



Impacto de la Movilidad Eléctrica en las Redes Eléctricas de la República Dominicana

Metodología para la evaluación del impacto de los vehículos eléctricos en los sistemas de distribución eléctricos

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad

Bonn y Eschborn, Alemania

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Alemania
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 – 5
65760 Eschborn, Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de

Denominación del proyecto

Cooperación Triangular entre Costa Rica, Alemania y República Dominicana: Fortalecimiento de las capacidades institucionales para el fomento de la movilidad eléctrica en República Dominicana

Apdo. Postal 2960
Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML
Local 2A, Ens. Julieta
10130 Santo Domingo
República Dominicana
T +1809 541-1430
I www.transicionenergetica.do

Responsable

Nataly Montezuma

Autores

Jairo Quirós Tortós, Andrés Argüello Guillén y Orlando Pereira Guzmán (Fundación Universidad de Costa Rica)

Revisado por

Walmy Fernandez, Nataly Montezuma y Lukas Peiter (GIZ)

Ejecutado por

Cooperación Triangular entre Costa Rica, Alemania y República Dominicana: Fortalecimiento de las capacidades institucionales para el fomento de la movilidad eléctrica en República Dominicana

Diseño/diagramación

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

AdobeStock, GIZ

Material cartográfico

Las representaciones cartográficas tienen carácter netamente informativo y no han sido validadas por fuentes del derecho internacional público en lo que respecta a la determinación de fronteras y territorios. La GIZ no garantiza la actualidad, exactitud o integridad del material cartográfico puesto a disposición. No se asume responsabilidad alguna por cualquier perjuicio surgido directa o indirectamente de su uso.

Por encargo de:

Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y de Desarrollo (BMZ)
Stresemannstraße 94
10963 Berlin
T +49 (0)30 / 1 85 35-0
F +49 (0)2 28 / 99 10 53 5-35 00

Santo Domingo, 2023

Impacto de la Movilidad Eléctrica en las Redes Eléctricas de la República Dominicana

Metodología para la evaluación del impacto de los vehículos eléctricos
en los sistemas de distribución eléctricos

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	9
1. INTRODUCCIÓN	14
2. IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA	16
2.1 Generalidades de los vehículos eléctricos	16
2.2 Metodologías en la literatura para el estudio de impacto de vehículos eléctricos	18
2.3 Metodología adoptada	19
2.4 Modelos de la red, escenario base y métricas de impacto	20
2.4.1 Descripción del circuito de EDENORTE	20
2.4.2 Descripción del circuito de EDESUR	23
2.4.3 Escenario base y métricas de impacto	24
2.5 Modelado de vehículos eléctricos en la red de distribución	26
2.6 Impactos de la inserción de VE	28
2.6.1 Impactos de la inserción de VE	28
3. MECANISMOS DE MITIGACIÓN PARA EL IMPACTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA	32
3.1 Revisión bibliográfica de medidas de mitigación	33
3.2 Cuantificación del grado de afectación a los clientes debido a las medidas de mitigación	34
3.3 Estrategias prácticas para mitigación	34
3.3.1 Gestión por desconexión	34
3.3.2 Gestión por modulación de carga	34
3.3.3 Gestión por señal de precios	35
3.4 Implementación del mecanismo de mitigación	35
3.4.1 Impactos de la inserción de vehículos eléctricos	35
3.4.2 Comparación de los resultados pre y post mitigación	38
3.4.3 Comparación de los resultados pre y post mitigación	40
4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA DEL 2024 AL 2030	42
4.1 Crecimiento de la demanda y de vehículos eléctricos del 2024 al 2030	42
4.2 Resultados	43
5. PROPUESTA PARA LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA PARA MOVILIDAD ELÉCTRICA	47
5.1 Metodología para la ubicación de cargadores	47
5.2 Metodología para el dimensionamiento de los cargadores	55
5.3 Impactos producidos por la penetración de cargadores rápidos	57
5.4 Metodología para la evaluación de inversiones por refuerzos de la red para mitigación de impactos debido a VE	61
6. CONCLUSIONES	70
BIBLIOGRAFÍA	73

LISTA DE FIGURAS

Figura I: Circuitos representativos utilizados para el estudio	9
Figura II: Características estocásticas del modelado de vehículos eléctricos	10
Figura III: Resumen de impacto para distintos niveles de inserción de vehículos eléctricos	11
Figura IV: Reducción de los problemas por mitigación activa en el circuito de EDENORTE	12
Figura V: Riesgo asociado a problemas por sobrecargas en la red debido a la inserción de vehículos eléctricos y cargadores rápidos en función a la inversión económica	12
Figura 1: Circuito representativo de EDENORTE	20
Figura 2: Curva de potencia activa para el circuito, para varios meses de 2022, EDENORTE	21
Figura 3: Histograma de consumo mensual por cliente, EDENORTE	22
Figura 4: Histograma de las potencias de los sistemas fotovoltaicos por cliente, EDENORTE	22
Figura 5: Circuito representativo de EDESUR	23
Figura 6: Curva de potencia activa para el circuito, EDESUR	23
Figura 7: Histograma de consumo mensual por cliente, EDESUR	24
Figura 8: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C y G2C, EDENORTE	25
Figura 10: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C, EDENORTE	25
Figura 9: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C y G2C, EDESUR	25
Figura 11: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C, EDESUR	25
Figura 12: Distribuciones de probabilidad para variables aleatorias de estudio	27
Figura 13: Perfiles de tensión de los clientes G1C, penetración de 30% de VE	28
Figura 14: Resumen de impacto para distintos niveles de penetración	29
Figura 15: Localización de los elementos con mayor impacto técnico, EDENORTE (30% de penetración de VE)	30
Figura 16: Localización de los elementos con mayor impacto técnico, EDESUR (30% de penetración de VE)	31
Figura 17: Esquemático de secundario con VE y control para gestión de la demanda	33
Figura 18: Porcentaje de clientes con problemas post mitigación, EDENORTE	36
Figura 19: Resumen de impacto para distintos niveles de penetración, post mitigación	37
Figura 20: Comparación de resultados pre y post mitigación, EDENORTE	38
Figura 21: Comparación de resultados pre y post mitigación, EDESUR	39
Figura 22: Comparación de mejora en perfil de tensión por medidas de mitigación, EDENORTE	40
Figura 23: Curva de potencia activa del circuito con proyección del 2024 al 2030 por crecimiento de la demanda y nivel de penetración de VE, EDENORTE	44
Figura 24: Curva de potencia activa del circuito con proyección del 2024 al 2030 por crecimiento de la demanda y nivel de penetración de VE, EDESUR	44
Figura 25: Resumen de impactos para distintos niveles de penetración proyectados entre el 2024 y el 2030	45
Figura 26: Red MT y localización geográfica (verde aéreo, azul subterráneo), EDENORTE	47
Figura 27: Red MT y localización geográfica (verde aéreo, azul subterráneo), EDESUR	48
Figura 28: Segmento de la red para análisis de distancias entre VE y nodos MT	48
Figura 29: Localización de VE y cargadores MT al 2024, EDENORTE	51
Figura 30: Localización de VE y cargadores MT al 2026, EDENORTE	51
Figura 31: Localización de VE y cargadores MT al 2028, EDENORTE	52
Figura 32: Localización de VE y cargadores MT al 2030, EDENORTE	52
Figura 33: Localización de VE y cargadores MT al 2024, EDESUR	53
Figura 34: Localización de VE y cargadores MT al 2026, EDESUR	53

Figura 35: Localización de VE y cargadores MT al 2028, EDESUR	54
Figura 36: Localización de VE y cargadores MT al 2030, EDESUR	54
Figura 37: Curvas de demanda para cargadores rápidos de VE conectados a la red de MT	56
Figura 38: Líneas sobrecargadas (color rojo) por efecto de VE y cargadores MT, EDENORTE	57
Figura 39: Transformadores sobrecargados por efecto de VE y cargadores MT, EDENORTE	58
Figura 40: Líneas sobrecargadas (en color rojo) por efectos de VE y cargadores MT, EDESUR	59
Figura 41: Transformadores sobrecargados por efectos de VE y cargadores MT, EDESUR	59
Figura 42: Riesgo asociado a problemas por sobrecargas en la red debido a la penetración de VE y cargadores MT en función a la inversión económica, EDENORTE	69
Figura 43: Riesgo asociado a problemas por sobrecargas en la red debido a la penetración de VE y cargadores MT en función a la inversión económica, EDESUR	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de cargador según su velocidad de recarga.	16
Tabla 2: Tipos de cargador según variables eléctricas	17
Tabla 3: Modos de recarga	17
Tabla 4: Resumen de elementos por grupo para el escenario base, EDENORTE	26
Tabla 5: Resumen de elementos por grupo para el escenario base, EDESUR	26
Tabla 6: Categorización de los estudios de mitigación de impactos de VE	33
Tabla 7: Infraestructura proyectada, EDENORTE	43
Tabla 8: Infraestructura proyectada, EDESUR	43
Tabla 9: Problemas en el caso base, 0 % de penetración de VE	46
Tabla 10: Localización de las estaciones de recarga y cantidad de cargadores MT, EDENORTE	49
Tabla 11: Localización de las estaciones de recarga y cantidad de cargadores MT, EDESUR	50
Tabla 12: Tipos de cargador	55
Tabla 13: Resumen de problemas en la red para los escenarios de penetración de VE e instalación de cargadores MT, EDENORTE	60
Tabla 14: Resumen de problemas en la red para los escenarios de penetración de VE e instalación de cargadores MT, EDESUR	60
Tabla 15: Costos de transformadores monofásicos MT/BT	61
Tabla 16: Costos de cable dúplex	62
Tabla 17: Costos de conductores desnudos	62
Tabla 18: Costos de cable tríplex	63
Tabla 19: Costos de cable subterráneo	64
Tabla 20: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de líneas, EDENORTE	65
Tabla 21: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de transformadores, EDENORTE	65
Tabla 22: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de líneas, EDESUR	65
Tabla 23: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de transformadores, EDESUR	65
Tabla 24: Inversión total para la solución de problemas por VE en la red, EDENORTE	66
Tabla 25: Inversión total para la solución de problemas por VE en la red, EDESUR	66
Tabla 26: Solución de problemas por penetración de VE con límites de inversión, EDENORTE	67
Tabla 27: Solución de problemas por penetración de VE con límites de inversión, EDESUR	68

LISTA DE ABREVIATURAS

AAAC	All Aluminum Alloy Conductor (Conductor de Aleación de Aluminio)
AC	Alternating Current (Corriente Alterna)
ACSR	Aluminum Core Steel Reinforced (Núcleo de Aluminio Reforzado con Acero)
ARESEP	Autoridad Reguladora de Servicios Públicos de Costa Rica
BT	Baja Tensión
CCS	Combined Charging System (Sistema de Carga Combinado)
CHAdEMO	Charge de Move (Carga para Moverse)
Cu	Cobre
DC	Direct Current (Corriente Directa)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
ISO	International Standards Organization (Organización Internacional de Normalización)
MT	Media Tensión
SAE	Standardization Administration of China (Administración de Normalización China)
SOC	State of Charge (Estado de Carga)
UCR	Universidad de Costa Rica
VE	Vehículo Eléctrico
VEB	Vehículo Eléctrico de Batería
VEH	Vehículo Eléctrico Híbrido
VEHC	Vehículo Eléctrico Híbrido Conectable

LISTA DE UNIDADES

A	Ampere
h	hora
kVA	kilo volt-ampere
kWh	kilo watt-hora
km	Kilómetro
kW	Kilowatt
min	minuto
s	segundo
u	Unidad
\$	Dólares estadounidenses
V	Volt

RESUMEN EJECUTIVO

La flota vehicular convencional de la República Dominicana ha presentado en el tiempo un crecimiento sostenible, ubicándose en 5.4 millones al finalizar el 2022[1]. La inserción de la movilidad eléctrica es un fenómeno relativamente reciente y la tendencia apunta a un crecimiento vertiginoso en su uso. Conscientes de esta realidad, se elaboró el Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica de la República Dominicana. Uno de los ejes es el desarrollo de una infraestructura a nivel nacional que permita el acceso al servicio de recarga de forma eficiente, segura, compatible e interoperable.

En este contexto, se ejecuta la Cooperación Triangular entre Costa Rica, Alemania y República Dominicana: Fortalecimiento de las capacidades institucionales para el fomento de la movilidad eléctrica en República Dominicana, la cual busca fortalecer las capacidades de las empresas de

distribución eléctrica estatales dominicanas para integrar el crecimiento de la movilidad eléctrica en la planificación de sus redes.

Por lo anterior, se presenta este documento que estudia el impacto de la flota vehicular eléctrica a mediano plazo en las redes eléctricas de la República Dominicana en circuitos representativos en las áreas de concesión las empresas de distribución, con esto se identificaron las barreras técnicas y las medidas de adecuación necesarias para la integración de esta tecnología en la red. Se estudiaron los circuitos de EDENORTE y de EDESUR. Estas redes para el caso base sin vehículos eléctricos fueron modeladas a partir de información geo referenciada de los activos de media tensión y baja tensión, así como mediciones de la demanda de los circuitos en la subestación y el consumo de energía de los clientes del circuito.

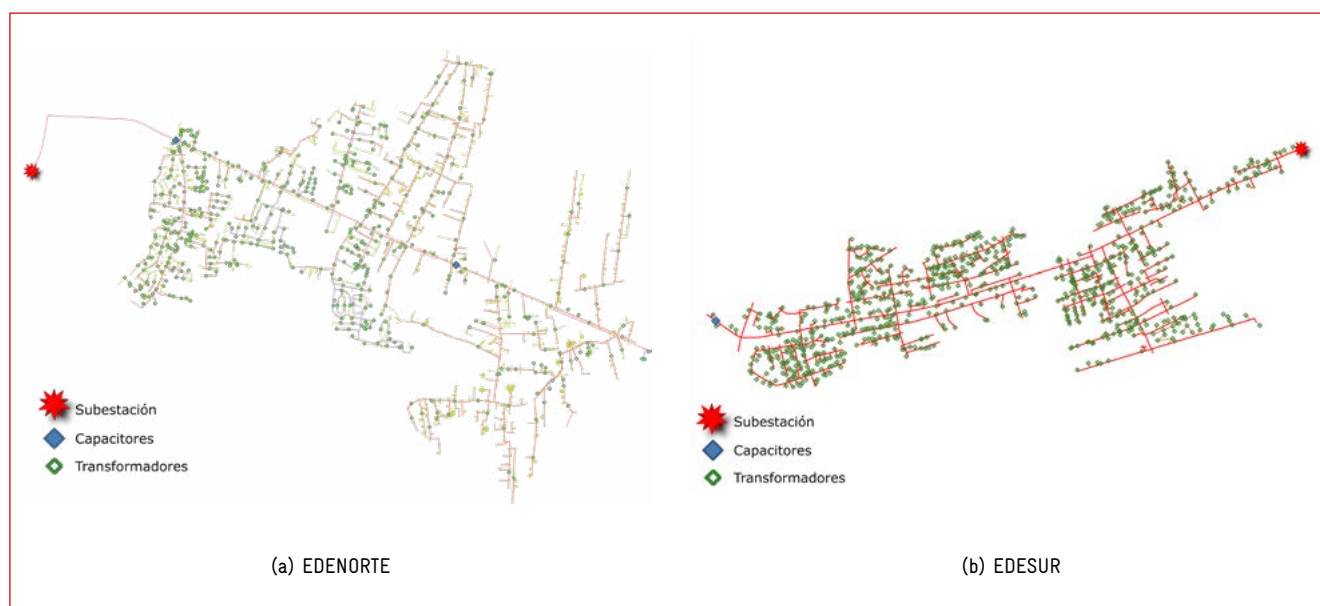


Figura 1: Circuitos representativos utilizados para el estudio

Una vez establecido el caso base, se procedió a modelar las características que describen a los vehículos eléctricos con curvas de probabilidad, que detallan el estado de carga de la batería, la

hora de conexión, el tiempo de recarga, el tamaño de la batería, y la potencia del cargador del vehículo.

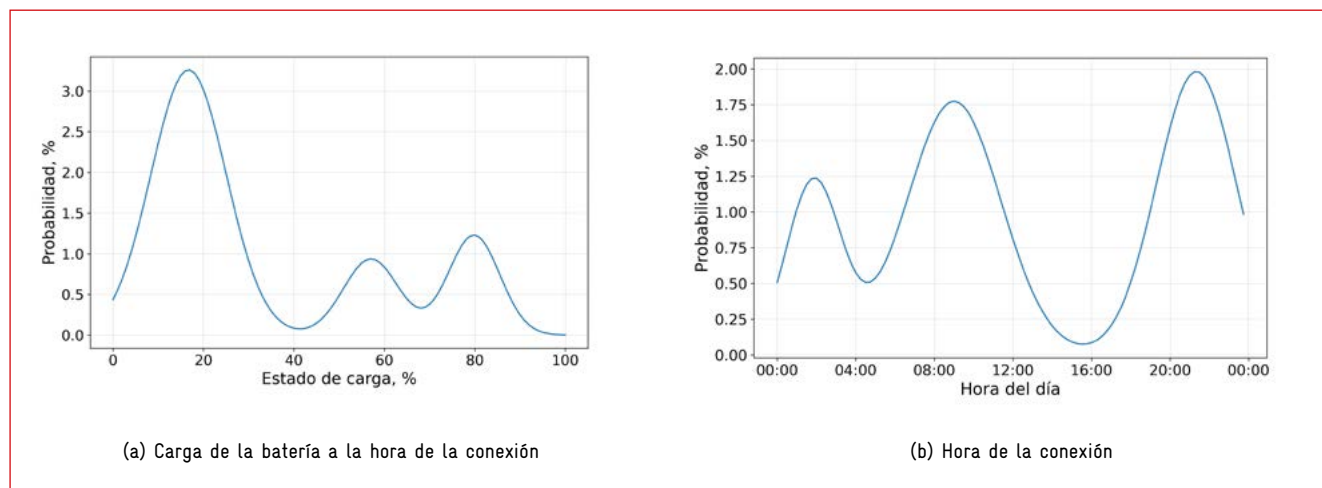


Figura II: Características estocásticas del modelado de vehículos eléctricos

La asignación de los vehículos a los clientes de los circuitos, así como sus características, fue realizada de forma aleatoria, y el nivel de inserción se fijó a partir de proyecciones del Plan Estratégico Nacional, con una presencia de 30% de los clientes con vehículo eléctrico al año 2030. Se incluyó en los análisis la proyección del crecimiento de la demanda eléctrica en 5% anual. También se modelaron cargadores en media tensión para cuantificar el efecto en la red de las estaciones de recarga rápida.

Los problemas en los elementos del circuito se cuantificaron a través de simulaciones de flujos de potencia diarios con

resolución de 15 minutos. Así, se determinaron indicadores (tensión del consumidor por debajo de 0.95 pu, cargas por encima del 100% de la capacidad nominal del transformador, y corrientes por encima de 100% de la ampacidad nominal de los conductores) que se reportaron como problemáticos en caso de superar 5 % de las mediciones diarias. Se observó que los principales problemas son la baja tensión en los clientes por la demanda adicional, así como la sobrecarga de transformadores. No se notaron impactos relevantes en la red de media tensión.

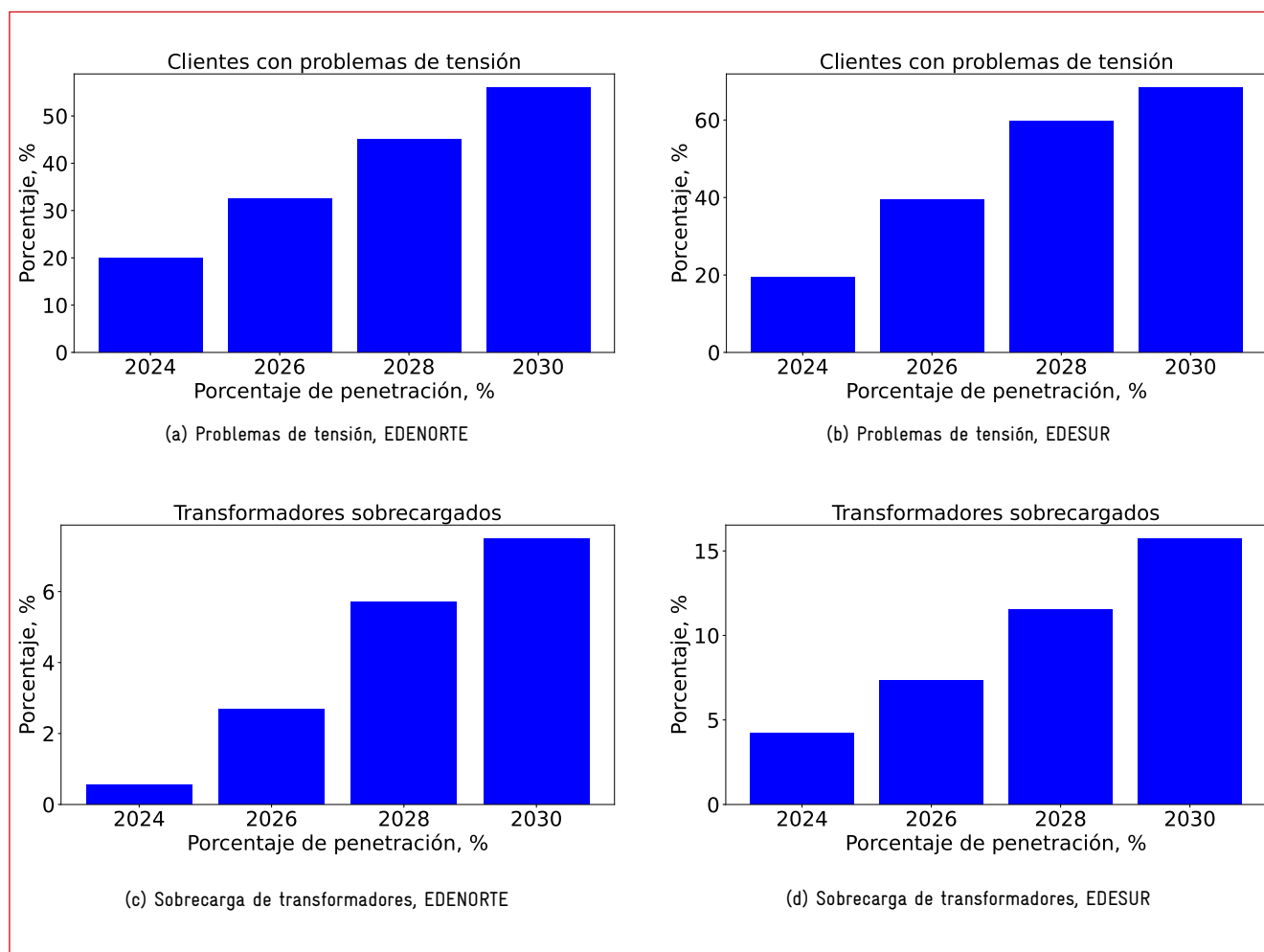


Figura III: Resumen de impacto para distintos niveles de inserción de vehículos eléctricos

Para mitigar tales impactos se evaluaron e implementaron técnicas de la literatura basadas en control centralizado y tarifas dinámicas. Se determinó que la medida más eficaz para control de problemas de tensión es el ajuste local del factor de potencia de los cargadores, y para sobrecarga de transformadores, la gestión de la demanda por medio de desconexiones controladas de los cargadores. Cabe destacar que las medidas para solución de los problemas son posibles, pero cada una acarrea dificultades

técnicas como nueva infraestructura o la dependencia de adherencia a una tarifa por parte de los consumidores. El estado de carga final del vehículo que participe de la gestión de la demanda se utilizó para crear un índice de impacto en kWh/mes/cliente, que muestra cuánta energía deja de percibir el cliente en su batería, o cuánta energía no es facturada por la distribuidora en ese periodo.

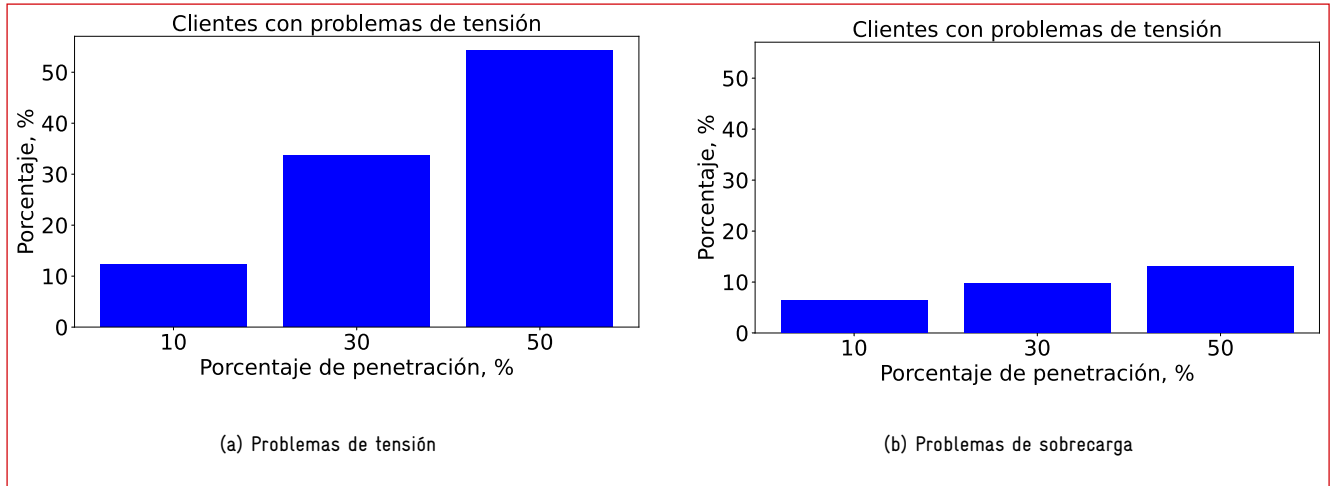


Figura IV: Reducción de los problemas por mitigación activa en el circuito de EDENORTE

Finalmente, se desarrolló una metodología de refuerzo de la red como medida de mitigación alternativa a la gestión de la demanda, que permite dimensionar la inversión económica que las distribuidoras deben realizar para eliminar los problemas de sobrecargas de transformadores y líneas en sus circuitos, ya que el problema de tensión se controla localmente. Se observó

que los costos de refuerzo son dominados por el reemplazo de transformadores sobrecargados, y así, fue posible presentar los resultados como curvas de inversión vs elementos con problemas. Esas curvas traen un valor agregado de escenarios de riesgo que la distribuidora está dispuesta a asumir según la inversión que desea realizar.

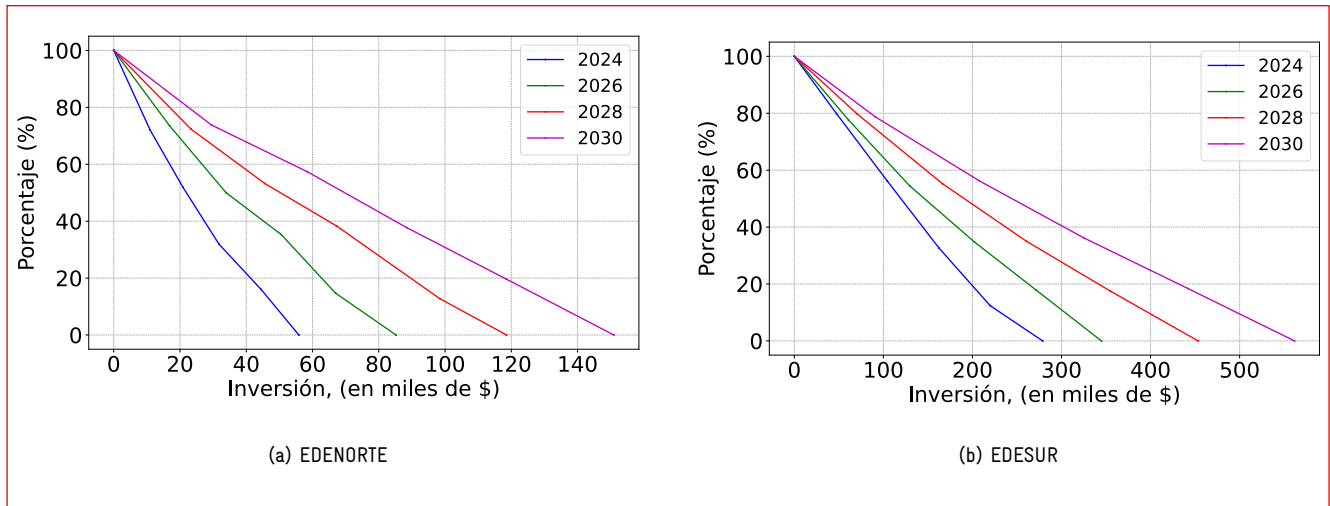



Figura V: Riesgo asociado a problemas por sobrecargas en la red debido a la inserción de vehículos eléctricos y cargadores rápidos en función a la inversión económica

Los resultados de este estudio constituyen un insumo fundamental para entender las implicaciones de la inserción gradual de vehículos eléctricos en las redes de distribución de República Dominicana. Las herramientas desarrolladas son flexibles y actualizables, permitiendo no solamente cuantificar los impactos a través de criterios técnicos y económicos, sino también localizarlos en los circuitos para direccionar las medidas de mitigación y refuerzo del circuito.



1. INTRODUCCIÓN

La flota vehicular convencional de la República Dominicana ha presentado en el tiempo un crecimiento sostenible, ubicándose en 5.4 millones al finalizar el 2022. Tal flota se encuentra altamente concentrada en las zonas metropolitanas como el Distrito Nacional, Santo Domingo y Santiago que concentran el 20.9 %, 17.6 % y 8.7 % del parque vehicular respectivamente [1].

El reemplazo de la flota vehicular basada en motores de combustión interna a vehículos eléctricos (VE) implica cambios en todo el sistema energético nacional. En primer lugar, la energía que antes se obtenía de la combustión de hidrocarburos se debe suplir como energía eléctrica. Esta energía eléctrica debe generarse y transmitirse a través de la red eléctrica, la cual ya presenta

restricciones en la transmisión y altos niveles de pérdidas en la distribución. Todo lo anterior conlleva un desarrollo de procesos de planificación de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de electricidad que consideren las metas y proyecciones de electrificación del transporte.

La inserción de la movilidad eléctrica en la República Dominicana es un fenómeno relativamente reciente y la tendencia apunta a un crecimiento vertiginoso en su uso. Conscientes de esta realidad, durante el año 2020 el Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre y el Ministerio de Energía y Minas elaboraron el “Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica de la República Dominicana”. Uno de los ejes del



Plan Estratégico es el desarrollo de una infraestructura a nivel nacional que permita el acceso al servicio de recarga de forma eficiente, segura, compatible e interoperable.

En el segundo semestre del año 2022, entró en vigor el proyecto de Cooperación Triangular entre Costa Rica, Alemania y República Dominicana: Fortalecimiento de las capacidades institucionales para el fomento de la movilidad eléctrica en República Dominicana. Esta cooperación tiene como objetivo fortalecer las capacidades de las empresas de distribución eléctrica estatales dominicanas para integrar el crecimiento de la movilidad eléctrica en la planificación de sus redes.

Este informe presenta información recopilada relacionada con los impactos de la integración de vehículos eléctricos y los esquemas de mitigación, la descripción de las metodologías de análisis de circuitos y de los resultados técnico-económicos obtenidos, y, por último, las conclusiones y recomendaciones.

2. IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA



2.1 Generalidades de los vehículos eléctricos

Existen tres categorías principales de los vehículos eléctricos: el vehículo eléctrico híbrido (VEH); el vehículo eléctrico híbrido conectable (VEHC); y el vehículo eléctrico puro de batería (VEB). Los dos primeros tienen motores de combustión. El VEH recarga su batería con el motor de combustión y no se conecta a la red, contrario a los VEHC y VEB [2].

La interfaz entre el vehículo eléctrico y la red es su cargador, que representa una nueva carga eléctrica para la red. Así, es útil categorizar los cargadores como se indica en la Tabla 1 [2] y la Tabla 2 [3].

Tabla 1: Tipos de cargador según su velocidad de recarga.

Recarga	Ubicación típica	Tiempo
Lenta	Residencias	0-100% en 8 - 20 horas
Semi-rápida	Público y residencias	0-100% en 2 - 6 horas
Rápida	Público	0-80% en 30 minutos

Tabla 2: Tipos de cargador según variables eléctricas

Tipo de corriente	Nivel	Tensión nominal, V	Potencia, kW	Corriente máx., A
AC	1	120	1.92	16
AC	2	240	19.2	80
AC	3	-	20	-
DC	1	200-450	36	80
DC	2	200-450	90	200
DC	3	200-600	240	400

Dado que no hay una regulación única, existen varios tipos de cargadores basados en diferentes normativas, estas son desarrolladas por la Society of Automotive Engineers (SAE), la Standardization Administration of China, la International Electrotechnical Commission (IEC) y la International Standards Organization (ISO):

- CHAdeMO: Charge de Move. Desarrollado en Japón. El más utilizado a la fecha.
- CCS: Combined Charging System. Desarrollado en Estados Unidos. El menos utilizado a la fecha.

- GB/T: Desarrollado en China. Experimenta una utilización cada vez mayor por el ingreso de vehículos chinos a América Latina.

- Tesla SuperCharger: Desarrollado por Tesla. Los vehículos de la marca, también pueden utilizar cargadores CHAdeMO.

Finalmente, la norma IEC62196-1 [4] establece no solo requisitos y configuraciones para conectores y cables de carga, sino también define los modos de recarga para los controladores. Estos se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3: Modos de recarga

Modo	Tipo de corriente	Conexión	Tensión máx., V	Potencia máx., kW	Corriente máx., A	Protección y control
1	AC	Tomacorriente universal	220V 1ph	3.5	20	No
2	AC	Móvil con cable dedicado	250V 1ph, 480V 3ph	22	32	Sí
3	AC	Estacionario con cable y estación dedicados	250V 1ph, 480V 3ph	22	32	Sí
4	DC	Estacionario dedicado con cable integrado a estación dedicada	480V +	-	400	Sí

El modo 1 está prohibido en muchos países, mientras que el modo 3 es el más popular. Un resumen de la terminología referente a VE para República Dominicana se encuentra en el Reglamento Técnico para Estaciones de Recarga de Vehículos Eléctricos, publicado por la Superintendencia de Electricidad en la Resolución SIE-137-2022-REG [5]. Los artículos 9 al 12 realizan un desglose con ilustraciones de los puntos de conexión, estándares de los conectores, tipos de protección y requisitos de compatibilidad con la red en tensión, frecuencia y nivel de distorsiones permitido.

2.2 Metodologías en la literatura para el estudio de impacto de vehículos eléctricos

Los impactos de los VE en la red eléctrica son ampliamente estudiados a nivel mundial, más de una década. Sin embargo, no es sino hasta recientemente que los VE han tenido una adopción comercial, debido a los incentivos económicos y climáticos para impulsarla, así como las economías de escala y madurez tecnológica, que han reducido los costos de producción y, por lo tanto, de adquisición por parte de los consumidores.

Los VE son una nueva carga para el sistema eléctrico ya que trasladan la fuente energética primaria del sector transporte, originalmente los hidrocarburos, a la electricidad. Al 2018, el sector transporte representaba aproximadamente el 40 % del consumo energético total en República Dominicana [6]. Es de suma importancia dimensionar las capacidades de la infraestructura eléctrica actual para la transición del consumo del sector transporte a la red eléctrica.

Convencionalmente, las redes de media y baja tensión (MT y BT, respectivamente) transportan la electricidad del sistema de transmisión en alta tensión, hasta los puntos de consumo residencial, comercial e industrial. Sin embargo, las tecnologías modernas como la generación distribuida han alterado este flujo típico de energía, trayendo consigo fenómenos como aumento del perfil de tensión, flujos inversos y sobrecarga de componentes. Por su parte, los VE también pueden provocar algunos impactos en la red eléctrica ya que son cargas grandes, como se puede observar en la Tabla 2 y Tabla 3. Entre los más relevantes se encuentran los siguientes [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14], [15], [16], [17]:

- **Caída de tensión:** Debido a los altos niveles de corriente resultantes de la conexión de los cargadores, en conjunto con la impedancia de los alimentadores y transformadores, el impacto técnico más probable es la caída del perfil de tensión. Este impacto no afecta solo al dueño del VE, sino a los demás consumidores en las inmediaciones.
- **Oscilaciones de tensión:** La conexión y desconexión de los VE representa intermitencia de una carga grande. Cuanto más lejano el punto de conexión del vehículo, mayor será la impedancia que ve de la red y así, la corriente demandada por el cargador genera una caída de tensión que puede afectar luminarias sensibles y ser notado por los usuarios a simple vista. Afortunadamente, la mayoría de las luminarias modernas son de tipo LED, que cuentan con un regulador de tensión integrado en su etapa de rectificación de AC a DC.
- **Sobrecarga de conductores:** Los altos valores de corriente demandados por los cargadores pueden superar la ampacidad de los conductores de la red, especialmente cuando se conectan múltiples vehículos simultáneamente. Por ejemplo, un conductor 2 AWG cuenta con una ampacidad de 115 A en cobre y 90 A en aluminio a 75 °C sería capaz de soportar apenas un cargador AC de nivel 2.
- **Sobrecarga de transformadores:** Los transformadores también pueden sufrir sobrecargas, inclusive con una probabilidad más alta que los conductores. Suponga un transformador de 25 kVA para alimentar un circuito secundario residencial de 25 casas. Si dos clientes instalan el cargador nivel 2 AC del ejemplo anterior, el transformador se encontrará en condiciones de sobrecarga. La sobrecarga de transformadores conlleva a su envejecimiento prematuro.
- **Pérdidas de la red:** El aumento de corriente circulante por los componentes de la red resulta en un incremento de la disipación de potencia a lo largo del circuito para el transporte de la energía entre la fuente y la carga.
- **Distorsiones armónicas:** Este es el efecto adverso menos probable, debido a que los cargadores cuentan con filtros para mitigar su inyección de corrientes armónicas a la red. Además, las armónicas generadas se encuentran en el rango de 10 kHz y superior, que es una frecuencia en la que la red tiene una alta impedancia. Así, su propagación al resto del circuito es prácticamente nula [18].

La mayoría de las metodologías propuestas en la literatura para estudiar los impactos de vehículos eléctricos se basan en el modelado de la red de distribución. Los estudios comenzaron con un enfoque en la red primaria, agregando las cargas residenciales en conjunto con los VE como una única carga grande en los transformadores. Posteriormente, los estudios evolucionaron para incluir un modelado más detallado de la red secundaria, para analizar a nivel local la tensión en cada uno de los consumidores. El primer enfoque permite dimensionar la cargabilidad de transformadores, pero no permite observar la sobrecarga de conductores a nivel secundario ni los perfiles de tensión en cada consumidor.

Estudios como el de [19] se apoyan en bases de información geo-referenciadas, mediciones de consumo, encuestas y curvas de comportamiento típico para la construcción de los modelos detallados del sistema de distribución. Esta metodología es cada vez más popular debido a la depuración de las bases de datos de las compañías eléctricas y a la creciente adopción de tecnologías de información como los medidores inteligentes.

Los estudios también se pueden categorizar según su escala temporal, ya que pueden tomar en cuenta la capacidad nominal del cargador como un peor escenario, al mismo tiempo que consideran que una cantidad fija de consumidores se conecta de forma simultánea al circuito. Así, con una herramienta de cálculo de flujo de potencia, se evalúa apenas un instante de tiempo, sin embargo, este escenario es muy pesimista y trae resultados irrealistas por no tomar en cuenta las capacidades de regulación de los cargadores y el factor de coincidencia de la conexión de distintos consumidores.

En la misma línea de categorización por escala temporal, la mayoría de los estudios en la literatura convergen en el uso de series temporales de flujos de potencia, de tal forma que se captura el comportamiento de la demanda típica de las residencias de los consumidores, así como los hábitos de conexión y desconexión de los vehículos eléctricos. Se incorporan variables aleatorias con distribuciones de probabilidad que modelan variables parcialmente desconocidas como la hora de conexión y desconexión, estado de carga del vehículo, y tipo de cargador. Algunos estudios realizan simulaciones de tipo Montecarlo, donde se busca la convergencia de ciertos parámetros aleatorios dentro de distribuciones de probabilidad, a través de la creación de miles de escenarios posibles.

2.3 Metodología adoptada

Basándose en la revisión de la literatura, el presente documento propone el uso de series temporales de flujos de potencia para el estudio de impactos de los VE en la red eléctrica, pero determinísticos para reducir considerablemente la carga computacional, aprovechando la información obtenida de una cantidad pequeña de escenarios representativos construidos con criterio experto del grupo consultor.

El modelo de la red eléctrica se construyó a partir de la información proporcionada por las empresas EDENORTE y EDESUR, y este modelo se utilizó en las demás secciones del documento para dimensionamiento del impacto de la penetración de VE en el sistema, así como para la evaluación de la medida de mitigación propuesta.

El estudio se realizó considerando la experiencia en la construcción de modelos de redes de distribución y en los estudios de impacto de vehículo eléctrico en la red a partir de sistemas de información geo-referenciada [19], [20], [21], [22]. El procesamiento de información geo-referenciada se hizo con la plataforma de software abierto QGIS [23]. Se utilizó el complemento de QGIS llamado QGIS2OpenDSS [24], desarrollado por el grupo consultor, para limpieza y automatización de la construcción de los modelos de red.

Se incorporaron datos de consumo de los clientes y se utilizaron bibliotecas de parámetros típicos [25] a partir de características como tipo de conductor (aéreo, subterráneo, triplex, primario, secundario), material (cobre, aluminio), capacidad nominal (kVA), tipo de conexión (monofásico, trifásico) y nivel de tensión de los transformadores, entre otros.

Las simulaciones fueron efectuadas usando el software abierto para modelado y simulación de sistemas de distribución eléctrica OpenDSS de EPRI [26]. La automatización de las simulaciones se realizó con el lenguaje de programación Python [27]. El modelo del circuito de OpenDSS incluye el transformador de subestación del circuito, las líneas de MT, las líneas de BT, las acometidas, los transformadores MT/BT y las cargas que modelan a los clientes.

Los clientes fueron modelados como potencias constantes, y sus curvas de demanda fueron asignadas con curvas típicas de consumo, obtenidas de campañas de medición de clientes

residenciales, comerciales e industriales [18]. Las curvas de demanda se ajustaron para coincidir con la curva de demanda en la subestación en el día más representativo.

2.4 Modelos de la red, escenario base y métricas de impacto

2.4.1 Descripción del circuito de EDENORTE

El circuito elegido para el análisis por parte de EDENORTE cuenta con 65.2 km de líneas de media tensión a 12.5 kV, trifásico, 178.3 km de líneas de baja tensión a 120/240 V, 578 transformadores y 7,426 clientes. El circuito también incluye

2 capacitores en la red MT para compensación de reactivos y control del nivel de tensión a lo largo del alimentador, de 300 kVAr cada uno, a 12.5 kV. El diagrama del circuito se presenta en la Figura 1.

La curva de demanda utilizada de potencia activa medida en la subestación para el circuito de EDENORTE se presenta en la Figura 2. Esta curva en color negro corresponde al día más representativo de cada mes. Se decidió trabajar con el mes de junio por tener la demanda promedio más elevada. El día simulado es el día más representativo, es decir, el más similar al día promedio obtenido de todos los días proporcionados. La resolución para las simulaciones es de 15 minutos.



Figura 1: Circuito representativo de EDENORTE

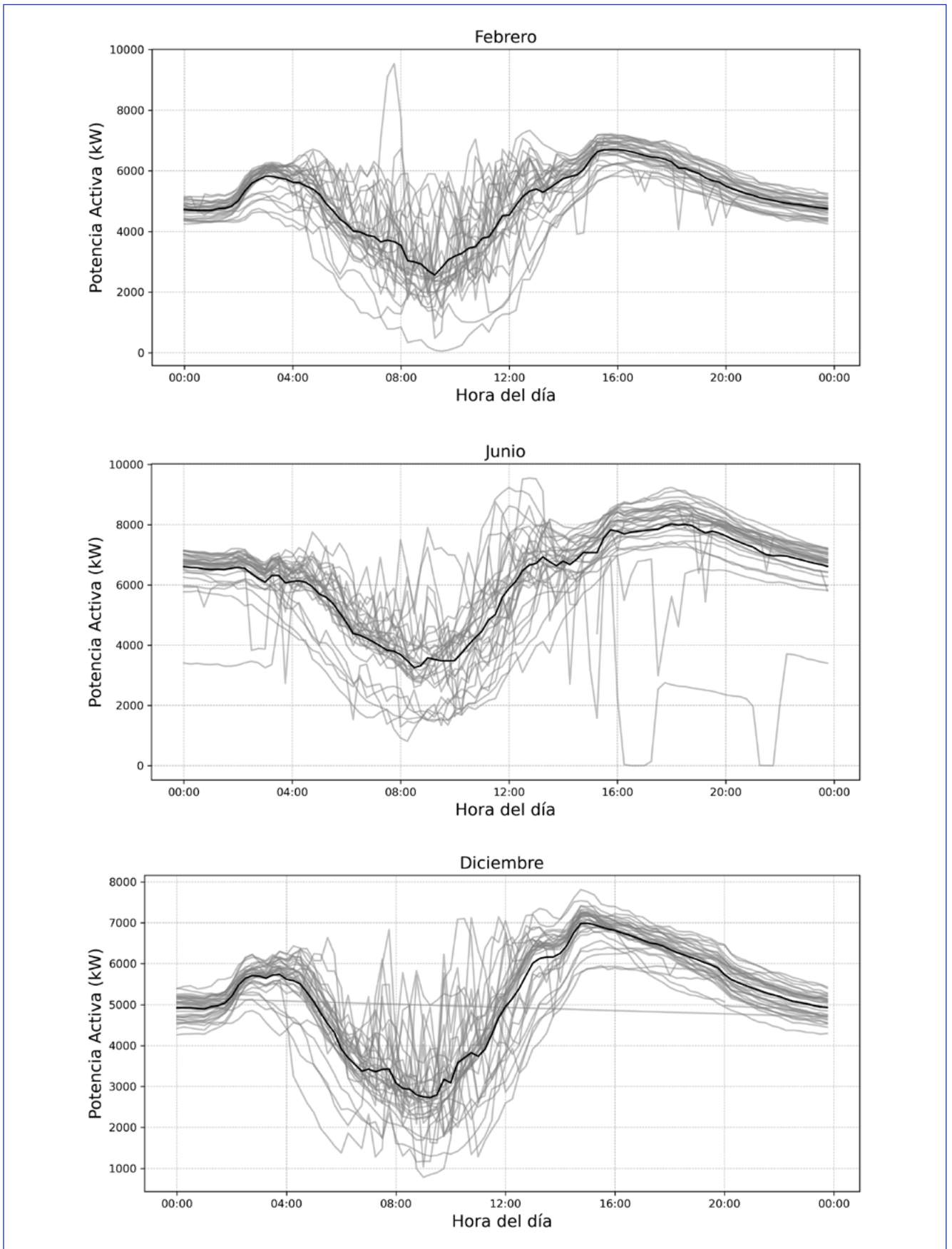


Figura 2: Curva de potencia activa para el circuito, para varios meses de 2022, EDENORTE

La Figura 3 presenta un histograma con los clientes del circuito proporcionado por EDENORTE, para describir su consumo de energía mensual facturado. El consumo promedio del circuito está entre 200 kWh/mes y 400 kWh/mes. Entre los datos proporcionados se detectó un cliente atípico, con un consumo de 14 000 kWh/mes. El promedio de cargas 240 V en EDENORTE es de 362 kWh/mes y de 120 V es de 166 kWh/mes.

Por su parte, la Figura 4 muestra un histograma de los sistemas fotovoltaicos en el circuito. El 90% de los sistemas son iguales o menores a 17 kVA, con el valor promedio localizado alrededor de 6 kVA, y también existen sistemas de más de 40 kVA instalados en baja tensión. Estos pocos sistemas elevan considerablemente el nivel de tensión en horarios diurnos de sus respectivos circuitos secundarios. Sin embargo, como la conexión de los VE ocurre principalmente en horario nocturno, no se espera una interacción significativa entre ambas tecnologías.

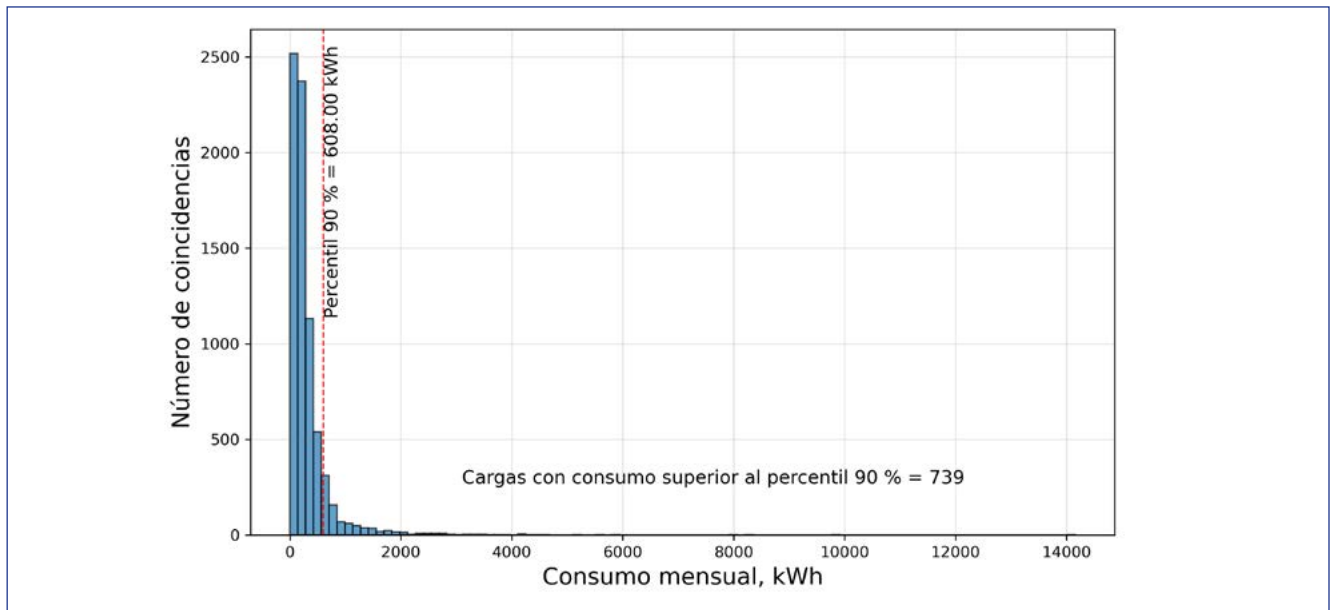


Figura 3: Histograma de consumo mensual por cliente, EDENORTE

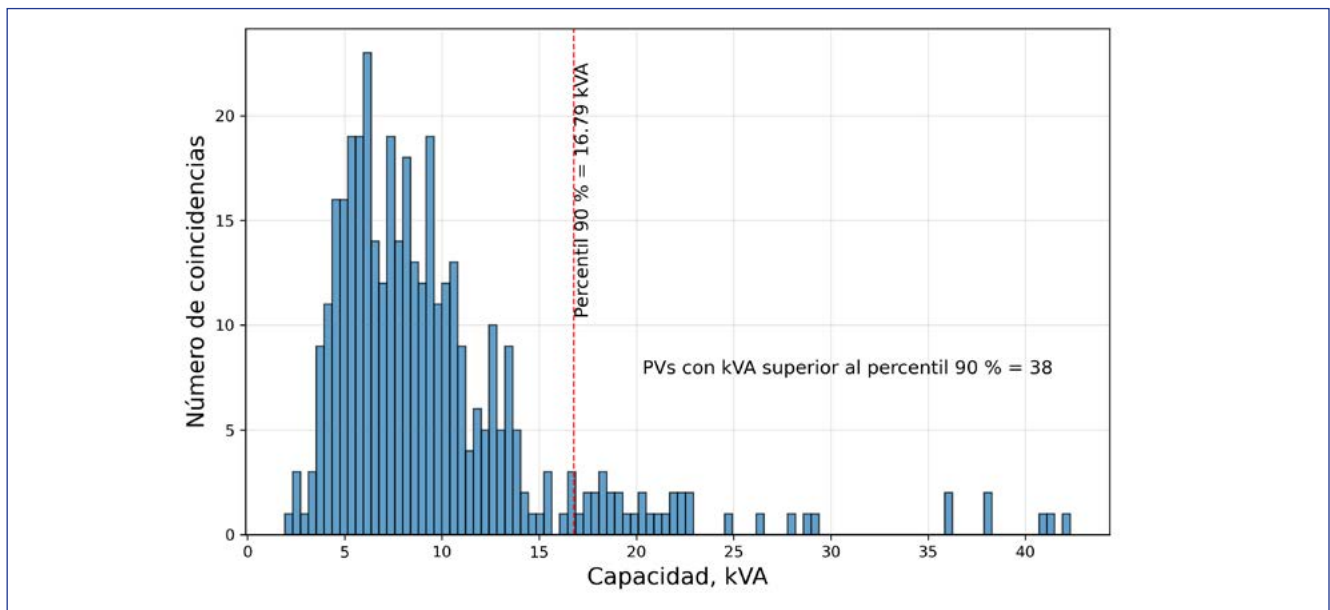


Figura 4: Histograma de las potencias de los sistemas fotovoltaicos por cliente, EDENORTE

2.4.2 Descripción del circuito de EDESUR

El circuito elegido para el análisis por parte de EDESUR cuenta con 37.6 km de líneas de media tensión a 12.5 kV, trifásico, 795 transformadores y 6,797 clientes. El circuito también incluye 1

capacitor en la red MT para compensación de reactivos y control del nivel de tensión de 600 kVAr a 12.5 kV. El diagrama del circuito se presenta en la Figura 5.



Figura 5: Circuito representativo de EDESUR

Cabe mencionar, que para este circuito no se consiguió modelar la red de baja tensión en detalle por falta de datos. Así que se asignó una cantidad de clientes a cada transformador MT/BT según la cantidad de clientes por transformador de EDENORTE, para cada una de las capacidades nominales posibles. Todos los clientes de cada transformador se conectaron directamente al secundario del transformador, por lo que no es posible evaluar los impactos en la red BT para este circuito (tensión de los clientes y sobrecarga de conductores BT).

La curva de demanda utilizada de potencia activa medida en la subestación para el circuito de EDESUR se presenta en la Figura 6, EDESUR proporcionó solamente curvas mínimas, máximas y promedio con resolución de 60 minutos. Además, se asumió un factor de potencia 0.95 en atraso el día entero para compensar por los reactivos necesarios de los elementos del circuito dado que no se suministró la curva de reactivos. Cabe destacar que, para un circuito de 7426 clientes, los valores de potencia de la curva proporcionados por EDESUR son mucho más altos de lo habitual.

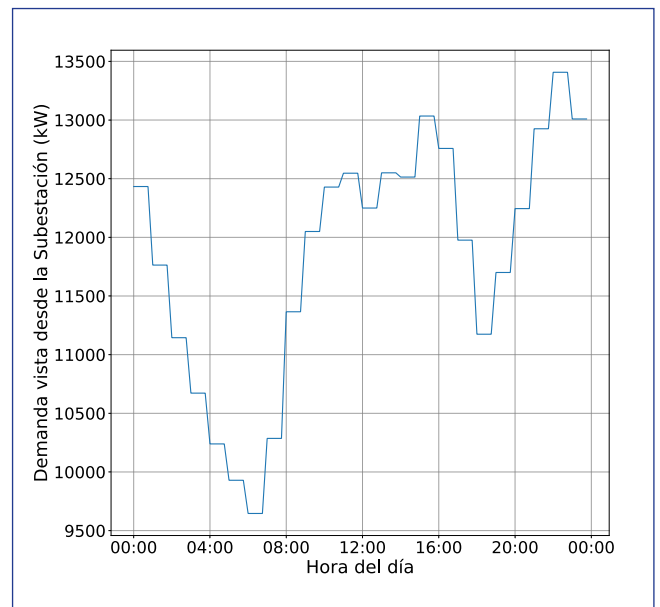


Figura 6: Curva de potencia activa para el circuito, EDESUR

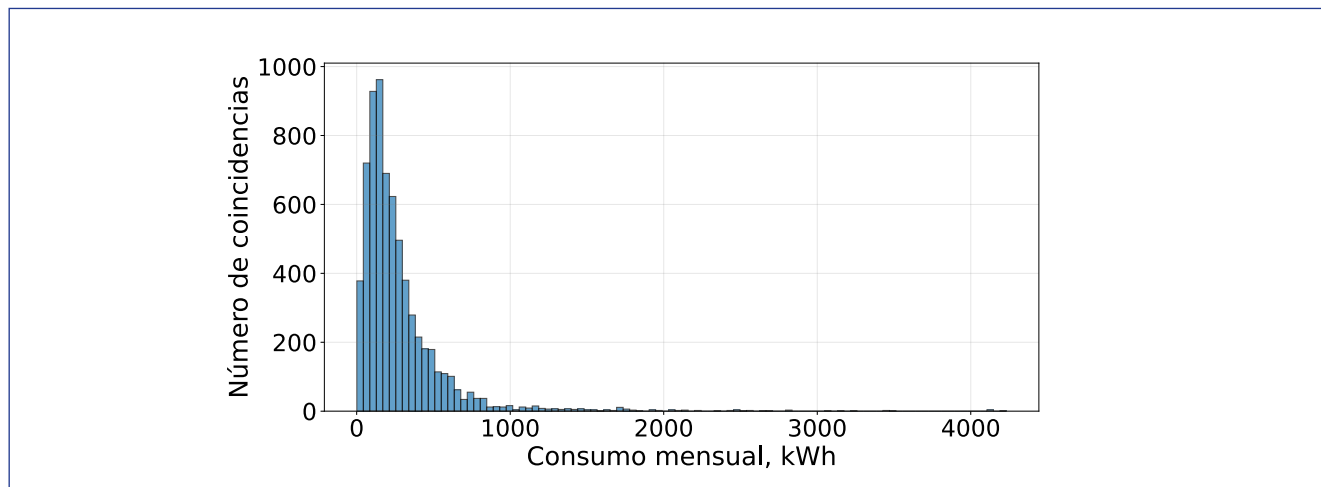


Figura 7: Histograma de consumo mensual por cliente, EDESUR

La Figura 7 presenta un histograma con los clientes del circuito proporcionado por EDESUR, para describir su consumo de energía mensual facturado. El consumo promedio es de 274 kWh/mes.

El circuito proporcionado por EDESUR no cuenta con sistemas fotovoltaicos en su base de datos, ni la localización de sus clientes.

2.4.3 Escenario base y métricas de impacto

Para establecer el escenario base de cada distribuidora y cuantificar los impactos de los VE, se crearon dos grupos de clientes, dos grupos de líneas y dos grupos de transformadores, que se describen a continuación:

- **G1C:** Es el grupo 1 de cargas, que se constituye de todos los clientes cuyo perfil de tensión se encuentra dentro del intervalo 0.95 pu hasta 1.05 pu, al menos en el 95% de los puntos simulados.
- **G2C:** Es el grupo 2 de cargas, que se constituye de todos los clientes cuyo perfil de tensión se encuentra fuera del intervalo 0.95 pu hasta 1.05 pu, en más del 5% en los puntos simulados. Es decir, todo cliente que no pertenece al G1C, pertenece al G2C.
- **G1T:** Es el grupo 1 de transformadores, que se constituye de todos los transformadores cuyo valor de potencia aparente se encuentra por debajo del 100% de su capacidad nominal, al

menos en el 95% de los puntos simulados.

- **G2T:** Es el grupo 2 de transformadores, que se constituye de todos los transformadores cuyo valor de potencia aparente se encuentra por encima de 100% de la capacidad nominal, en más del 5% en los puntos simulados. Es decir, todo transformador que no pertenece al G1T, pertenece al G2T.
- **G1L:** Es el grupo 1 de líneas, que se constituye todos los segmentos de línea cuyo valor de magnitud de corriente se encuentra por debajo del 100% de su ampacidad nominal, al menos en el 95% de los puntos simulados.
- **G2L:** Es el grupo 2 de líneas, que se constituye de todos los segmentos de línea cuyo valor de magnitud de corriente se encuentra por encima de 100% de la ampacidad nominal, en más del 5% en los puntos simulados. Es decir, todo segmento de línea que no pertenece al G1L, pertenece al G2L.

En los estudios del presente documento, los cambios con respecto al escenario base apenas son medidos con respecto a los grupos G1C, G1T y G1L, que corresponden a los elementos de la red en estado “saludable”. Así, con la inserción de vehículos eléctricos en la red, se tomará como impacto negativo a todos los elementos de los G1 que no respeten los límites de baja tensión (sobretensión fue excluido del reporte de tensiones problemáticas porque es un impacto que corresponde a los generadores fotovoltaicos), o que entren en condiciones de sobrecarga de transformadores, o sobrecarga de líneas.

Es importante destacar que los taps de la subestación y de los transformadores MT/BT, fueron ajustados para mejorar el perfil de tensión de la mayor cantidad de consumidores posible. A modo ilustrativo, la Figura 8 presenta los perfiles de tensión para

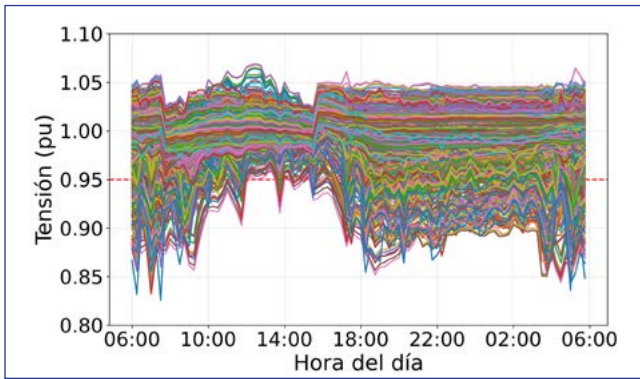


Figura 8: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C y G2C, EDENORTE

todos los clientes del circuito de EDENORTE (G1C+G2C), mientras que la Figura 10 presenta apenas los clientes del G1C de EDENORTE.

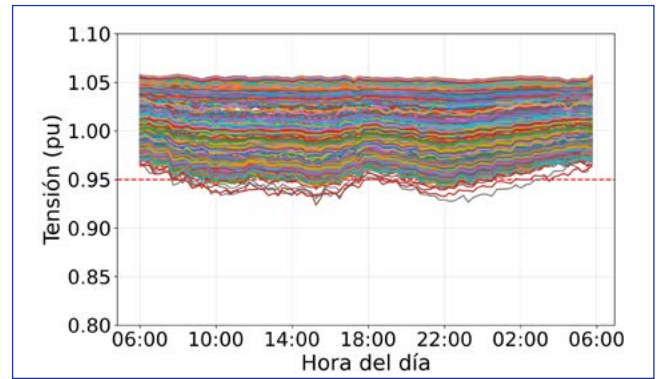


Figura 9: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C y G2C, EDESUR

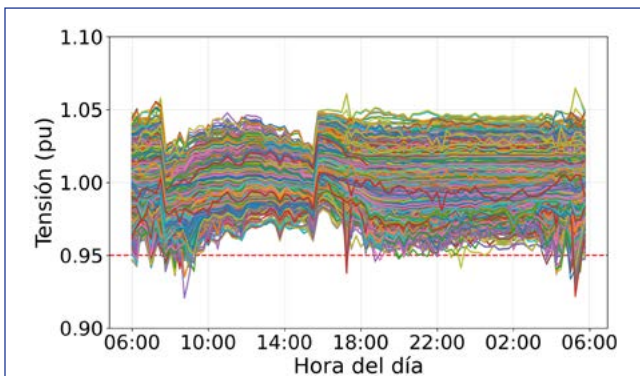


Figura 10: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C, EDENORTE

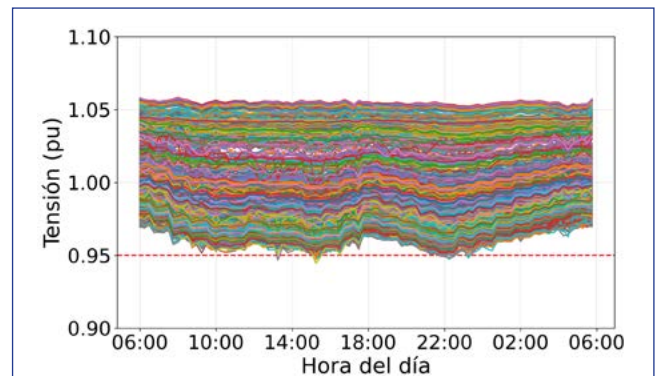


Figura 11: Perfiles de tensión para el día más representativo, clientes G1C, EDESUR

Cabe destacar que los calibres, tipos y materiales de conductor, así como las capacidades nominales de los transformadores no fueron alteradas. Se modificaron los taps de los transformadores para trabajar con el circuito más realista posible con respecto a los datos proporcionados por las empresas eléctricas.

La Tabla 4 presenta un resumen de EDENORTE de clientes, transformadores y líneas según la clasificación de grupos. Recordando que los G1 son los elementos “saludables” que serán utilizados como punto de partida para la evaluación del impacto de los VE en la red. La Tabla 5 presenta el resumen para EDESUR.

Tabla 4: Resumen de elementos por grupo para el escenario base, EDENORTE

Grupo	G1C	G2C	G1T	G2T	G1L	G2L
Cantidad	6573 u	853 u	560 u	18 u	178.20 km	0.07 km
Porcentaje	88.51 %	11.49 %	96.89 %	3.11 %	99.95 %	0.05 %

Tabla 5: Resumen de elementos por grupo para el escenario base, EDESURE

Grupo	G1C	G2C	G1T	G2T	G1L	G2L
Cantidad	6,304 u	1,388 u	734 u	61 u	36.22 km	1.36 km
Porcentaje	81.95 %	18.05 %	92.70 %	7.30 %	96.38 %	3.62 %

Este documento se enfoca inicialmente en la calidad de tensión del circuito y en la sobrecarga de componentes de la red. También, se reportan las pérdidas totales del circuito en kWh a lo largo de los periodos de estudio, cuyo valor para EDENORTE es de 5,610 kWh/día, en el día más representativo (5.68% de 98,773 kWh/día total), en ausencia de VE. Para EDESUR, las pérdidas en el escenario base son de 13,472 kWh/día, en el día más representativo (4.74% de 284,213 kWh/día total), en ausencia de VE. Así se puede medir el incremento de pérdidas por la inserción de VE.

2.5 Modelado de vehículos eléctricos en la red de distribución

Una vez con el modelo de la red depurado, y con el caso base establecido, se procede a incorporar los VE. Los VE pueden ser modelados en el software OpenDSS con el objeto “load” o con el objeto “storage”. En este análisis se determinó que el objeto “storage” es más adecuado para el estudio que permite monitorear el estado de carga de una batería que, en última instancia, es una buena representación de un VE. Así, se puede definir la potencia y tensión nominal del equipo, factor de potencia, capacidad de la batería, profundidad de descarga, el estado de carga de la batería (SOC), entre otros.

El VE tiene un estado de carga según su uso a lo largo del día. Durante el día, el objeto “storage” que modela al VE está desconectado de la red. Una vez que se conecta, toma el SOC como punto inicial de recarga. Durante la noche, el VE se recarga y se monitorea su SOC y su demanda. Estos datos son útiles para elaborar algoritmos de control para mitigación de impactos, según se muestra en la sección 3 del presente informe.

La potencia del cargador, el SOC, la hora de la conexión, y la duración de la carga (que define la hora de la desconexión) utilizan las distribuciones de probabilidad disponibles en [19]. Estos parámetros se obtuvieron de encuestas realizadas a usuarios de VE en Costa Rica, con el objetivo de capturar las características del sistema usuario-vehículo y presentar modelos más representativos de los patrones de uso y la tecnología actual. Las distribuciones de probabilidad utilizadas en este estudio se muestran en la Figura 12.

Es importante destacar que se pueden separar las distribuciones de probabilidad de estado de carga, hora de conexión y duración de carga para días laborales y para fines de semana. Sin embargo, en el presente documento, se evalúa apenas el día laboral ya que representa condiciones más críticas para la red, al existir más usuarios con horarios de recarga coincidente.

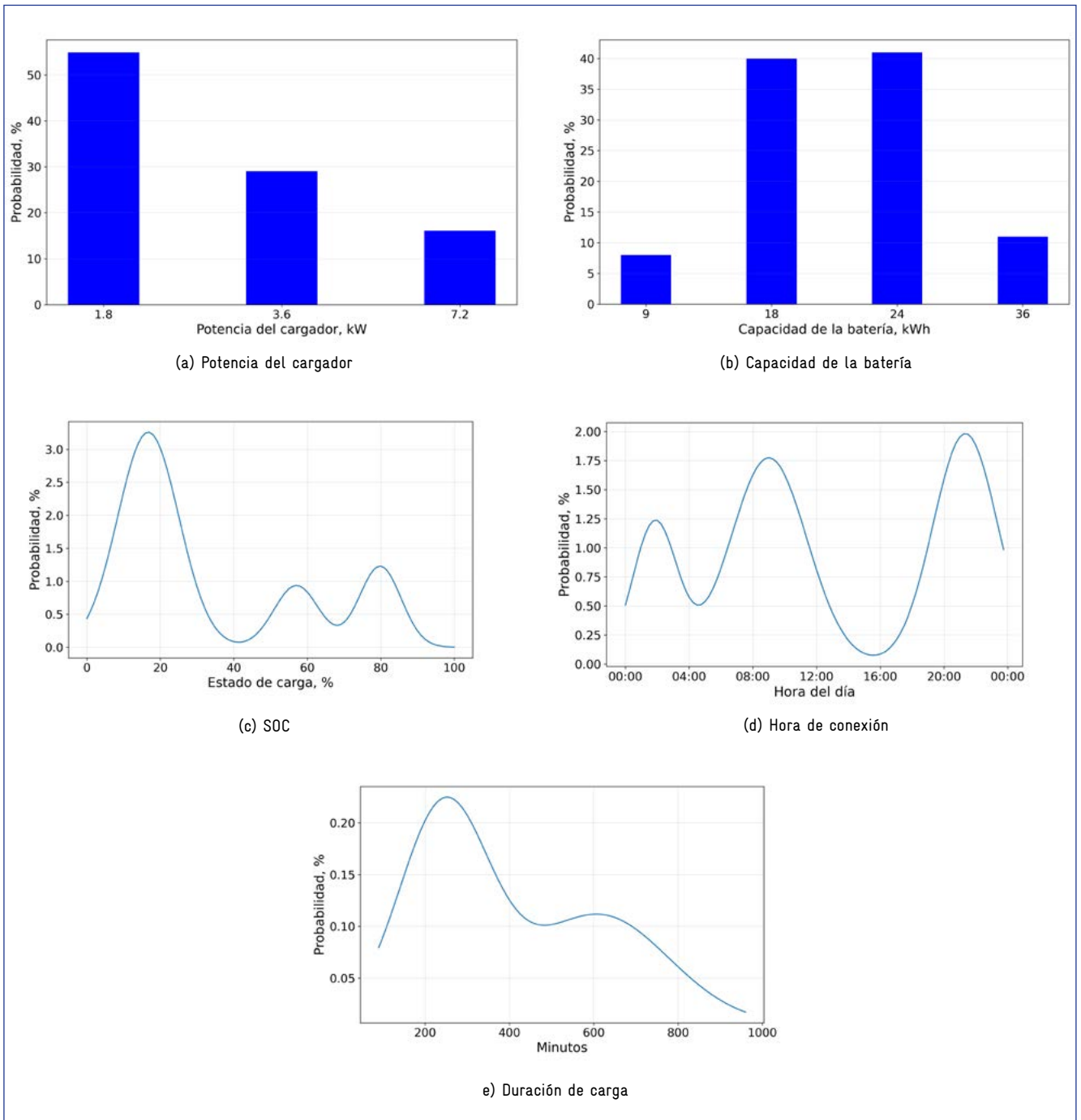


Figura 12: Distribuciones de probabilidad para variables aleatorias de estudio

La localización de los VE es una variable con un alto grado de incertidumbre ya que depende de características socioeconómicas como vecindario, nivel de ingreso, influencia de pares, capacidad de financiamiento, entre otros. Debido a que las

características anteriores son difíciles de modelar en detalle, la asignación de VE se realiza de forma aleatoria, sobre cualquiera de los clientes del G1C del caso base, hasta alcanzar el nivel de penetración deseado.

2.6 Impactos de la inserción de VE

El nivel de penetración de VE en la red se define como un porcentaje según la cantidad de clientes en el G1C, de clientes que se les asigna un vehículo eléctrico. En esta sección se presentan escenarios de 10 %, 30 % y 50 % de penetración para comparar los comportamientos durante un día de simulación.

2.6.1 Impactos de la inserción de VE

La Figura 13 presenta un ejemplo de los perfiles de tensión de los clientes G1C para una penetración de 30 % de VE, es decir, 30% de los clientes G1C instalaron VE. Esta figura permite observar los intervalos horarios en los cuales los clientes sufren mayor impacto, así como la magnitud del evento. Según lo esperado, al tomar como referencia la Figura 10, los perfiles de tensión tienden a caer con la presencia incremental de VE en la red. Los momentos más críticos son a las 8:00 a.m. y a las 9:00 p.m., lo que va de acuerdo con la distribución de probabilidad de la hora de conexión de los vehículos de la Figura 12 (d).

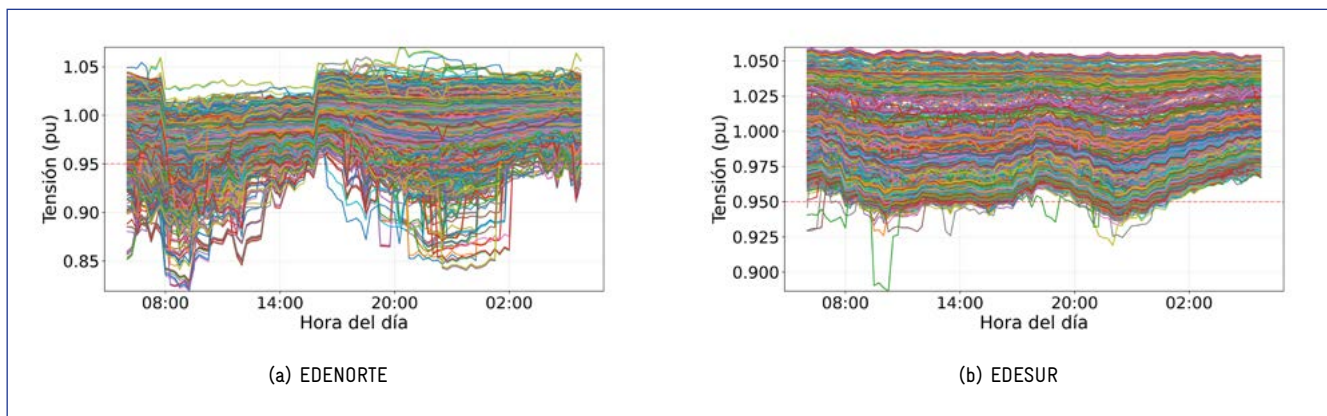


Figura 13: Perfiles de tensión de los clientes G1C, penetración de 30% de VE

La Figura 14 muestra un resumen, para comparar los distintos niveles de penetración, de la cantidad de clientes, transformadores y conductores que, a lo largo del día, presentan problemas en más de un 5 % del tiempo. El criterio de baja tensión es el más problemático, en segundo lugar, el criterio de sobrecarga de transformadores y, por último, el de sobrecarga de conductores.

El impacto incremental con la penetración de los VE justifica el estudio de medidas de mitigación de los problemas detectados. Algunas de las medidas de mitigación para los problemas técnicos encontrados son, por ejemplo: corrección de taps de transformador, aumento de calibre de conductores, o controles inteligentes. Los puntos de la red que pueden ser priorizados se pueden identificar a través de mapas como los presentados en la Figura 15 para EDENORTE, y la Figura 16 para EDESUR. Estas figuras muestran todos los elementos con problemas, destacados en color rojo, antes y después de la conexión de los VE al circuito.

Para el caso especial de EDESUR, el resumen de la Figura 14 (f) de las líneas no reporta sobrecargas debido a VE, sin embargo, la Figura 16 (c) tiene un trecho del alimentador en dirección a la subestación que presenta sobrecarga desde el caso base. Este trecho es 477 MCM ACSR con neutro de 2/0 ACSR. La sobrecarga es leve ya que la demanda pico es de aproximadamente 14 MVA al fijar un factor de potencia 0.95 en atraso, y la ampacidad por fase de 639 A y de neutro de 276 A a 12.5 kV, dicta que las fases soportan 13.83 MVA y el neutro 5.98 MVA. Con el desbalance, el neutro puede estar fácilmente sobrecargado.

Cabe destacar que las pérdidas del circuito de EDENORTE fueron de 5.61 % en el escenario de 10 % de penetración, 5.80 % en el escenario de 30 % de penetración, y 6.11 % en el escenario de 50 % de penetración, mientras que las pérdidas del circuito de EDESUR fueron de 4.76 %, 4.82 % y 4.9 % respectivamente, para cada escenario. Las pérdidas a nivel porcentual son prácticamente constantes, porque con el incremento de la demanda, hay un aumento directamente proporcional de las pérdidas, que mantiene la proporción.

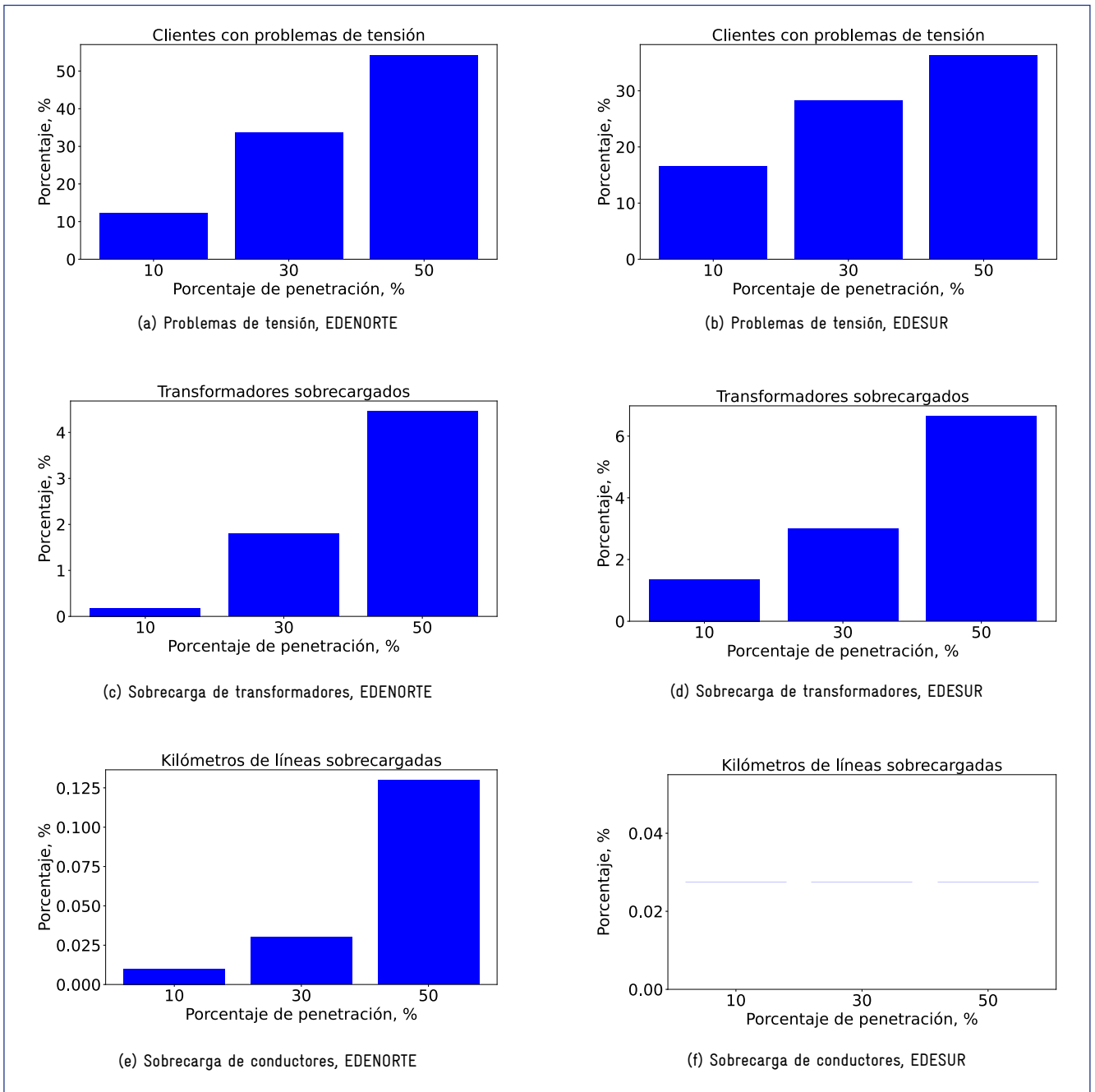


Figura 14: Resumen de impacto para distintos niveles de penetración



Figura 15: Localización de los elementos con mayor impacto técnico, EDENORTE (30% de penetración de VE)

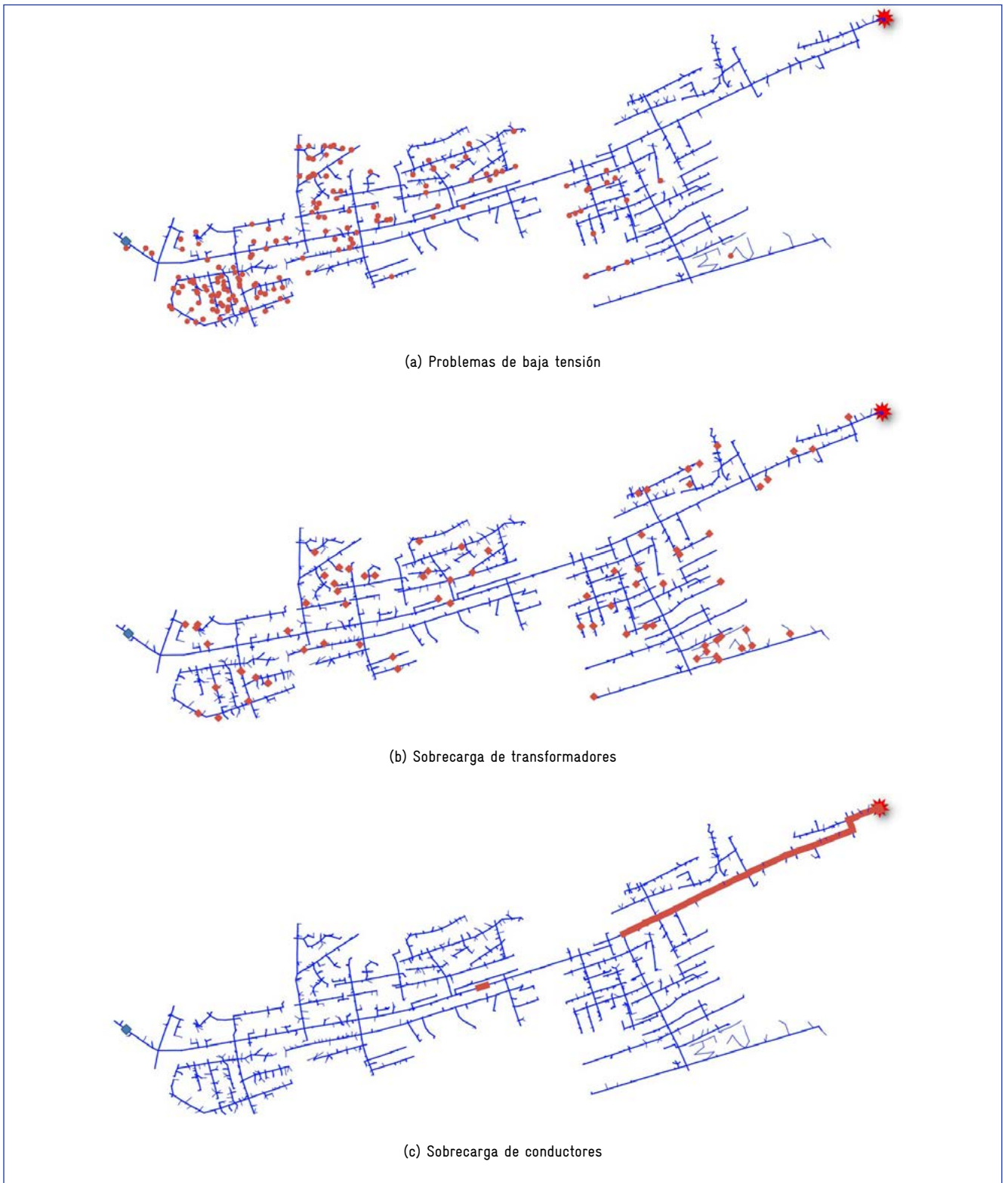


Figura 16: Localización de los elementos con mayor impacto técnico, EDESUR (30% de penetración de VE)



3. MECANISMOS DE MITIGACIÓN PARA EL IMPACTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA

A partir de los modelos construidos en la sección anterior, esta sección presenta un estudio de los impactos de los VE en la red eléctrica ante un escenario en el cual se implementan medidas de mitigación para las sobrecargas de transformadores y conductores, así como de caída en el perfil de tensión de los consumidores.

Primero, se muestran los resultados más importantes de una revisión de la literatura sobre metodologías de gestión de la demanda de VE, que parte del supuesto de la existencia de una infraestructura de comunicación suficiente que permita la implementación de los controles para mitigación de los impactos. Las características, ventajas y desventajas de los diferentes métodos propuestos en la literatura se presentan para evaluación de

potenciales implementaciones en futuros escenarios de penetración progresiva de VE. Posteriormente se muestran los resultados de la implementación de una de las técnicas de mitigación.

A modo ilustrativo, el circuito secundario de la Figura 17 tiene cinco consumidores, donde tres de ellos tienen un VE. Este esquemático muestra como un controlador se comunica con los consumidores que cuentan con vehículo eléctrico, y es capaz de obtener información de los clientes y actuar sobre sus cargadores. Esta comunicación puede ser a través de infraestructura de cable dedicada, inalámbrica, o a través de la línea eléctrica. El controlador también es capaz de obtener información del estado de cargabilidad del transformador MT/BT para gestión de la demanda.

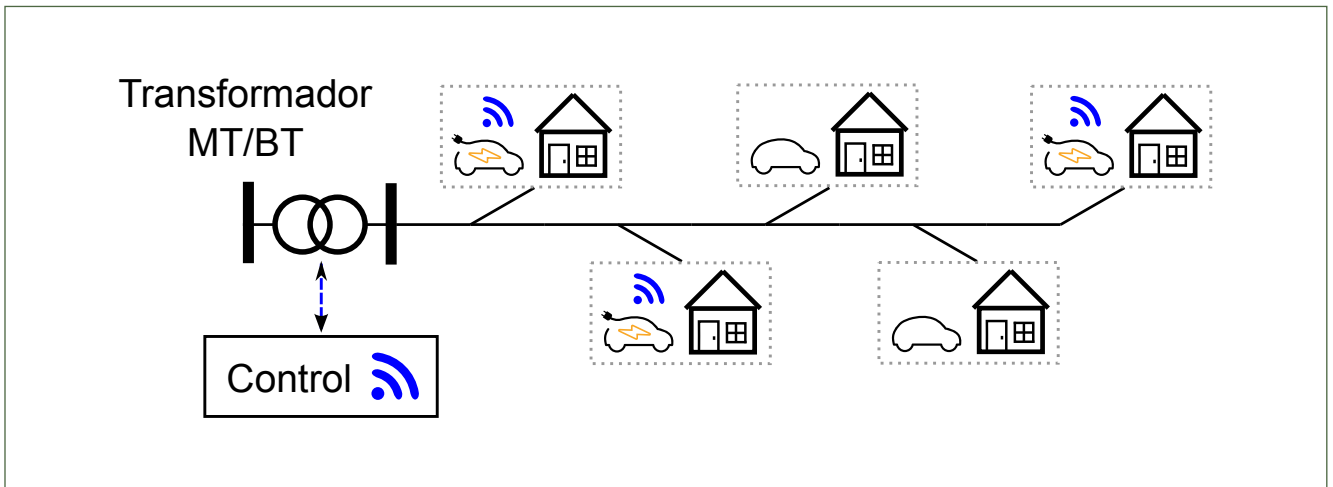


Figura 17: Esquemático de secundario con VE y control para gestión de la demanda

3.1 Revisión bibliográfica de medidas de mitigación

La Tabla 6 presenta una clasificación de las características de las diferentes metodologías de la literatura. Estas técnicas se pueden clasificar por el nivel de tensión del segmento de la red en que actúan, por su formulación matemática (donde la mayoría operan con algoritmos de optimización), o por su modo de control centralizado o descentralizado.

Los esquemas de control centralizados presentan un desempeño más alto que los descentralizados porque son capaces de tomar decisiones basados en una visión global del sistema, mientras que los descentralizados actúan de forma local, sin conocimiento del restante del sistema. Esta característica de los algoritmos centralizados los hace requerir un controlador maestro y una infraestructura de comunicación, por lo que los descentralizados pueden ser una buena opción como primer método de mitigación. Adicionalmente, los algoritmos descentralizados se espera que sean más rápidos, sin embargo, no garantizan una solución óptima que permita una comparación directa de la eficacia entre métodos.

Tabla 6: Categorización de los estudios de mitigación de impactos de VE

Nivel de tensión en el que actúan					
MT		BT		BT + MT	
[28], [29], [30], [31], [32]		[33], [34], [35], [36], [37], [38]		[39], [40], [41], [42], [43]	
Tipo de optimización					
Lineal	No lineal	Dinámica	Cuadrática	MILP	MPC
[30], [37], [44]	[38]	[45]	[28]	[46]	[34], [36], [47]
Tipo de control					
Centralizado			Descentralizado		
[28], [30], [34], [36], [37], [38], [44], [45], [46]			[19], [48], [47], [49]		

3.2 Cuantificación del grado de afectación a los clientes debido a las medidas de mitigación

Se debe reconocer que toda medida de mitigación afecta parcialmente a los clientes que participan de ella. La afectación de cada cliente en el presente trabajo se mide con respecto a la energía en kWh que no fue capaz de cargar en su batería, con respecto al tamaño de la batería, la hora de conexión, la hora de desconexión previamente programada, y la potencia de carga. Establecer esta métrica es útil inclusive para la compañía eléctrica, porque está directamente relacionada con la energía que no se puede facturar por exceder el límite local del punto de la red donde se conecta el VE del cliente afectado.

Por ejemplo, un cliente cuenta con un cargador con una potencia de 2 kW y un VE con una batería de 20 kWh. Suponiendo que el cliente se conecta a las 10:00 p.m., con SOC en su batería del 15 % (3 kWh), y originalmente estaba programado para recargar por 480 minutos (8 horas, o hasta las 6:00 a.m.), este alcanzaría un SOC de 95 % (19 kWh).

Si ese mismo cliente llega a participar de un programa de mitigación de impactos de VE por gestión de la demanda, existe la posibilidad de que no alcance el SOC de 95 % como en el caso original. Suponiendo que el cliente alcanzó un SOC de 85 %, la energía no facturada, que sirve para cuantificar el impacto por cliente, sería de 2 kWh por recarga, que al mes (recargando cada 3 días, 10 veces al mes) puede resultar en 20 kWh para ese cliente.

Este cálculo se puede efectuar para todos los clientes que participan del programa de gestión de la demanda y calcular el valor neto de kWh no facturados, o una métrica de kWh/cliente no fueron facturados.

3.3 Estrategias prácticas para mitigación

Basado en las características detectadas de los distintos métodos de mitigación disponibles en la literatura, en este estudio se optó por estrategias para gestión de la demanda basadas en reglas simples, en lugar de optimización. Por lo general, el enfoque es el control de sobrecargas en los transformadores, porque las tensiones se pueden controlar de forma local con el manejo del factor de potencia de los cargadores de los VE.

3.3.1 Gestión por desconexión

Esta técnica consiste en dar prioridad de carga a los clientes con el SOC más bajo en cada instante de tiempo, desconectando los clientes mínimos necesarios para evitar la sobrecarga del transformador MT/BT.

Para ilustrar, suponga que un transformador de 25 kVA tiene 20 consumidores, cada uno con un cargador de 2 kW. Si todos se conectan de forma simultánea, la demanda total sería de 40 kW, y el transformador estaría operando a 160 % de su capacidad nominal. Por lo tanto, se requiere desconectar al menos 12 clientes. Dependiendo de la evolución del SOC de cada cliente, se realizan conexiones y desconexiones a cada instante de control.

La desventaja de esta técnica es la desconexión de los clientes y que requiere un control central por transformador, pero se aprovecha la capacidad plena del cargador mientras esté conectado, además que se da prioridad a los clientes más descargados.

3.3.2 Gestión por modulación de carga

Esta técnica consiste en bajar la potencia de carga de todos los clientes de forma proporcional, para así, llevar al transformador a una cargabilidad de 100 % de su capacidad nominal.

Continuando con el ejemplo anterior, los clientes del circuito, conectados todos al mismo tiempo, cargarían sus VE a 1.25 kW en vez de a 2 kW.

Esta técnica tiene como ventaja que todos los clientes continúan cargándose ya que no habría desconexiones, sin embargo, a esa potencia, los clientes tardarían un 60 % más de tiempo para llegar a sus valores finales de SOC. Adicionalmente, para esta técnica no se toma en cuenta el SOC inicial del cliente y también requiere un controlador central por transformador.

3.3.3 Gestión por señal de precios

Esta técnica de gestión supone una tarifa dinámica fijada por la compañía eléctrica, de tal forma que, en horarios de congestión alta de la red, se tenga un precio más alto por la energía, mientras que, en horarios de bajo consumo, la energía sea más barata. Esta señal de precio puede ser dinámica, o una tarifa horaria fija. El objetivo es aplanar la curva de consumo, motivando al consumidor a pagar menos por cargar su vehículo.

Esta técnica tiene como ventaja que no requiere un control centralizado por transformador, sino apenas un medidor. Sin embargo, no es un control activo sobre el cliente, sino que depende de la voluntad del cliente de pagar por la energía que consume, y existe el riesgo de mantener las condiciones de sobrecarga de los equipos.

3.4 Implementación del mecanismo de mitigación

Basados en el análisis de las técnicas de mitigación en la sección anterior, en este estudio se optó por la implementación de la gestión por desconexión. Así, esta sección presenta los resultados de esta técnica, comparándolos con el escenario original sin gestión de la demanda para 10 %, 30 % y 50 % de penetración. Adicionalmente se presentan las métricas de afectación de kWh totales y de kWh/cliente no facturados.

3.4.1 Impactos de la inserción de vehículos eléctricos

La Figura 18 muestra los elementos de la red afectados en la red de EDENORTE para el escenario con la mitigación que implementa la gestión de la demanda por desconexión. Se puede observar que la cantidad de problemas a lo largo del día se reduce de forma significativa, en especial para las sobrecargas de transformadores.

Se agregó como parte de la mitigación para mejorar los problemas de tensión, que todos los VE inyectarán 0.2 pu de potencia reactiva. A pesar de que la medida no se enfoca en el control de tensión, se puede observar en el resumen de la Figura 19 que también fue capaz de reducir los problemas de baja tensión, ya que evita la conexión simultánea descontrolada de VE en los horarios que la red está más cargada. Esto es especialmente notorio para el escenario de 50 % de penetración, ya que, sin mitigación, 50 % de los clientes de EDENORTE y 40 % de los de EDESUR presenciaron baja tensión, mientras que, con mitigación, este número de clientes se redujo a 40 % en EDENORTE y 30 % en EDESUR. La tensión es una variable que debe ser monitoreada con detenimiento según la evolución de la penetración de VE.

Los problemas de sobrecarga en los transformadores fueron completamente mitigados con la técnica propuesta. Para los conductores también hubo una reducción con respecto al caso sin mitigación. Sin embargo, al ser tan bajo el impacto original, esta mejoría no es tan impactante como para el caso de tensión y sobrecarga de transformadores.

Finalmente, la energía no facturada por cliente de EDENORTE para el escenario de 10 % de penetración fue de 4.30 kWh/día, a 30 % de penetración fue de 5.91 kWh/día, y a 50 % de penetración fue de 6.11 kWh/día. Para el caso de EDESUR, la energía no facturada resultó en prácticamente los mismos valores por escenario.

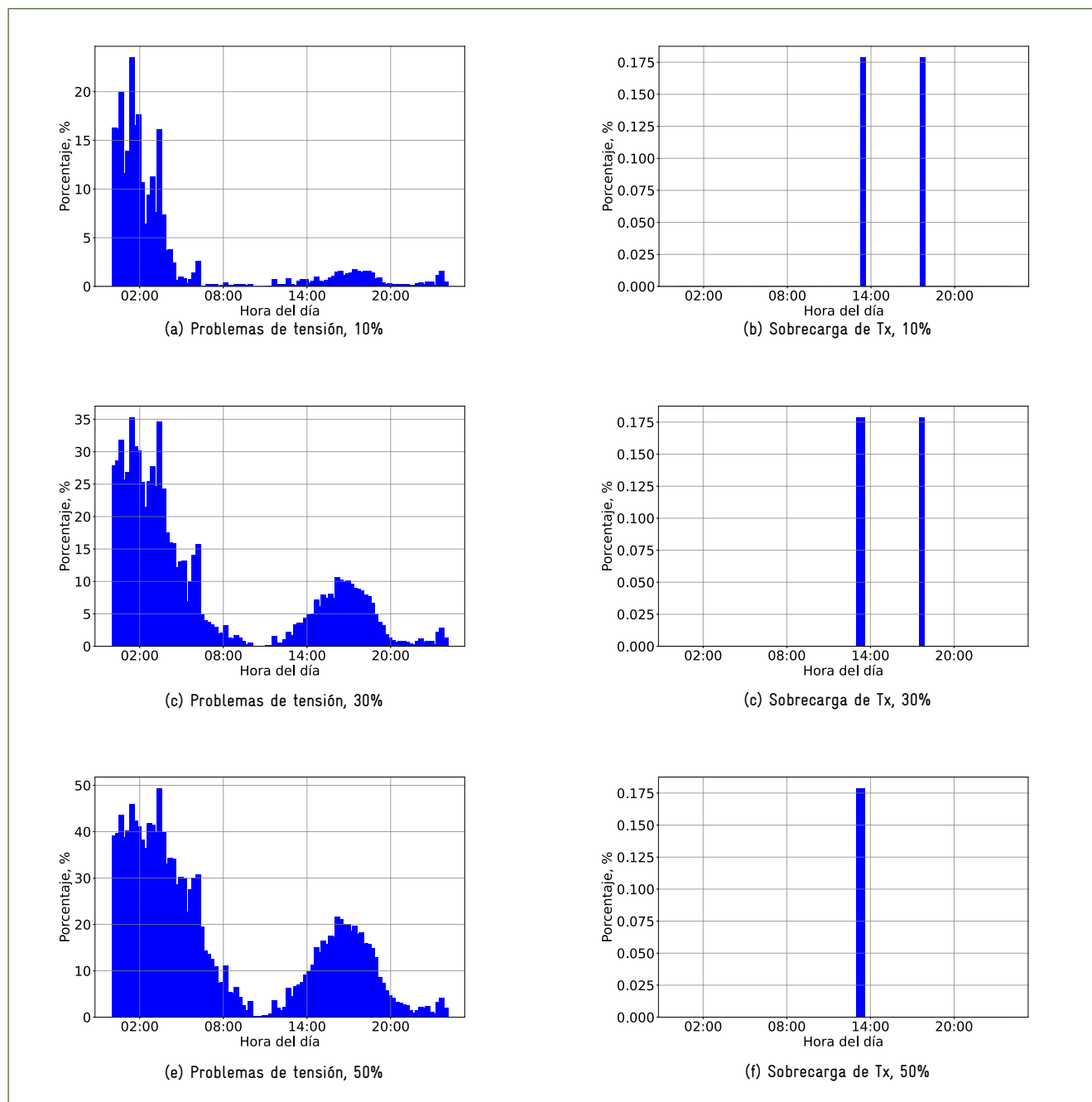


Figura 18: Porcentaje de clientes con problemas post mitigación, EDENORTE

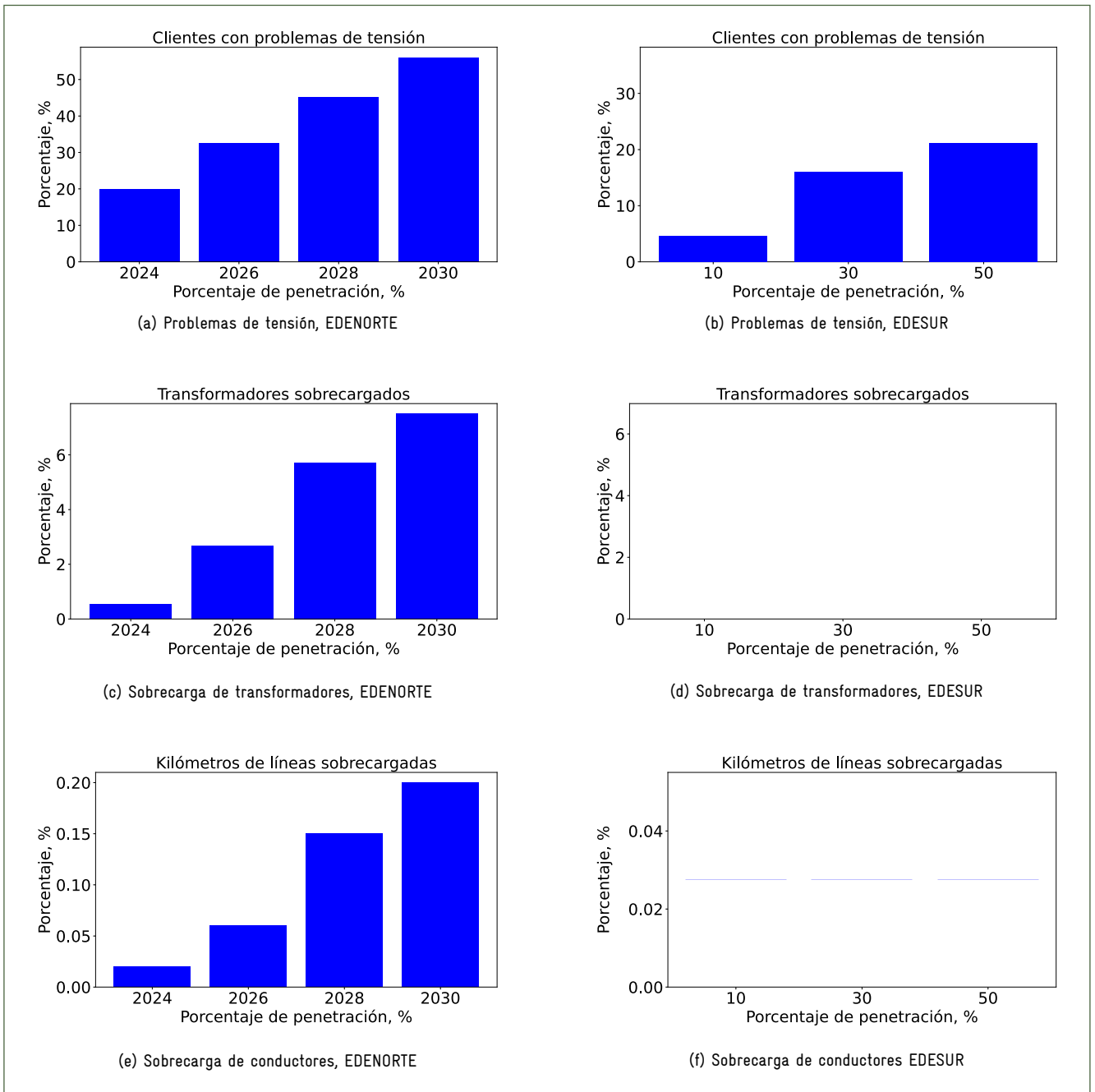


Figura 19: Resumen de impacto para distintos niveles de penetración, post mitigación

3.4.2 Comparación de los resultados pre y post mitigación

En la Figura 20 y Figura 21 se presenta una comparación para EDENORTE y EDESUR, respectivamente, para evaluar los escenarios de penetración de VE sin mitigación, y con la medida

de mitigación propuesta. Como principal resultado, es importante destacar que la medida es totalmente exitosa para eliminar los problemas de sobrecarga en los transformadores.

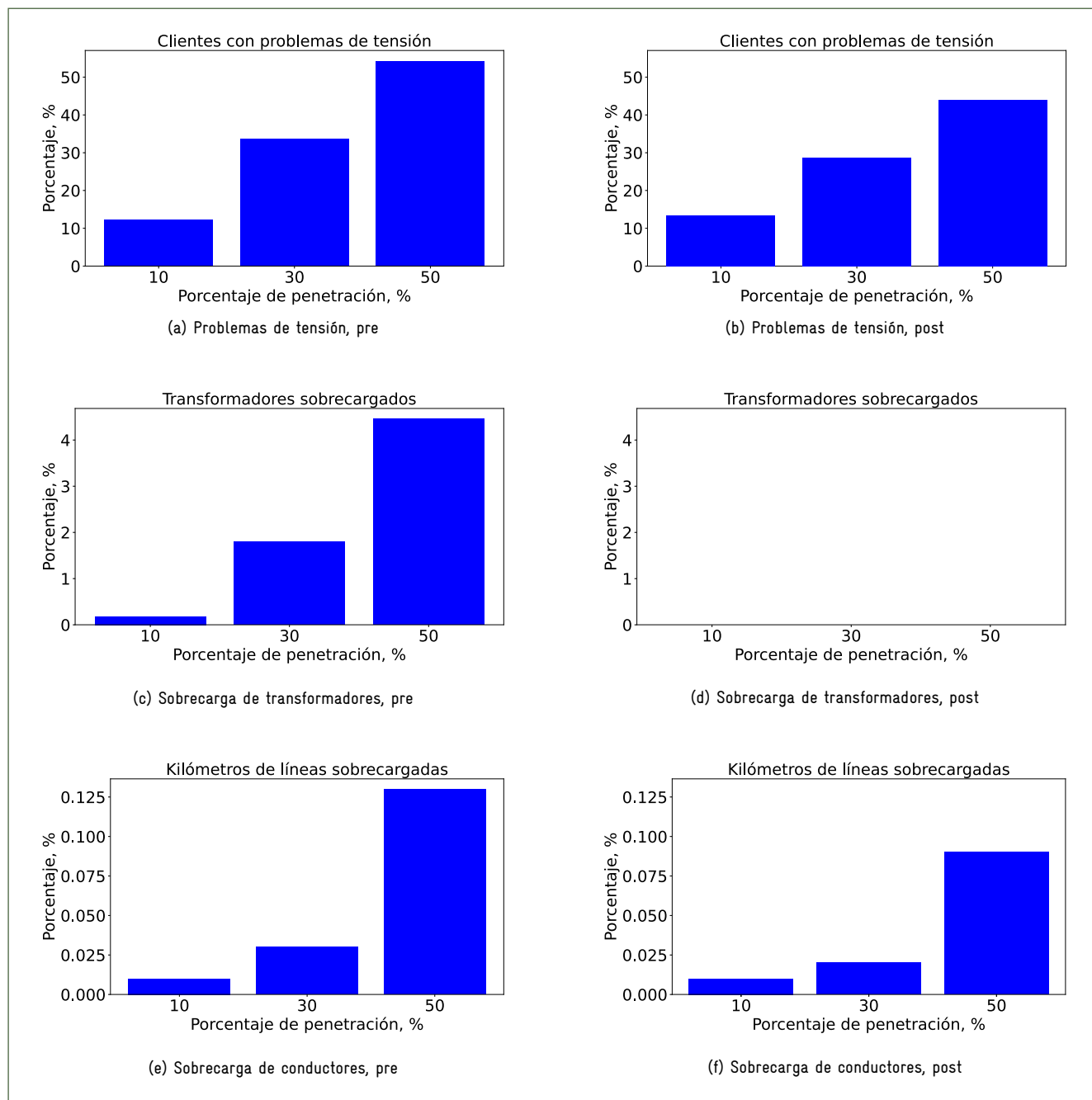


Figura 20: Comparación de resultados pre y post mitigación, EDENORTE

Al mismo tiempo, la medida también reduce la cantidad de conductores sobrecargados y también reduce los problemas en perfiles de tensión debido a que evita el factor de conexión simultánea.

Note que a pesar de que la medida de mitigación actúa sobre las sobrecargas de transformadores, también mejora el perfil de tensión de los clientes. Esta característica afortunadamente se puede controlar directamente en el cargador de cada cliente, y se destaca en la siguiente sección por separado.

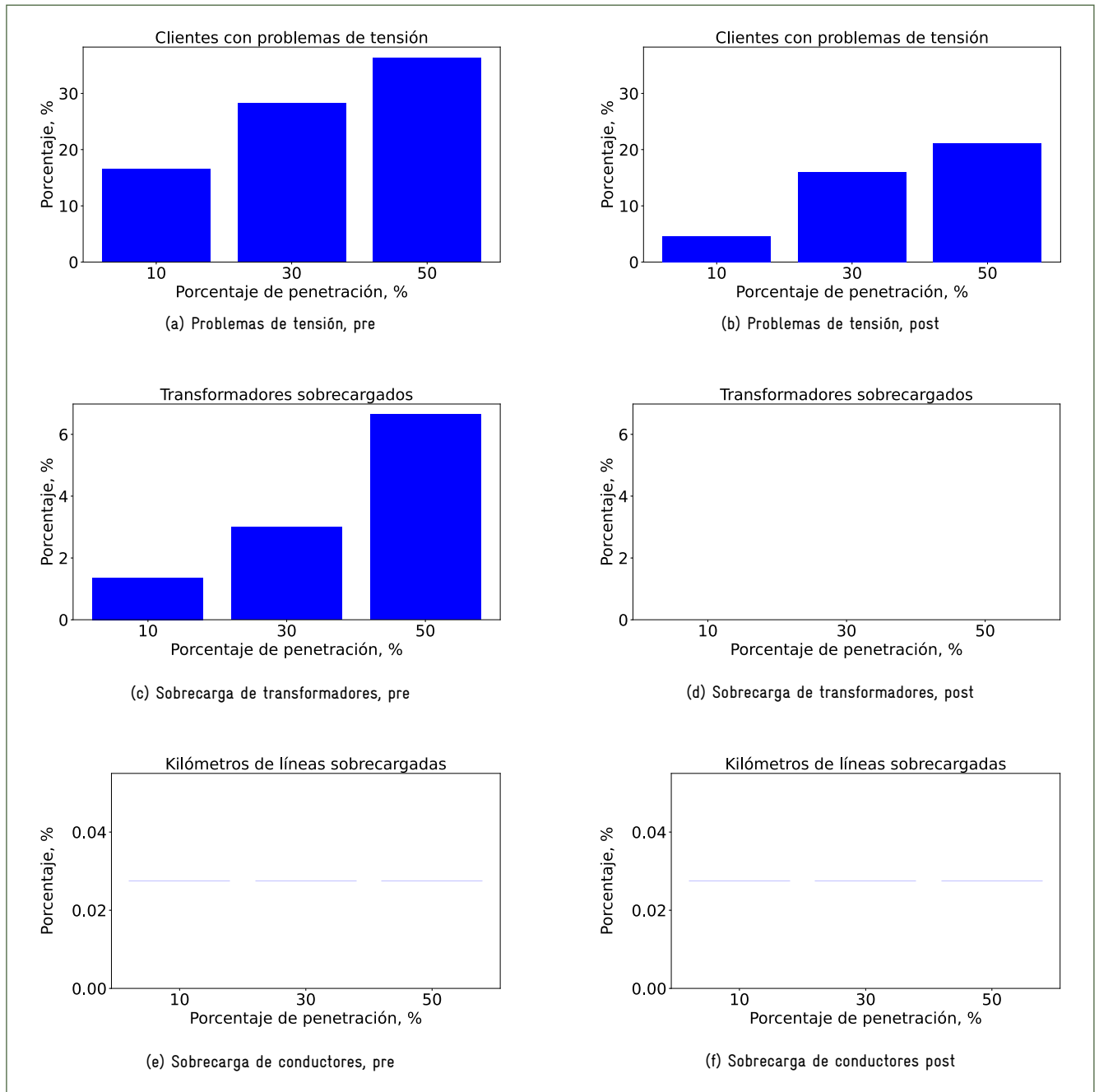


Figura 21: Comparación de resultados pre y post mitigación, EDESUR

3.4.3 Comparación de los resultados pre y post mitigación

En el apartado anterior de mitigación, se fijaron las inyecciones de reactivo por parte de todos los cargadores de VE en 0.2 pu factor de potencia en adelante. Sin embargo, todos los cargadores modernos típicamente tienen una capacidad de operar a una potencia aparente de 1.2 pu de su valor de placa, es decir, soportan una sobrecarga de 20% por diseño del fabricante. Así, suponiendo que el cargador opera a 1 pu de potencia activa, sería capaz de entregar hasta 0.6 pu de potencia reactiva en sus terminales para mejorar el perfil de tensión.

Esta potencia reactiva puede ser aún más alta si el cargador no está operando a potencia activa nominal. A continuación, se presentan los resultados de un escenario en el que se fijó a todos los cargadores de VE en una inyección de 0.6 pu de potencia reactiva factor de potencia en adelante, y sin la mitigación de sobrecargas en el transformador para aislar su capacidad real de control de tensión bajo condiciones de carga nominal. Los resultados se resumen en la Figura 25.

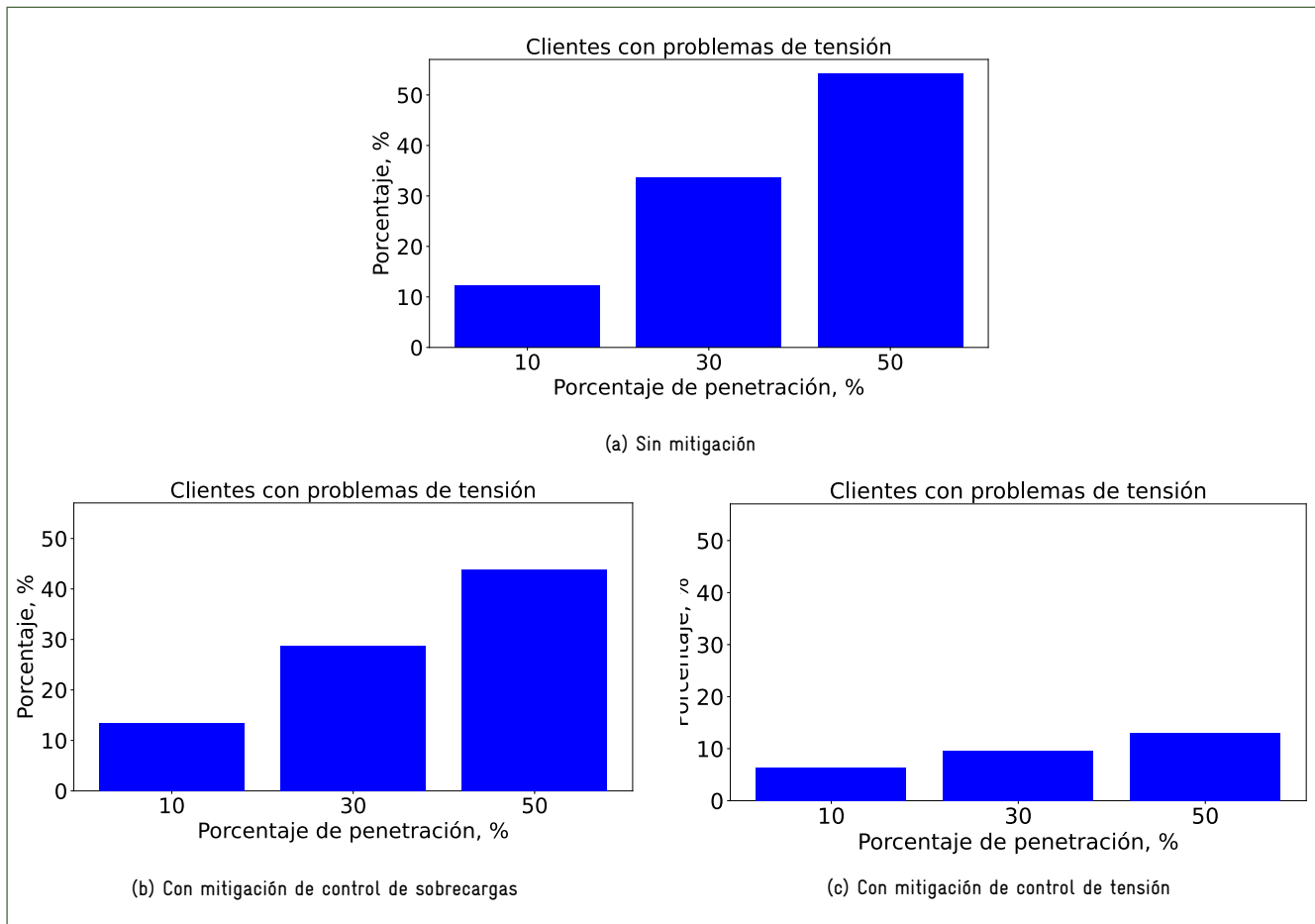


Figura 22: Comparación de mejora en perfil de tensión por medidas de mitigación, EDENORTE

La inyección de potencia reactiva es una medida sumamente eficaz para mitigar los problemas de caída de tensión en los clientes por la conexión de VE a la red. En términos absolutos, la reducción en el caso de 50% de penetración fue de 45 % de los clientes con problemas, a 12.5 % de clientes con problemas.

Cabe destacar que esta es una característica de operación que se le puede solicitar al vendedor y al fabricante para que se realice

de forma local y obligatoria y no requiere inversión en infraestructura por parte de la compañía eléctrica ni del fabricante. Este modo de control beneficia tanto al cliente como a la red. Es importante destacar que esta inyección de reactivo debe ser controlada por el cargador en terminales y no tener un valor fijo, porque en escenarios de baja penetración, puede resultar en sobretensiones.



4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA DEL 2024 AL 2030

Esta sección se enfoca en una evolución temporal gradual de la penetración de VE entre el 2024 y 2030, tomando en cuenta la expectativa de crecimiento de la demanda eléctrica, así como las proyecciones de adopción de VE por parte de la población.

4.1 Crecimiento de la demanda y de vehículos eléctricos del 2024 al 2030

Según las estadísticas reportadas por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) entre el 2016 y el 2023, la demanda en el sector eléctrico ha percibido en promedio un crecimiento de 5 % anual [50]. Este valor se utiliza en el presente documento para proyectar el crecimiento de la demanda del circuito estudiado.

En el Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica de República Dominicana [51], al 2030, se espera una penetración de vehículos de 10 % en el escenario pesimista, 20 % en el intermedio y 30 % en el optimista. Al 2020 se establece un 0 %, y utilizando el escenario optimista (que acarrea los mayores impactos esperados a nivel eléctrico), esto quiere decir que al 2024, existiría una penetración del 12 % de la flota vehicular, con incrementos de 3 % anual. Este valor se utiliza para el presente estudio.

Finalmente, es importante destacar que también se evaluaron las conexiones de estaciones de recarga públicas. Estas estaciones se conectaron a la red de media tensión como una nueva carga. Según los datos de [2], la cantidad de automóviles por cargador

eléctrico público depende de cada país, sin embargo, a nivel mundial, un valor conservador es de diez VE a cada estación de recarga rápida, que fue el valor utilizado en el presente reporte. La localización de los cargadores se asignó de forma aleatoria. Para cada año, la cantidad necesaria de cargadores se repartió de forma aleatoria en la red MT, sin embargo, al ser un punto más fuerte de la red, no tuvo impactos significativos. La infraestructura en las proyecciones anuales se muestra en la Tabla 7 y Tabla 8.

Tabla 7: Infraestructura proyectada, EDENORTE

Año	Penetr., %	VE, u.	Cargad., u.
2024	12	600	60
2026	18	900	90
2028	24	1200	120
2030	30	1501	150

Tabla 8: Infraestructura proyectada, EDESUR

Año	Penetr., %	VE, u.	Cargad., u.
2024	12	816	82
2026	18	1224	123
2028	24	1632	164
2030	30	2040	204

4.2 Resultados

Muy similar a los escenarios planteados en los casos anteriores, el incremento de VE en la red acarrea más impactos técnicos. Sin embargo, en este caso, los impactos son ligeramente más altos porque consideran el crecimiento de la demanda de los clientes.

Debido a que no se cuenta con información de potenciales expansiones de la red por parte de EDENORTE o EDESUR, se supuso que la infraestructura existente de la red se mantuvo constante, a excepción de la adopción creciente de los VE y la instalación de los cargadores en la red de MT. Las potencias en la subestación para cada año (y respectivo nivel de penetración) se presentan en la Figura 23 para EDENORTE y la Figura 24 para EDESUR. El resumen de los impactos técnicos se presenta en la Figura 25.

Se puede observar que los conductores nuevamente no son un impedimento a la adopción de VE, sin embargo, tanto las tensiones de los clientes, como las sobrecargas de los transformadores sí son limitantes que requieren medidas de mitigación como la evaluada en la sección anterior.

Los impactos técnicos siguen una tendencia linealmente con respecto al crecimiento de la demanda y a la adopción de los VE, ya que ambas tienen una tasa de crecimiento constante de 5 % y 3 % respectivamente.

Cabe destacar que las pérdidas del circuito nuevamente quedaron prácticamente constantes para todos los escenarios simulados porque con el incremento de la demanda hay un aumento proporcional de pérdidas.

Existen múltiples medidas para incrementar la capacidad de alojamiento de VE en el circuito. Sin embargo, refuerzos en la red sin planeamiento pueden representar una inversión significativa, y como se vio en la sección anterior, la tensión es una variable que los cargadores pueden controlar de forma local. Se puede operar con controladores MT/BT para la gestión de la demanda y solucionar problemas de sobrecarga de transformadores, sin embargo, este tipo de medidas requieren de una infraestructura de comunicación.

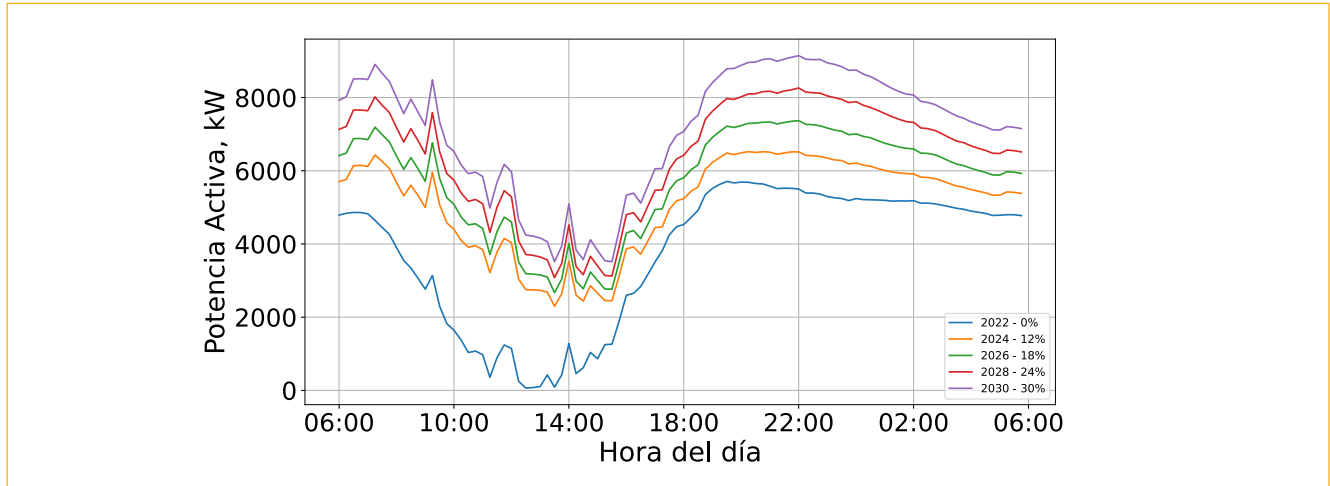


Figura 23: Curva de potencia activa del circuito con proyección del 2024 al 2030 por crecimiento de la demanda y nivel de penetración de VE, EDENORTE

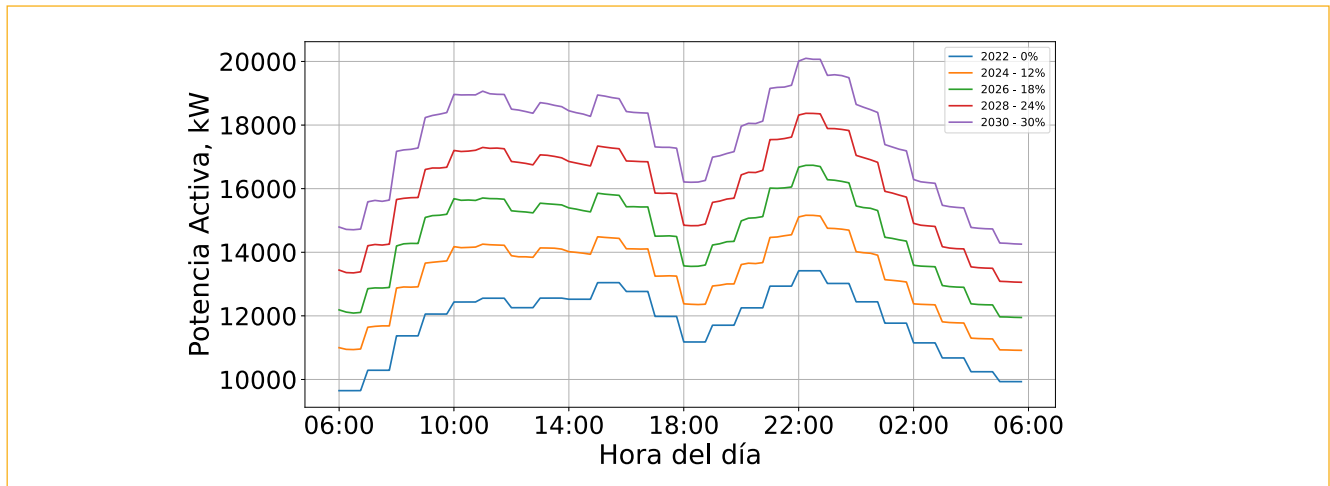


Figura 24: Curva de potencia activa del circuito con proyección del 2024 al 2030 por crecimiento de la demanda y nivel de penetración de VE, EDESUR

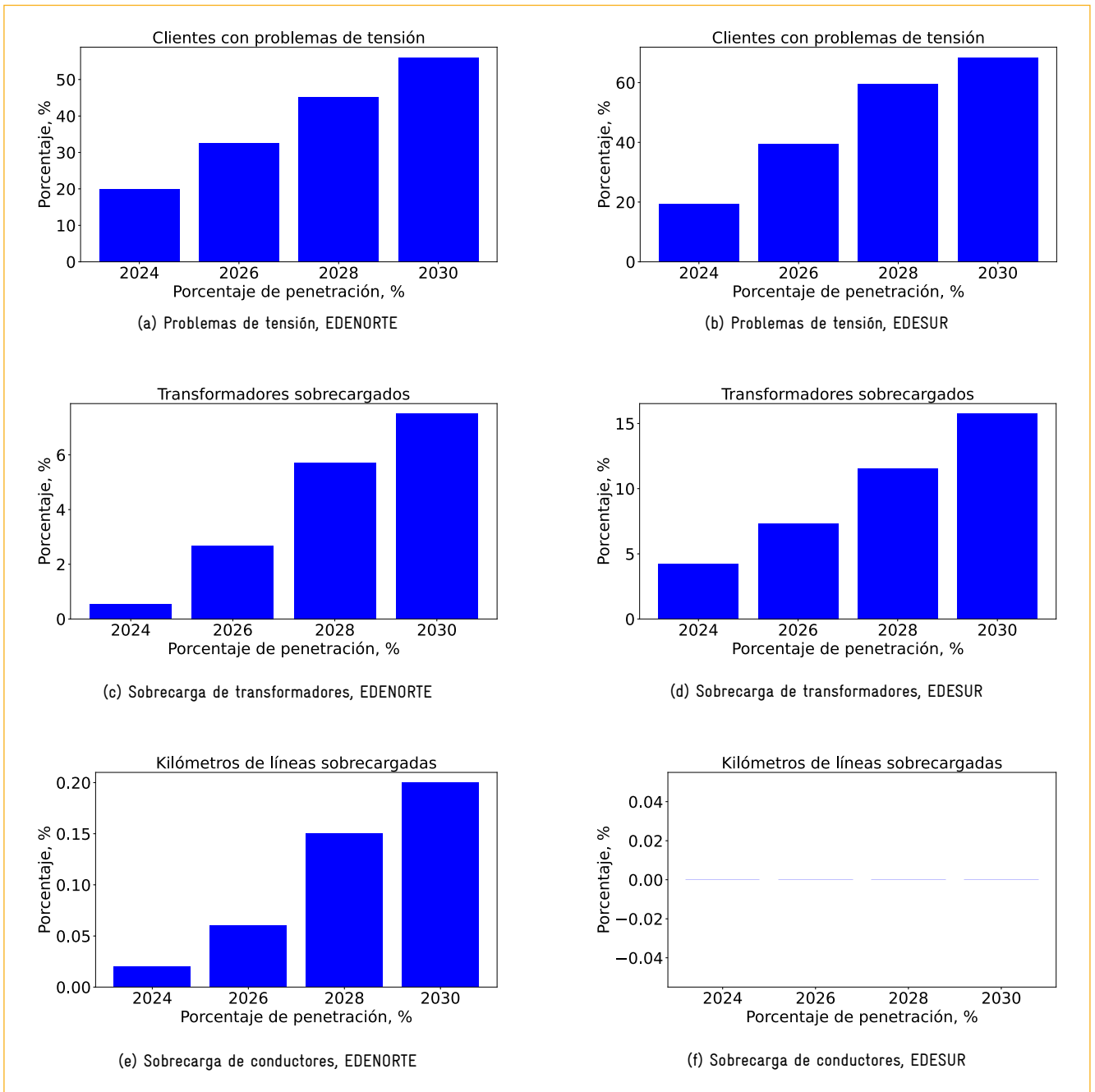


Figura 25: Resumen de impactos para distintos niveles de penetración proyectados entre el 2024 y el 2030

Tabla 9: Problemas en el caso base, 0 % de penetración de VE

Grupo	Baja tensión	Sobrecarga de Tx	Sobrecarga de líneas
EDENORTE			
Porcentaje	11.49 %	3.11 %	0.05 %
EDESUR			
Porcentaje	18.05 %	7.30 %	3.62 %

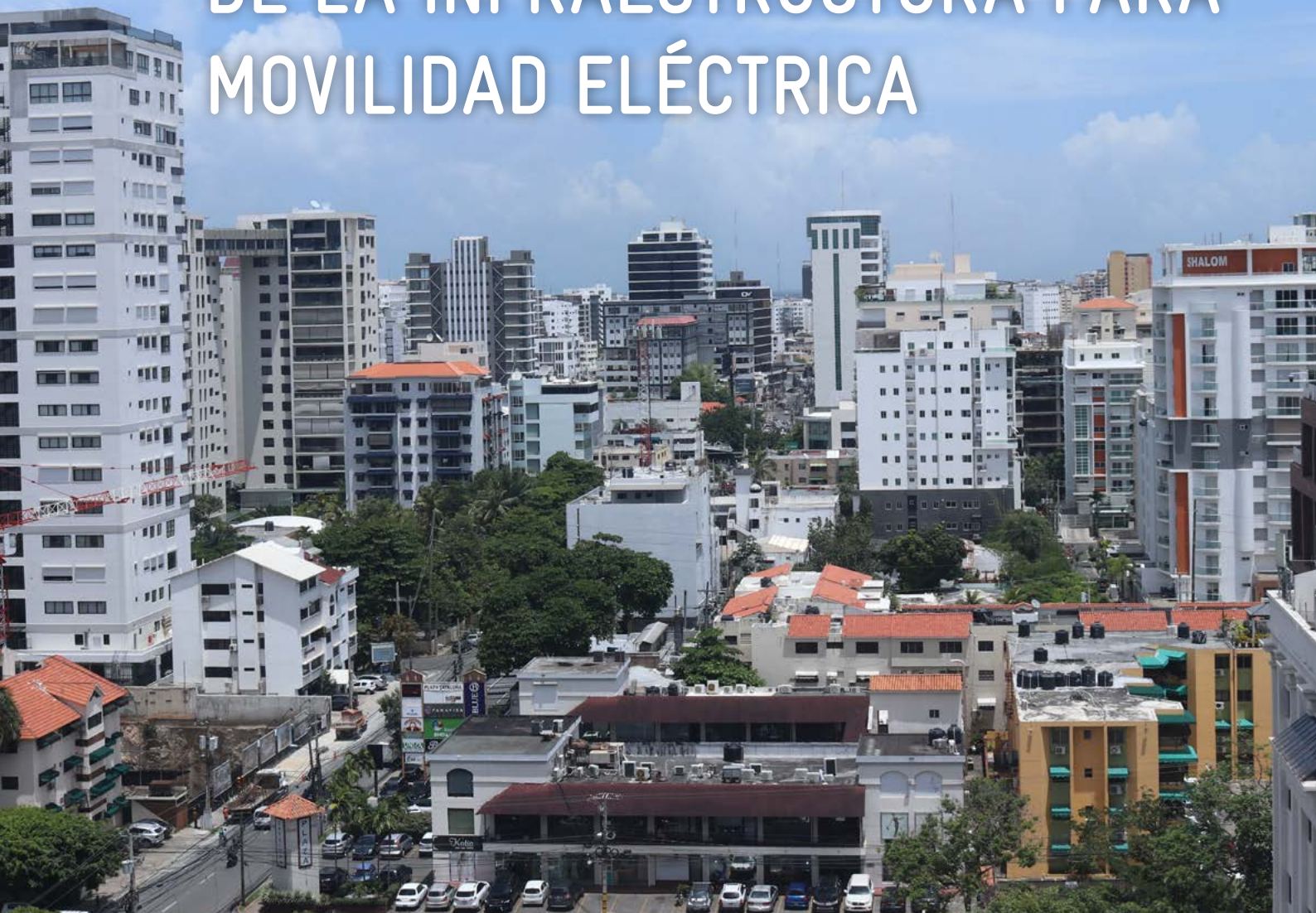
Es importante destacar que los resultados de la Figura 25 se brindan con respecto al escenario base de la Tabla 4 para EDENORTE y la Tabla 5 para EDESUR, donde los G2 representan la cantidad de componentes de la red con problemas. Así, al 0 % de penetración, EDENORTE y EDESUR contaban con los problemas que se resumen en la Tabla 9.

Por ejemplo, el caso base de EDENORTE contaba con 11.5 % de clientes con problemas de tensión. Este valor evoluciona a 20 %, 30 %, 40 % y 50 % con la penetración de 12 %, 18 %, 24 % y 30 % respectivamente. Así, existe una relación prácticamente lineal de 10% de problemas de tensión adicionales por cada 6 % de penetración extra de VE en el circuito. Estas tendencias lineales de incremento también se observan en los transformadores sobrecargados y para las líneas.

Esta sección presentó la versión resumida de los impactos debido a que las secciones anteriores también incluyeron estudios para distintos niveles de penetración. Se estudiaron niveles de penetración crecientes de VE, sumado al crecimiento de la demanda, por lo que los impactos son ligeramente más altos para los mismos niveles de penetración. Sin embargo, las secciones anteriores mostraron penetraciones de hasta 50 %, que se alcanzaría en esta sección hasta el año 2040 aproximadamente, que también pueden ser trabajadas con las técnicas de mitigación propuestas.

El escenario al 2030 era un escenario optimista de penetración de VE del 30% al 2030 (en [51], el escenario pesimista dictaba una penetración de 10% al 2030, y un escenario intermedio de 20% al 2030). Sin embargo, queda pendiente observar la respuesta del mercado y de los consumidores en términos de la adquisición de VE, por ejemplo, ante la incursión de diferentes proveedores con precios más competitivos, así como con la creación de líneas de financiamiento dedicadas a VE.

5. PROPUESTA PARA LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA PARA MOVILIDAD ELÉCTRICA



5.1 Metodología para la ubicación de cargadores

La ubicación de los cargadores MT depende de la densidad espacial de VE, no solamente los clientes residenciales con VE, sino también del potencial flujo de circulación de estos vehículos. Para estos datos socioeconómicos y geográficos se utilizó la imagen satelital de la Figura 26 del circuito de EDENORTE y la Figura 27 para el circuito de EDESUR, para localizar la infraestructura de la red de distribución, en función de la densidad de edificaciones y zonas comerciales.



Figura 26: Red MT y localización geográfica (verde aéreo, azul subterráneo), EDENORTE

Los nodos de la red primaria MT se utilizaron como candidatos para la localización de cargadores rápidos de VE. Apenas se consideraron como válidos los tramos de línea trifásicos por la alta potencia de los cargadores rápidos. Los cargadores rápidos tienen una potencia más elevada que los semi-rápidos. A la hora de evaluar los impactos técnico-económicos en la red, modelar todos los cargadores como rápidos provee resultados más conservadores.

Para cada uno de los años del 2024, 2026, 2028 y 2030, se estableció una penetración de VE de acuerdo al Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica [51], y la cantidad de VE se repartió de forma aleatoria por el circuito entre los clientes residenciales.

Las coordenadas de cada VE se compararon con los nodos filtrados de la red MT y el nodo más cercano se le asignó al VE. Finalmente, se sumaron todos los VE asignados a cada nodo y se escogieron los N nodos con más VE. Por ejemplo, en la Figura 28 se muestra en color negro las líneas MT válidas para análisis, y en rojo las no válidas. Los nodos MT corresponden a los extremos de las líneas y son analizados como candidatos de cargador MT con respecto a su distancia a los clientes con VE. Al final del cálculo, se analiza el total de clientes asignados a cada nodo MT y en los N nodos con más VE, se instala el cargador MT, destacado en azul. Como parámetro de diseño, que puede ser modificado en iteraciones futuras de este estudio, se definió que la cantidad de instalaciones físicas con cargadores rápidos serían 5, 10, 15 y 20, para los años de 2024, 2026, 2028 y 2030, respectivamente.



Figura 27: Red MT y localización geográfica (verde aéreo, azul subterráneo), EDESUR

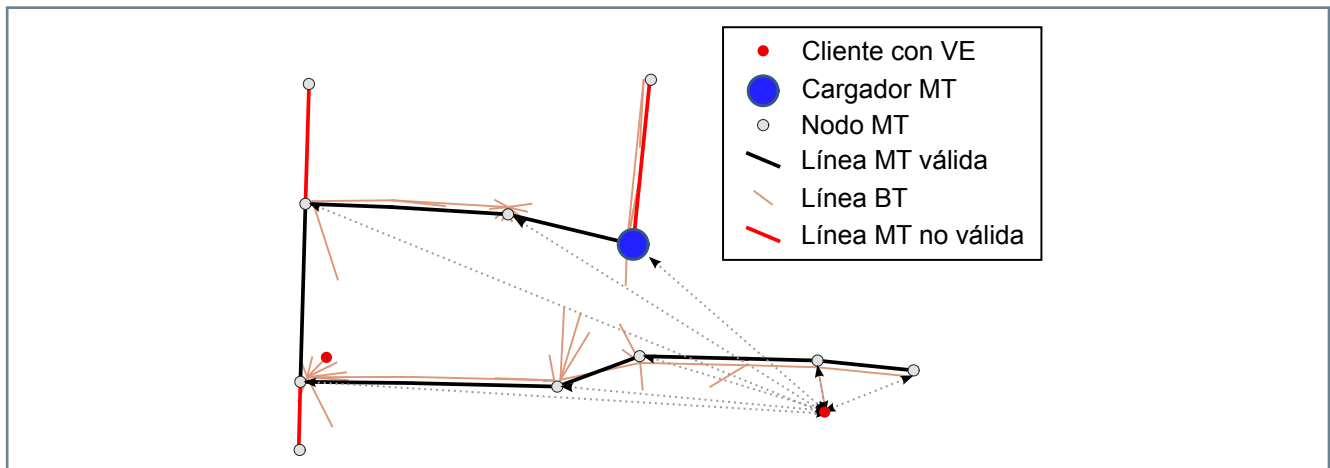


Figura 28: Segmento de la red para análisis de distancias entre VE y nodos MT

También se definió que se instala un cargador rápido por cada diez VE en el mercado [2]. La repartición de cargadores rápidos por estación está ranqueada proporcionalmente a la cantidad de VE del circuito. La repartición por coordenada geográfica y por cantidad de cargadores en cada estación de EDENORTE se presenta a continuación (sistema de coordenadas WGS84 UTM 19N) en la Tabla 10 y para EDESUR en la Tabla 11. La localización por año de los cargadores para EDENORTE se muestra desde la Figura 29 a la Figura 32 y para EDESUR desde la Figura 33 a la Figura 36. En la siguiente sección se presenta en detalle el modelado de la potencia de los cargadores y su curva de carga.

Esto es un algoritmo que depende de la densidad de los vehículos. No toma en cuenta el histórico de cargadores instalados en una localización para años previos. Sin embargo, los casos en los que hay más cargadores asignados a una estación en un año previo sufren reducciones de apenas una unidad, por lo que, no hay necesidad de incluir el histórico en el modelado.

En el caso de la estación 1, el número de cargadores no se ve alterado porque es el punto con mayor densidad de vehículos desde 2024 y no sufre cambios significativos en sus inmediaciones en términos de proporcionalidad al 2030. Es importante recalcar que el sorteo de clientes con VE es aleatorio, y por esto la distribución es uniforme.

Tabla 10: Localización de las estaciones de recarga y cantidad de cargadores MT, EDENORTE

Estación	Coordenada X de la estación	Coordenada Y de la estación	Cargadores al 2024	Cargadores al 2026	Cargadores al 2028	Cargadores al 2030
1	327918.970	2149667.346	24	23	23	23
2	327828.000	2151117.000	10	9	10	10
3	328441.012	2150525.128	10	11	9	9
4	325401.634	2150960.407	9	8	7	7
5	324850.464	2150862.623	9	8	7	7
6	325005.418	2152042.192	0	8	9	9
7	326127.370	2151904.645	0	8	7	7
8	325082.310	2151611.411	0	7	8	10
9	328326.610	2149713.116	0	7	8	8
10	326765.917	2151075.467	0	7	7	9
11	325709.745	2151331.051	0	0	7	6
12	327234.527	2152169.726	0	0	7	7
13	325327.886	2151524.056	0	0	6	7
14	324592.000	2150574.000	0	0	6	0
15	327328.178	2152322.726	0	0	6	6
16	324962.080	2151194.380	0	0	0	6
17	325193.556	2151183.174	0	0	0	6
18	325072.485	2150787.396	0	0	0	6
19	325099.643	2151397.384	0	0	0	6
20	326584.301	2151906.635	0	0	0	6
21	328727.046	2150380.434	0	0	0	6

Tabla 11: Localización de las estaciones de recarga y cantidad de cargadores MT, EDESUR

Estación	Coordenada X de la estación	Coordenada Y de la estación	Cargadores al 2024	Cargadores al 2026	Cargadores al 2028	Cargadores al 2030
1	399152.652	2040110.107	17	15	14	12
2	398702.507	2039816.386	15	16	14	12
3	398783.998	2039479.575	13	11	12	10
4	399313.288	2039737.295	12	9	10	8
5	398707.872	2039873.232	10	11	11	9
6	398644.146	2039795.91	0	9	9	8
7	398885.367	2039828.169	0	8	8	7
8	397954.969	2039987.592	0	8	7	6
9	399596.342	2039693.921	0	8	7	6
10	399158.876	2040463.259	0	8	7	6
11	398299.679	2040083.801	0	0	9	7
12	398826.96	2040037.317	0	0	9	7
13	398888.4	2039632.565	0	0	7	6
14	397683.963	2039804.01	0	0	6	5
15	399207.543	2039686.212	0	0	6	5
16	398790.793	2039847.085	0	0	0	5
17	397906.79	2040028.738	0	0	0	5
18	398088.964	2039954.413	0	0	0	5
19	399091.844	2040079.812	0	0	0	5
20	398409.539	2040212.487	0	0	0	5
21	399152.652	2040110.107	17	15	14	12



Figura 29: Localización de VE y cargadores MT al 2024, EDENORTE



Figura 30: Localización de VE y cargadores MT al 2026, EDENORTE



Figura 31: Localización de VE y cargadores MT al 2028, EDENORTE



Figura 32: Localización de VE y cargadores MT al 2030, EDENORTE



Figura 33: Localización de VE y cargadores MT al 2024, EDESUR



Figura 34: Localización de VE y cargadores MT al 2026, EDESUR

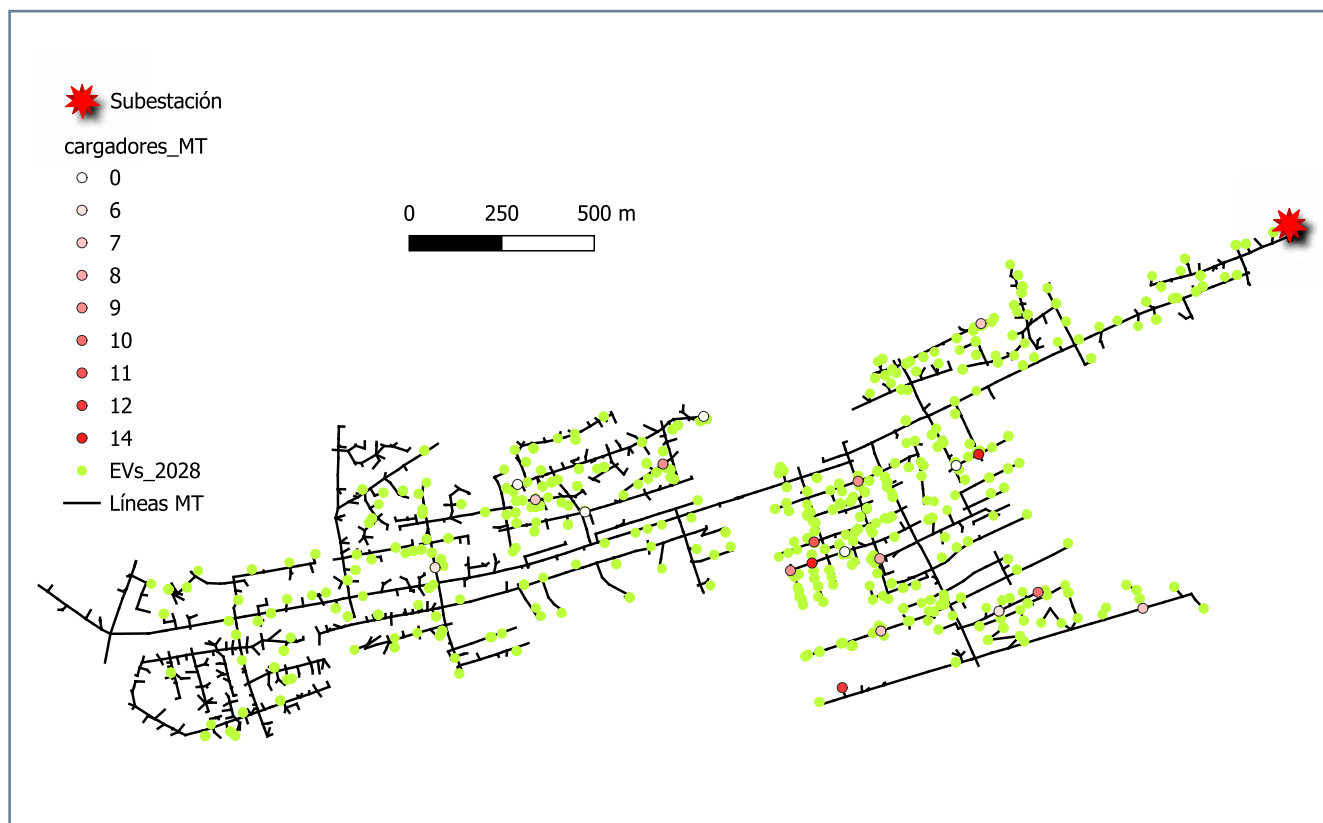


Figura 35: Localización de VE y cargadores MT al 2028, EDESUR

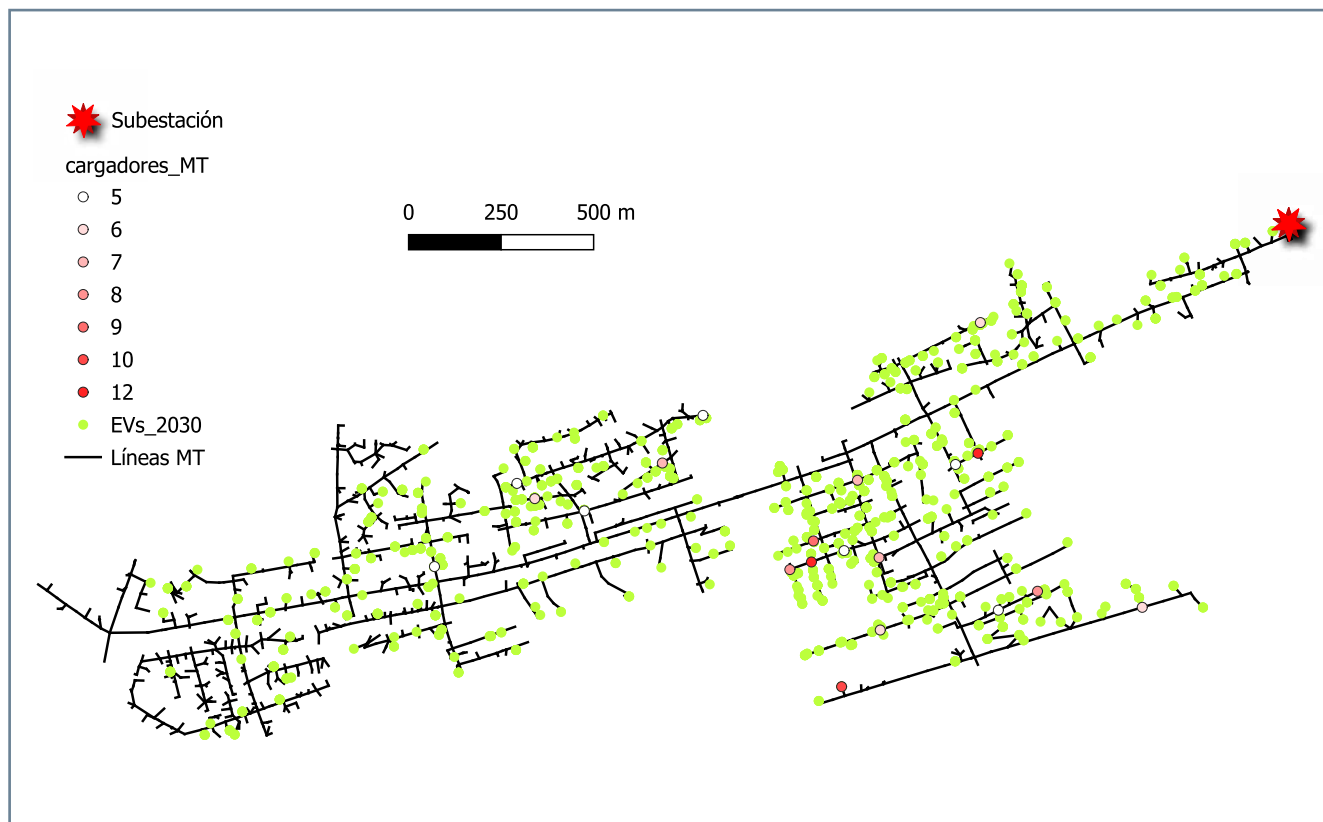


Figura 36: Localización de VE y cargadores MT al 2030, EDESUR

5.2 Metodología para el dimensionamiento de los cargadores

Los cargadores semi-rápidos y rápidos existen en corriente directa o corriente alterna. Estos tienen una potencia mucho más alta que la de cargadores residenciales típicos debido a que realizan la recarga del vehículo en un tiempo mucho más corto. En particular, las estaciones de carga rápida son más demandantes para el sistema por requerir una potencia más alta, que lleva el vehículo de 0% a 80% de carga de su batería en aproximadamente 30 minutos.

La distribución de probabilidad de los tamaños típicos de las baterías de los VE considerados en el presente estudio se muestra en la Tabla 12. Con estos parámetros de potencia requerida y lo que un VE puede cargar su batería, de 0% a 80%; se pueden

construir las curvas de demanda que representan los cargadores rápidos MT. Así, los cargadores rápidos se modelan para entregar 14.4 kW cuando un VE de 9 kWh se conecte, hasta 57.6 kW cuando un VE de 36 kWh se conecte.

Cada día se simula con 96 pasos temporales, es decir, uno a cada 15 minutos. Se supone que los clientes se pueden conectar a un cargador rápido en MT, entre las 7 a.m. y las 11 p.m. También, la probabilidad de que un cliente llegue al cargador es de 1/3, de que se quede 15 minutos sería de 1/3, y que se quede 30 minutos, sería de 1/3. Finalmente, se considera que cada cliente que llega al cargador MT tiene la probabilidad de tener un tamaño de batería descrito por la Tabla 12. La Figura 37 presenta ejemplos de curvas de carga de cargadores rápidos de MT a partir del procedimiento anterior.

Tabla 12: Tipos de cargador

Tamaño de batería del VE, kWh	Probabilidad del tamaño de batería del VE, %	80 % de carga kWh	Potencia de estación para cargar de 0 % a 80 % en 30 minutos, kW
9	7.5	7.2	14.4
18	40	14.4	28.8
24	42	19.2	38.4
36	10.5	28.8	57.6

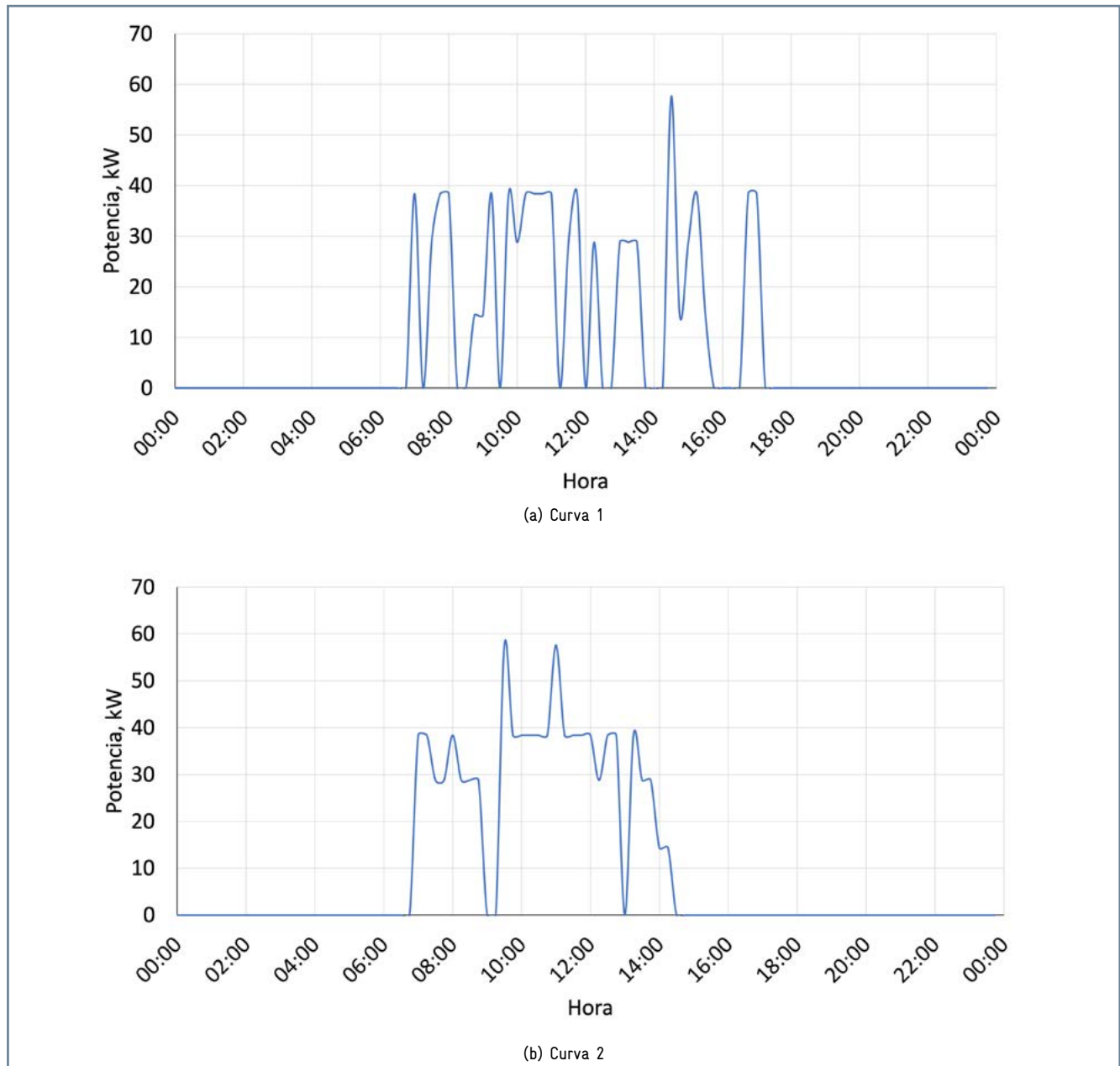


Figura 37: Curvas de demanda para cargadores rápidos de VE conectados a la red de MT

Se generó una curva para cada uno de los cargadores de la sección anterior, esto se utilizó en las simulaciones de flujos de potencia en serie temporal de la siguiente sección durante el análisis de impactos y valoración de inversiones para refuerzos de la red eléctrica que maximicen la penetración de VE.

5.3 Impactos producidos por la penetración de cargadores rápidos

Se efectuaron flujos de potencia del tipo serie temporal a partir de la penetración esperada de los VE cada año. Los resultados para EDENORTE para las líneas sobrecargadas se presentan en la Figura 38, y los transformadores sobrecargados en la Figura 39. Los resultados para EDESUR se presentan en la Figura 40 y la Figura 41, para líneas y transformadores, respectivamente. Se debe aclarar que una línea se encuentra en estado de sobrecarga cuando supera 100% de su capacidad nominal por más de 5% del día, mientras que un transformador debe superar 100% de su potencia aparente nominal por más de 5% del día.

Para los estudios de esta sección, no se hizo una separación de clientes por grupo a partir del caso base, sino que se consideraron los problemas de tensión, de sobrecarga de líneas y sobrecarga de transformadores del circuito original sin VE.

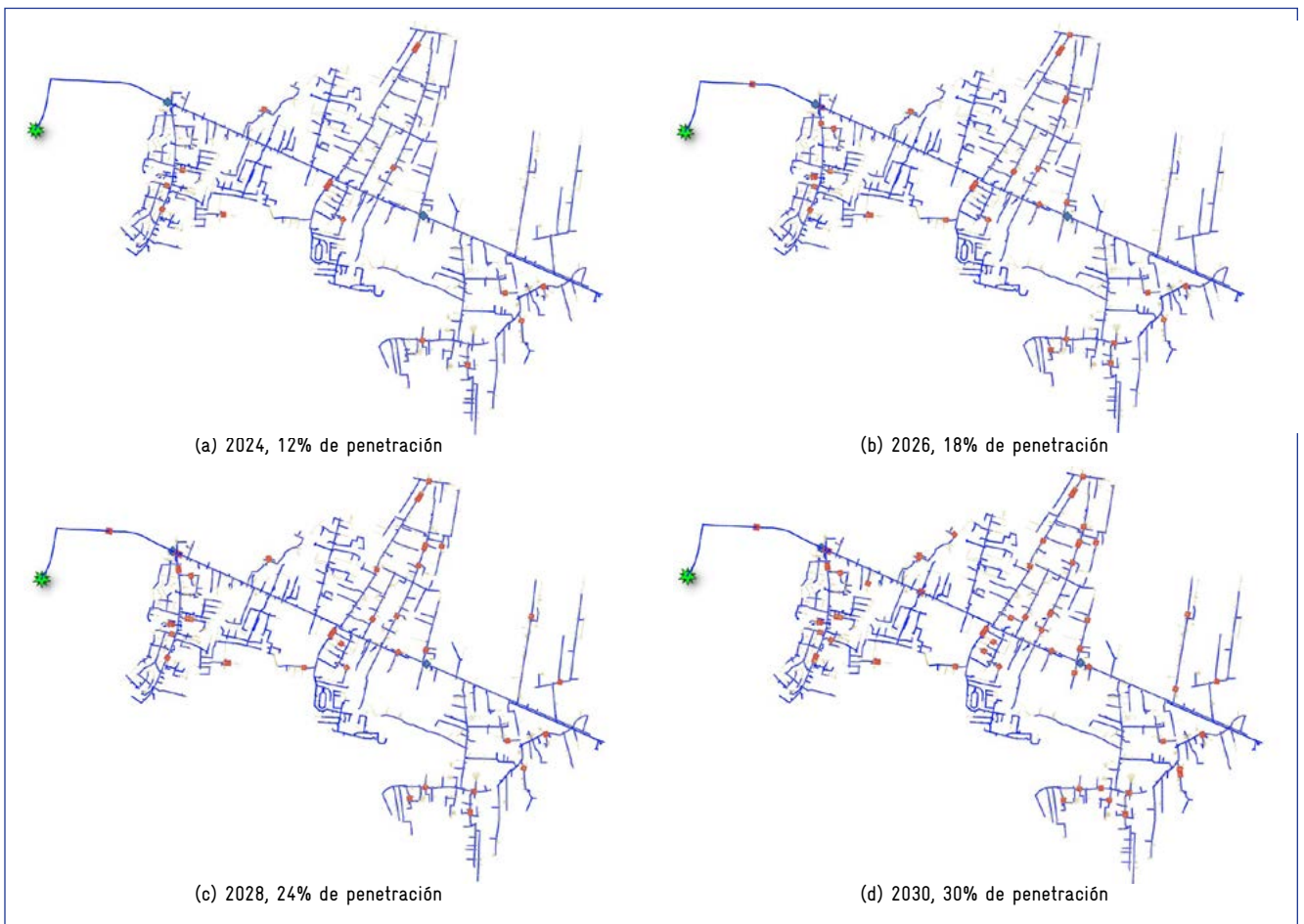


Figura 38: Líneas sobrecargadas (color rojo) por efecto de VE y cargadores MT, EDENORTE

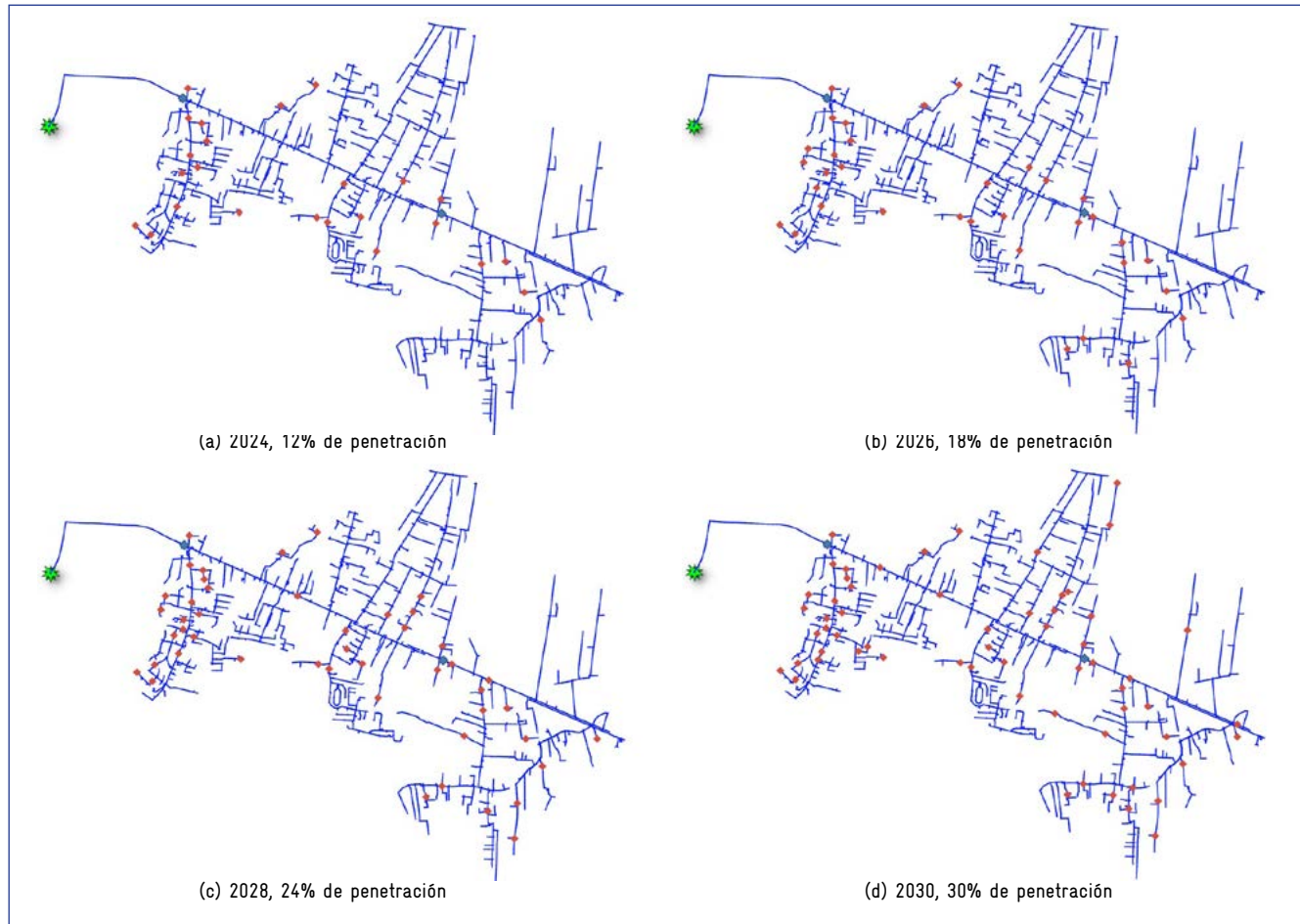


Figura 39: Transformadores sobrecargados por efecto de VE y cargadores MT, EDENORTE

Debido a la inserción de los cargadores rápidos en la red de MT, el principal problema en la red concierne a la sobrecarga de conductores en la red MT. El impacto en la tensión sobre los consumidores de BT no es significativo debido a que la red MT es mucho más fuerte que la BT (tiene una impedancia más baja, ya que no pasa por los transformadores MT/BT). Adicionalmente, los cargadores en BT controlan su valor de tensión a nivel local ajustando su factor de potencia.

Un resumen de los resultados del análisis para el circuito de EDENORTE se muestra en la Tabla 13, y para el circuito de EDESUR en la Tabla 14. Este listado de problemas corresponde a los escenarios base del presente documento. La sobrecarga de transformadores corresponde al principal problema por efecto de la inserción gradual de los VE. En segundo lugar, la sobrecarga de líneas BT y por último la sobrecarga de líneas MT. El porcentaje de líneas sobrecargadas es muy bajo, así, la inversión de refuerzos en la red sería principalmente en transformadores MT/BT. Los cargadores rápidos conectados a la red MT no generaron problemas a la red, y nuevamente, el principal punto de impacto es la red BT.

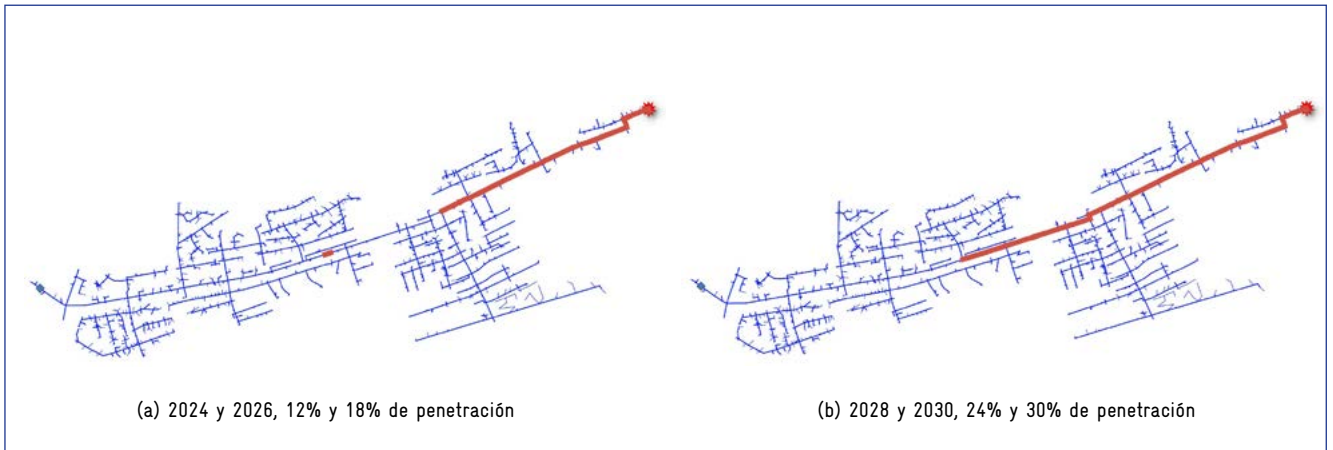


Figura 40: Líneas sobrecargadas (en color rojo) por efectos de VE y cargadores MT, EDESUR

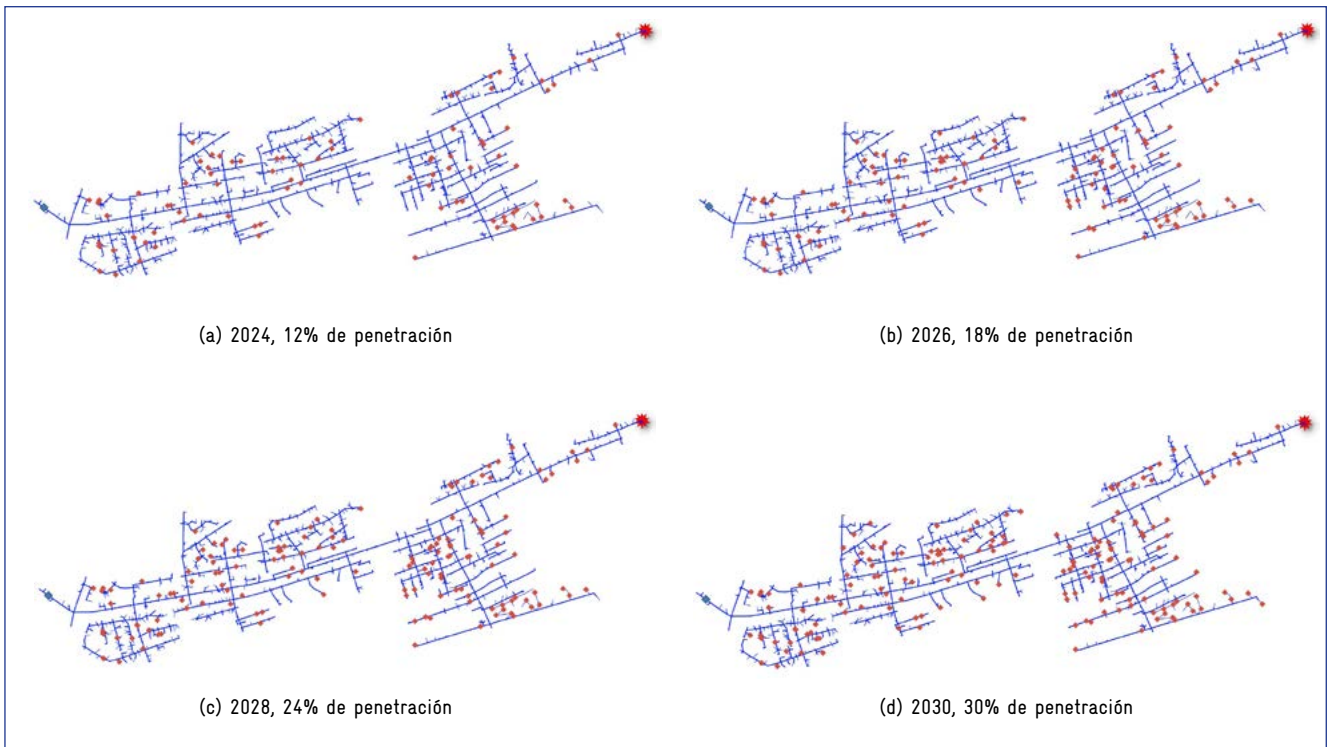


Figura 41: Transformadores sobrecargados por efectos de VE y cargadores MT, EDESUR

Tabla 13: Resumen de problemas en la red para los escenarios de penetración de VE e instalación de cargadores MT, EDENORTE

Referencia: Todos los elementos de la red antes de VE y cargadores MT									
Escenario	VE	Penetración	Cargadores MT	Transformadores sin refuerzo con problemas		Líneas MT sin refuerzo con problemas, km		Líneas BT sin refuerzo con problemas, km	
2022	0	0%	0	19	3.11%	0	0.00%	0.07	0.03%
2024	788	12%	62	25	4.33%	0	0.00%	0.15	0.09%
2026	1183	18%	96	34	5.88%	0.22	0.03%	0.26	0.15%
2028	1577	24%	127	47	8.13%	0.22	0.03%	0.36	0.21%
2030	1971	30%	161	61	10.56%	0.26	0.04%	0.53	0.30%
Referencia: Elementos sin problemas antes de VE y cargadores MT (G1C, G1T, G1L)									
Escenario	VE	Penetración	Cargadores MT	Transformadores sin refuerzo con problemas		Líneas MT sin refuerzo con problemas, km		Líneas BT sin refuerzo con problemas, km	
2022	0	0%	0	19	3.21%	0	0.00%	0.07	0.03%
2024	788	12%	62	25	4.46%	0	0.00%	0.15	0.09%
2026	1183	18%	96	34	6.07%	0.22	0.03%	0.26	0.15%
2028	1577	24%	127	47	8.39%	0.22	0.03%	0.36	0.21%
2030	1971	30%	161	61	10.89%	0.26	0.04%	0.53	0.30%

Tabla 14: Resumen de problemas en la red para los escenarios de penetración de VE e instalación de cargadores MT, EDESUR

Referencia: Todos los elementos de la red antes de VE y cargadores MT									
Escenario	VE	Penetración	Cargadores MT	Transformadores sin refuerzo con problemas		Líneas MT sin refuerzo con problemas, km		Líneas BT sin refuerzo con problemas, km	
2022	0	0%	0	58	7.30%	1.36	3.62%	-	-
2024	756	12%	67	89	11.19%	1.36	3.62%	-	-
2026	1134	18%	103	112	14.08%	1.36	3.62%	-	-
2028	1512	24%	136	143	17.98%	2.16	5.75%	-	-
2030	1891	30%	139	174	21.89%	2.16	5.75%	-	-
Referencia: Elementos sin problemas antes de VE y cargadores MT (G1C, G1T, G1L)									
Escenario	VE	Penetración	Cargadores MT	Transformadores sin refuerzo con problemas		Líneas MT sin refuerzo con problemas, km		Líneas BT sin refuerzo con problemas, km	
2022	0	0%	0	58	7.86%	1.36	3.76%	-	-
2024	756	12%	67	89	12.08%	1.36	3.76%	-	-
2026	1134	18%	103	112	15.19%	1.36	3.76%	-	-
2028	1512	24%	136	143	19.40%	2.16	5.96%	-	-
2030	1891	30%	139	174	23.60%	2.16	5.96%	-	-

5.4 Metodología para la evaluación de inversiones por refuerzos de la red para mitigación de impactos debido a VE

Para reforzar la red, se parte de los problemas detectados en la sección anterior como caso base. Los elementos con estado de sobrecarga más elevado se priorizaron para su reemplazo por un elemento inmediato superior al valor de sobrecarga. Primero, se hicieron los reemplazos de las líneas y posteriormente de los

transformadores porque la cantidad de problemas de líneas es menor, así como su precio. Los precios de los componentes en dólares americanos se muestran desde la Tabla 15 hasta la Tabla 19. Estos precios se obtuvieron del catálogo creado por la EIE-UCR para cálculo de costos de proyectos de construcción y ampliación de redes de distribución en el 2014 para la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP) de Costa Rica, y se ajustó por la inflación del dólar americano al 2023. Este documento está disponible bajo pedido a ARESEP [52].

Tabla 15: Costos de transformadores monofásicos MT/BT

Tensión primaria, kV	Tensión secundaria, kV	Potencia nominal, kVA	\$, 2023
7.21	120-240	5	471
7.21	120-240	10	529
7.21	120-240	15	1236
7.21	120-240	25	1671
7.21	120-240	37.5	1161
7.21	120-240	50	2495
7.21	120-240	75	3870
7.21	120-240	100	4902
7.21	120-240	167	5105
7.21	120-240	250	6139
7.21	120-240	333	8050
12.5	120-240	5	645
12.5	120-240	10	1219
12.5	120-240	15	1097
12.5	120-240	25	1596
12.5	120-240	37.5	1289
12.5	120-240	50	1847
12.5	120-240	75	4128
12.5	120-240	100	5160

Tabla 16: Costos de cable dúplex

Material	Detalle	Calibre	Tipo	\$/m, 2023	Ampacidad, A
Al	Triplex 13.3 mm ²	6 AWG	ACSR	0.77	85
Al	Triplex 21.2 mm ²	4 AWG	ACSR	0.99	115
Al	Triplex 33.6 mm ²	2 AWG	ACSR	1.21	150
Al	Triplex 53.3 mm ²	1/0 AWG	ACSR	1.51	205
Al	Triplex 67.4 mm ²	2/0 AWG	ACSR	1.78	235
Al	Triplex 95 mm ²	3/0 AWG	ACSR	2.28	275
Al	Triplex 107 mm ²	4/0 AWG	ACSR	2.49	315

Tabla 17: Costos de conductores desnudos

Material	Detalle	Calibre	Tipo	\$/m, 2023	Ampacidad, A
Al	Conductor 21.2 mm ²	4 AWG	AAAC	1.01	138
Al	Conductor 21.2 mm ²	4 AWG	AAC	1.03	138
Al	Conductor 21.2 mm ²	4 AWG	ACSR	1.06	138
Al	Conductor 33.6 mm ²	2 AWG	AAAC	1.00	185
Al	Conductor 33.6 mm ²	2 AWG	AAC	0.68	185
Al	Conductor 33.6 mm ²	2 AWG	ACSR	2.35	185
Al	Conductor 53.3 mm ²	1/0 AWG	AAAC	0.97	247
Al	Conductor 53.3 mm ²	1/0 AWG	AAC	1.67	247
Al	Conductor 53.3 mm ²	1/0 AWG	ACSR	1.36	247
Al	Conductor 67.4 mm ²	2/0 AWG	AAAC	1.68	286
Al	Conductor 67.4 mm ²	2/0 AWG	AAC	1.70	286
Al	Conductor 67.4 mm ²	2/0 AWG	ACSR	1.74	286
Al	Conductor 85 mm ²	3/0 AWG	AAAC	1.23	331
Al	Conductor 85 mm ²	3/0 AWG	AAC	0.90	331
Al	Conductor 85 mm ²	3/0 AWG	ACSR	2.45	331
Al	Conductor 107 mm ²	4/0 AWG	AAAC	2.93	383
Al	Conductor 107 mm ²	4/0 AWG	AAC	2.86	383
Al	Conductor 107 mm ²	4/0 AWG	ACSR	2.92	383
Al	Conductor 114.5 mm ²	226 MCM	AAC	2.32	425
Al	Conductor 114.5 mm ²	226 MCM	ACSR	2.37	425
Al	Conductor 114.5 mm ²	226 MCM	AAAC	2.37	425
Al	Conductor 140 mm ²	277 MCM	AAAC	2.32	444
Al	Conductor 140 mm ²	277 MCM	ACSR	2.31	444

Material	Detalle	Calibre	Tipo	\$/m, 2023	Ampacidad, A
Al	Conductor 140 mm ²	277 MCM	AAC	2.27	444
Al	Conductor 170 mm ²	336 MCM	AAAC	3.16	513
Al	Conductor 170 mm ²	336 MCM	AAC	3.10	513
Al	Conductor 170 mm ²	336 MCM	ACSR	3.29	513
Al	Conductor 200 mm ²	394 MCM	AAAC	2.67	570
Al	Conductor 200 mm ²	394 MCM	AAC	2.71	570
Al	Conductor 200 mm ²	394 MCM	ACSR	2.90	570
Al	Conductor 241.7 mm ²	477 MCM	AAC	2.97	639
Al	Conductor 241.7 mm ²	477 MCM	ACSR	2.97	639
Al	Conductor 241.7 mm ²	477 MCM	AAAC	2.97	639
Al	Conductor 283 mm ²	559 MCM	AAAC	2.32	704
Al	Conductor 283 mm ²	559 MCM	AAAC	2.07	704
Al	Conductor 283 mm ²	559 MCM	ACSR	2.54	704

Tabla 18: Costos de cable triplex

Material	Detalle	Calibre	Tipo	\$/m, 2023	Ampacidad, A
Al	Triplex 13.3 mm ²	6 AWG	ACSR	1.16	85
Al	Triplex 21.2 mm ²	4 AWG	ACSR	1.48	115
Al	Triplex 33.6 mm ²	2 AWG	ACSR	1.82	150
Al	Triplex 53.3 mm ²	1/0 AWG	ACSR	2.26	205
Al	Triplex 67.4 mm ²	2/0 AWG	ACSR	2.68	235
Al	Triplex 95 mm ²	3/0 AWG	ACSR	3.42	275
Al	Triplex 107 mm ²	4/0 AWG	ACSR	3.74	315

Tabla 19: Costos de cable subterráneo

Material	Detalle	Calibre	Aislamiento	kV	\$/m, 2023	Ampacidad, A
Cu	Cable 21.2 mm ²	4 AWG	RHH-RHW	0.6	5.16	140
Cu	Conductor 33.6 mm ²	2 AWG	RHH-RHW	0.6	7.15	160
Cu	Conductor 53.3 mm ²	1/0 AWG	RHH-RHW	0.6	11.27	210
Cu	Conductor 67.4 mm ²	2/0 AWG	RHH-RHW	0.6	14.02	238
Cu	Cable 85 mm ²	3/0 AWG	RHH-RHW	0.6	17.00	268
Cu	Conductor 126.7 mm ²	4/0 AWG	RHH-RHW	0.6	21.32	300
Cu	Conductor 107 mm ²	250 MCM	RHH-RHW	0.6	27.12	336
Cu	Cable 53.5 mm ²	1/0 AWG	EPR-PVC	15	19.61	210
Cu	Cable 67.4 mm ²	2/0 AWG	EPR-PVC	15	23.67	238
Cu	Cable 85 mm ²	3/0 AWG	EPR-PVC	15	28.81	268
Cu	Conductor 107 mm ²	4/0 AWG	EPR-PVC	15	35.24	300
Cu	Cable 126.7 mm ²	250 MCM	EPR-PVC	15	41.00	336
Cu	Cable 152 mm ²	300 MCM	EPR-PVC	15	41.28	367
Cu	Cable 177.4 mm ²	350 MCM	EPR-PVC	15	43.60	398
Cu	Cable 253.4 mm ²	500 MCM	EPR-PVC	15	44.51	476

El recurso económico que se debe invertir para reforzar el circuito proporcionado por EDENORTE y que se resuelva el 100% de los problemas de líneas se muestra en la Tabla 20, y para transformadores en la Tabla 21. Las tablas para EDESUR son la Tabla 22 y Tabla 23 para líneas y transformadores, respectivamente. Estos valores se calcularon al multiplicar la cantidad de elementos identificados para reemplazar, por su precio respectivo en las tablas. El elemento utilizado para reemplazo corresponde al elemento de capacidad superior inmediata que evita la condición de sobrecarga.

Tabla 20: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de líneas, EDENORTE

Escenario	km de líneas MT cambiados	Inversión en refuerzo MT	km de líneas BT cambiados	Inversión en refuerzo BT	Inversión Total
2022	0	\$0	0.07	\$729	\$729
2024	0	\$0	0.15	\$1576	\$1 576
2026	0.22	\$161	0.26	\$2817	\$2 978
2028	0.22	\$161	0.36	\$3712	\$3 873
2030	0.26	\$173	0.53	\$5484	\$5 657

Tabla 21: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de transformadores, EDENORTE

Escenario	Número de Tx cambiados	kVAs de Tx agregados	Inversión en refuerzo
2022	19	280	\$39 459
2024	25	387	\$55 886
2026	34	562	\$85 216
2028	47	784	\$118 586
2030	61	994	\$150 971

Tabla 22: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de líneas, EDESUR

Escenario	km de líneas MT cambiados	Inversión en refuerzo MT	km de líneas BT cambiados	Inversión en refuerzo BT	Inversión total
2022	1.36	\$9 466	-	-	\$9 466
2024	1.36	\$9 466	-	-	\$9 466
2026	1.36	\$9 466	-	-	\$9 466
2028	2.16	\$23 738	-	-	\$ 23 738
2030	2.16	\$23 738	-	-	\$ 23 738

Tabla 23: Inversión para solución del 100% de sobrecarga de transformadores, EDESUR

Escenario	Número de Tx cambiados	kVAs de Tx agregados	Inversión en refuerzo
2022	58	1082	\$156 073
2024	89	1784	\$278 830
2026	112	2237	\$344 810
2028	143	3055	\$453 322
2030	174	3795	\$561 559

La inversión para solución de 100% de los problemas a cada nivel de penetración se presenta en la Tabla 24 para EDENORTE y en la Tabla 25 para EDESUR. El componente de inversión únicamente incluye el costo de materiales, pero puede ser ajustado para incluir la mano de obra y horas de maquinaria necesarios. Además, los precios presentados en las tablas anteriores también pueden ser ajustados a precios locales de componentes para un resultado más depurado. Sin embargo, los resultados obtenidos de las simulaciones muestran que los costos de refuerzo no son elevados, y que, además, casi el 100% del costo total corresponde al reemplazo de transformadores sobrecargados.

Si se cuenta con un presupuesto limitado, se pueden hacer escenarios de inversión en los cuales se visualiza el riesgo asociado de elementos sobrecargados. Para esto, se establece un límite máximo de inversión, por ejemplo \$10 000, y se reemplazan elementos de la red, comenzando por las líneas, hasta que se alcance el valor económico fijado. En ese momento, se contabilizan los elementos de la red sobrecargados.

Tabla 24: Inversión total para la solución de problemas por VE en la red, EDENORTE

Escenario	VE	Penetración	Cargadores MT	Inversión en refuerzo total	Escalón de inversión
2022	0	0 %	0	\$40 116	\$40 116
2024	788	12 %	62	\$57 462	\$17 346
2026	1183	18 %	96	\$88 033	\$30 591
2028	1577	24 %	127	\$122 459	\$34 426
2030	1971	30 %	155	\$156 629	\$34 170

Tabla 25: Inversión total para la solución de problemas por VE en la red, EDESUR

Escenario	VE	Penetración	Cargadores MT	Inversión en refuerzo total	Escalón de inversión
2022	0	0 %	0	\$165 539	\$165 539
2024	756	12 %	67	\$288 296	\$122 757
2026	1134	18 %	103	\$354 276	\$65 980
2028	1512	24 %	136	\$477 060	\$122 784
2030	1891	30 %	139	\$585 297	\$108 237

Los resultados del análisis escalonado con límites de inversión se presentan en la Tabla 26 para EDENORTE y en la Tabla 27 para EDESUR. Se crearon escenarios de 20 %, 40 %, 60 % y 80 % del valor total de inversión requerido para resolver todas las sobrecargas del circuito.

Tabla 26: Solución de problemas por penetración de VE con límites de inversión, EDENORTE

Escenario 2024	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	25	0.15	28.00%	100%	\$10 991	\$1 576
40%	25	0.15	48.00%	100%	\$20 839	\$1 576
60%	25	0.15	68.00%	100%	\$31 719	\$1 576
80%	25	0.15	84.00%	100%	\$44 490	\$1 576
Escenario 2026	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	34	0.48	26.47%	100%	\$16 846	\$2 978
40%	34	0.48	50.00%	100%	\$33 918	\$2 978
60%	34	0.48	64.70%	100%	\$50 559	\$2 978
80%	34	0.48	85.29%	100%	\$66 945	\$2 978
Escenario 2028	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	47	0.58	27.65%	100%	\$23 334	\$3 873
40%	47	0.58	46.80%	100%	\$45 651	\$3 873
60%	47	0.58	61.70%	100%	\$67 282	\$3 873
80%	47	0.58	87.23%	100%	\$98 418	\$3 873
Escenario 2030	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	61	0.79	26.22 %	100%	\$29 526	\$5 657
40%	61	0.79	42.62 %	100%	\$58 422	\$5 657
60%	61	0.79	62.30 %	100%	\$88 485	\$5 657
80%	61	0.79	80.33 %	100%	\$118 460	\$5 657

Tabla 27: Solución de problemas por penetración de VE con límites de inversión, EDESUR

Escenario 2024	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	89	1.36	20.22%	100%	\$47 582	\$9 466
40%	89	1.36	43.82%	100%	\$104 391	\$9 466
60%	89	1.36	67.42%	100%	\$162 573	\$9 466
80%	89	1.36	87.64%	100%	\$219 981	\$9 466
Escenario 2026	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	112	1.36	22.32%	100%	\$60 772	\$9 466
40%	112	1.36	45.54%	100%	\$129 586	\$9 466
60%	112	1.36	65.18%	100%	\$202 004	\$9 466
80%	112	1.36	82.14%	100%	\$271 494	\$9 466
Escenario 2028	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	143	2.16	20.28%	100%	\$70 672	\$23 738
40%	143	2.16	44.76%	100%	\$166 352	\$23 738
60%	143	2.16	65.03%	100%	\$260 871	\$23 738
80%	143	2.16	82.52%	100%	\$354 980	\$23 738
Escenario 2030	Tx con problemas	Líneas con problemas, km	Tx reforzados	Líneas reforzadas	Inversión en refuerzo de Tx, \$	Inversión en refuerzo de líneas, \$
20%	174	2.16	21.26%	100%	\$90 769	\$23 738
40%	174	2.16	43.68%	100%	\$207 289	\$23 738
60%	174	2.16	63.79%	100%	\$324 984	\$23 738
80%	174	2.16	81.61%	100%	\$442 078	\$23 738

Finalmente, el riesgo asumido cuando se define un límite de inversión para el refuerzo de la red se puede visualizar con respecto al número de elementos que aún cuenta con sobrecarga. Debido a que el reemplazo de transformadores prácticamente la totalidad del costo total de inversión y además tiene una prioridad más baja que el refuerzo de conductores en esta metodología, es posible crear la Figura 42 que resume los resultados del estudio de refuerzo para EDENORTE y la Figura 43 para EDESUR. En el eje Y se se muestran los transformadores sobrecargados, y en el eje X la inversión total. Estos refuerzos tienen una característica prácticamente lineal, cuya pendiente depende del nivel de penetración de VE en la red.

De las figuras es posible observar la diferencia drástica en los valores de inversión para refuerzo, resultado de la cantidad y calidad de los datos proporcionados para la construcción de los modelos eléctricos de la red. Ambos circuitos cuentan con aproximadamente 7400 clientes, pero EDENORTE proporcionó una curva de demanda que oscila entre 2 MVA y 10 MVA, mientras que EDESUR proporcionó una demanda entre con valores entre 9.5 MVA y 13.5 MVA. Una curva de demanda muy conservadora, en conjunto con el faltante de información de la red BT son factores que elevan los costos de inversión. En este estudio, la estimación de inversión para resolver 100% de los problemas al 2030 de EDENORTE es de 156 mil dólares, mientras que para EDESUR de 585 mil dólares.

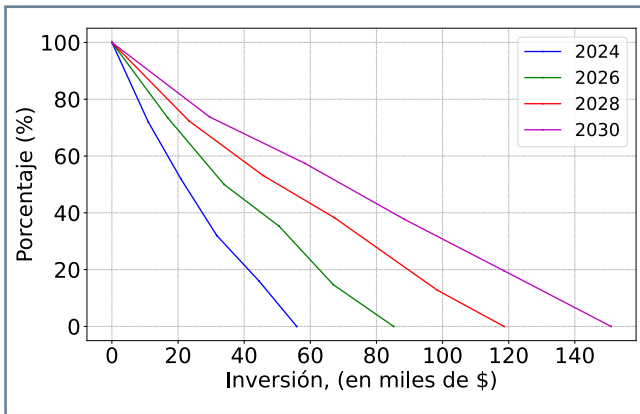


Figura 42: Riesgo asociado a problemas por sobrecargas en la red debido a la penetración de VE y cargadores MT en función a la inversión económica, EDENORTE

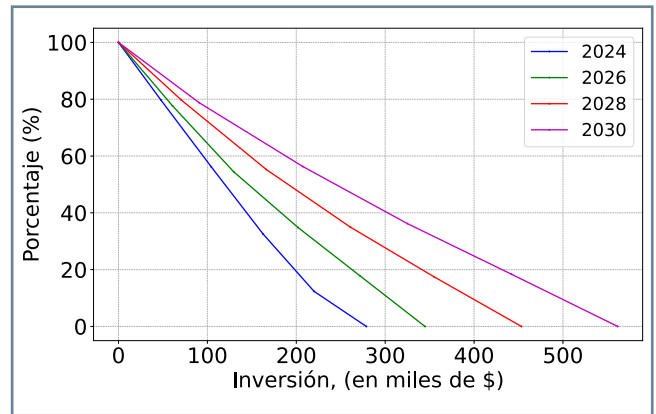


Figura 43: Riesgo asociado a problemas por sobrecargas en la red debido a la penetración de VE y cargadores MT en función a la inversión económica, EDESUR



6. CONCLUSIONES

Del análisis de los circuitos de EDENORTE y EDESUR con penetración de vehículos eléctricos al mediano plazo, se detectaron como los potenciales desafíos, la tensión de los consumidores de la red BT, la sobrecarga de transformadores, y la sobrecarga de conductores BT y MT. Las oscilaciones de tensión y las distorsiones armónicas no se prevén como problemas que requieran medidas de mitigación o inversión para ser resueltos.

Se realizaron extensas simulaciones con series temporales de flujos de potencia en el software OpenDSS, y se demostró que el criterio más restrictivo para la red son las caídas de tensión en los clientes que instalen una estación de recarga de VE, seguido de las sobrecargas de transformadores que alimentan a estos clientes. Las sobrecargas de conductores resultaron

prácticamente inexistentes y no se esperan inversiones en este sentido. Cabe destacar que la red de EDESUR, debido a la alta curva de demanda que proporcionó la empresa para el circuito, ya se encontraba al límite de su capacidad en el ramal principal que sale de la subestación antes de modelar los VE.

La medida de mitigación implementada para reducir la cantidad de elementos de la red afectados consistió en gestión de la demanda por desconexión de los VE, donde se priorizaron los clientes con estado de carga de batería más bajo, mientras que, a los clientes más cargados, se les desconectó de forma escalonada hasta llegar a valores inferiores a la capacidad nominal del transformador. Esta técnica de mitigación requiere un control centralizado, sin embargo, se basa en una regla sencilla que no



requiere optimización. Además, se decidió fijar una inyección de reactivo por parte de los cargadores de 0.2 pu para contribuir con la mejora del perfil de tensión.

Esta medida de mitigación fue sumamente útil para todos los criterios de impacto, a pesar de no contemplar un control de tensión especializado ya que se enfoca en la sobrecarga del transformador. Esta técnica de mitigación requiere un control centralizado en el transformador de cada circuito secundario, por lo que presenta un desempeño más alto que los controles dispersos y, además, no depende de la disposición del cliente dueño del VE, como lo haría una tarifa dinámica.

Adicionalmente, el impacto de dicha medida de mitigación fue medido como kWh/día/cliente no facturados, que eventualmente se reduce con el aumento de VE. Con esto se pueden comparar medidas de mitigación en términos económicos.

Se realizó también un estudio para proyectar la inserción de VE entre 2024 y 2030, incluyendo el crecimiento de la demanda eléctrica y potenciales localizaciones de estaciones de recarga rápida. Se notó que efectivamente, cuanto mayor la penetración de los VE, mayor es el impacto. Sin embargo, se puede controlar con medidas de mitigación adecuadas, y seleccionar los puntos más críticos a través de los resultados plasmados en los sistemas de información geo-referenciada.

La segunda parte de documento presentó los resultados de un estudio para el dimensionamiento de la inversión en refuerzos de la red debido a los impactos por la penetración gradual de VE. Se incluyó además en esta inversión, el impacto de los cargadores rápidos conectados a la red de MT del 2024 al 2030.

Se diseñó una metodología para la ubicación geográfica de tales cargadores rápidos en la red MT basada en la densidad de VE según sus coordenadas espaciales, la disponibilidad de red trifásica y la proximidad a centros urbanos de alto tránsito vehicular debido a actividades comerciales e industriales.

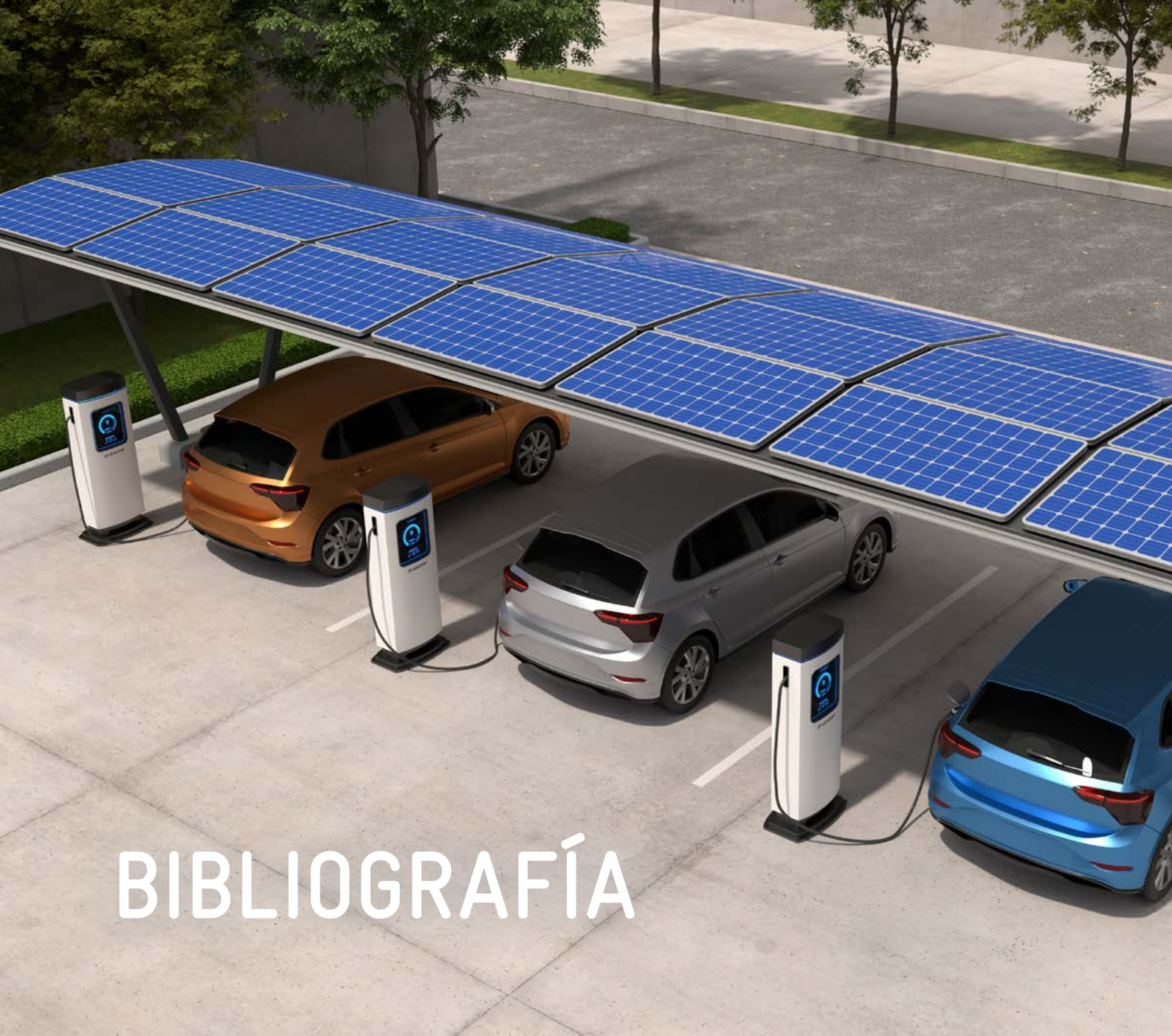
Posteriormente, se creó una metodología para la estimación de inversión económica en equipos para refuerzos de la red, que resuelvan las restricciones técnicas existentes y las que puedan ocasionar los VE. Se detectó que la inversión dominante es el refuerzo de transformadores. Los resultados se presentaron en forma de gráficos de inversión escalonada que permiten al usuario definir techos de inversión asociados a una cantidad de elementos sobrecargados, que se pueden ver como el riesgo asumido para un escenario de inversión.

Estos resultados muestran que el mayor foco de atención debe ser la solución de problemas de sobrecarga de transformadores y problemas de baja tensión en los puntos de consumo, como indica la literatura de impactos de VE.

Un resultado sumamente importante de este estudio es el contraste en los costos estimados para refuerzo de la red, que son fruto del grado de detalle en la información proporcionada por las empresas. Al contar con información de la red BT y una curva de demanda de potencia activa y reactiva en subestación, detallada para un año completo y con una resolución alta, se observaron los problemas hasta el punto de conexión del VE con la red de forma geo-referenciada, y además estimar costos de refuerzo mucho más bajos en todos los escenarios. Así, se recomienda a las empresas expandir el detalle de sus sistemas de información geo-referenciada, no solo para control de activos, sino para detección y estimación de problemas y necesidades de inversión.

Se observó que con inversiones puntuales se puede resolver los problemas detectados y maximizar la penetración de VE, sin necesidad de implementar esquemas complejos de control para gestión de la demanda que eviten sobrecarga de transformadores e impacten la carga del cliente y facturación de la empresa.

Todos los resultados obtenidos siguen metodologías sencillas pero eficaces, que no utilizan técnicas de optimización, basadas en reglas y en modelado de la red eléctrica a partir de sistemas de información geográfica y simulación de flujos de potencia tipo serie temporal. Los datos utilizados pueden ser fácilmente ajustados por las compañías eléctricas de acuerdo con localizaciones deseadas de los VE, comportamientos estadísticos de los clientes, y costos de los componentes.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gerencia de Estudios Económicos y Tributarios, «Boletín Estadístico: Parque vehicular 2022,» 2022.
- [2] International Energy Agency, “Global EV Outlook 2023,” 2023.
- [3] SAE, “SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler J1772_201710,” 2017.
- [4] IEC, “IEC 62196-1:2022 Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 1: General requirements,” 2022.
- [5] Superintendencia de Electricidad, «Resolución SIE-137-2022-REG: Reglamento Técnico para Estaciones de Recarga de Vehículos Eléctricos,» 2022.
- [6] Comisión Nacional de Energía, «Estadísticas Energéticas,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/>.
- [7] R. Green, L. Wang and M. Alam, “The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 1, pp. 544-553, 2011.

- [8] L. Pieltain, T. Román, R. Cossent, C. Domingo and P. Frías, "Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks," *IEEE Transactions in Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 206-213, 2011.
- [9] P. Papadopoulos, S. Skarvelis-Kazakos, I. Grau, L. Cipcigan and N. Jenkins, "Electric vehicles' impact on British distribution networks," *IET Electrical Systems in Transportation*, vol. 2, no. 3, pp. 91-102, 2012.
- [10] Z. Darabi and M. Ferdowsi, "Aggregated Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Demand Profile," *IEEE Transactions in Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 501-508, 2011.
- [11] K. Dyke, N. Schofield and M. Barnes, "The Impact of Transport Electrification on Electrical Networks," *IEEE Transactions in Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3917-3926, 2010.
- [12] K. Clement-Nyns, E. Haesen and J. Driesen, "The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid," *IEEE Transactions in Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 371-380, 2010.
- [13] M. Elnozahy and M. Salama, "A comprehensive study of the impacts of PHEVs on residential distribution networks," *IEEE Transactions in Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 332-342, 2014.
- [14] J. Quirós-Tortós et al., "Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks," *IEEE Transactions in Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 3028-3039, 2016.
- [15] R. Leou, C. Su and C. Lu, "Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network," *IEEE Transactions in Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1055-1063, 2014.
- [16] A. Procopiou, J. Quiros-Tortos and L. Ochoa, "HPC-Based Probabilistic Analysis of LV Networks with EVs: Impacts and Control," *IEEE Transactions in Smart Grid*, vol. 8, no. 3, pp. 1479-1487, 2017.
- [17] A. Dubey and S. Santoso, "Electric Vehicle Charging on Residential Distribution Systems: Impacts and Mitigations," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 1871-1893, 2015.
- [18] W. Xu, "Interconnection of Inverter-Based Resources- Power Quality Aspects," *IEEE PES Smart Grid Resource Center*, 2023.
- [19] J. Quirós-Tortós, G. Valverde, O. Pereira y B. Zúñiga, «Digitalización como herramienta de estudio de integración de los vehículos eléctricos en las redes de distribución y propuestas de reutilización de baterías – Informe Final,» 2019.
- [20] D. Leiva, C. Araya, G. Valverde and J. Quiros-Tortos, "Statistical representation of demand for GIS-based load profile allocation in distribution networks," in *Powertech*, Manchester, 2017.
- [21] R. González, A. Arguello, G. Valverde and J. Quirós-Tortós, "OpenDSS-based distribution network analyzer in open source GIS environment," in 2017, Morelia, México, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition-Latin America*.
- [22] G. Valverde, A. Arguello, R. González and J. Quirós-Tortós, "Integration of open source tools for studying large-scale distribution networks," *IET Generation, Transmission and Distribution*, 2017.
- [23] QGIS, [Online]. Available: <https://qgis.org/es/site/forusers/download.html>.
- [24] QGIS2OpenDSS, [Online]. Available: <https://github.com/EPERLab/QGIS2OpenDSS>.
- [25] A. Arguello, G. Gómez, J. Quirós-Tortós and G. Valverde, "Distribution Network Element Model Parameters: Creation of Database," in *IEEE 38th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXVIII)*, San Salvador, El Salvador, 2018.
- [26] OpenDSS, [Online]. Available: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>.
- [27] Python, [Online]. Available: <https://www.python.org/>.

- [28] E. Sortomme, M. Hindi, S. D. J. MacPherson and S. Venkata, "Coordinated charging of plug-in hybrid electric vehicles to minimize distribution system losses," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 186-193, 2011.
- [29] M. Zhongjing, D. Callaway, and I. Hiskens, "Decentralized Charging Control of Large Populations of Plug-in Electric Vehicles," *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 21, no. 1, pp. 67-78, 2013.
- [30] J. Hu, S. You, M. Lind, J. Østergaard, "Coordinated charging of electric vehicles for congestion prevention in the distribution grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 703-711, 2014.
- [31] J. Chenru, T. Jian, and P. Ghosh, "Optimizing Electric Vehicle Charging: A Customer's Perspective," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 62, no. 7, pp. 2919-2927, 2013.
- [32] M. Azzouz, M. Shaaban, and E. El-Saadany, "Real-Time Optimal Voltage Regulation for Distribution Networks Incorporating High Penetration of PEVs," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3234-3245, 2015.
- [33] J. Quirós-Tortós et al., "Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 3028-3039, 2016.
- [34] J. De Hoog, T. Alpcan, M. Brazil, D. A. Thomas, and I. Mareels, "Optimal charging of electric vehicles taking distribution network constraints into account," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 365-375, 2015.
- [35] K. Petrou, J. Quirós-Tortós and L. Ochoa, "Controlling electric vehicle charging points for congestion management of UK LV networks," in *IEEE PES ISGT*, 2015.
- [36] A. O'Connell, D. Flynn, and A. Keane, "Rolling multi-period optimization to control electric vehicle charging in distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 340-348, 2014.
- [37] P. Richardson, D. Flynn, A. Keane, "Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 268-279, 2012.
- [38] I. Sharma, C. Canizares, and K. Bhattacharya, "Smart Charging of PEVs Penetrating Into Residential Distribution Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1196-1209, 2014.
- [39] A. S. M. P. S. M. a. M. A. S. M. S. Deilami, "Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 456-467, 2011.
- [40] M. Singh, K. Thirugnanam, P. Kumar, and I. Kar, "Real-time coordination of electric vehicles to support the grid at the distribution substation level," *IEEE Systems Journal*, vol. 9, no. 3, pp. 1000-1010, 2015.
- [41] F. Ni, L. Yan, K. Wu, M. Shi, J. Zhou, and X. Chen, "Hierarchical Optimization of Electric Vehicle System Charging Plan Based on the Scheduling Priority," *Journal of Circuits, Syst. Comput.*, 2019.
- [42] W. Yao, J. Zhao, F. Wen, Y. Xue, and G. Ledwich, "A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2768-2778, 2013.
- [43] C. Shao, X. Wang, X. Wang, C. Du, and B. Wang, "Hierarchical Charge Control of Large Populations of EVs," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 1147-1155, 2016.
- [44] X. Luo, K. W. Chan, and X. Luo, "Real-time scheduling of electric vehicles charging in low-voltage residential distribution systems to minimise power losses and improve voltage profile," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 3, pp. 516-529, 2014.
- [45] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 371-380, 2010.
- [46] L. Hua, J. Wang, and C. Zhou, "Adaptive Electric Vehicle Charging Coordination on Distribution Net," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2666-2675, 2014.

- [47] L. Wang, A. Dubey, A. H. Gebremedhin, A. K. Srivastava and N. Schulz, "MPC-Based Decentralized Voltage Control in Power Distribution Systems With EV and PV Coordination," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 2908-2919, 2022.
- [48] S. Xu, Z. Yan, D. Feng and X. Zhao, "Decentralized charging control strategy of the electric vehicle aggregator based on augmented Lagrangian method," *International Journal of Electrical Power & energy Systems*, vol. 104, pp. 673-679, 2019.
- [49] N. I. Nimalsiri, C. P. Mediwaththe, E. L. Ratnam, M. Shaw, D. B. Smith and S. K. Halgamuge, "A Survey of Algorithms for Distributed Charging Control of Electric Vehicles in Smart Grid," *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 21, no. 11, pp. 4497-4515, 2020.
- [50] ETED, «Estadísticas Institucional, ETED, 2016 – 2023,» [En línea]. Available: <https://eted.gov.do/transparencia/index.php/estadisticas-institucionales>.
- [51] INTRANT, «Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica República Dominicana,» 2020.
- [52] ARESEP-UCR, «METODOLOGÍA DE VALORACION DE LAS INVERSIONES, PARA EL SECTOR ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN,» Costa Rica, 2014.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de