.10
60011	2	Guaycará	1,437	0.62
10010	2	San Isidro de El General + Páramo	521	0.93
60411	245	Piedras Blancas	491	0.18
60420	245	Puerto Jiménez	926	0.66

Tabla B.2: Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Huetar Caribe.

Sección	Ruta	Distritos	No. de VEs	Potencia Demandada (en MW)
70150	32	Guápiles	2,679	1.51
70070	32	Río Blanco + Limón	1,542	0.60
70090	32	Siquirres + Pacuarito	717	0.33
70472	32	Batán + Matina	598	0.28
70141	32	Guácimo + Mercedes	663	0.46
70040	36	Valle La Estrella + Matama	2,117	0.60

Tabla B.3: Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Chorotega.

Sección	Ruta	Distritos	No. de VEs	Potencia Demandada (en MW)
51120	1	Bagaces	673	0.24
50110	1	Cañas + San Miguel	1,367	1.09
50040	1	Nacascolo + Mayorga + Cañas Dulces + Curubandé + Liberia	475	0.16
50000	1	San Juan + Las Juntas	2,405	1.70
50850	18	Colorado + Las Juntas	1,831	1.04
50742	18	Quebrada Honda + Mansión	1,659	0.88
50132	21	Nicoya + Mansión	2,905	2.42
50120	21	Santa Cruz	1,180	0.82

Tabla B.4: Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Huetar Norte.

Sección	Ruta	Distritos	No. de VEs	Potencia Demandada (en MW)
40522	4	Puerto Viejo + Las Horquetas	1,755	0.52
21012	4	La Fortuna + Cutris + Florencia	585	0.27
21352	4	Venado + Monterrey	335	0.12
20722	4	Katira + Buenavista + San Rafael	584	0.32
40482	126	La Virgen	4,994	5.95
21060	35	Cutris + Florencia	1,714	0.59
21072	35	Pocosol	946	0.71
20671	250	Aguas Zarcas + Pital	5,050	6.31
20994	751	Aguas Zarcas	2,818	3.96

Tabla B.5: Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Pacífico Central.

Sección	Ruta	Distritos	No. de VEs	Potencia Demandada (en MW)
60162	34	Jacó + Tárcoles	1,391	0.40
60081	34	Parrita	768	0.27
60112	34	Quepos	678	0.28
60170	34	Lagunillas + Tárcoles	651	0.26
21900	27	Orotina + Hacienda Vieja	3,432	2.71
21441	27	La Ceiba	3,347	1.40
60240	1	Chomes + Acapulco + Pitahaya	1,443	1.03
60230	1	Miramar + San Isidro	1,834	0.90

Tabla B.6: Resultados de potencia demandada por secciones en la Región Central.

Sección	Ruta	Distritos	No. de VEs	Potencia Demandada (en MW)
21430	27	San Rafael + Guácima + Turrúcares	551	0.34
21890	27	Jesús + Escobal + Concepción	207	0.16
10080	27	Pozos + Piedades + Uruca	330	0.24
30690	2	Copey + San Isidro + Jardín	72	0.02
30730	2	San Nicolás	16	0.04
30110	2	San Rafael	164	0.22
30600	2	San Diego + Tres Ríos	29	0.22
10990	32	Dulce Nombre de Jesús	323	0.21
40500	32	San Miguel + Pará	206	0.49
20010	1	San Antonio + San José + Garita	466	0.28
20031	1	El Rosario + San Miguel	212	0.13
20020	1	Tacares + Puente de Piedra	129	0.16
40710	1	La Asunción + La Ribera	212	0.32
40040	1	Ulloa	132	0.18
20040	1	Buenos Aires + La Granja	34	0.03
20050	1	San Isidro + San Rafael	25	0.02
30040	10	Dulce Nombre + San Rafael	66	0.30
30061	10	Guadalupe o Arenilla	20	0.04
30062	10	Occidental	10	0.02
19094	39	Mata Redonda + Hatillo	1,254	2.02
19100	39	San Sebastián	945	2.31
19102	39	Zapote	633	1.45

## Apéndice C

# Enfoque TOPSIS y Análisis Regional

En el siguiente apéndice se presentan los resultados complementarios sobre la aplicación de TOPSIS en la RVN y Regiones Socioeconómicas de Costa Rica, en cumplimiento con la primera etapa del Objetivo 3 de la presente investigación, detallado en la Sección 3.1.3.

Tabla C.1: Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Capitales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
10941	San Isidro de El General + Barú	0.7291	Seleccionado
10942	Barú	0.6391	Seleccionado
10930	San Isidro de El General	0.2709	No Seleccionado

Tabla C.2: Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Intraregionales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
60002	Corredor	0.8355	Seleccionado
60011	Guaycará	0.7048	Seleccionado
60030	Piedras Blancas	0.4609	No Seleccionado
60020	Piedras Blancas	0.4529	Seleccionado
60012	Guaycará	0.4399	Seleccionado
60411	Piedras Blancas	0.4091	Seleccionado
60372	Corredor	0.3103	Seleccionado
60420	Puerto Jiménez	0.3005	No Seleccionado
60251	Golfito	0.2438	No Seleccionado
60332	Gutiérrez Braun	0.2383	No Seleccionado
60340	Limoncito	0.1461	No Seleccionado

Tabla C.2: Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Intraregionales (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
60331	San Vito	0.0945	No Seleccionado
60981	Potrero Grande	0.0921	No Seleccionado
60412	Sierpe	0.0863	No Seleccionado

Tabla C.3: Resultados TOPSIS para la Región Brunca - Viajes Interregionales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
60092	Bahía Ballena + Puerto Cortés	0.6786	Seleccionado
60094	Puerto Cortés + Palmar	0.5415	Seleccionado
60091	Bahía Ballena	0.5396	Seleccionado
60030	Piedras Blancas + Palmar	0.4580	Seleccionado
10003	San Isidro de El General	0.4340	Seleccionado
10002	Daniel Flores	0.4276	Seleccionado
60011	Guaycará	0.4130	Seleccionado
60002	Corredor	0.3996	Seleccionado
60093	Puerto Cortés	0.3243	Seleccionado
10010	San Isidro de El General + Páramo	0.2984	Seleccionado
60040	Palmar	0.2874	Seleccionado
60012	Guaycará	0.2414	Seleccionado
60052	Potrero Grande + Buenos Aires	0.2181	Seleccionado
60051	Boruca + Potrero Grande	0.1989	Seleccionado
60020	Piedras Blancas	0.1972	Seleccionado
60251	Guaycará + Golfito	0.1734	Seleccionado
60411	Piedras Blancas	0.1721	No Seleccionado
60982	Potrero Grande	0.1642	No Seleccionado
10941	Barú + San Isidro de El General	0.1584	No Seleccionado
60981	Potrero Grande	0.1578	No Seleccionado
10942	Barú	0.1549	No Seleccionado
60340	San Vito + Limoncito	0.1165	No Seleccionado
60060	Buenos Aires + Brunca + Volcán	0.1083	No Seleccionado
60420	Puerto Jiménez	0.1000	No Seleccionado
10020	Páramo + Rivas	0.0915	No Seleccionado
60332	San Vito + Gutiérrez Braun	0.0632	No Seleccionado
60331	San Vito	0.0600	No Seleccionado
10001	Cajón + San Pedro	0.0568	No Seleccionado
60412	Sierpe	0.0531	No Seleccionado
60372	Corredor	0.0512	No Seleccionado
60371	Corredor	0.0466	No Seleccionado

Tabla C.4: Resultados TOPSIS para la Región Huetar Caribe - Viajes Capitales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
70070	Río Blanco + Limón	0.8984	Seleccionado
70080	Río Blanco	0.6154	Seleccionado
70471	Matina + Carrandí	0.5469	Seleccionado
70090	Siquirres + Pacuarito	0.4904	Seleccionado
70150	Guápiles	0.4790	Seleccionado
70141	Guácimo + Mercedes + Pocora	0.3864	No Seleccionado
70472	Batán + Matina	0.3745	No Seleccionado
70142	Guácimo	0.3442	No Seleccionado
70130	Alegría + El Cairo + Siquirres	0.3299	No Seleccionado
70490	Jiménez	0.3121	No Seleccionado

Tabla C.5: Resultados TOPSIS para la Región Huetar Caribe - Viajes Intraregionales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
70440	Cariari	0.7292	Seleccionado
70150	Guápiles	0.6966	Seleccionado
70511	Cariari	0.3034	No Seleccionado

Tabla C.6: Resultados TOPSIS para la Región Huetar Caribe - Viajes Interregionales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
70150	Guápiles	0.7980	Seleccionado
70160	Guápiles	0.7208	Seleccionado
70142	Guácimo	0.4722	Seleccionado
70070	Río Blanco + Limón	0.4660	Seleccionado
70130	Germania + Alegría + El Cairo + Siquirres	0.4147	Seleccionado
70141	Guácimo + Mercedes	0.3779	Seleccionado
70090	Siquirres + Pacuarito	0.3247	Seleccionado
70471	Matina + Carrandí	0.3230	Seleccionado
70040	Valle La Estrella + Matama	0.3154	Seleccionado
70472	Batán + Matina	0.2993	Seleccionado
70440	Rita + Cariari	0.2859	No Seleccionado
70020	Cahuita	0.2752	No Seleccionado
70211	Limón + Matama	0.2155	No Seleccionado
70080	Río Blanco	0.1952	No Seleccionado
70710	Cahuita	0.1944	No Seleccionado
70030	Cahuita	0.1800	No Seleccionado
70520	Matina	0.1037	No Seleccionado
70212	Matama	0.1020	No Seleccionado
70420	Siquirres	0.0779	No Seleccionado
70511	Cariari	0.0394	No Seleccionado

Tabla C.7: Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Capitales.

<b>Sección</b>	<b>Distrito(s) que Atraviesa</b>	<b>Resultado TOPSIS</b>	<b>Seleccionado/No Seleccionado</b>
50110	Cañas + San Miguel	0.7411	Seleccionado
50030	Bagaces	0.7354	Seleccionado
51120	Bagaces	0.7295	Seleccionado
50000	San Juan + Las Juntas	0.5803	Seleccionado
51130	Liberia	0.5784	Seleccionado
50020	Cañas	0.5303	No Seleccionado
50010	Las Juntas	0.4818	No Seleccionado
50900	Cañas + Palmira	0.2652	No Seleccionado
51020	Río Naranjo	0.0000	No Seleccionado

Tabla C.8: Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Intraregionales.

<b>Sección</b>	<b>Distrito(s) que Atraviesa</b>	<b>Resultado TOPSIS</b>	<b>Seleccionado/No Seleccionado</b>
50652	Belén de Nosarita + Sámara	0.6947	Seleccionado
50270	Santa Rita	0.3053	Seleccionado
50681	Hojancha	0.0650	No Seleccionado
51000	Carmona	0.0244	No Seleccionado

Tabla C.9: Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Interregionales.

<b>Sección</b>	<b>Distrito(s) que Atraviesa</b>	<b>Resultado TOPSIS</b>	<b>Seleccionado/No Seleccionado</b>
50850	Colorado + Las Juntas	0.6560	Seleccionado
50000	San Juan + Las Juntas	0.6036	Seleccionado
50132	Nicoya + Mansión	0.5522	Seleccionado
50010	Las Juntas	0.5315	Seleccionado
50742	Quebrada Honda + Mansión	0.5090	Seleccionado
50171	Nicoya	0.4729	Seleccionado
50141	Las Juntas	0.4385	Seleccionado
50220	Nicoya + Mansión	0.4232	Seleccionado
50081	Liberia	0.4071	Seleccionado
50100	Santa Cruz	0.4021	Seleccionado
50110	Cañas + San Miguel	0.3935	Seleccionado
50082	Liberia	0.3642	Seleccionado
50160	Mansión	0.3459	Seleccionado
50660	Mansión	0.3317	Seleccionado
51130	Liberia	0.3305	Seleccionado

Tabla C.9: Resultados TOPSIS para la Región Chorotega - Viajes Interregionales (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
50020	Cañas	0.3216	Seleccionado
50131	Nicoya	0.3118	Seleccionado
50091	Palmira + Filadelfia	0.2692	Seleccionado
50120	Santa Cruz	0.2609	Seleccionado
50030	Bagaces	0.2343	Seleccionado
51120	Bagaces	0.2308	Seleccionado
50040	Nacascolo + Mayorga + Cañas Dulces + Curubandé + Liberia	0.2278	Seleccionado
50093	Belén	0.2271	Seleccionado
50092	Belén	0.2258	No Seleccionado
50741	Quebrada Honda	0.1964	No Seleccionado
50150	Cañas	0.1581	No Seleccionado
50652	Belén de Nosarita + Sámara	0.1510	No Seleccionado
50900	Cañas + Palmira	0.1444	No Seleccionado
50600	Sámara	0.1426	No Seleccionado
50193	Arenal	0.1424	No Seleccionado
50942	Arenal	0.1304	No Seleccionado
50941	Arenal	0.1299	No Seleccionado
50310	Santa Rosa + Tilarán	0.1283	No Seleccionado
50651	Nicoya	0.1258	No Seleccionado
50050	La Cruz + Santa Elena	0.1254	No Seleccionado
51110	Porozal	0.1246	No Seleccionado
50270	Santa Rita	0.0968	No Seleccionado
50191	Tilarán	0.0956	No Seleccionado
50280	La Cruz + La Garita	0.0911	No Seleccionado
51000	Santa Rita + Carmona	0.0649	No Seleccionado
50681	Hojancha	0.0611	No Seleccionado
50192	Santa Rosa	0.0586	No Seleccionado
51020	Río Naranjo	0.0470	No Seleccionado
50290	La Garita	0.0329	No Seleccionado
50300	Santa Cecilia	0.0044	No Seleccionado

Tabla C.10: Resultados TOPSIS para la Región Huetar Norte - Viajes Capitales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
20661	Quesada + La Palmera	0.6307	Seleccionado
40522	Puerto Viejo + Las Horquetas	0.6150	Seleccionado
20640	Florencia	0.6004	Seleccionado
40521	Las Horquetas	0.5715	Seleccionado
21012	La Fortuna + Cutris + Florencia	0.5230	Seleccionado

Tabla C.10: Resultados TOPSIS para la Región Huastar Norte - Viajes Capitales (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
40460	La Virgen + Puerto Viejo	0.4667	Seleccionado
20650	Florencia	0.3704	Seleccionado
20671	Aguas Zarcas	0.3382	No Seleccionado
20721	San Rafael	0.2795	No Seleccionado
20870	Aguas Zarcas	0.2418	No Seleccionado
21352	Venado + Monterrey	0.2147	No Seleccionado
21011	La Palmera	0.1183	No Seleccionado
21351	Monterrey	0.0908	No Seleccionado

Tabla C.11: Resultados TOPSIS para la Región Huastar Norte - Viajes Intraregionales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
40521	Las Horquetas	0.5669	Seleccionado
21222	Canalete	0.4331	No Seleccionado

Tabla C.12: Resultados TOPSIS para la Región Huastar Norte - Viajes Interregionales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
40521	Las Horquetas	0.6952	Seleccionado
21012	La Fortuna + Cutris + Florencia	0.6905	Seleccionado
40522	Las Horquetas + Puerto Viejo	0.6699	Seleccionado
40460	La Virgen + Puerto Viejo	0.6379	Seleccionado
21060	Cutris + Florencia	0.6015	Seleccionado
21342	La Fortuna	0.5667	Seleccionado
40482	La Virgen	0.5276	Seleccionado
20650	Florencia	0.5268	Seleccionado
20980	La Fortuna + Florencia	0.5268	Seleccionado
21490	La Fortuna	0.5014	Seleccionado
20671	Aguas Zarcas + Pital	0.4919	Seleccionado
40481	La Virgen	0.4226	Seleccionado
20661	Quesada	0.4103	Seleccionado
21011	La Palmera + Aguas Zarcas	0.4062	Seleccionado
20722	Katira + Buenavista + San Rafael	0.3937	Seleccionado
21352	Venado + Monterrey	0.3673	Seleccionado
21072	Pocosol	0.3522	Seleccionado
21550	Quesada	0.3458	Seleccionado
21071	Pocosol	0.3365	Seleccionado
20931	Venecia	0.3363	Seleccionado

Tabla C.12: Resultados TOPSIS para la Región Huastla Norte - Viajes Interregionales (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
20870	Aguas Zarcas	0.3298	Seleccionado
21341	La Fortuna	0.3297	Seleccionado
20994	Aguas Zarcas	0.3169	Seleccionado
21221	Bijagua	0.3167	Seleccionado
21083	Los Chiles	0.3078	No Seleccionado
21091	Cutris	0.3074	No Seleccionado
21092	Cutris	0.3063	No Seleccionado
21351	Monterrey	0.3011	No Seleccionado
21560	Río Cuarto	0.2742	No Seleccionado
20721	San Rafael	0.2462	No Seleccionado
21082	El Amparo + Los Chiles	0.2455	No Seleccionado
20590	Sarapiquí	0.2424	No Seleccionado
20932	Venecia	0.2403	No Seleccionado
20993	Aguas Zarcas	0.2374	No Seleccionado
21023	San José o Pizote + Delicias	0.2169	No Seleccionado
21021	Upala	0.1910	No Seleccionado
21612	Los Chiles	0.1838	No Seleccionado
21800	Sarapiquí	0.1655	No Seleccionado
21222	Canalete + Upala	0.1586	No Seleccionado
21081	El Amparo + San Jorge	0.1371	No Seleccionado
21022	Upala + Yolillal	0.1319	No Seleccionado
21024	San José o Pizote	0.0627	No Seleccionado
21143	Pocosol	0.0614	No Seleccionado
21142	Pocosol	0.0596	No Seleccionado
21025	Dos Ríos	0.0237	No Seleccionado
21602	Caño Negro	0.0100	No Seleccionado
21611	Caño Negro	0.0067	No Seleccionado

Tabla C.13: Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
21430	San Rafael + Guácima + Turrúcares	0.6538	Seleccionado
30690	Copey + San Isidro + Jardín	0.6194	Seleccionado
10030	San Isidro + Copey	0.6141	Seleccionado
10041	San Cristóbal + San Isidro	0.5686	Seleccionado
10042	San Cristóbal + San Isidro	0.5670	Seleccionado
10990	Dulce Nombre de Jesús	0.5528	Seleccionado
30090	El Tejar + San Isidro	0.4652	Seleccionado
21890	Jesús + Escobal + Concepción	0.4643	Seleccionado

Tabla C.13: Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
30040	Dulce Nombre + San Rafael	0.4094	Seleccionado
19100	San Sebastián	0.4011	Seleccionado
10070	San Rafael	0.3859	Seleccionado
19094	Mata Redonda + Hatillo	0.3846	Seleccionado
19095	Hatillo	0.3840	Seleccionado
19096	Hatillo	0.3646	Seleccionado
10080	Pozos + Piedades + Uruca	0.3605	Seleccionado
19010	Mata Redonda + Pavas	0.3432	Seleccionado
19089	San Pedro	0.3355	Seleccionado
19101	Zapote	0.3278	Seleccionado
40710	La Asunción + La Ribera	0.3192	Seleccionado
19103	San Pedro + Mercedes	0.3177	Seleccionado
19102	Zapote	0.3121	Seleccionado
20000	Río Segundo	0.3081	Seleccionado
40040	Ulloa	0.3073	Seleccionado
20010	San Antonio + San José + Garita	0.3069	Seleccionado
19002	Uruca	0.2974	Seleccionado
30110	San Rafael	0.2944	Seleccionado
19006	Curridabat	0.2916	Seleccionado
21330	San Antonio + San Rafael	0.2773	Seleccionado
19093	Pavas + Mata Redonda	0.2769	Seleccionado
21870	Atenas + Concepción	0.2650	Seleccionado
10250	Sánchez	0.2571	Seleccionado
19090	Uruca	0.2356	Seleccionado
19038	Uruca	0.2348	Seleccionado
19062	Curridabat	0.2344	Seleccionado
30600	San Diego + Tres Ríos	0.2335	Seleccionado
30491	San Rafael	0.2247	Seleccionado
30061	Guadalupe o Arenilla	0.2239	Seleccionado
19007	Uruca	0.2238	Seleccionado
30062	Occidental	0.2226	Seleccionado
10450	Pozos	0.2198	Seleccionado
40500	San Miguel + Pará	0.2183	Seleccionado
20250	Alajuela	0.2143	Seleccionado
40000	Heredia + Rincón de Sabanilla + Ulloa + Santa Rosa	0.2018	Seleccionado
19105	Guadalupe	0.1995	Seleccionado
40550	San José	0.1903	Seleccionado
30021	Dulce Nombre	0.1846	Seleccionado
19064	Guadalupe	0.1840	Seleccionado
19065	Guadalupe + Purrál + Ipís	0.1792	Seleccionado
19012	Anselmo Llorente + San Juan	0.1788	Seleccionado

Tabla C.13: Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
19068	Calle Blancos	0.1770	Seleccionado
19017	Calle Blancos	0.1744	Seleccionado
20031	El Rosario + San Miguel	0.1702	Seleccionado
40010	Mercedes	0.1615	Seleccionado
19031	Calle Blancos	0.1568	Seleccionado
20020	Tacares + Puente de Piedra	0.1549	Seleccionado
10460	San Rafael	0.1454	Seleccionado
30730	San Nicolás	0.1427	Seleccionado
10870	Brasil	0.1350	Seleccionado
40750	Llorente + San Joaquín	0.1338	Seleccionado
30240	San Nicolás + Carmen	0.1291	Seleccionado
20032	San Miguel	0.1252	Seleccionado
20132	Río Segundo	0.1134	Seleccionado
19091	Uruca	0.1123	Seleccionado
10360	San Isidro	0.1037	Seleccionado
20231	San Juan + San Ramón	0.1015	Seleccionado
20050	San Isidro + San Rafael	0.1012	Seleccionado
21450	San Rafael	0.0994	Seleccionado
30102	Guadalupe o Arenilla	0.0992	Seleccionado
11200	Aserí	0.0990	Seleccionado
10220	San Juan de Dios	0.0977	Seleccionado
40180	Heredia	0.0974	Seleccionado
40660	San Josecito + Santiago + San Rafael	0.0972	Seleccionado
40730	San Pablo + Rincón de Sabanilla	0.0969	Seleccionado
10760	Colón	0.0960	Seleccionado
30680	Orosí	0.0942	Seleccionado
20070	Garita + San José	0.0935	Seleccionado
20040	Buenos Aires + La Granja	0.0934	Seleccionado
20131	Río Segundo	0.0907	Seleccionado
10371	San Rafael	0.0903	Seleccionado
20081	Garita	0.0868	No Seleccionado
30471	Cervantes	0.0862	No Seleccionado
19058	San Rafael Abajo	0.0842	No Seleccionado
19048	Mata de Plátano	0.0838	No Seleccionado
40360	Llorente	0.0837	No Seleccionado
40070	Mercedes + San Josecito	0.0775	No Seleccionado
19043	Mercedes + Sabanilla	0.0766	No Seleccionado
30310	Occidental	0.0750	No Seleccionado
21630	Sarchí Norte	0.0744	No Seleccionado
30220	Cervantes	0.0743	No Seleccionado
30410	Cervantes	0.0738	No Seleccionado
20422	Grecia + Puente de Piedra	0.0723	No Seleccionado
30653	Turrialba	0.0719	No Seleccionado
20310	Desamparados	0.0718	No Seleccionado

Tabla C.13: Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa	Resultado TOPSIS	Seleccionado/No Seleccionado
40280	Pará	0.0717	No Seleccionado
40230	San Pablo	0.0707	No Seleccionado
40112	Santa Rosa	0.0702	No Seleccionado
40340	San Pedro	0.0693	No Seleccionado
19018	Colima	0.0693	No Seleccionado
19028	San Josecito + Alajuelita	0.0684	No Seleccionado
20351	San Isidro	0.0672	No Seleccionado
30480	Turrialba	0.0667	No Seleccionado
40050	Santo Domingo	0.0663	No Seleccionado
20170	Bolívar + Grecia	0.0660	No Seleccionado
40560	San José	0.0649	No Seleccionado
20190	Naranjo	0.0648	No Seleccionado
20440	Naranjo	0.0620	No Seleccionado
10400	La Trinidad	0.0589	No Seleccionado
40310	Santa Bárbara	0.0584	No Seleccionado
30010	Juan Viñas	0.0577	No Seleccionado
40590	Santa Bárbara	0.0570	No Seleccionado
20321	Alajuela	0.0570	No Seleccionado
40160	San Francisco	0.0558	No Seleccionado
10950	San Jerónimo	0.0543	No Seleccionado
30022	Santiago + Paraíso	0.0530	No Seleccionado
30002	Pavones + Tres Equis	0.0491	No Seleccionado
11180	San Antonio + Santiago	0.0461	No Seleccionado
40060	Santo Domingo	0.0459	No Seleccionado
20450	Garita	0.0450	No Seleccionado
40020	Paracito	0.0448	No Seleccionado
10491	Quitirrisí + Colón	0.0439	No Seleccionado
40350	San Juan	0.0435	No Seleccionado
20600	San Juan + San José + Cirrú Sur	0.0433	No Seleccionado
40080	Barva	0.0421	No Seleccionado
40261	San Isidro	0.0415	No Seleccionado
20060	Santiago	0.0393	No Seleccionado
30472	Santiago + Capellades	0.0383	No Seleccionado
40430	Tures	0.0382	No Seleccionado
21420	San Isidro	0.0380	No Seleccionado
40610	Heredia	0.0361	No Seleccionado
40111	Santo Domingo	0.0360	No Seleccionado
20610	Brisas + Tapesco + Laguna	0.0341	No Seleccionado
10281	Mata de Plátano	0.0336	No Seleccionado
10492	Guayabo	0.0335	No Seleccionado
10201	Aserrí	0.0319	No Seleccionado
40152	San Pablo	0.0311	No Seleccionado

Tabla C.13: Resultados TOPSIS para la Región Central - Viajes Interregionales (Continuación).

<b>Sección</b>	<b>Distrito(s) que Atraviesa</b>	<b>Resultado TOPSIS</b>	<b>Seleccionado/No Seleccionado</b>
10821	Grifo Alto + Barbacoas	0.0275	No Seleccionado
20322	Alajuela	0.0259	No Seleccionado
30230	Cipreses + Cot	0.0247	No Seleccionado
20750	San José	0.0246	No Seleccionado
20620	Zapote	0.0242	No Seleccionado
20380	Tambor	0.0233	No Seleccionado
10331	San Jerónimo	0.0220	No Seleccionado
20532	Naranjo	0.0216	No Seleccionado
20820	Ángeles	0.0212	No Seleccionado
30640	Pacayas	0.0200	No Seleccionado
20352	San Isidro	0.0199	No Seleccionado
20830	Ángeles	0.0199	No Seleccionado
11212	San Ignacio	0.0191	No Seleccionado
21472	Tambor	0.0176	No Seleccionado
10822	Grifo Alto	0.0169	No Seleccionado
20232	Volio + San Juan	0.0151	No Seleccionado
20340	Carrizal	0.0112	No Seleccionado
10690	Tabarcia	0.0101	No Seleccionado
11230	San Pablo	0.0084	No Seleccionado
11220	Palmichal	0.0058	No Seleccionado
10160	San Pedro	0.0044	No Seleccionado
10171	San Pedro	0.0033	No Seleccionado
10172	San Juan de Mata	0.0017	No Seleccionado

## Apéndice D

# Enfoque de Pareto y Caracterización Regional

En el siguiente apéndice se presentan los resultados complementarios sobre la aplicación del Diagrama de Pareto en la RVN y Regiones Socioeconómicas de Costa Rica, en cumplimiento con la segunda etapa del Objetivo 3 de la presente investigación, detallado en la Sección 3.1.4.

Tabla D.1: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Brunca.

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
34	37 %	37 %	Seleccionado
2	32 %	70 %	Seleccionado
237	8 %	78 %	Seleccionado
245	7 %	85 %	Seleccionado
243	7 %	92 %	No Seleccionado
612	4 %	95 %	No Seleccionado
14	2 %	97 %	No Seleccionado
608	2 %	99 %	No Seleccionado
246	0 %	99 %	No Seleccionado
326	0 %	100 %	No Seleccionado
322	0 %	100 %	No Seleccionado
321	0 %	100 %	No Seleccionado

Tabla D.2: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Caribe.

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
32	75 %	75 %	Seleccionado
36	12 %	87 %	Seleccionado
247	4 %	91 %	No Seleccionado
241	3 %	94 %	No Seleccionado

Tabla D.2: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Caribe (Continuación).

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
805	2 %	96 %	No Seleccionado
4	1 %	97 %	No Seleccionado
256	1 %	98 %	No Seleccionado
10	1 %	99 %	No Seleccionado
809	1 %	100 %	No Seleccionado
257	0 %	100 %	No Seleccionado
814	0 %	100 %	No Seleccionado

Tabla D.3: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Chorotega.

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
1	43 %	43 %	Seleccionado
18	25 %	68 %	Seleccionado
21	9 %	77 %	Seleccionado
142	7 %	84 %	Seleccionado
150	4 %	88 %	No Seleccionado
6	3 %	91 %	No Seleccionado
158	2 %	93 %	No Seleccionado
160	2 %	95 %	No Seleccionado
157	2 %	97 %	No Seleccionado
4	1 %	98 %	No Seleccionado
145	1 %	99 %	No Seleccionado
161	0 %	100 %	No Seleccionado

Tabla D.4: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Norte.

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
4	53 %	53 %	Seleccionado
126	8 %	61 %	Seleccionado
35	7 %	68 %	Seleccionado
745	7 %	75 %	Seleccionado
250	3 %	79 %	Seleccionado
751	3 %	82 %	Seleccionado
6	3 %	85 %	No Seleccionado
744	3 %	88 %	No Seleccionado
142	3 %	91 %	No Seleccionado
141	3 %	94 %	No Seleccionado
140	3 %	96 %	No Seleccionado
753	2 %	98 %	No Seleccionado

Tabla D.4: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Huetar Norte (Continuación).

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
506	0 %	99 %	No Seleccionado
752	0 %	99 %	No Seleccionado
138	0 %	99 %	No Seleccionado
143	0 %	99 %	No Seleccionado
702	0 %	100 %	No Seleccionado
733	0 %	100 %	No Seleccionado
730	0 %	100 %	No Seleccionado
739	0 %	100 %	No Seleccionado

Tabla D.5: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Pacífico Central.

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
34	44 %	44 %	Seleccionado
27	23 %	67 %	Seleccionado
1	23 %	90 %	Seleccionado
23	6 %	97 %	No Seleccionado
144	1 %	98 %	No Seleccionado
17	1 %	98 %	No Seleccionado
131	1 %	99 %	No Seleccionado
3	0 %	99 %	No Seleccionado
622	0 %	100 %	No Seleccionado
235	0 %	100 %	No Seleccionado
243	0 %	100 %	No Seleccionado

Tabla D.6: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Central.

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
27	27 %	27 %	Seleccionado
2	23 %	50 %	Seleccionado
32	15 %	65 %	Seleccionado
1	9 %	74 %	Seleccionado
10	5 %	79 %	Seleccionado
39	5 %	85 %	Seleccionado
141	2 %	86 %	No Seleccionado
215	2 %	88 %	No Seleccionado
3	1 %	89 %	No Seleccionado
239	1 %	90 %	No Seleccionado
209	1 %	91 %	No Seleccionado

Tabla D.6: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Central (Continuación).

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
137	1 %	92 %	No Seleccionado
703	1 %	92 %	No Seleccionado
219	0 %	93 %	No Seleccionado
230	0 %	93 %	No Seleccionado
5	0 %	94 %	No Seleccionado
112	0 %	94 %	No Seleccionado
154	0 %	94 %	No Seleccionado
107	0 %	95 %	No Seleccionado
108	0 %	95 %	No Seleccionado
113	0 %	95 %	No Seleccionado
118	0 %	95 %	No Seleccionado
126	0 %	96 %	No Seleccionado
217	0 %	96 %	No Seleccionado
702	0 %	96 %	No Seleccionado
721	0 %	97 %	No Seleccionado
134	0 %	97 %	No Seleccionado
129	0 %	97 %	No Seleccionado
153	0 %	97 %	No Seleccionado
202	0 %	97 %	No Seleccionado
218	0 %	97 %	No Seleccionado
22	0 %	98 %	No Seleccionado
101	0 %	98 %	No Seleccionado
103	0 %	98 %	No Seleccionado
115	0 %	98 %	No Seleccionado
123	0 %	98 %	No Seleccionado
307	0 %	98 %	No Seleccionado
105	0 %	98 %	No Seleccionado
125	0 %	98 %	No Seleccionado
130	0 %	99 %	No Seleccionado
727	0 %	99 %	No Seleccionado
100	0 %	99 %	No Seleccionado
109	0 %	99 %	No Seleccionado
147	0 %	99 %	No Seleccionado
205	0 %	99 %	No Seleccionado
220	0 %	99 %	No Seleccionado
308	0 %	99 %	No Seleccionado
403	0 %	99 %	No Seleccionado
116	0 %	99 %	No Seleccionado
119	0 %	99 %	No Seleccionado
121	0 %	99 %	No Seleccionado
156	0 %	99 %	No Seleccionado
167	0 %	100 %	No Seleccionado
214	0 %	100 %	No Seleccionado
216	0 %	100 %	No Seleccionado

Tabla D.6: Resultados Pareto 20 – 80 para rutas en la Región Central (Continuación).

Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulado	Seleccionado/No Seleccionado
117	0 %	100 %	No Seleccionado
128	0 %	100 %	No Seleccionado
136	0 %	100 %	No Seleccionado
200	0 %	100 %	No Seleccionado
226	0 %	100 %	No Seleccionado
228	0 %	100 %	No Seleccionado
303	0 %	100 %	No Seleccionado
409	0 %	100 %	No Seleccionado
504	0 %	100 %	No Seleccionado
708	0 %	100 %	No Seleccionado
712	0 %	100 %	No Seleccionado
715	0 %	100 %	No Seleccionado
720	0 %	100 %	No Seleccionado

Tabla D.7: Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Brunca.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa(n)	Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulados	S/NS
60092	Bahía Ballena + Puerto Cortés	34	93 %	93 %	S
60094	Puerto Cortes + Palmar	34	40 %	133 %	NS
60030	Piedras Blancas + Palmar	2	53 %	53 %	S
60052	Potrero Grande + Buenos Aires	2	13 %	66 %	S
60011	Guaycará	2	11 %	77 %	S
10010	San Isidro de El General + Páramo	2	6 %	82 %	S
60002	Corredor	2	3 %	85 %	NS
10002	Daniel Flores	2	1 %	86 %	NS
60411	Piedras Blancas	245	31 %	31 %	S
60420	Puerto Jiménez	245	29 %	60 %	S

Tabla D.8: Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Huetar Caribe.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa(n)	Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulados	S/NS
70150	Guápiles	32	34 %	34 %	S
70070	Río Blanco + Limón	32	17 %	51 %	S
70090	Siquirres + Pacuarito	32	12 %	64 %	S
70472	Batán + Matina	32	13 %	76 %	S
70141	Guácimo + Mercedes	32	9 %	84 %	S
70142	Guácimo	32	5 %	89 %	NS
70040	Valle La Estrella + Cahuita	36	63 %	63 %	S

Tabla D.9: Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Chorotega.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa(n)	Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulados	S/NS
50000	San Juan + Las Juntas	1	38 %	38 %	S
50110	Cañas + San Miguel	1	24 %	62 %	S
51120	Bagaces	1	16 %	78 %	S
50040	Nacascolo + Mayorga + Cañas Dulces + Curubandé + Liberia	1	15 %	93 %	S
51130	Liberia	1	5 %	98 %	NS
50850	Colorado + Las Juntas	18	48 %	48 %	S
50742	Quebrada Honda + Mansión	18	44 %	92 %	S
50132	Nicoya + Mansión	32	46 %	46 %	S
50160	Mansión	32	26 %	72 %	NS
50120	Santa Cruz	32	22 %	94 %	S
50171	Nicoya	32	20 %	114 %	NS
50131	Nicoya	32	20 %	134 %	NS

Tabla D.10: Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Huetar Norte.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa(n)	Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulados	S/NS
40522	Puerto Viejo + Las Horquetas	4	32 %	32 %	S
21012	La Fortuna + Cutris + Florencia	4	21 %	53 %	S
21352	Venado + Monterrey	4	17 %	70 %	S

Tabla D.10: Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Huetar Norte (Continuación).

Sección	Distrito(s) que Atraviesa(n)	Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulados	S/NS
20722	Katira + Buenavista + San Rafael	4	14 %	84 %	S
21011	La Palmera + Aguas Zarcas	4	9 %	93 %	NS
40460	La Virgen + Puerto Viejo	4	8 %	102 %	NS
40482	La Virgen	126	95 %	95 %	S
40481	La Virgen	126	95 %	189 %	NS
21060	Cutris + Florencia	35	36 %	36 %	S
21072	Pocosol	35	16 %	52 %	S
20671	Aguas Zarcas + Pital	250	100 %	100 %	S
20870	Aguas Zarcas	250	43 %	143 %	NS
20994	Aguas Zarcas	751	82 %	82 %	S

Tabla D.11: Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Pacífico Central.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa(n)	Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulados	S/NS
60162	Jacó + Tárcoles	34	28 %	28 %	S
60081	Parrita	34	27 %	55 %	S
60112	Quepos	34	17 %	72 %	S
60170	Lagunillas + Tárcoles	34	13 %	85 %	S
21900	Orotina + Hacienda Vieja	27	54 %	54 %	S
21441	La Ceiba	27	40 %	94 %	S
21442	Coyolar + Orotina	27	38 %	132 %	NS
60180	Caldera	27	1 %	133 %	NS
60240	Chomes + Acapulco + Pitahaya	1	49 %	49 %	S
60230	Miramar + San Isidro	1	42 %	92 %	S

Tabla D.12: Resultados Pareto 20 – 80 para secciones en la Región Central.

Sección	Distrito(s) que Atraviesa(n)	Ruta	Porcentaje de Viajes	Porcentaje de Viajes Acumulados	S/NS
21430	San Rafael + Guácima + Turrúcares	27	46 %	46 %	S
21890	Jesús + Escobal + Concepcion	27	30 %	77 %	S
10080	Pozos + Piedades + Uruca	27	13 %	90 %	S
19010	Mata Redonda + Pavas	27	1 %	91 %	NS
30690	Copey + San Isidro + Jardín	2	67 %	67 %	S
30730	San Nicolás	2	7 %	74 %	S
30110	San Rafael	2	1 %	75 %	S
30600	San Diego + Tres Ríos	2	1 %	77 %	S
10250	Sánchez	2	0 %	77 %	NS
30102	Guadalupe o Arenilla	2	0 %	77 %	NS
30680	Orosí	2	0 %	77 %	NS
10990	Dulce Nombre de Jesús	32	77 %	77 %	S
40500	San Miguel + Pará	32	13 %	90 %	S
40550	San José	32	5 %	95 %	NS
19012	Anselmo Llorente + San Juan	32	3 %	98 %	NS
20010	San Antonio + San José + Garita	1	25 %	25 %	S
20031	El Rosario + San Miguel	1	25 %	50 %	S
20020	Tacares + Puente de Piedra	1	11 %	61 %	S
40710	La Asuncion + La Ribera	1	7 %	68 %	S
40040	Ulloa	1	5 %	73 %	S
20040	Buenos Aires + La Granja	1	5 %	77 %	S
20050	San Isidro + San Rafael	1	3 %	80 %	S
19002	Uruca	1	2 %	83 %	NS
20000	Río Segundo	1	2 %	85 %	NS
30040	Dulce Nombre + San Rafael	10	6 %	6 %	S
30061	Guadalupe o Arenilla	10	1 %	7 %	S
30062	Occidental	10	1 %	8 %	S
19094	Mata Redonda + Hatillo	39	36 %	36 %	S
19100	San Sebastián	39	24 %	60 %	S
19102	Zapote	39	24 %	84 %	S
19093	Pavas + Mata Redonda	39	21 %	105 %	NS
19103	San Pedro + Mercedes	39	3 %	108 %	NS
19090	Uruca	39	3 %	110 %	NS
19105	Guadalupe	39	1 %	111 %	NS