

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Análisis del Impacto en las Redes de Distribución por la Implementación de
Cargadores de Vehículos Eléctricos en la ciudad de Guayaquil.

INGE-2456

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

- Jean Tayron Martínez Macías
- Wilfrido Xavier Quezada López

Guayaquil - Ecuador

Año: 2024

Agradecimientos

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento al Ing. Douglas Aguirre por su valiosa colaboración al facilitarnos los datos de consumo del sector de Guayaquil. Su apoyo fue fundamental para llevar a cabo el estudio de nuestra tesis, permitiéndonos analizar en profundidad la capacidad de los transformadores en la zona. Su generosidad y disposición para compartir su conocimiento y recursos fueron esenciales para el éxito de este proyecto. ¡Gracias por ser una parte integral de nuestro logro académico!

Declaración Expresa

Nosotros, Jean Tayron Martínez Macías y Wilfrido Xavier Quezada López acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

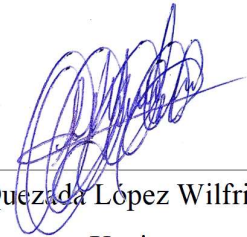
En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 31 de mayo del 2024.



Martínez Macías Jean

Tayron



Quezada López Wilfrido

Xavier

Evaluadores

Renan Xavier Zambrano Aragundy

Profesor de Materia

Douglas Mauricio Aguirre

Hernández

Tutor de proyecto

Resumen

El proyecto tiene como objetivo analizar el impacto de la implementación de cargadores de vehículos eléctricos en las redes de distribución eléctrica de Guayaquil, evaluando cómo la creciente demanda podría afectar la capacidad de los transformadores residenciales. La hipótesis sugiere que la red actual podría experimentar sobrecargas significativas con la incorporación de múltiples cargadores, lo que justifica la necesidad de este estudio. Para el desarrollo del proyecto, se utilizaron simulaciones en el software ETAP, datos de consumo energético proporcionados por CNEL, y se aplicaron normativas vigentes del sector eléctrico ecuatoriano. Los resultados indicaron que, con la instalación de tres cargadores, los transformadores operan cerca del 80% de su capacidad, aproximándose al límite crítico de sobrecarga. Se concluye que es viable la instalación de transformadores adicionales de 50 kVA para manejar la nueva demanda, y se recomienda a CNEL realizar inspecciones periódicas y supervisión constante de la infraestructura eléctrica para evitar fallos y mantener la estabilidad del sistema.

Palabras Clave: Redes de distribución, simulaciones, transformadores, demanda energética, infraestructura eléctrica.

Abstract

This project aims to analyze the impact of implementing electric vehicle chargers on the distribution networks in Guayaquil, evaluating how the increasing demand could affect the capacity of residential transformers. The hypothesis suggests that the current grid may face significant overloads with the addition of multiple chargers, justifying the need for this study. The project utilized simulations in ETAP software, energy consumption data provided by CNEL, and applied current regulations in the Ecuadorian electric sector. The results indicated that with three chargers installed, transformers operate near 80% of their capacity, approaching the critical overload threshold. It is concluded that installing additional 50 kVA transformers is a viable solution to manage the new demand, and CNEL is recommended to conduct regular inspections and continuous supervision of the electrical infrastructure to prevent failures and maintain system stability.

Keywords: Distribution networks, simulations, transformers, energy demand, electrical infrastructure.

Índice general

Agradecimientos	ii
Declaración expresa	iii
Evalúadores	iv
Abstract	ii
Abreviaturas	vii
Simbologías	viii
Índice de figuras	ix
Índice de tablas	xiv
1. CAPÍTULO 1	1
1.1. Introducción	1
1.2. Descripción del Problema	2
1.3. Justificación del Problema	3
1.4. Objetivos	3
1.4.1. Objetivo general	3
1.4.2. Objetivos específicos	4
1.5 Marco teórico	4
1.5.1. Clasificación de vehículos eléctricos	4
1.5.2. Componentes comunes en vehículos eléctricos	6
1.5.3. Clasificación de los Cargadores de VE	8
1.5.4. Tipos de vehículos eléctricos en el Ecuador	11
1.5.5. Regulaciones y normativas en el sector de electromovilidad de uso residencial	13
1.5.6. Esquema de cobro residencial por carga de vehículo eléctrico	15
1.5.7. Instalación de cargadores de VE residenciales.	16
1.5.8 Diagrama Unifilar	29

2.	CAPÍTULO 2.....	32
2.1.	Situación actual de ecuador.....	32
2.2.	Potencia instalada y demanda de energía.....	37
2.3.	Metodología	43
2.3.1.	Selección de la Zona de Estudio	43
2.3.1.	Elección del Transformador.....	44
2.3.2.	Características del Transformador	45
2.3.3.	Conexiones del Transformador.....	46
3.	CAPÍTULO 3.....	50
3.1.	Diseño preliminar	50
3.1.1.	Análisis de la carga existente.....	50
3.1.2.	Elección del vehículo eléctrico	51
3.1.3.	Elección del cargador de vehículo eléctrico	52
3.1.4.	Perfil de carga del cargador eléctrico.....	53
3.1.5.	Configuración del software de simulación	55
3.2.	Facturación de energía eléctrica.....	66
3.2.1.	Facturación con demanda base residencial sin cargadores de vehículos eléctricos.....	66
3.2.2.	Facturación con demanda base residencial y cargadores de vehículos eléctricos.....	68
3.3.	Escenarios de simulación	71
3.3.1.	Con carga base residencial existente sin cargador de vehículo eléctrico.....	71
3.3.2.	Con carga base residencial y cargadores de vehículos eléctricos	71
3.4.	Análisis de resultados de simulaciones	92
3.4.1.	Con carga base residencial.....	92
3.4.2.	Con acometida compartida	93
3.4.3.	Con acometida independiente	95

3.5.	Soluciones	96
4.	CAPÍTULO 4.....	99
4.1.	Conclusiones	99
4.2.	Recomendaciones.....	101
5.	Bibliografía	102
6.	ANEXOS	104
	Anexo 1: Carga base residencial sin cargador de VE.....	104
	Anexo 2: Unifilar general con carga base residencial y cargador de VE con acometida compartida	105
	Anexo 3: Unifilar general con carga base residencial y cargador de VE con acometida independiente.....	106
	Anexo 4: Fecha y hora donde el transformador presenta el mayor porcentaje de carga posible con las cargas residenciales.....	107
	Anexo 5: Fecha y hora donde la barra presenta el menor porcentaje de tensión con las cargas residenciales	107
	Anexo 6: Fecha y hora donde el transformador presenta el mayor porcentaje de carga posible con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida compartida	108
	Anexo 7: Fecha y hora donde las barras presentan mínimo voltaje con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida compartida.....	109
	Anexo 8: Fecha y hora donde el transformador presenta el mayor porcentaje de carga posible con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida individual	110
	Anexo 9: Fecha y hora donde las barras presentan mínimo voltaje con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida individual	111
	Anexo 10: Facturación con demanda base residencial sin cargadores de vehículos eléctricos	112

Anexo 11: Facturación del consumo de energía eléctrica con cargadores de vehículos eléctricos sin medidor preferencial	113
Anexo 12: Costos de carga de vehículos eléctricos para diferentes hábitos	114
Anexo 13: Facturación del consumo de energía eléctrica con medidor para cargadores de vehículos eléctricos	115
Anexo 14: Diferencias de costos de consumo eléctrico al disponer de un medidor exclusivo para cargador de VE	116
Anexo 15. Potencia máxima consumida con tres transformadores	117
Anexo 16. Porcentaje mínimo de voltaje en barras con tres transformadores	118

Abreviaturas

AEADE	Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador
ARCERNNR	Agencia de Regulación y control de Energías Renovables No Naturales
ATM	Agencia de Tránsito y Movilidad
CPE	Código de Práctica Ecuatoriana
EERSSA	Empresa eléctrica regional del sur S.A.
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
NEC	Norma Ecuatoriana de la Construcción
SP EE	Servicio Público de Energía Eléctrica
VE	Vehículos Eléctricos

Simbologías

A	Amperios
GWh	Gigavatio hora
km	kilómetro
kWh	kilovatio hora
MVA	Mega voltios amperios
MUSD	Millones de dólares
V	Voltio
W	Vatio

Índice de figuras

Ilustración 1. Vehículo eléctrico a batería [1].....	5
Ilustración 2. Vehículo eléctrico híbrido [1].....	6
Ilustración 3. Modos de carga [3]	9
Ilustración 4. Cargo tarifario por horas al día. [12]	16
Ilustración 5. Disyuntor contra sobre corrientes	26
Ilustración 6. Protección diferencial	27
Ilustración 7. Puesta a tierra [18]	28
Ilustración 8. Acometida compartida.	30
Ilustración 9. Acometida independiente.	31
Ilustración 10. Área de estudio escogida, Ceibos Norte de la ciudad de guayaquil.	44
Ilustración 11. Transformador escogido en el sector Ceibos Norte en Guayaquil.	44
Ilustración 12. Información del poste P000078.	45
Ilustración 13. Información acerca del transformador N° 0442550 escogido.	46
Ilustración 14. Tramo aéreo de media tensión que alimenta al transformador.	46
Ilustración 15. Tramo aéreo de baja tensión que alimenta las cargas.	47
Ilustración 16. Información del tramo aéreo de baja tensión.	47
Ilustración 17. Cargas conectadas al transformador N°0442550.....	48
Ilustración 18. Luminarias conectadas al transformador N°0442550.....	49
Ilustración 19. Características de las luminarias conectadas al transformador.....	49
Ilustración 20. Luminaria de alumbrado público.	51
Ilustración 21. BYD e5.	52
Ilustración 22. Cargador eléctrico eHome de referencia.	53
Ilustración 23. Perfil de carga del hábito 1.	54
Ilustración 24. Perfil de carga del hábito 2.	55
Ilustración 25. Configuración del parámetro rating del transformador 442550 en ETAP.....	56
Ilustración 26. Configuración del parámetro impedancia del transformador 442550 en ETAP. .	56
Ilustración 27. Parámetros del conductor del usuario 1.....	57
Ilustración 28. Distancia de la acometida del usuario 2.....	57
Ilustración 29. Distancia del transformador a la acometida del usuario 2.	58

Ilustración 30. Distancia de la acometida del usuario 3.....	58
Ilustración 31. Distancia del transformador a la acometida del usuario 3.	59
Ilustración 32. Parámetros del conductor del usuario 4.....	59
Ilustración 33. Parámetros del conductor del usuario 5 y 11.....	60
Ilustración 34. Parámetros del conductor del usuario 6.....	60
Ilustración 35. Distancia de la acometida del usuario 7.....	61
Ilustración 36. Distancia del transformador a la acometida del usuario 7.	61
Ilustración 37. Parámetros del conductor del usuario 8.....	62
Ilustración 38. Distancia de la acometida del usuario 9 y 10.....	62
Ilustración 39. Distancia del transformador a la acometida del usuario 9 y 10.	63
Ilustración 40. Parámetros del conductor para la luminaria 1.	63
Ilustración 41. Parámetros del conductor para la luminaria 2.	64
Ilustración 42. Parámetros del conductor de alimentación de la luminaria 3 y 4.	64
Ilustración 43. Parámetros del conductor para la luminaria 3 y 4.	65
Ilustración 44. Diagrama unifilar de la red eléctrica de estudio.	66
Ilustración 45. Cálculo de la facturación de energía según el pliego. Se tomó como imagen de referencia el cálculo para el medidor 1188028 con consumo de 5297 kWh-mes.	67
Ilustración 46. Costo de comercialización según el consumo de energía.....	68
Ilustración 47. Cargos tarifarios de demanda y energía para vehículos eléctricos de CNEL UN GUAYAQUIL.....	69
Ilustración 48. Factor de gestión de demanda de vehículos eléctricos.	69
Ilustración 49. Gráfica sobre la diferencia de costos entre medir el consumo de energía del cargador de VE con un medidor exclusivo frente a medir con el medidor de consumo residencial existente.	70
Ilustración 50. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo para una carga residencial....	72
Ilustración 51. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo para una carga residencial.	73
Ilustración 52. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 1 cargador eléctrico	73
Ilustración 53. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 1 cargador eléctrico	74

Ilustración 54. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos	74
Ilustración 55. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos	75
Ilustración 56. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos	75
Ilustración 57. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos	76
Ilustración 58. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos	76
Ilustración 59. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos	77
Ilustración 60. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos	77
Ilustración 61. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos	78
Ilustración 62. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos	78
Ilustración 63. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos	79
Ilustración 64. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos	79
Ilustración 65. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos	80
Ilustración 66. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos	80
Ilustración 67. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos	81
Ilustración 68. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos	81

Ilustración 69. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos	82
Ilustración 70. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 1 cargador eléctrico	83
Ilustración 71. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 1 cargador eléctrico	83
Ilustración 72. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos	84
Ilustración 73. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos	84
Ilustración 74. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos	85
Ilustración 75. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos	85
Ilustración 76. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos	86
Ilustración 77. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos	86
Ilustración 78. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos	87
Ilustración 79. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos	87
Ilustración 80. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos	88
Ilustración 81. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos	88
Ilustración 82. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos	89
Ilustración 83. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos	89

Ilustración 84. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos	90
Ilustración 85. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos	90
Ilustración 86. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos	91
Ilustración 87. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos	91
Ilustración 88. Diagrama unifilar proyectado con dos transformadores adicionales	97

Índice de tablas

Tabla 1. Tipos de conectores según su nivel de carga. [2]	10
Tabla 2. Ventas de vehículos eléctricos en Ecuador por marca y modelo en el 2023. [4]	12
Tabla 3. Marca y modelo de cargadores eléctricos con menos de 10 kW.	13
Tabla 4. Clasificación de aislamiento de conductores. [13]	18
Tabla 5. Capacidad de conductores según el calibre. [13].....	19
Tabla 6. Constante K de calibre AWG. [17].....	21
Tabla 7. Número de conductores para vehículos eléctricos.....	22
Tabla 8. Capacidad de corriente para cables y cordones flexibles.	23
Tabla 9. Capacidad de corriente para los cables de tipo SC, SCE, SCT, G y W	24
Tabla 10. Tamaño de tuberías y N° de conductores. [13].....	25
Tabla 11. Ventas de vehículos puramente eléctricos en Ecuador por marca y modelo en el 2023. [4].....	32
Tabla 12. Ventas de vehículos puramente eléctricos e híbridos en Ecuador en el 2023. [19].....	33
Tabla 13. Número de puntos de recarga en Ecuador. [20].....	34
Tabla 14. Potencia instalada y demanda de energía en el Ecuador, 2023. [21].....	37
Tabla 15. Demandas máximas de potencia por distribuidora (MW), 2023. [21]	38
Tabla 16. Número de consumidores regulados y no regulados, 2023. [22].....	39
Tabla 17. Consumo promedio mensual, periodo 2014-2023 (kWh/consumidor), 2023. [22].....	39
Tabla 18. Número y capacidad de transformadores por distribuidora, 2023 [22]	40
Tabla 19. Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2023. [22].....	41
Tabla 20. Precio medio de la energía facturada por tipo de servicio, 2023. [22]	42
Tabla 21. Longitud de redes secundarias por distribuidora en 2023, parte 1 [22].....	42
Tabla 22. Longitud de redes secundarias por distribuidora en 2023, parte 2 [22].....	43
Tabla 23. Número de medidor de los usuarios conectados al transformador.	48
Tabla 24. Energía y potencia instalada de las cargas existentes en el sector.....	50
Tabla 25. Formato compatible con ETAP.	65
Tabla 26. Datos para estimar un factor para obtención de potencia pico.	98

1. CAPÍTULO 1

1.1. Introducción

Ecuador ha registrado un notable incremento en la adopción de vehículos eléctricos (VE), especialmente en zonas urbanas como Guayaquil. Este cambio responde a la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar los efectos del cambio climático. Sin embargo, la transición hacia una movilidad eléctrica presenta desafíos significativos para la infraestructura eléctrica, en particular en relación con la capacidad de las redes de distribución para manejar la demanda adicional generada por la carga de estos vehículos.

La mayoría de los vehículos en circulación en Guayaquil aún dependen de combustibles fósiles, lo que contribuye de manera sustancial a la contaminación del aire y a la emisión de gases nocivos. Con la introducción de vehículos eléctricos, se busca disminuir estas emisiones, pero al mismo tiempo, surge el reto de asegurar que la infraestructura eléctrica existente pueda soportar el aumento en la demanda sin comprometer la estabilidad y la eficiencia del suministro eléctrico.

El problema central que este proyecto aborda es la capacidad limitada de los transformadores residenciales para manejar incrementos súbitos en la demanda energética. La hipótesis de este estudio es que, con la incorporación de múltiples cargadores eléctricos, los transformadores existentes en sectores residenciales pueden llegar a operar por encima de su capacidad nominal, lo que podría derivar en sobrecargas, fallos en la red y, en última instancia, interrupciones en el suministro eléctrico.

Para enfrentar este desafío, es necesario realizar un análisis detallado de la capacidad de la red de distribución eléctrica, identificando los puntos críticos donde la infraestructura podría no ser suficiente para soportar la nueva carga. Además, es fundamental proponer estrategias y

soluciones que permitan a los operadores de red y a los usuarios finales implementar cargadores eléctricos de manera segura y eficiente, sin comprometer la fiabilidad del sistema eléctrico.

En este estudio se han utilizado herramientas de simulación avanzada, como el software ETAP, para modelar y analizar la respuesta de la red ante diferentes escenarios de carga. Se han empleado datos reales de consumo energético, proporcionados por CNEL, lo que ha permitido realizar simulaciones precisas y ajustadas a la realidad del sector de estudio. Estas simulaciones se han llevado a cabo considerando diferentes configuraciones de carga y diversos números de cargadores eléctricos, con el fin de determinar el punto en el cual los transformadores comienzan a operar fuera de sus límites seguros.

El proyecto también tiene en cuenta las normativas vigentes en el sector eléctrico ecuatoriano, las cuales establecen restricciones específicas para la instalación de transformadores y cargadores en zonas residenciales. Estas regulaciones son fundamentales para garantizar que las soluciones propuestas no solo sean técnicamente viables, sino también legalmente conformes con las normativas nacionales.

1.2. Descripción del Problema

Ecuador comenzó a importar vehículos eléctricos (VE) en 2017 en un acuerdo establecido con la empresa china BYD y con esto, la venta de vehículos eléctricos ha ido aumentando, logrando una venta de 1823 vehículos en el año 2023.

Con la creciente adopción de vehículos eléctricos (VE), la red de distribución eléctrica de Guayaquil enfrenta varios desafíos, entre ellos la capacidad limitada para manejar incrementos súbitos en la demanda de energía, causando sobrecargas y posibles fallos en la red (Andrade, 2022). Es esencial identificar los puntos críticos dentro de la infraestructura eléctrica que podrían verse más afectados y desarrollar estrategias para mitigarlos. Esto incluye la evaluación de la

capacidad de los transformadores, la resistencia de las líneas de transmisión y la eficiencia de las subestaciones eléctricas (Hurtado, 2020).

1.3. Justificación del Problema

Para abordar estos problemas, se requiere un análisis que considere diversas variables, como el número de VE esperados, los patrones de uso de los cargadores, y los tiempos pico de demanda. Este análisis permitirá identificar las necesidades específicas de actualización y expansión de la red. Además, se deben proponer soluciones innovadoras y sostenibles que no solo mitiguen los impactos negativos en la red eléctrica, sino que también faciliten la adopción masiva de VE. Estas soluciones pueden incluir la implementación de tecnologías de gestión de la demanda, el uso de fuentes de energía renovable y la mejora de la eficiencia energética en la infraestructura existente (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021).

La relevancia de resolver este problema reside en la necesidad de garantizar que la transición hacia la movilidad eléctrica no afecte la estabilidad del suministro eléctrico para otros usos en la ciudad. Además, al enfrentar estos desafíos, se promueve una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero y se avanza en el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad urbana (Ecuador TV, 2021). Por lo tanto, este estudio es crucial para asegurar un futuro energético sostenible y resiliente en Guayaquil.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

- Evaluar el efecto de la implementación de cargadores de vehículos eléctricos en las redes de distribución mediante simulaciones para garantizar una operación sostenible y eficiente.

1.4.2. Objetivos específicos

- Evaluar, a través de simulaciones, cómo se verá afectada la red de distribución eléctrica en un sector de Guayaquil con la instalación de cargadores para vehículos eléctricos.
- Evaluar el impacto y los requisitos para la correcta instalación de cargadores de carga lenta en el sector residencial.
- Proponer mejoras y soluciones para mitigar posibles impactos negativos en la red.

1.5 Marco teórico

Para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático, varios países han optado por la movilidad eléctrica como una opción sostenible en comparación a los vehículos de combustión interna. No obstante, su adopción generalizada está estrechamente vinculada a la disponibilidad de infraestructura de carga; por lo que, este proyecto se enfoca en examinar el impacto y la viabilidad de instalar cargadores de vehículos eléctricos en redes de media tensión en un sector específico de Guayaquil.

1.5.1. Clasificación de vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos (VE) se agrupan en dos tipos principales: vehículos 100% eléctricos, conocidos como BEV (en inglés) y los híbridos enchufables, denominados PHEV (en inglés).

- **Vehículos totalmente eléctricos (BEV)**

Los vehículos totalmente eléctricos, también conocidos como BEV (Battery Electric Vehicles), son vehículos que funcionan exclusivamente con un motor eléctrico y un conjunto de baterías recargables, no producen emisiones al medio ambiente y ofrece una conducción eficiente y silenciosa. Según el tipo y marca de vehículo su autonomía puede variar desde unos cientos hasta

unos 500km. Estos vehículos pueden recargarse según su nivel de recarga en residencia, estaciones de carga pública (electrolineras) brindando una versatilidad para el usuario.

Vehículo Eléctrico a Batería

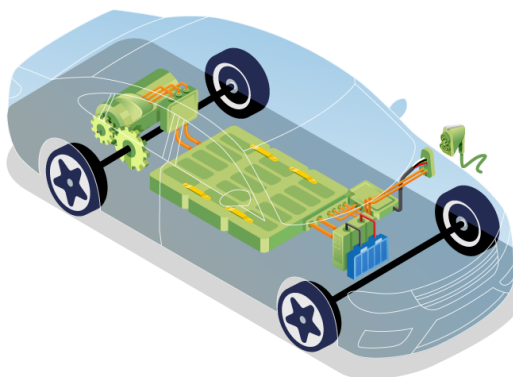
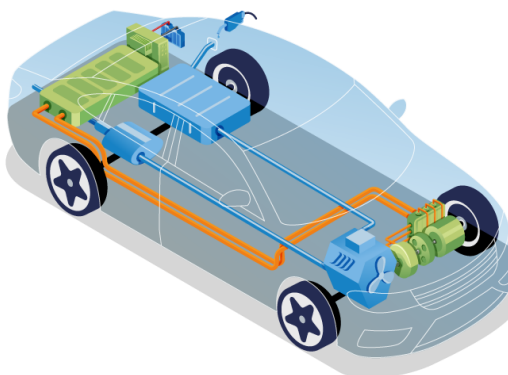


Ilustración 1. Vehículo eléctrico a batería [1]

- **Vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV)**

Los vehículos eléctricos híbridos enchufables combinan un motor eléctrico, similar a los totalmente eléctricos, con uno de combustión interna (combustible fósil) y una batería recargable con una mayor capacidad comparada con los híbridos convencionales. Esta configuración permite que el vehículo pueda funcionar en modo eléctrico durante distancias moderadas de entre 30 a 80 km según el modelo y el uso. Una vez que las baterías se descargan entra en funcionamiento el motor de combustión interna extendiendo la autonomía del vehículo.

Vehículo Eléctrico Híbrido

*Ilustración 2. Vehículo eléctrico híbrido [1]*

1.5.2. Componentes comunes en vehículos eléctricos

Indistintamente del tipo de vehículo eléctrico, el tren motriz eléctrico que conduce la potencia del motor a las ruedas es común en todos estos vehículos. Para los vehículos totalmente eléctricos este componente sustituye totalmente al motor a gasolina y a varios elementos asociados a este motor, en cambio para los vehículos híbridos enchufables el tren motriz eléctrico se añade al motor a gasolina para funcionar con elementos presentes en el vehículo. [1]

- **Motor eléctrico**

El motor eléctrico transforma la energía eléctrica de los acumuladores de energía o conjunto de baterías en energía mecánica mediante el principio del electromagnetismo, en un vehículo eléctrico se lo puede conocer como motor-generator debido a que además de mover el vehículo, en casos de disponer de frenado regenerativo, puede funcionar como generador. Dependiendo del tipo de vehículo este puede contener entre uno y cuatro motores instalados. [1]

- **Conjunto de baterías**

Un conjunto de baterías eléctricas es un dispositivo que almacena y suministra energía eléctrica para alimentar al motor eléctrico del vehículo y sus sistemas adicionales. Este conjunto

se compone de múltiples celdas comúnmente hechas de iones de litio que permite transformación de la energía química en energía eléctrica, estas celdas se instalan en varias disposiciones según la capacidad y la autonomía del vehículo. [1]

- **Inversor electrónico**

Un inversor electrónico es un dispositivo que convierte la corriente continua (CC), el cual es suministrada por el conjunto de baterías instaladas en el vehículo, en corriente alterna (CA) para alimentar el motor eléctrico debido a que muchos motores para vehículos eléctricos son de corriente alterna. Además de la conversión de la corriente este puede utilizarse en el control de la velocidad y potencia-par motor del vehículo, así también permite durante el frenado regenerativo el inversor puede disponer de la función de convertir la energía cinética del vehículo en eléctrica usada para recargar nuevamente las baterías. [1]

- **Conversor CC-CC**

Dentro del vehículo eléctrico existen sistemas electrónicos que no funcionan al mismo nivel de voltaje del conjunto de baterías por ello se disponen de convertidores de corriente continua a continua (CC-CC), estos ajustan el voltaje requerido por componentes como inversores, sistemas de gestión de baterías (BMS) permitiendo una gestión de la batería más eficiente y óptimo. [1]

- **Conector de carga enchufable**

El conector de carga enchufable es el punto de conexión en donde se conecta el cable de recarga de las baterías del vehículo. Este conector suele ser distinto dependiendo del tipo de vehículo y dependiendo del tipo de nivel de carga que admita el vehículo, está diseñado para garantizar la conexión segura y sólida para la transferencia de energía desde el cargador hacia el vehículo. [1]

1.5.3. Clasificación de los Cargadores de VE

a) Según su modo de carga [2]

Modo 1 o Schuko

- Es un tomacorriente de uso residencial utilizado en electrodomésticos domésticos.
- Utiliza un nivel de voltaje de 220VAC con una corriente máxima de 16A.
- Suministra una potencia de carga de 3,7kW.
- No dispone de seguridad entre el conector y la carga.

Modo 2 o carga lenta

- Es similar al modo 1 debido al uso del mismo tipo de nivel de voltaje y potencia.
- Dispone de una protección diferencial el cual protege ante una falla al vehículo y a la red pública.
- Adiciona un cable de control entre el vehículo y el cargador.
- Utilizado en VE pequeños y VE híbridos enchufables.

Modo 3 o carga semi-rápida

- Utiliza un Wall Box destinado solamente a la carga de VE.
- Se utiliza en centros comerciales, parqueos públicos, etc.
- Se dispone de una corriente de 32A y una potencia de 7.4kW, en corriente monofásica.
- En el caso de utilizar corriente trifásica su valor asciende a 63A con una potencia de suministro de 43kW.
- Utiliza conectores del tipo MENNEKES o YAZAKI (J1772)

Modo 4 o carga rápida

- Permite una carga de 0 a 70% en media hora.
- Es necesario el consumo mínimo de 50kW.
- Dispone de un sistema de comunicación entre el cargador y el VE.
- Utilizado comúnmente en electrolineras públicas.
- No es recomendado debido al efecto que produce en las baterías de los VE.

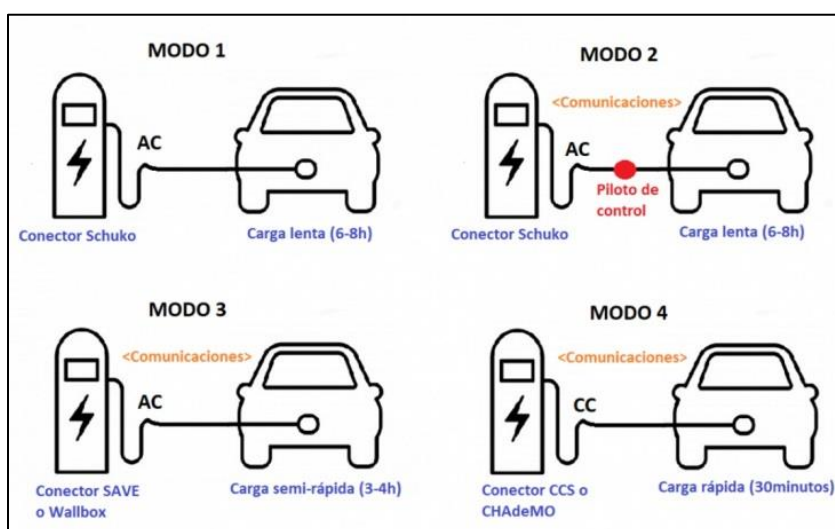


Ilustración 3. Modos de carga [3]

b) Según su nivel de carga [2]

- **Nivel 1:** Utiliza una toma de corriente del tipo Yazaki doméstica estándar con puesta a tierra incorporada, a un nivel de tensión de 120VAC monofásica, que no puede superar una potencia máxima de 1.4kW, adecuada para cargas nocturnas de vehículos que integren baterías pequeñas o vehículos eléctricos híbridos enchufables. Dispone de una velocidad de carga de entre 5-11km/h.

- **Nivel 2:** Utiliza una conexión de 208-240VAC monofásica con los mismos conectores que se usan en el nivel 1 de carga con una potencia de salida de entre 3.3-22kW y una corriente de aproximadamente 80 amperios. Dispone de una velocidad de carga de entre 19-128km/h.
- **Nivel 3 (Carga DC):** Utiliza conexiones combinadas especiales con conectores del tipo CHAdeMO, generalmente hasta 600V VDC proporcionando una potencia máxima de entre 30-500kW. Este sistema es utilizado en carreteras, centros comerciales y electrolineras debido a su capacidad de velocidad de carga el cual puede llegar alrededor de 2100km/h.

Tabla 1. Tipos de conectores según su nivel de carga. [2]

	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Tipo de conector	 Yazaki	 Yazaki	 CHAdeMO
	 Schuko	 Mennekes	 COMBO 1
	 Mennekes	 Scame	 COMBO 2
Voltaje	120 V	208 V - 240 V	400 V - 1000 V
	Corriente alterna	Corriente alterna	Corriente continua

Potencia típica de salida	1 kW – 1.4 kW	3.3 kW - 22 kW	30 kW - 500 kW
Corriente de salida	16 A	16 A / 63 A	125 A
Tiempo estimado de carga completa de PHEV.	5 – 6 h	1 – 2 h	S/D
Tiempo estimado de carga completa del BEV.	40 – 50 h	4 – 10 h	20 min – 1 h
Autonomía eléctrica estimada por hora de carga	3 – 8 km	16 – 32 km	290 – 386 km
Ubicaciones típicas	Hogar	Hogar, Público	Público

1.5.4. Tipos de vehículos eléctricos en el ecuador

El crecimiento de los vehículos eléctricos ha sido notable, impulsado por la necesidad de reducir las emisiones de carbono y fomentar la sostenibilidad ambiental, especialmente desde la llegada del Kia Soul EV en 2016. Según la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE), la comercialización de vehículos eléctricos ha experimentado un crecimiento sostenido gracias a la electrificación en el país. Entre las marcas más comunes en el mercado se encuentran

Kia, Hyundai, BYD y Renault. Destacan modelos como el Kia Soul EV y el Hyundai Kona Electric por su eficiencia energética, autonomía y avanzadas características tecnológicas. Por otro lado, el Renault Twizy y los modelos de BYD ofrecen opciones más asequibles para los consumidores. [4]

Tabla 2. Ventas de vehículos eléctricos en Ecuador por marca y modelo en el 2023. [4]

Vehículo	Capacidad y Tipo de Batería	Tipo de Conectores Admitidos	Autonomía	Potencia y Compatibilidad de Carga	N° de ventas en 2023
Nissan X-Trail e-POWER	2.1 kWh (híbrido, no aplica)	No aplica (híbrido)	No aplica (híbrido)	No aplica (híbrido)	1043
BYD Yuan Plus Standard Range	50,1 kWh Litio ferrofosfato	Schuko, CCS (Combo 2)	380 km (WLTP)	AC: 3,6kW, DC: 28,7kW (Lenta, Semirápida, Rápida)	103
Skywell ET5	72 kWh (iones de litio)	Tipo 2 (Mennekes), CCS (Combo 2)	400 km (WLTP)	AC: 6.6 kW, DC: 60-200 kW (Lenta, Semirápida, Rápida)	55
BYD Dolphin	44.9 kWh (iones de litio)	Tipo 2 (Mennekes), CCS (Combo 2)	405 km (NEDC)	AC: 5.6 kW, DC: 50 kW (Lenta, Semirápida, Rápida)	55
BYD e5	60.5 kWh (BYD Litio ferrofosfato)	Tipo 2 (Mennekes), CCS (Combo 2)	400 km (NEDC)	AC: 7 kW, 40kW (Lenta, Semirápida, Rápida)	47
Audi e-tron	95 kWh (iones de litio)	Tipo 2 (Mennekes), CCS (Combo 1)	417 km (WLTP)	AC: hasta 22 kW, DC: hasta 150 kW (Lenta, Semirápida, Rápida)	43
Dongfeng Rich 6 EV	67.09 kWh (Batería ternaria de iones de litio CATL)	Tipo 2 (Mennekes), GBT	403 km (NEDC)	AC: 6.6 kW, DC: 120 kW (Lenta, Semirápida, Rápida)	38
JAC E JS1	30.2 kWh (iones de litio)	Tipo 2 (Mennekes)	302 km (NEDC)	AC: 6.6 kW (Lenta, Semirápida)	26
MG Marvel	70 kWh (iones de litio)	Tipo 2-GBT	370 km (WLTP)	AC: 11 kW, DC: 92 kW (Lenta,	25

				Semirápida, Rápida)	
Mercedes-Benz EQA	66.5 kWh (iones de litio)	Schuko, CCS (Combo 2)	492 km (WLTP)	AC:3.6 kW, DC: 28.7 kW (Lenta, Semirápida)	25
Otras marcas	-	-	-	-	363
Total					1823

Tabla 3. Marca y modelo de cargadores eléctricos con menos de 10 kW.

Marca	Modelo	Características
Siemens	Versicharge	Potencia salida hasta 9.6 kW (40 A) o 11.5 kW (48 A) Tensión monofásica: 208/240 V AC, 60 Hz Configuración de corrientes de: 12, 16, 24, 32, 40 y 48 A Sección del conductor: Monofásica de 8 Awg / 6 Awg (75°C) Protección diferencial: 20 mA Enchufe J1772 con cable de 40 A
ABB	Wallbox terra AC	Potencia y corriente de salida: 7.4 kW/32 A, 9.6 kW/40 A Tensión monofásica: 110/208/240 V AC, 60 Hz Cable tipo 1, SAE J1772 Protección diferencial: 20 mA AC
Schneider	EVlink Wallbox	Tensión monofásica: 220/240 V AC, 50/60 Hz Potencia salida hasta 3.7 kW (40 A) o 7.4 kW (48 A) Utiliza una protección RDC tipo B (Residual Direct Current Device tipo B) Conector tipo 2 (IEC 62196-2)
Bosch	Estación de carga Nivel 2	Tensión monofásica: 220/240 V AC, 50/60 Hz Configuración de corrientes de: 16 y 30 A Protección diferencial: 20 mA Disyuntor de 2 polos 20A o 40A según sea el caso Conector tipo 1 SAE J1772

1.5.5. Regulaciones y normativas en el sector de electromovilidad de uso residencial

Las principales regulaciones aplicadas a la electromovilidad en Ecuador son:

- El artículo 4 de la Resolución Nro. ARCERNNR-036/2023, la Agencia de Regulación resuelve: “Disponer a las personas naturales o jurídicas habilitadas para proveer este servicio,

conforme la Regulación Nro. ARCERNNR 003/20, el estricto cumplimiento del Pliego Tarifario para los Proveedores del Servicio de Carga de Energía a Vehículos Eléctricos expedido de conformidad con el artículo 3 y que consta anexo a esta Resolución”. [5] [6]

- De lo antes expuesto, se indica que el proveedor del servicio de carga tiene responsabilidades que debe cumplir, según lo señalado en la Regulación Nro. ARCERNNR 003/20 capítulo III “*De la prestación de servicio de carga*”.
- Mediante artículo 1 numeral 1 del Reglamento Técnico Ecuatoriano PRTE INEN 162 “*Accesorios de carga para vehículos eléctricos*” resuelve como objeto del proyecto que: *Este reglamento técnico establece las características técnicas y de seguridad de los conectores, cargadores, cableado y batería para carga de vehículos eléctricos, con el fin de proteger la vida y la salud de las personas, preservar el medio ambiente y, evitar prácticas que puedan inducir a error a los usuarios e instalaciones asociadas.* [7]
- El artículo Art. 214E de la LEY ORGÁNICA DE TRANSPORTE TERRESTRE TRÁNSITO Y SEGURIDAD VIAL expresa que: *Deberán existir parqueaderos preferenciales. Las entidades públicas y los establecimientos comerciales en los Gobiernos Autónomos Descentralizados asignarán al menos el 2% de sus plazas de parqueo para vehículos eléctricos, sin afectar los espacios destinados a personas con discapacidad.* [8]
- Los vehículos eléctricos estarán exentos de las restricciones de circulación vehicular, tanto a nivel local como nacional. [8]
- Según el Art. 14 de la Ley Orgánica de Eficiencia Energética dice: *es necesario un plan de chatarrización para vehículos de transporte público comenzará en 2025, sustituyéndolos por vehículos eléctricos. Además, a partir de 2030, solo se permitirán vehículos eléctricos en el transporte urbano.* [9]

- El Art. 22 *Se establecerán incentivos eficaces para consumidores que apliquen medidas de eficiencia energética, verificadas por el ente rector. Los proyectos tendrán financiamiento preferente, y el transporte eléctrico gozará de tarifas diferenciadas. Los Gobiernos Autónomos Descentralizados fomentarán la movilidad eléctrica con incentivos.* [9]
- De acuerdo con la LEY PARA FOMENTO PRODUCTIVO, ATRACCIÓN DE INVERSIONES Y GENERACIÓN DE EMPLEO, los vehículos eléctricos nuevos estarán exentos del impuesto a la salida de divisas (ISD) y del impuesto a los consumos especiales (ICE). Adicionalmente, se aplicará una reducción del IVA para la compra de autos eléctricos nuevos, con el fin de incentivar su adquisición. [10]

1.5.6. Esquema de cobro residencial por carga de vehículo eléctrico

Según el pliego tarifario titulado "Tarifa con demanda horaria para Vehículos Eléctricos", se dispone que los usuarios en la categoría general con suministro en bajo voltaje y que posean un vehículo eléctrico deberán instalar un medidor adicional. Este medidor registrará de manera independiente la demanda horaria y será utilizado exclusivamente para monitorear el consumo de energía del vehículo eléctrico en diferentes períodos de demanda (alta, media y baja), lo cual será considerado en la facturación mensual proporcionada por CNEL GUAYAQUIL. Se recomienda que la carga del vehículo eléctrico se realice bajo un régimen de carga lenta, con un límite máximo de 10 kW, adecuado para el nivel de bajo voltaje. [11]

Para la facturación mensual se sigue tres segmentos que son:

- Se incluye un pago en USD/consumo-mensual fijo debido a la comercialización de la energía eléctrica. [11]

- Se incluye un cargo por demanda aplicado por cada kW demandado mensualmente como facturable como pago mínimo e independiente del consumo mensual del cliente, y multiplicado por FACTOR DE GESTION DE DEMANDA (FGDVE). [11]
- Dentro del consumo mensual del cliente este dispone de las tarifas diferenciadas del consumo energía dividida en franjas horarias como se muestra a continuación:

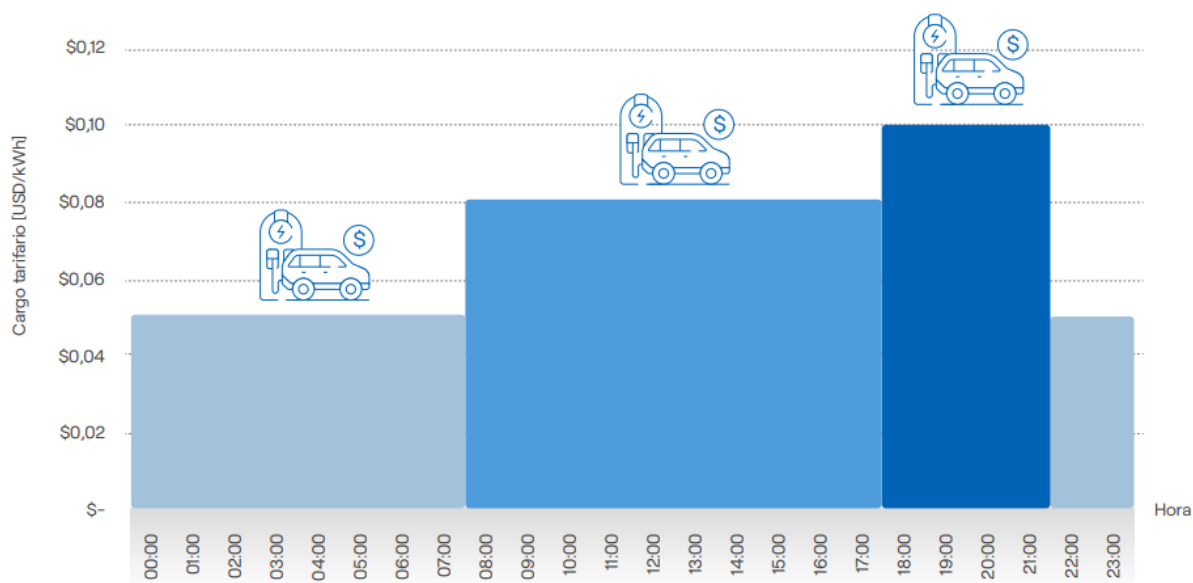


Ilustración 4. Cargo tarifario por horas al día. [12]

De la ilustración 3 se observa que al disponer de un medidor independiente del residencial se puede elegir el horario mejor adaptado y más económico para realizar la carga de los VE, debido a que según la franja horaria influye directamente en la facturación final mensual.

1.5.7. Instalación de cargadores de VE residenciales.

Sabiendo qué vehículos eléctricos se venden comercialmente en el país y con qué tipos de cargadores eléctricos son compatibles, se debe tomar en cuenta lo siguiente para la implementación de estos como indica el *CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL*. [13]

1.5.7.1. Características previas a la instalación

- **Polaridad del conector**

Es necesario que los conectores de los vehículos eléctricos dispongan de una polaridad y configuración de tal forma que no exista la posibilidad de conectarse a otros tomacorrientes comunes en la residencia. Los conectores deberán disponer de doble protección o asilamiento. [13]

- **Instalación y construcción segura**

A la hora de realizar la instalación es indispensable la implementación de protecciones hacia el usuario de modo que no exista contacto accidental con partes energizadas ya sea del equipo o del vehículo. [13]

- **Acople o enclavamiento**

Debido a la corriente suministrada del cargador al vehículo es obligatorio que el conector disponga de un enclavamiento evitando así la desconexión accidental del conector provocando falsos contactos y fallas. [13]

- **Puesta a tierra del conector**

El conector debe disponer de un polo que conecte a tierra antes que los demás polos al enchufar y así mismo se desconecte al último cuando se desenchufe del cargador. [13]

1.5.7.2. Implementación de la instalación

- **Cálculo de conductores**

El cálculo de la sección adecuada de los conductores tiene como objetivo encontrar el calibre en AWG o mm² que cumplan con el criterio de capacidad de corriente (ampacidad) y caída de tensión. Según el **manual para la instalación de la acometida y sistema de medición a los consumidores**

de CNEC EP define la ampacidad como *la máxima corriente en amperios que un conductor o equipo puede transportar continuamente, bajo condiciones específicas de uso, sin exceder su límite de temperatura.* [14]

Para el uso de cargadores eléctricos de VE existen dos tipos de instalaciones que requieren conductores especiales estos son los conductores para alimentador de VE y Conductores para conexión de VE (cordón-clavija).

- **Conductores para alimentador de VE**

Se define como alimentador al grupo de conductores que conectan el equipo de medición (contador eléctrico) con el tablero de distribución o tablero de protecciones. Para este uso se disponen de diferentes tipos según su aislamiento y calibre como se indica a continuación:

Tabla 4. Clasificación de aislamiento de conductores. [13]

Letras de tipo	Temp. Máx. de operación	Aplicación	Aislamiento	Cubierta exterior	Voltaje de servicio
THHN	90°C	Aislamiento de alta temperatura, conexión de motores, acometidas eléctricas, plantas petroquímicas, estaciones de servicio	PVC	Nylon	Hasta 600V
TW	60°C	Instalaciones interiores de bajo consumo	PVC	Ninguna	Hasta 600V
TTU	75°C	Instalaciones industriales internas y exteriores con tubería conduit, ductos subterráneos, escalerillas, bandejas portacables, y enterrado directo	Polietileno convencional	PVC	Hasta 2000V
XLPE	90°C en operación continua, 130°C	Distribución de energía a media tensión, usos industriales, en	Cloruro reticulado	PVC resistente a la	5, 8, 15, 25kV

en sobrecarga y 250°C en cortocircuito	bandejas, ductos o directamente enterrados, interconexión de aparatos de protección, motores, transformadores	humedad, no propaga el fuego
--	--	------------------------------------

Tabla 5. Capacidad de conductores según el calibre. [13]

Tamaño AWG, kcmil	Ampacidad (A)					
	Tipo TW 60°C	Tipo THHN 90°C	Tipo TTU 75°C	Tipo TW 60°C	Tipo THHN 90°C	Tipo TTU 75°C
	Cables monopolares al aire			Cables monopolares en canalización o directamente enterrados		
14	25	30	30	20	25	20
12	30	40	35	25	30	25
10	40	55	50	30	40	35
8	60	80	70	40	55	50
6	80	105	95	55	75	65
4	105	140	125	70	95	85
2	140	190	170	95	130	115
1	165	220	195	110	150	130
1/0	195	260	230	125	170	150
2/0	225	300	265	145	195	175

1.5.7.3. Según la caída de tensión

Otro parámetro importante además de conocer de manera referencial el calibre del conductor dependiendo de la corriente de carga y su tipo de uso es obligatorio calcular el conductor según el criterio de a la caída de tensión como indica el CÓDIGO DE PRÁCTICA ECUATORIANO (CPE):

Los conductores de circuitos ramales deberán ser de una sección que evite una caída de voltaje superior al 3 % en las salidas más lejanas de fuerza, calefacción, alumbrado o cualquier

combinación de ellas y en los que la caída máxima de voltaje de los circuitos alimentador y ramal hasta la salida más lejana no supere al 5 %. [15]

Además, es necesario a conocer de manera referencial el calibre del conductor de acometida según la caída de tensión máxima permitida como indica la empresa eléctrica EERSSA: *Caída de tensión admisible para Red Secundaria. La máxima caída de tensión se calcula desde el transformador hasta la vivienda más alejada eléctricamente (red de distribución secundaria sumada la acometida), este valor no deberá exceder los siguientes límites: [16]*

Área Urbana: 4.5 %

Área Rural: 5.5 %

Es decir que el voltaje medido de la diferencia que existe entre el voltaje de entrada y la salida debe tener una variación mínima cuando circule una corriente de funcionamiento a plena carga.

Para obtener la sección según el criterio de la caída de tensión se sigue lo siguiente:

Cálculo de la corriente según la potencia

$$I = \frac{P}{V \times \cos(\theta)}$$

Donde:

P: potencia de carga a alimentar [W]

V: Voltaje de servicio [V]

cos(θ) : factor de potencia

I: corriente de carga [A]

Calculo caída de tensión porcentual:

$$\Delta V\% = K \times I \times L$$

ΔV%: caída de tensión porcentual

K : constante de caída

I : corriente de carga [A]

L : longitud del tramo [m]

Para determinar la constante K es necesario el uso de tablas como se muestra a continuación:

Tabla 6. Constante K de calibre AWG. [17]

Calibre AWG	Circuitos Monofásicos A 127 V	Circuitos Monofásicos A 220 V	Circuitos Trifásicos A 220 V	Circuitos Trifásicos A 440 V
14	0,01305	0,00754	0,0065	0,00326
12	0,0082	0,00474	0,00408	0,00205
10	0,00515	0,00298	0,00258	0,00129
8	0,00323	0,00187	0,00162	0,00081
6	0,00203	0,00117	0,00103	0,00051
4	0,00128	0,00074	0,00065	0,00032
2	0,00081	0,00047	0,00041	0,0002
1	0,00064	0,00037	0,00032	0,00016
1/0	0,00051	0,0003	0,00026	0,00013
2/0	0,0004	0,00024	0,00021	0,0001
3/0	0,00032	0,00019	0,00017	0,00008
4/0	0,00025	0,00015	0,00013	0,00006

Nota: La tabla proporcionada está dada en porcentaje por ello se debe solamente multiplicar la medida de la longitud en metros de un solo sentido por la corriente en amperios.

1.5.7.4. Conductores para conexión entre cargador y VE (cordón-clavija)

Los conductores para la conexión del VE y el cargador no siguen una norma de caída de tensión, en su lugar deben ser capaces de soportar la capacidad nominal de carga de manera continua del cargador de vehículos, estos conductores deberán ser del tipo EV, EVJ, EVE, EVJE, EVT o según el uso del tipo EVJT como se indica en la siguiente tabla: [13]

Tabla 7. Número de conductores para vehículos eléctricos

Nom bre come rcial	Let ra de tip o	Sección transvers al	Númer o de conduc tores	Aislami ento	Espe so r nomin al del aislam iento (nota 8)	Forro de cada condu ctor	Recubri miento o externo	Uso			
Cable s eléctri cos para vehíc ulos	EV	0,8 2- 278 ,68	18- 500 kc mil s Nota 11	2 o más conduc tores de masa más cables opcion ales híbrido s para datos	Termo endurec ido con nilón opciona l Nota 12	18-16 14-10 8-2 1-4/0 250 kcmils a 500 kcmils	opcion al	Termo endureci do	Carg a de vehíc ulos eléctri cos	Luga res húm edos	Uso extrap esado
	EV J	0,8 2- 3,3 0	18- 12 Nota 11		18-12						Uso pesado
	EV E	0,8 2- 278 ,68	18- 500 kc mil s Nota 11	Elastóm ero termopl ástico con nilón opciona l Nota 12	18-16 14-10 8-2 1-4/0 250 kcmils a 500 kcmils		Elastóme ro termoplá stico				Uso extrap esado
	EV JE	0,8 2- 3,3 0	18- 12 Nota 11		18-12						Uso pesado

Nota 11: Las secciones transversales de los conductores de los cables de tipo EV, EVJ, EVE, EVJE, EVT y EVJT son sólo para circuitos de potencia limitada. Los conductores para circuitos de potencia limitada (de datos, señales o comunicaciones) pueden superar la sección

transversal (calibre AWG) establecida. Todos los conductores deben estar aislados para el mismo voltaje nominal del cable. [13]

Dependiendo de la potencia del cargador es necesario ajustar el calibre del conductor y además se debe considerar no exceder la longitud del conductor de 7.6 metros. Para el uso de conductores menores de calibre 10 AWG (5.25 mm²) en cargadores de vehículos eléctricos se debe cumplir lo especificado en la siguiente tabla:

Tabla 8. Capacidad de corriente para cables y cordones flexibles.

Sección transversal		Termo endurecidos tipo TS	Termo endurecidos tipos C, E, EO, PD, S, SJ, SJO, SJOO, SO, SOO, SP-1, SP-2, SP-3, SRD, SV, SVO y SVOO		Tipos AFS, AFSJ, HPD, HPN, HS, HSJ, HSJO, HSJOO, HSO y HSOO
mm ²	AWG	Termoplásticos tipos TPT y TST	Termoplásticos tipos ET, ETLB, ETP, ETT, SE, SEO, SUE, SJE, SJEO, SJT, SJTO, SJTOOW, SP-1, SP-2, SP-3, SPT-1, SPT-2, SPT-3, ST, SRDE, SRDT, STO, STOO, SVE, SVEO, SVT, SVTO y SVTOO		
			A#	B#	
0,10	27*	0,5			
0,51	20		5**	***	
0,82	18		7	10	10
1,04	17			12	
1,31	16		10	13	15
1,65	15				17
2,08	14		15	18	20
3,30	12		20	25	30
5,25	10		25	30	35
8,36	8		35	40	
13,29	6		45	55	
21,14	4		60	70	
33,62	2		80	95	

En cambio, para la implementación de conductores mayores al calibre 8 AWG (8.36 mm²) en cargadores de vehículos eléctricos se debe cumplir lo especificado en la siguiente tabla:

Tabla 9. Capacidad de corriente para los cables de tipo SC, SCE, SCT, G y W

Temperatura nominal del cable				
Sección transversal		60° C		
mm ²	AWG	D	E	F
8,36	8	60	55	48
13,29	6	80	72	63
21,14	4	105	96	84
26,66	3	120	113	99
33,62	2			
42,20	1			
53,50	1/0			
67,44	2/0			
85,02	3/0			
107,21	4/0			
125,67	250			
152,01	300			
177,37	350			
202,68	400			
253,35	500			

1.5.7.5. Canalizaciones

Según la NORMA ECUATORIANA DE LA CONTRUCCION (NEC) existen tres tipos de canalizaciones utilizadas en diferentes instalaciones eléctricas según su uso que son:

[13]

- *Tubería PVC Tipo I Liviano.*
- *Tubería de polietileno flexible de alta resistencia mecánica (tubería negra).*
- *Tubería metálica tipo EMT, rígida o flexible de acero galvanizado.*

Tabla 10. Tamaño de tuberías y N° de conductores. [13]

AWG	½"	¾"	1"	1 ½"	2"	3"	4"	5"	6"
14	4	6	10	25	41	90	155	-	-
12	3	5	8	21	34	76	132	208	-
10	1	4	7	17	29	64	110	173	-
08	1	3	4	10	23	67	105	152	-
06	1	1	3	6	18	41	65	93	-
04	1	1	1	5	18	31	49	72	-
02	-	1	1	4	13	24	38	56	-
01	-	1	1	3	10	20	35	53	-
1/0	-	-	1	2	8	16	28	42	37
2/0	-	-	1	2	7	14	22	32	45
3/0	-	-	1	1	6	12	20	27	37
4/0	-	-	1	1	6	11	17	24	33
kCM	½"	¾"	1"	1 ½"	2"	3"	4"	5"	6"
250	-	-	1	1	5	8	13	19	-
300	-	-	1	1	4	7	11	16	-
350	-	-	1	1	3	6	10	15	-
500	-	-	1	1	3	5	8	11	-

1.5.7.6. Protección y control del cargador

- **Protección contra sobre corriente**

Los dispositivos de protección contra sobre corriente son equipos diseñados a desconectar y proteger un circuito cuando exista una corriente de falla o cortocircuito, se selecciona según el cálculo de corriente de carga y calibre de conductor además deben estar preparados para suministrar continuamente a capacidad nominal y no superar el 125% de la corriente. [17]



Ilustración 5. Disyuntor contra sobre corrientes

- **Protección diferencial (falla a tierra)**

La protección diferencial o protección de falla a tierra como su nombre indica mide la corriente que existe a tierra, si existiese un valor mayor al preestablecido en el equipo este debe desenraizar al equipo contando un periodo establecido. Esta protección es importante contra descargas eléctricas a las personas al tocar las estructuras metálicas del cargador o vehículo electro cuando se encuentre funcionando.

La protección diferencial de corriente residual deberá ser de clase A con un máximo de 30 mA. Este dispositivo puede ser parte de la instalación fija o estar integrado en el cargador. [17]



Ilustración 6. Protección diferencial

- **Puesta a tierra**

El sistema de puesta a tierra se instala con el objetivo evitar el contacto de las personas con equipos eléctricos con un voltaje de fuga que superen el umbral seguro para una persona y ayuda al sistema diferencial en detectar más rápido si existiese una falla a tierra en el sistema. Un sistema de puesta a tierra consta de dos componentes claves que son:

- **Electrodos**

Los electrodos son varillas de acero revestidas de un baño de cobre llamadas Copperweld cuyas dimensiones son de 6mm de diámetro y 1.80 metros de longitud.

- **Conductores**

Los conductores al igual que la instalación de los cargadores deberá ser de 100% cobre solido o multihilos aislado cuya sección o calibre deberá estar de acuerdo con la NORMA ECUATORIANA DE LA CONTRUCCION (NEC) [13] el cual indica que: *conductor numero 8 AWG para conductor de acometida hasta numero 2 AWG, numero 6 AWG para conductores de*

acometida desde número 1 AWG hasta 1/0 AWG, número 4 AWG para conductores de acometida desde número 2/0 AWG hasta 3/0AWG.

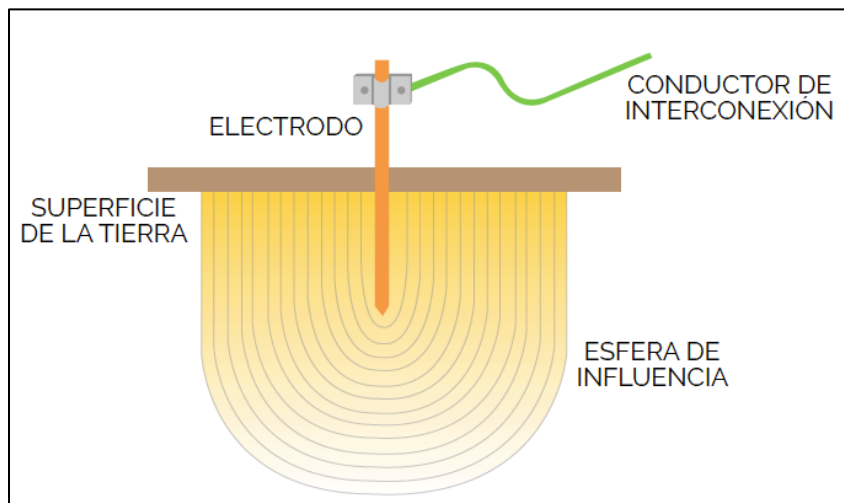


Ilustración 7. Puesta a tierra [18]

- **Desconexión automática [13]**

Si en el caso existiese una instalación de un cargador de mayor de 60 amperios a un nivel de voltaje mayor a 150 V deberá ser instalado un sistema de desconexión automático bloqueando la alimentación en posición abierto.

- **Desconexión por pérdida de fuente primaria [13]**

Si al instalar un sistema de carga de VE no integra una opción de desconexión por pérdida de fuente primaria se deberá instalar uno debido que cuando exista una pérdida de alimentación eléctrico no está permitido que la energía almacenada en el vehículo pueda retornar al sistema eléctrico de la vivienda.

- **Ubicación del equipo de carga de VE [13]**

Para lugares cubiertos ya sea garajes dentro de casa, aparcamientos cerrados y garajes públicos cerrados se debe ubicar el cargador de manera que se pueda conectar directamente y de fácil acceso al VE. La altura de instalación deberá ubicarse a no menor de 0.50 m y no mayor a 1.2m sobre el piso.

1.5.8 Diagrama Unifilar

Para instalar un cargador de VE residencial, hay dos diagramas eléctricos a seguir, dependiendo del calibre de la acometida disponible.

- **Acometida compartida**

Como su nombre indica, la acometida es única y alimenta a los dos contadores eléctricos, residencial y VE. Sin embargo, se debe seguir lo siguiente:

- Según el Pliego Tarifario SPEE *los consumidores de la categoría general, en bajo voltaje, disponen de una potencia contratada o demanda facturable de hasta los 10 kW.* [11]
- Según el Pliego Tarifario SPEE *los vehículos eléctricos tendrán un régimen de carga lenta, con una demanda de potencia y consumo eléctrico de hasta 10 kW en bajo voltaje.* [11]

Según estas condiciones, la demanda total es de 20 kW a plena carga, por lo que es obligatorio cambiar la acometida principal compartida a un calibre mayor para soportar esta potencia de carga. A continuación, se presenta el diagrama de instalación:

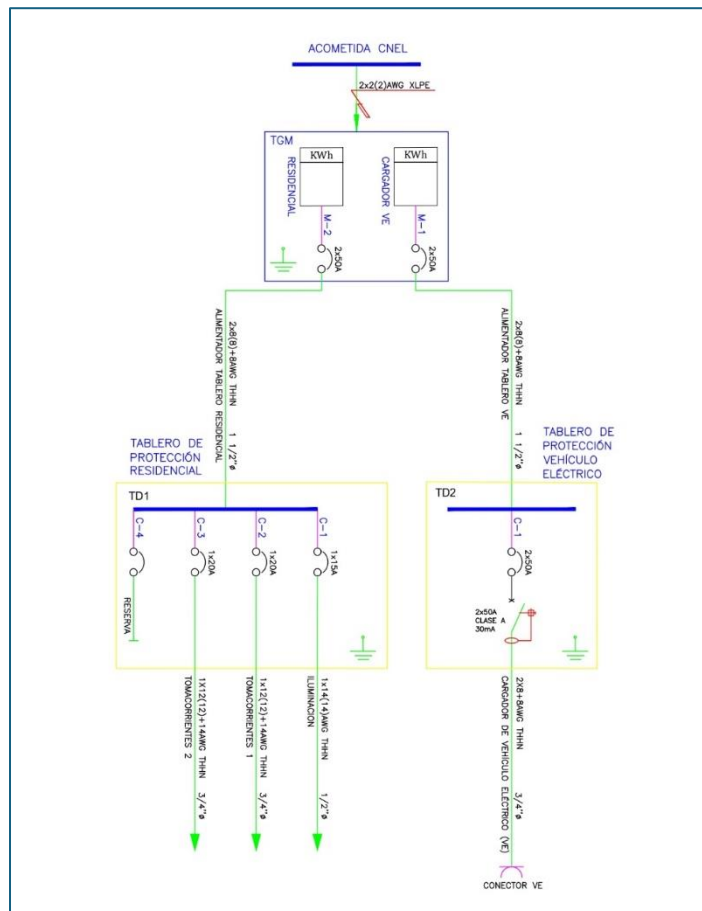


Ilustración 8. Acometida compartida.

- **Acometida independiente**

Es importante aclarar que, según la normativa vigente, no es posible instalar más de una acometida eléctrica por vivienda. Sin embargo, debido al enfoque didáctico del presente estudio y considerando la rápida evolución de la tecnología de vehículos eléctricos, se realizará un análisis suponiendo la instalación de una acometida independiente para el cargador de vehículos eléctricos. Esto también responde a la posibilidad de futuros cambios en la regulación, que podrían permitir configuraciones diferentes para acomodar la creciente demanda y adopción de esta tecnología.

En este caso, la acometida es individual para cada contador eléctrico, residencial y VE. No se necesita cambiar el calibre de la acometida existente, pero es necesario instalar una nueva acometida individual para el contador del VE, quedando el diagrama unifilar de la siguiente manera:

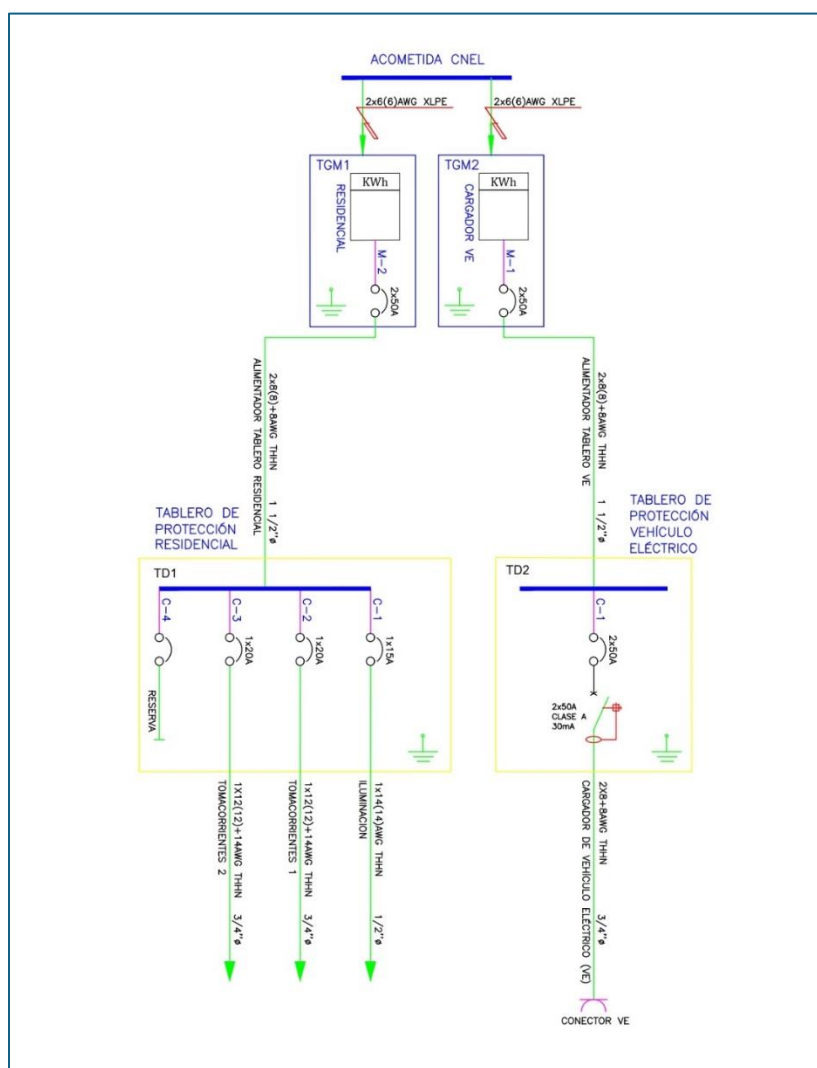


Ilustración 9. Acometida independiente.

2. CAPÍTULO 2

2.1. Situación actual de Ecuador

El sector automotor ecuatoriano está avanzando rápidamente hacia tecnologías más eficientes y sostenibles, evidenciado por un notable aumento en la venta de vehículos híbridos y eléctricos. En 2023, estas ventas representaron el 9% del total, gracias a los incentivos tributarios que fomentan su adquisición. [4]

En 2023, la venta de vehículos eléctricos en Ecuador llegó a 1,823 unidades, mostrando un aumento del 316.2% en comparación con 2022 [4]. Tal como se muestra en la tabla 2.

Tabla 11. Ventas de vehículos puramente eléctricos en Ecuador por marca y modelo en el 2023. [4]

Vehículo	N° de ventas en 2022	N° de ventas en 2023
Nissan X-Trail e-POWER	-	1043
BYD Yuan Plus Standard Range	-	103
Skywell ET5	81	55
BYD Dolphin	-	55
BYD e5	27	47
Audi e-tron	57	43
Dongfeng Rich 6 EV	55	38
JAC E JS1	10	26
MG Marvel	-	25
Mercedes-Benz EQA	10	25
Otras marcas	198	363
Total	438	1823

Tabla 12. Ventas de vehículos puramente eléctricos e híbridos en Ecuador en el 2023. [19]

Modelo	Marca	Unidades
SWIFT	SUZUKI	1.778
COROLLA CROSS	TOYOTA	1.452
X TRAIL	NISSAN	968
TIGGO 7	CHERY	888
STONIC	KIA	888
MAZDA CX-30	MAZDA	634
RAM 1500	RAM	416
GRAND VITARA	SUZUKI	382
HAVAL H6	GREAT WALL	337
TIGGO 4	CHERY	310
AZKARRA	GEELY	258
YARIS CROSS	TOYOTA	207
KONA	HYUNDAI	187
FORD F-150	FORD	156
HAVAL ALL NEW H2	GREAT WALL	147
TIGGO 8	CHERY	141
SONATA	HYUNDAI	94
BYD YUAN	BYD	91
COROLLA	TOYOTA	89
CLASE GLC	MERCEDES BENZ	81
OTROS		1.673
TOTAL		11.129

En otras cifras proporcionadas por AEDE, el vehículo eléctrico más vendido en el año 2023 fue el Suzuki Swift, siendo este, un vehículo eléctrico híbrido, sin embargo, para el análisis de estudio, es necesario considerar los vehículos eléctricos híbridos enchufables que se están comercializando en Ecuador, de esta forma, sabemos que pueden conectarse a un tomacorriente doméstico especial para cargar su batería.

Para el año 2023, se vendieron 405 unidades de vehículos puramente eléctricos, 50 unidades de vehículos híbridos enchufables y 6800 unidades híbridos completos, dando un total de 7255 unidades para el año 2023.

Según Andemos, los vehículos puramente eléctricos en Ecuador han crecido en un factor del 16,4%, mientras que, los híbridos completos no ligeros han crecido en un factor de 58.9% durante el año 2023.

En Ecuador, actualmente hay 85 estaciones de carga para vehículos eléctricos, según datos de Electromaps. La mayoría de estos puntos se encuentran en el Distrito Metropolitano de Quito, Guayaquil, así como en las ciudades de Ambato y Cuenca, según se describe en la tabla siguiente:

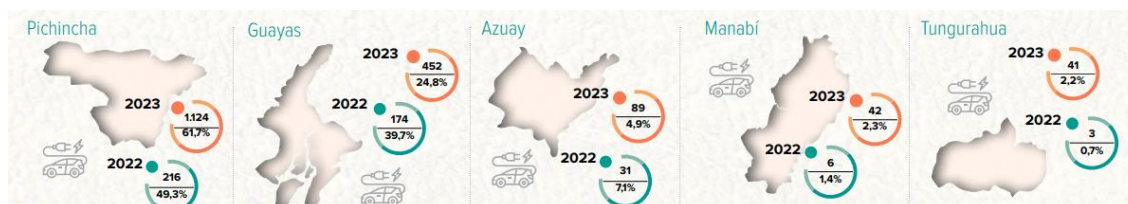
Tabla 13. Número de puntos de recarga en Ecuador. [20]

Provincia/Cantón	N° de puntos de recarga
Distrito Metropolitano de Quito	46
Guayaquil	4
Ambato	7
Cuenca	4
Atacames	3
Ibarra	3
Santo Domingo	2
Samborondón	2
Machala	1
Manta	1
Riobamba	1
Otavalo	1
Saraguro	1
Sucre	1
Daule	1
La Troncal	1
Puerto López	1
Rumiñahui	1
San Miguel	1
Loja	1
Azogues	1
Santa Rosa	1
Total	85

La mayoría de los cargadores de vehículos eléctricos en Quito son Type 1 (SAE J1772) y hay 41 de ellos, mientras que, en Guayaquil, gran parte son conectores Type 2.

En el año 2022, la provincia del Guayas vendió 174 vehículos eléctricos, representando el 39.7% de las ventas a nivel nacional, mientras que, para el año 2023, se tuvo un porcentaje de participación del 24.8% con un total de 452 vehículos eléctricos vendidos.

A continuación, se muestra una ilustración que detalla el porcentaje de ventas por provincias en el Ecuador:



De la ilustración se puede observar un incremento en las ventas de vehículos eléctricos en el periodo 2022-2023, mostrando un avance en el sector automotor enfocado a las nuevas tecnologías de desarrollo sostenible, por lo que, es importante analizar la demanda energética que esto implicaría, como la instalación de nuevas electrolineras y cargadores eléctricos en domicilios. Para el año 2023, Ecuador registró un total de ventas de vehículos puramente eléctricos.

A diferencia de Quito, donde los vehículos eléctricos no están sujetos a restricciones de circulación como el pico y placa, en Guayaquil es importante conocer las regulaciones y ordenanzas específicas que se aplican a estos vehículos.

En la **ordenanza municipal N° 462 de Guayaquil** se detallan las reformas de la ordenanza de circulación y los incentivos para promover el uso del transporte eléctrico, entre los más importantes aplicados a esta investigación están:

- ***Ordenanza de estímulo a la transportación eléctrica. (capítulo II)***

Artículo 13, se definen las disposiciones urbanísticas de las estaciones de carga de vehículos en el cantón de Guayaquil, tales como:

- *Se requiere que edificaciones de uso residencial y comercial dispongan de puntos de carga lenta, con conexiones operativas a 110/220V.*
- *Se permite reservar plazas de estacionamiento exclusivas para vehículos eléctricos en centros comerciales, equivalente al 1% de todas las plazas disponibles. Además, deben proporcionar puntos de carga lenta a 110/220V.*

Artículo 15, establece sanciones para conductores que utilicen incorrectamente los espacios de carga para vehículos eléctricos. La multa inicial es de un salario básico unificado, aumentando a dos salarios básicos unificados en caso de reincidencia.

Artículo 16, en los centros de carga de vehículos eléctricos, el pago por el consumo eléctrico se basará en la normativa nacional vigente establecida por CNEL, según el consumo específico de cada unidad vehicular.

- Incentivos al sector privado y a la movilidad eléctrica. (capítulo III)

Artículo 17, Se ofrece un incentivo tributario que reduce en un 25% los tributos municipales para universidades, centros comerciales y gasolineras que cuenten con al menos 3 puntos de carga para autos eléctricos. Este beneficio tiene una duración de 5 años.

Artículo 23, La ATM proporcionará incentivos económicos a las operadoras y socios que incorporen vehículos eléctricos en sus flotas. Los montos asignados son los siguientes:

- *Para operadoras y socios de transporte terrestre público de pasajeros en Guayaquil, se otorgará \$15,000 por cada unidad vehicular eléctrica adquirida.*
- *Para operadoras y socios de transporte comercial en taxi, se otorgará \$4,000 por cada unidad vehicular eléctrica adquirida.*

2.2. Potencia instalada y demanda de energía

Conocer la potencia instalada y la energía producida en Ecuador es fundamental antes de implementar cargadores eléctricos, ya que estos datos proporcionan una visión clara de la capacidad del sistema eléctrico nacional para soportar la demanda adicional que generarán los vehículos eléctricos. La potencia instalada indica la cantidad máxima de energía que el sistema puede generar en un momento dado, mientras que la energía producida revela cuánto se genera y consume realmente. Esta información es crucial para asegurar que la infraestructura eléctrica existente pueda manejar el incremento en el consumo sin comprometer la estabilidad del suministro, evitar sobrecargas y planificar adecuadamente las inversiones necesarias en la red eléctrica.

Tabla 14. Potencia instalada y demanda de energía en el Ecuador, 2023. [21]

MES	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN POTENCIA (MW)		
	2022	2023	% DE CAMBIO	2022	2023	% DE CAMBIO
Ene.	2.309,96	2.574,80	11,47%	4.161,71	4.575,86	9,95%
Feb.	2.130,88	2.360,11	10,74%	4.152,33	4.463,67	7,50%
Mar.	2.416,86	2.666,99	10,33%	4.335,62	4.517,84	4,20%
Abr.	2.389,12	2.808,28	17,54%	4.283,00	4.563,14	6,55%
May.	2.392,72	2.999,54	25,37%	4.328,67	4.610,63	6,51%
Jun.	2.156,92	2.759,45	27,96%	4.077,14	4.533,99	11,21%
Jul.	2.136,94	2.514,62	17,68%	4.104,62	4.444,07	8,28%
Ago.	2.269,02	2.703,78	17,67%	4.193,63	4.511,18	7,57%
Sep.	2.296,32	2.718,33	18,40%	4.134,71	4.417,98	6,85%
Oct.	2.205,14	2.683,65	21,68%	4.113,34	4.617,12	12,23%
Nov.	2.314,34	2.858,48	23,50%	4.211,36	4.673,22	10,97%
Dic.	2.397,09	2.915,36	21,65%	4.261,62	4.810,72	12,88%
TOTAL/MÁXIMO	27.561,62	31.903,26	15,75%	4.388,06	4.810,72	9,63%

De la tabla 12 se puede observar que en el año 2023 hubo un incremento en la demanda energética del 15.75% con respecto al año 2022.

Tabla 15. Demandas máximas de potencia por distribuidora (MW), 2023. [21]

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN	POTENCIA MÁXIMA ANUAL (2022)	POTENCIA MÁXIMA ANUAL (2023)	% CRECIMIENTO
CNEL EP Manabí	354,86	408,59	15,14%
CNEL EP El Oro	234,98	266,44	13,39%
CNEL EP Guayas Los Ríos	520,14	589,14	13,28%
CNEL EP Santa Elena	162,19	183,93	13,02%
E.E. Centro Sur	218,53	239,80	9,74%
CNEL EP Los Ríos	91,14	99,39	8,83%
CNEL EP Santo Domingo	138,52	148,65	7,31%
E.E. Regional Sur	165,29	177,33	7,28%
CNEL EP Esmeraldas	100,26	108,41	8,13%
CNEL EP Guayaquil	1037,15	1111,15	7,14%
E.E. Riobamba	119,85	126,22	5,34%
E.E. Regional Norte	138,21	145,59	5,34%
CNEL EP Sucumbíos	130,21	133,78	2,74%
E.E. Quito	752,44	756,14	0,49%
E.E. Riobamba	78,56	78,61	0,05%
CNEL EP Cotopaxi	78,70	78,62	-0,10%
CNEL EP Milagro	235,64	222,18	-5,71%
CNEL EP Bolívar	22,39	20,76	-7,28%

El mayor incremento en la demanda fue registrado por la empresa CNEL EP Manabí, mientras que el menor incremento lo tuvo CNEL EP Bolívar, con un 15,14% y -7,28%, respectivamente.

Como se puede observar, también se han registrado decrecimiento en las demandas, las cuales podrían ser consecuencia de los racionamientos de energía eléctrica implementados en el país desde el 27 de octubre, debido a los niveles críticos alcanzados por las reservas de las principales centrales hidroeléctricas a causa de la escasez de lluvias.

Al dividir por regiones, las empresas con mayores crecimientos fueron CNEL EP Manabí en la costa y E.E. Centro Sur en la Sierra. En la región oriental, el mayor crecimiento fue observado en CNEL EP Sucumbíos.

Por otra parte, CNEL Guayaquil, registra un crecimiento en su demanda del 5.75% con respecto al año 2022.

Tabla 16. Número de consumidores regulados y no regulados, 2023. [22]

Año	Residencial	Comercial	Industrial	SAPG	Otros	Regulados	No Regulados	General
2014	4.117.661	456.055	48.390	557	72.010	4.694.673	57	4.694.730
2015	4.224.115	465.847	46.682	387	74.014	4.811.045	106	4.811.151
2016	4.333.914	470.042	44.567	504	75.825	4.924.852	116	4.924.968
2017	4.468.496	481.571	43.231	231	77.997	5.071.526	164	5.071.690
2018	4.559.192	486.337	42.839	267	79.210	5.167.845	150	5.168.035
2019	4.654.883	495.793	42.058	-	80.671	5.273.405	195	5.273.600
2020	4.751.187	495.079	41.251	-	80.976	5.368.493	195	5.368.689
2021	4.866.775	500.475	40.185	-	82.618	5.490.053	145	5.490.268
2022	4.936.950	506.449	39.219	-	81.651	5.564.269	215	5.564.484
2023	5.025.875	510.059	38.603	-	84.093	5.658.630	277	5.658.907

El consumo mensual promedio de energía eléctrica es la cantidad de energía, medida en kWh, que un consumidor regulado de una distribuidora utiliza cada mes. Conocer el consumo mensual promedio de energía consumida por un usuario residencial, nos permite evaluar la capacidad del sistema eléctrico del hogar para soportar la demanda adicional que implica la carga de un vehículo eléctrico.

Tabla 17. Consumo promedio mensual, periodo 2014-2023 (kWh/consumidor), 2023. [22]

Año	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	Promedio Total
2014	8.566,79	2.095,40	691,75	128,79	300,64
2015	8.876,86	2.229,12	712,15	136,67	309,40
2016	8.934,26	2.252,05	680,48	136,61	300,72
2017	9.492,74	2.294,04	665,01	136,10	299,31
2018	9.904,69	2.490,97	656,36	135,26	301,40
2019	10.014,22	2.544,73	659,49	137,07	301,74
2020	9.739,14	2.416,88	575,68	141,42	289,54
2021	11.738,34	2.452,50	622,87	136,28	302,22
2022	13.016,23	2.695,04	658,16	132,82	308,51
2023	13.327,26	2.808,07	723,03	143,36	325,15

Por otra parte, conocer la cantidad de transformadores instalados por una distribuidora, proporciona una idea clara de la capacidad y distribución de la infraestructura eléctrica existente. De este modo, sabiendo la cantidad y ubicación de estos, nos ayuda a identificar posibles puntos de sobrecarga y a planificar las mejoras necesarias para soportar la demanda adicional generada por los cargadores eléctricos. Además, permite evaluar la necesidad de instalar nuevos transformadores o actualizar los existentes para garantizar un suministro eléctrico estable y confiable, minimizando riesgos de interrupciones y asegurando una integración eficiente de la infraestructura de carga en la red eléctrica.

Tabla 18. Número y capacidad de transformadores por distribuidora, 2023 [22]

Empresa	Monofásico o (u)	Trifásico (u)	Total (u)	Monofásico (MVA)	Trifásico (MVA)	Total (MVA)
CNEL-Guayaquil	35.207	2.374	37.581	1.866,16	715,87	2.582,03
CNEL-Guayas Los Ríos	34.018	1.750	35.768	1.085,89	361,05	1.446,94
CNEL-Manabí	29.513	1.356	30.869	754,01	203,76	957,77
CNEL-El Oro	14.391	1.545	15.936	303,05	404,56	707,84
CNEL-Sto. Domingo	23.980	1.559	25.539	1.056,32	481,22	1.537,54
CNEL-Sta. Elena	9.616	908	10.524	315,56	181,54	497,10
CNEL-Milagro	12.782	1.173	13.955	646,46	166,40	462,83
CNEL-Los Ríos	10.949	495	11.444	307,02	64,85	371,87
CNEL- Esmeraldas	9.952	866	10.818	216,92	133,55	350,47
CNEL-Sucumbíos	6.223	1.471	7.694	151,19	291,31	442,50
CNEL-Bolívar	6.222	271	6.493	78,68	21,91	100,60
CNEL EP	196.610	13.420	210.021	5.874,89	2.436,42	8.311,40
E.E. Quito	27.115	17.424	44.539	2.138,07	3.173,34	5.311,40
E.E. Centro Sur	23.521	5.373	28.894	1.207,01	521,97	1.429,80
E.E. Norte	16.792	2.745	19.537	331,99	225,85	557,84
E.E. Ambato	14.731	1.745	16.476	196,42	244,06	440,48
E.E. Sur	19.936	1.152	20.748	189,49	118,76	403,25
E.E. Cotopaxi	14.754	973	15.727	219,24	95,31	313,77
E.E. Riobamba	14.254	973	15.227	219,24	95,31	313,77
E.E. Azogues	1.994	340	2.334	36,17	31,48	67,64
E.E. Galápagos	1.112	178	1.290	29,84	21,85	45,18

Empresas Eléctricas	127.948	32.378	160.326	2.443,79	3.795,32	6.238,57
Total	324.558	45.780	370.338	8.318,23	6.231,74	14.549,96

Conocer el precio medio de la energía facturada por una distribuidora también es importante en un estudio sobre la implementación de cargadores eléctricos en residencias, ya que permite realizar estimaciones sobre el costo adicional que los consumidores enfrentarán al cargar sus vehículos eléctricos en casa. De igual forma, nos permite evaluar la viabilidad económica y el impacto financiero en los hogares, ayudando a las empresas distribuidoras a diseñar modelos de negocio sostenibles y estrategias de precios atractivas para los usuarios finales. Además, entender el costo medio de la energía facilita la comparación con otras fuentes de energía y opciones de carga, permitiendo a los consumidores tomar decisiones informadas sobre la conveniencia y rentabilidad de instalar cargadores eléctricos en sus domicilios.

Tabla 19. Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2023. [22]

Empresa	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.129,09	462,02	9,02
CNEL-Guayas Los Ríos	2.518,46	252,03	10,01
CNEL-Manabí	1.277,39	131,08	10,26
CNEL-El Oro	1.139,77	100,52	8,82
CNEL-Milagro	1.021,22	89,99	8,81
CNEL-Sto. Domingo	624,09	82,26	9,97
CNEL-Sucumbíos	794,66	91,16	11,47
CNEL-Sta. Elena	707,28	70,12	9,91
CNEL-Esmeraldas	531,43	48,35	9,10
CNEL-Los Ríos	197,56	19,52	9,88
CNEL-Bolívar	96,39	9,62	10,00
Total CNEL EP	15.047,35	1.403,81	9,33
E.E. Quito	3.609,00	342,06	9,48
E.E. Centro Sur	1.287,44	112,66	8,75
E.E. Sur	1.113,59	97,81	8,78
E.E. Ambato	740,38	73,55	9,93

E.E. Norte	604,63	67,73	11,20
E.E. Cotopaxi	381,42	40,14	10,52
E.E. Riobamba	308,66	32,78	10,62
E.E. Azogues	243,36	19,99	8,21
E.E. Galápagos	72,34	5,69	7,86
Total Empresas Eléctricas	8.858,17	792,07	9,29
Total general	23.639,55	2.195,87	9,30

Tabla 20. Precio medio de la energía facturada por tipo de servicio, 2023. [22]

Tipo de servicio		Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)
SPEE	Residencial	8.646,13	898,83	10,40
	Industrial	6.173,67	484,83	7,85
	Comercial	4.425,48	458,49	10,36
	Otros	2.833,66	198,87	7,02
SAPG		1.560,61	157,24	10,08
Total General		23.639,55	2.198,27	9,30

Las redes secundarias, que parten del lado de bajo voltaje del transformador de distribución, se disponen en configuraciones monofásicas, bifásicas y trifásicas. A nivel nacional, estas redes suman una longitud total de 108.699,05 km, distribuidas de la siguiente manera: 92.219,86 km de red monofásica, 10.867,20 km de red bifásica y 5.612,00 km de red trifásica.

Tabla 21. Longitud de redes secundarias por distribuidora en 2023, parte 1 [22]

Empresa	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	Total (km)
CNEL-Manabí	7.559,54	12,21	123,70	7.695,45
CNEL-Sto. Domingo	6.707,14	64,29	48,09	6.819,52
CNEL-Guayas Los Ríos	5.828,61	33,12	46,35	5.908,35
CNEL-Sucumbíos	4.716,67	24,72	149,30	4.870,60
CNEL-Guayaquil	3.130,43	284,05	28,10	3.442,58
CNEL-El Oro	3.821,38	21,71	7,02	3.850,11
CNEL-Bolívar	3.558,73	2,50	215,29	3.776,52

CNEL-Esmeraldas	3.022,20	25,07	56,01	3.103,28
CNEL-Los Ríos	2.288,12	57,69	5,30	2.351,11
CNEL-Milagro	2.283,11	14,42	22,83	2.320,38
CNEL-Sta. Elena	1.980,05	4,85	14,97	1.999,87
CNEL EP	46.896,80	523,32	562,41	47.981,79

Tabla 22. Longitud de redes secundarias por distribuidora en 2023, parte 2 [22]

Empresa	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	Total (km)
E.E. Centro Sur	11.970,15	447,81	1.103,51	13.521,47
E.E. Quito	1.527,91	7.344,70	2.347,26	11.219,87
E.E. Ambato	7.760,44	339,26	788,59	8.888,29
E.E. Norte	5.649,34	1.851,93	310,84	7.812,11
E.E. Cotopaxi	6.930,12	151,27	259,86	7.170,25
E.E. Riobamba	5.589,38	93,45	44,04	5.726,87
E.E. Sur	5.589,38	93,45	44,04	5.726,87
E.E. Azogues	1.407,69	8,22	159,49	1.575,40
E.E. Galápagos	256,07	5,92	15,94	277,23
Empresas Eléctricas	45.323,80	10.341,57	5.071,59	60.737,36
Total	92.219,86	10.867,20	5.612,00	108.699,05

2.3. Metodología

2.3.1. Selección de la Zona de Estudio

Para analizar el impacto de la implementación de cargadores eléctricos en las viviendas, se debe seleccionar una zona específica de estudio. En este caso, se ha elegido el sector de Ceibos Norte en la parroquia Tarqui, Guayaquil, como se muestra en la ilustración 1. Esta área se ha seleccionado por su representación típica de un barrio residencial y la disponibilidad de datos necesarios para el análisis.

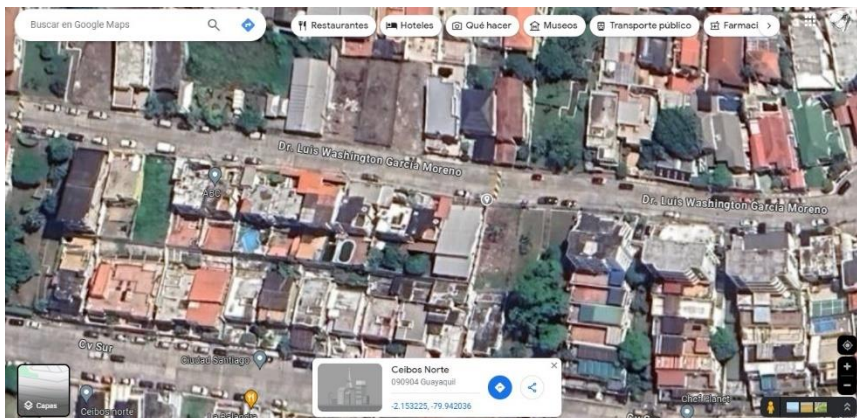


Ilustración 10. Área de estudio escogida, Ceibos Norte de la ciudad de Guayaquil.

2.3.1. Elección del Transformador

El transformador elegido para este estudio es el número 0442550, que está ubicado en el poste P000078 según el Geoportal de CNEL EP que proporciona información detallada sobre la infraestructura eléctrica. Esta elección permite centrarse en un punto específico de la red eléctrica, facilitando el análisis detallado de las cargas y la capacidad del transformador.

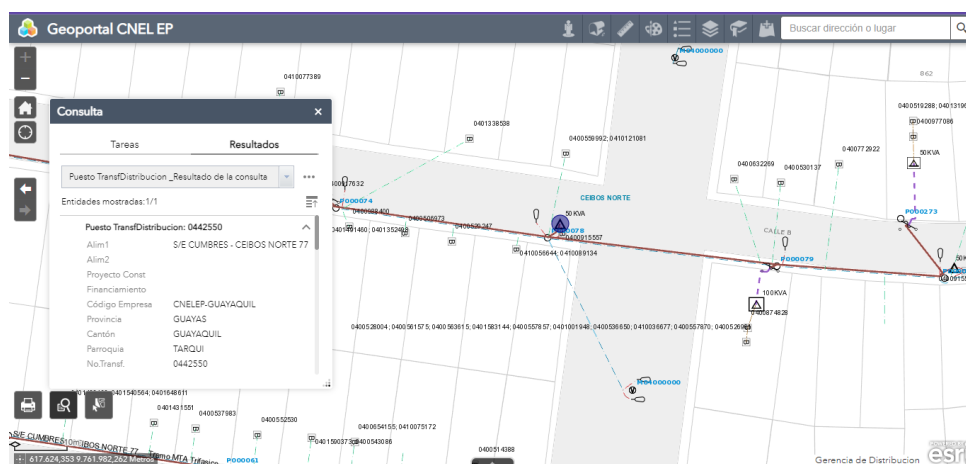


Ilustración 11. Transformador escogido en el sector Ceibos Norte en Guayaquil.

Consulta

X

Tareas	Resultados
←	Poste
P000078	▼
ObjectID	540902
Alimentador	S/E CUMBRES - CEIBOS NORTE 77
Código de Poste	P000078
Proyecto Const	
Financiamiento	
Código Empresa	CNELEP-GUAYAQUIL
Provincia	GUAYAS
Cantón	GUAYAQUIL
Parroquia	TARQUI
Subtipo	Poste Hormigon
Propiedad	CNELEP-GUAYAQUIL
Cimiento	Fundido Hormigon
Código Estructura	PHC11_500
MIOID	50.888
GLOBALID	{253EA5E2-A996-4241-A6BC-704B352DF1AE}
Tipo Uso Poste	Media Baja
Estructura en Poste	1CPT; 3EP

Ilustración 12. Información del poste P000078.

2.3.2. Características del Transformador

El transformador seleccionado tiene una capacidad de 50 kVA y está alimentado por un tramo aéreo de media tensión a 7.97 kV monofásico, utilizando un calibre de fase ACSR 1/0. Estas especificaciones son cruciales para entender la capacidad de carga del transformador y su capacidad para soportar la demanda adicional que supondrá la instalación de cargadores eléctricos.

(1 de 6)	
Alim1	S/E CUMBRES - CEIBOS NORTE 77
Alim2	
Proyecto Const	
Financiamiento	
Código Empresa	CNELEP-GUAYAQUIL
Provincia	GUAYAS
Cantón	GUAYAQUIL
Parroquia	TARQUI
No.Transf.	0442550
Subtipo	Transformador Monofásico en Poste
Código Puesto	
Fase Conexión	C
Voltaje	7.97 kV
Resistencia Tierra	0,00
Proteccion AT	Si
Potencia (kva)	50,00
Configuración BT	Línea Monofasica
Propiedad	CNELEP-GUAYAQUIL
MEDIDO	No
Código Estructura	1A50T
MIOID	10424
Voltaje Secundario	240 V
Conf. Lado Media	Línea Monofasica
Acercar a	

Ilustración 13. Información acerca del transformador N° 0442550 escogido.

(1 de 2)	
Tramo MT Aéreo: ACSR.1/0	
Alim1	S/E CUMBRES - CEIBOS NORTE 77
Alim2	
Proyecto Const	
Código Empresa	CNELEP-GUAYAQUIL
Subtipo	Tramo MT Monofasico
Fase Conexion	C
Voltaje	7.97 kV
Código Conductor Fase	ACSR.1/0
Código Conductor Neutro	ASC.2
Configuracion Conductores	1F2C
Secuencia Fase	C
Longitud del Sistema	39,97
Ramal	Ramal
Provincia	GUAYAS
Cantón	GUAYAQUIL
Parroquia	TARQUI
MIOID	49.714
Orden de trabajo	

Ilustración 14. Tramo aéreo de media tensión que alimenta al transformador.

2.3.3. Conexiones del Transformador

A este transformador están conectados 11 usuarios residenciales y 4 luminarias. Este detalle es esencial para calcular la carga actual del transformador y prever cómo se verá afectada con la adición de los cargadores eléctricos. Evaluar las cargas residenciales actuales y las

luminarias permite una estimación precisa de la capacidad restante del transformador y la viabilidad de soportar nuevas instalaciones sin comprometer la estabilidad de la red eléctrica.

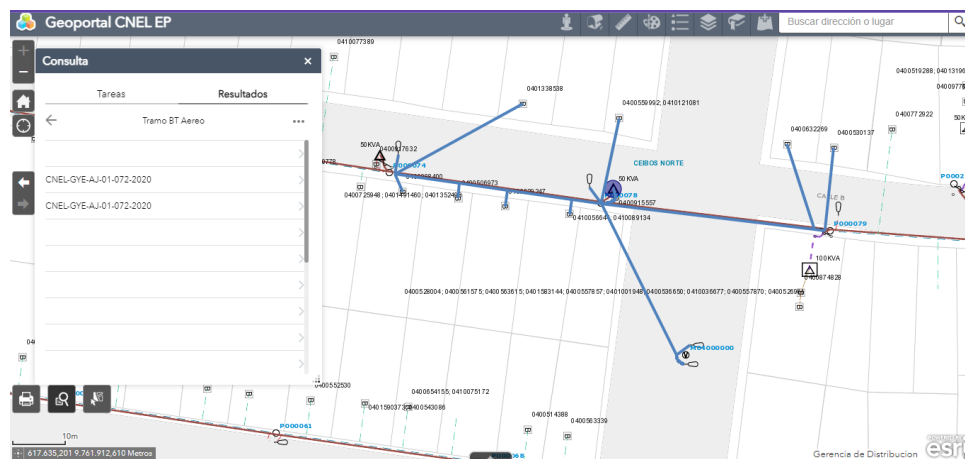


Ilustración 15. Tramo aéreo de baja tensión que alimenta las cargas.

Consulta	
Tareas	Resultados
←	Tramo BT Aéreo ***
ObjectID	4300337
Alim1	S/E CUMBRES - CEIBOS NORTE 77
Alim2	
Electric Trace Weight	1.073.742.144
Proyecto Const	
Código Empresa	CNELEP-GUAYAQUIL
Subtipo	Acometida BTA Monofasica
Fase Conexión	C
Voltaje	120 V
Código Conductor Fase	MULAI 3x4
Código Conductor Neutro	
Configuración Conductores	1F2C
Circuitos	
Provincia	GUAYAS
Cantón	GUAYAQUIL
Parroquia	TARQUI
GLOBALID	{8328FD02-72CC-4785-B350-F07161EBD8A0}
ParentCircuitSourceGUID	{95757FCB-616A-4221-9C42-915C83E14128}
Código Conductor Piloto	
Tipo Uso Tramo	Distribución
Circuitos	F1
SHAPE_LEN	2.83

Ilustración 16. Información del tramo aéreo de baja tensión.

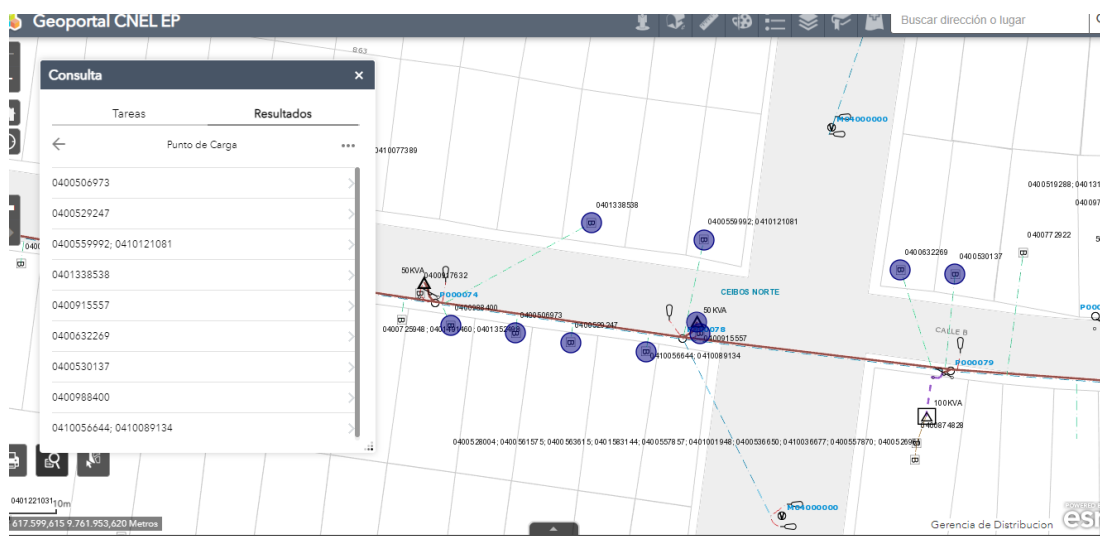


Ilustración 17. Cargas conectadas al transformador N°0442550

Tabla 23. Número de medidor de los usuarios conectados al transformador.

CODIGO DE CLIENTE	NUMERO DE MEDIDOR
400506973	1149740
400529247	1149741
410121081	20546339
400559992	1149744
401338538	1149742
40915557	1188028
40632269	1149981
40530137	1149980
400988400	1149739
41056644	1763521
410089134	1790548

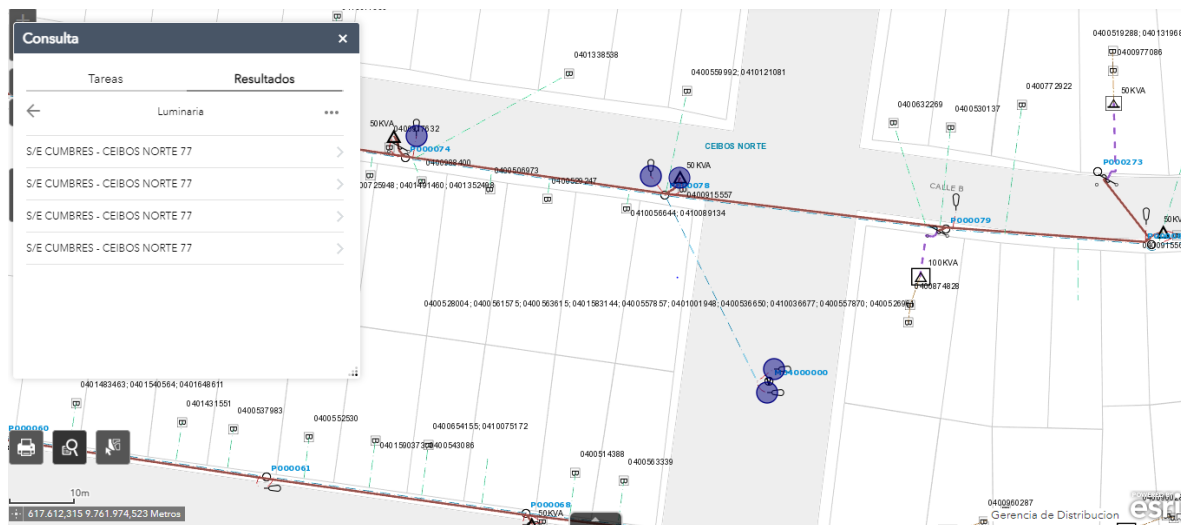


Ilustración 18. Luminarias conectadas al transformador N°0442550

Alim1	S/E CUMBRES - CEIBOS NORTE 77
Alim2	
Código Empresa	CNELEP-GUAYAQUIL
Provincia	GUAYAS
Cantón	GUAYAQUIL
Parroquia	TARQUI
Código Luminaria	150
Código Estructura	LDPS150ACC
Financiamiento	CNEL-GYE-AJ-01-030-2023
Proyecto Const	CNEL-GYE-AJ-01-072-2020
Potencia	150
Fase Conexión	C
Horas Func 1	12
Horas Func 2	0
Fias Func Mes	100
Subtipo	Sodio Cerrada
MIOID	0
Bajo Medición	No
Clasificación AP	General
Propiedad	Distribuidora
Circuitos	F12
Fase de Bajo Voltaje	ac

Ilustración 19. Características de las luminarias conectadas al transformador

3. CAPÍTULO 3

3.1. Diseño preliminar

3.1.1. Análisis de la carga existente

Para este estudio, se dispone de datos de consumo de potencia activa y reactiva proporcionados por CNEL, registrados cada 15 minutos desde enero hasta mayo. Se seleccionará únicamente el mes de marzo para el análisis, ya que representa el periodo de mayor demanda de potencia, lo cual permite simular el peor de los escenarios en términos de carga en la red de distribución.

La selección y el análisis se realizarán utilizando datos consolidados por horas para un total de 11 usuarios de categoría residenciales.

Tabla 24. *Energía y potencia instalada de las cargas existentes en el sector.*

N° de usuario	N° de medidor	Mes	Energía medida (kWh)	Potencia promedio de consumo (W)
1	1149739	Marzo	454	610
2	1149740	Marzo	634	852
3	1149741	Marzo	1279	1719
4	1149742	Marzo	740	995
5	1149744	Marzo	453	609
6	1149980	Marzo	521	700
7	1149981	Marzo	1439	1934
8	1188028	Marzo	5297	7120
9	1763521	Marzo	568	763
10	1790548	Marzo	222	298
11	20546339	Marzo	568	763

Además, dentro de este sistema de distribución, existen 4 luminarias de sodio cerrada instaladas para alumbrado público, con una potencia de 150 W cada una a un voltaje de 220 V.



Ilustración 20. Luminaria de alumbrado público.

3.1.2. Elección del vehículo eléctrico

Se ha seleccionado el modelo BYD e5 como vehículo eléctrico de referencia. La elección de este modelo se basa en su popularidad, especificaciones técnicas adecuadas y disponibilidad en el mercado local.

Autonomía: Aproximadamente 300 km con una carga completa.

Capacidad de la Batería: 60 kWh.

Tiempo de Carga: Aproximadamente 8 horas utilizando un cargador de 7.4 kW.

Consumo Energético: Aproximadamente 20 kWh por cada 100 km recorridos.



Ilustración 21. BYD e5.

3.1.3. Elección del cargador de vehículo eléctrico

Para este estudio, se ha decidido emplear el cargador V25030 de la marca eHome T2C32, un cargador de carga lenta, debido a su compatibilidad con la infraestructura eléctrica residencial y su menor impacto en la red de distribución. Este cargador proporciona una potencia de carga ajustable de hasta 7.2 kW.

Datos Específicos:

Voltaje de Operación: 230V AC.

Corriente Nominal: 32 A.

Conector de Carga: Tipo 2 (IEC 62196), conforme a la normativa local.

Modo de carga: Modo 3

Compatibilidad: Compatible con la mayoría de los vehículos eléctricos disponibles en el mercado.

Dimensiones: 315 x 180 x 110 mm.

Grado de Protección: IP54, adecuado para uso en interiores y exteriores.



Ilustración 22. Cargador eléctrico eHome de referencia.

Se prevé la instalación de un cargador de carga lenta en cada una de las nueve residencias ubicadas en la zona de Ceibos Norte, en la parroquia Tarqui de Guayaquil. Estos cargadores se ubicarán preferentemente en los garajes de las viviendas o en lugar de estacionamiento del vehículo dentro del predio del usuario.

3.1.4. Perfil de carga del cargador eléctrico

El perfil de carga de los cargadores de vehículos eléctricos se diseñará en función de los patrones de uso de los usuarios, considerando los días, horas y meses en los que se prevé que los vehículos serán recargados. Este diseño se fundamenta en un análisis detallado de los hábitos de consumo energético de los usuarios.

Días de la Semana: Principalmente los días laborales (lunes, miércoles y viernes), sin carga esperada durante los fines de semana.

Horas del Día: Se estudiará el caso con dos hábitos de carga; donde el tiempo de carga se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$t_{carga}[h] = \frac{\text{Capacidad de la batería (kWh)}}{\text{Capacidad del cargador (kW)}} = \frac{60 \text{ kWh}}{7.4 \text{ kW}} = 8.1 \text{ horas} \cong 8 \text{ horas}$$

Hábito 1: 8 horas de carga distribuidas en los horarios de 18h00 a 22h00 (Demanda pico)
y en el horario de 22h00 a 08h00 (Demanda media)

Hábito 2: 8 horas de carga en el horario de 22h00 a 08h00 (Demanda media)

Meses del Año: Se seleccionará el mes de marzo, ya que es el mes de mayor consumo entre los datos disponibles de consumo diario de los usuarios residenciales.

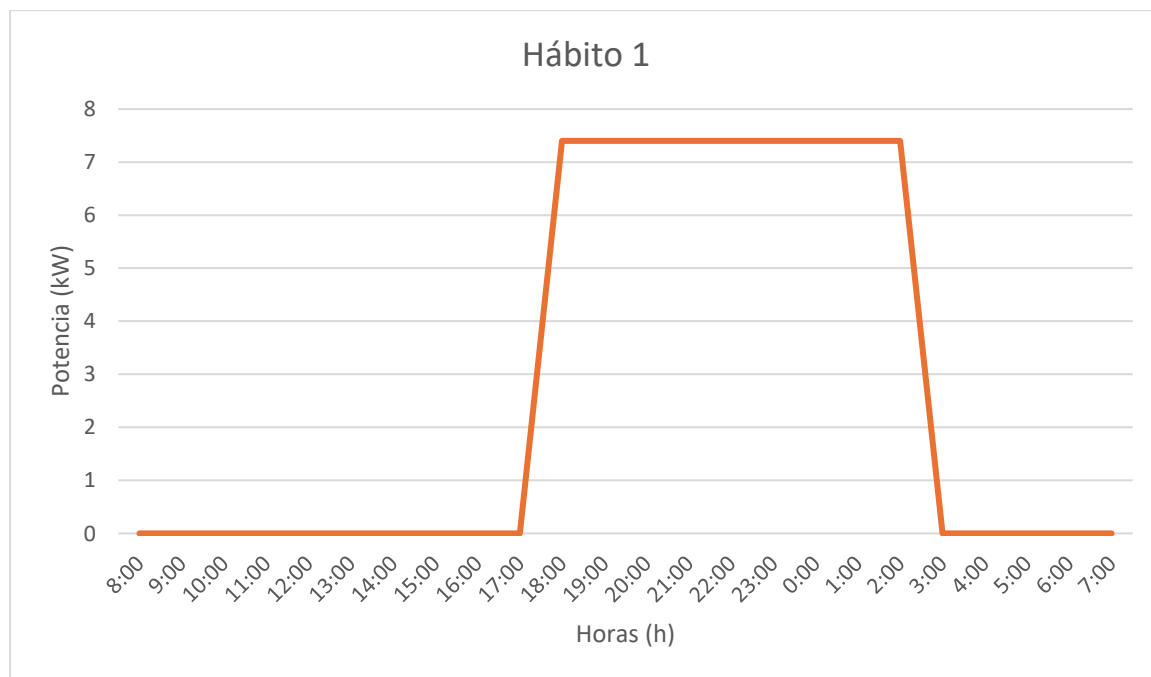


Ilustración 23. Perfil de carga del hábito 1.

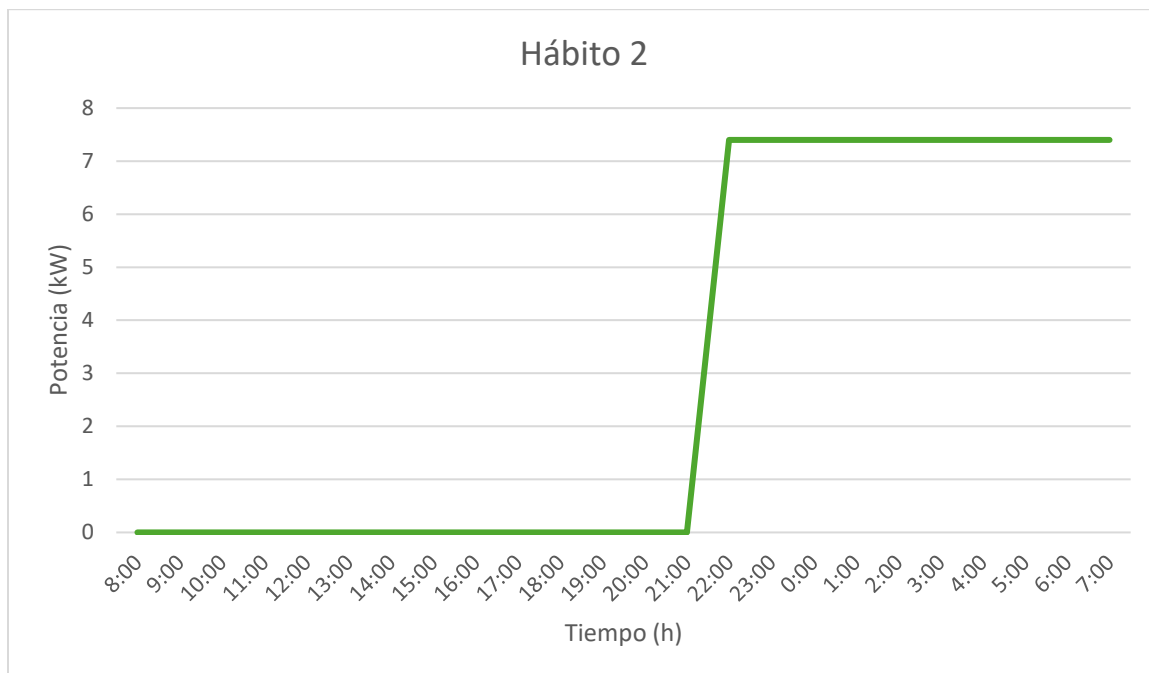


Ilustración 24. Perfil de carga del hábito 2.

3.1.5. Configuración del software de simulación

Se utilizará ETAP como software de simulación de flujo de carga debido a su robustez y precisión en el análisis de sistemas eléctricos. ETAP es ampliamente reconocido por su capacidad para modelar y simular redes eléctricas complejas, ofreciendo análisis detallados y visualización gráfica de los resultados, lo que facilita la identificación de problemas y la implementación de soluciones efectivas.

3.1.5.1. Configuración del transformador

El transformador de distribución se configurará con los parámetros dados por el Geoportal CNEL EP el cual dispone de una relación de transformación de 7.967 kV a 220V monofásico. A continuación, se incluirán imágenes que ilustran la configuración específica del transformador en el software.

2-Winding Transformer Editor - T1-442550

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

50 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C 7.967 0.24 kV

Voltage Rating

Prim. kV 7.967 FLA 6.276 Nominal Bus kV 7.967

Sec. 0.24 208.3 0.24

Other 65

Power Rating

kVA

Rated 50

Other 65

Derated 50

% Derating 0

MFR

Alert - Max

kVA

50

☒ Derated kVA

☐ User-Defined

Installation

Altitude 3300 ft

Ambient Temp. 30 °C

Type / Class

Type Sub Type Class Temp. Rise

Liquid-Fill Other Other 65

OK Cancel

Ilustración 25. Configuración del parámetro rating del transformador 442550 en ETAP.

2-Winding Transformer Editor - T1-442550

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

50 kVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C 7.967 0.24 kV

Impedance

%Z 2.3 X/R 1.13 R/X 0.885 %X 1.722 %R 1.524

Typical Z & X/R Typical X/R

Z Variation

@ -5 % Tap %Z 2.3 % Z Variation 0

@ 5 % Tap %Z 2.3 % Z Variation 0

Z Tolerance

+ 0 %

No Load Test Data (Used for Unbalanced Load Flow only)

% FLA 0 kW 0 % G 0 % B 0

OK Cancel

Ilustración 26. Configuración del parámetro impedancia del transformador 442550 en ETAP.

3.1.5.2. Configuración de las líneas

Las líneas de distribución se configurarán detalladamente para reflejar las características reales del sistema. Se incluirán parámetros como la longitud, tipo de conductor y voltaje de operación. A continuación, se muestran estos parámetros obtenidos en el geoportal.

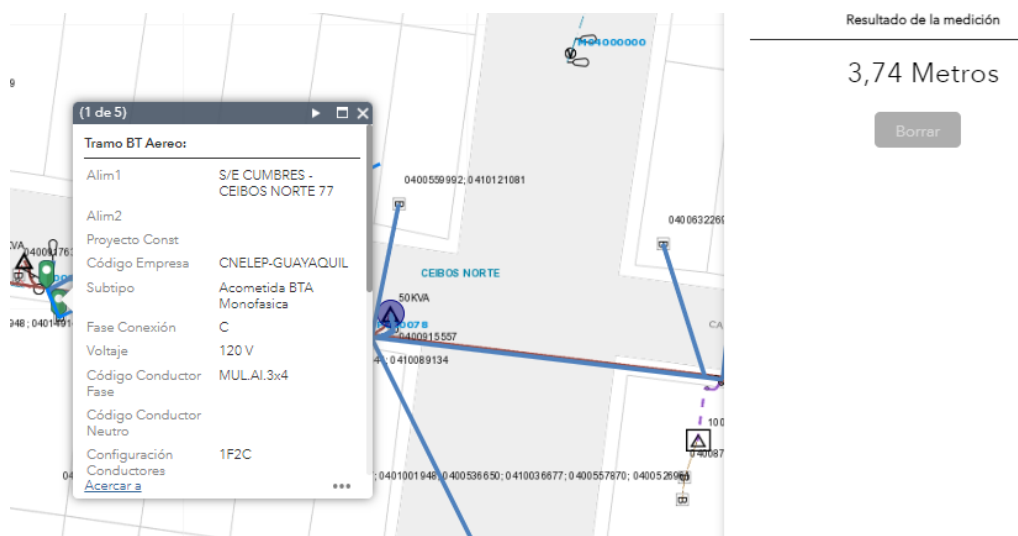


Ilustración 27. Parámetros del conductor del usuario 1.

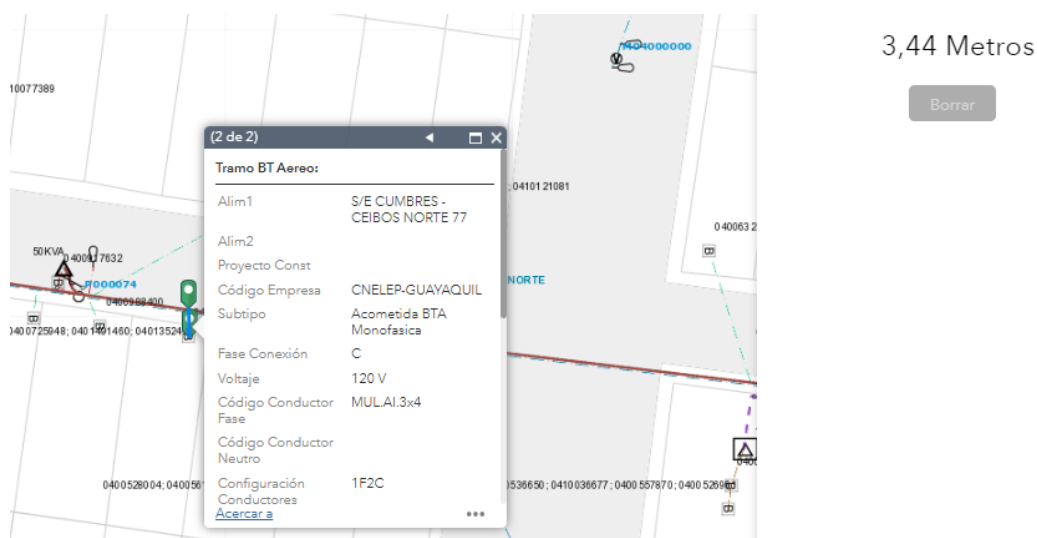


Ilustración 28. Distancia de la acometida del usuario 2.

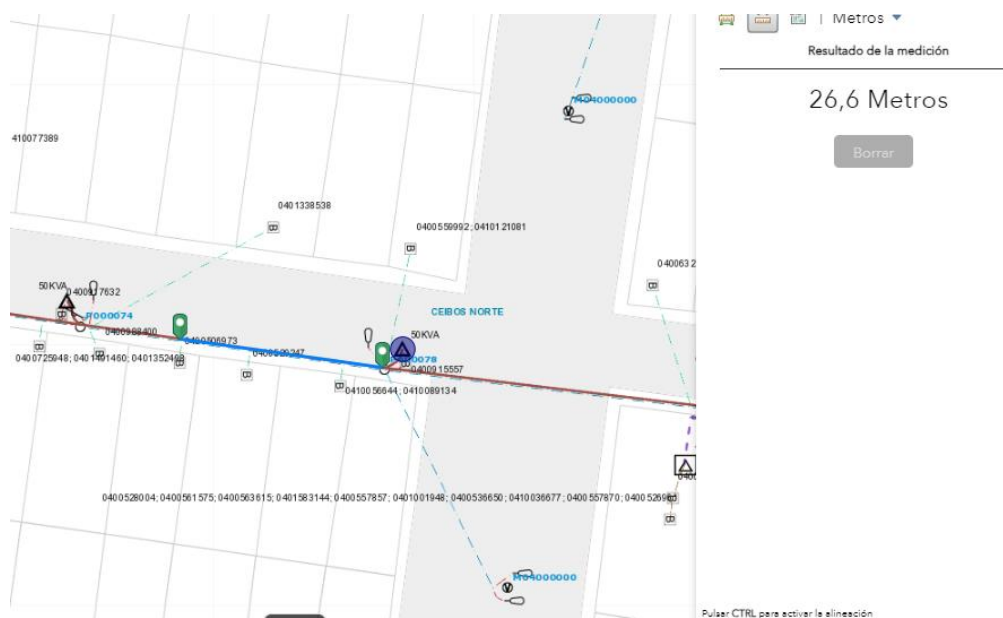


Ilustración 29. Distancia del transformador a la acometida del usuario 2.

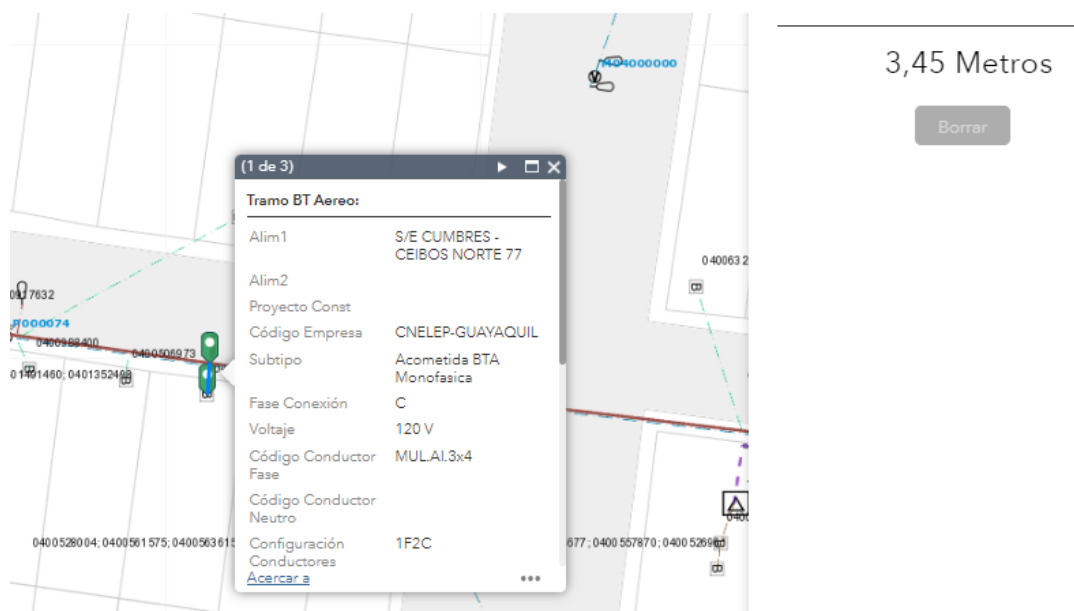


Ilustración 30. Distancia de la acometida del usuario 3.

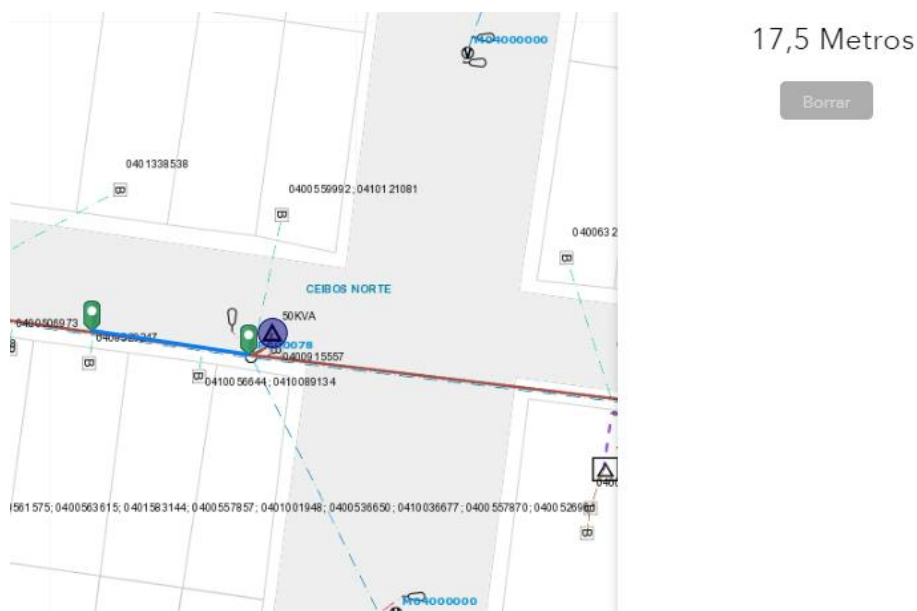


Ilustración 31. Distancia del transformador a la acometida del usuario 3.

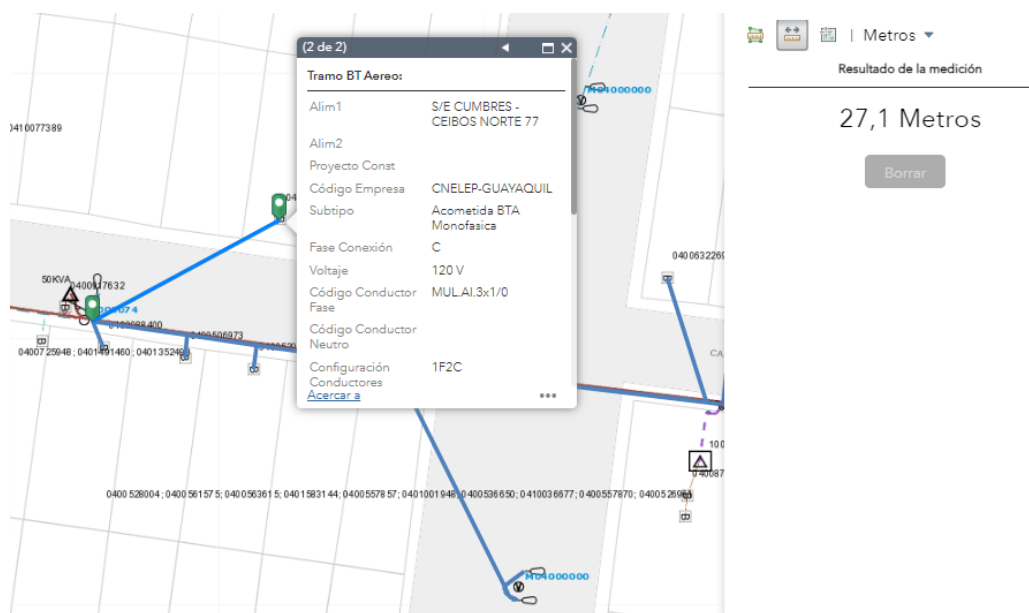


Ilustración 32. Parámetros del conductor del usuario 4.

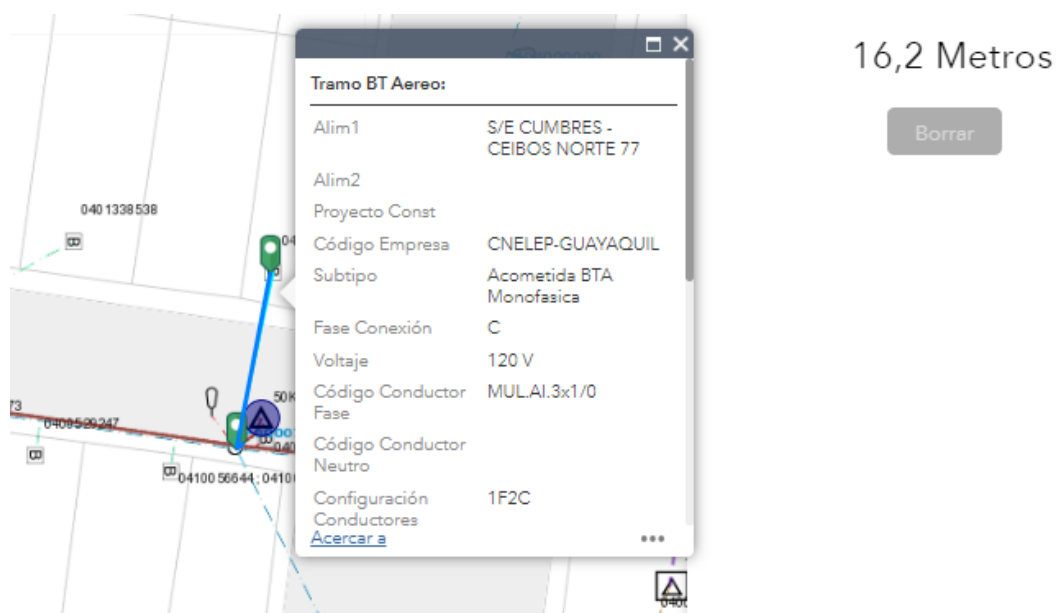


Ilustración 33. Parámetros del conductor del usuario 5 y 11.

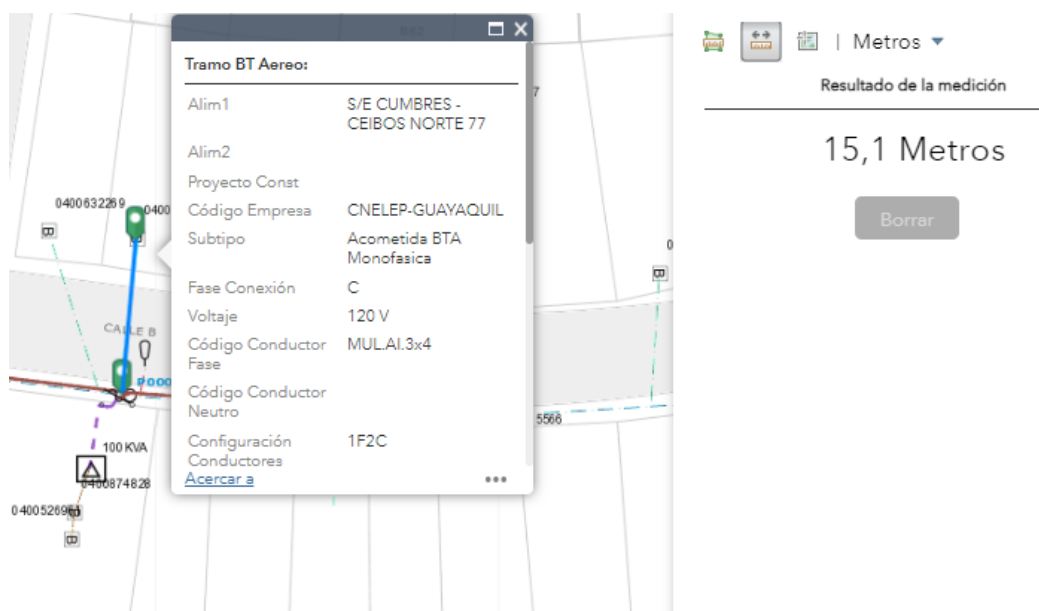
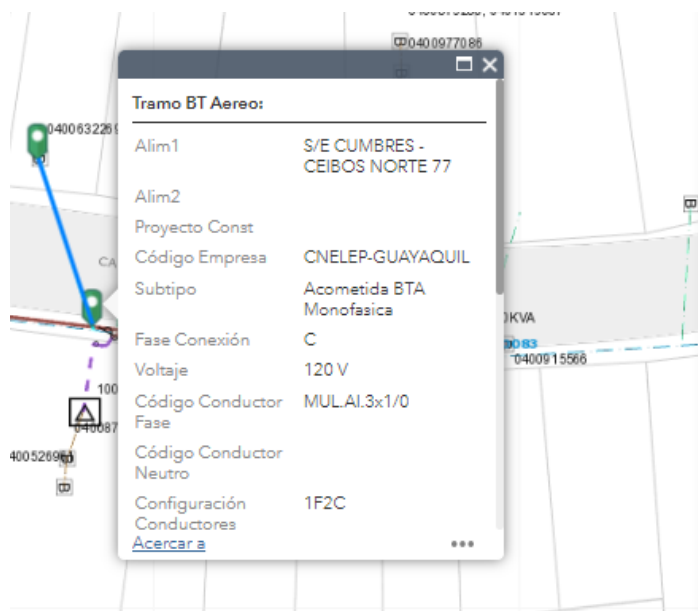


Ilustración 34. Parámetros del conductor del usuario 6.



16,1 Metros

Borrar

Ilustración 35. Distancia de la acometida del usuario 7.



40 Metros

Borrar

Ilustración 36. Distancia del transformador a la acometida del usuario 7.

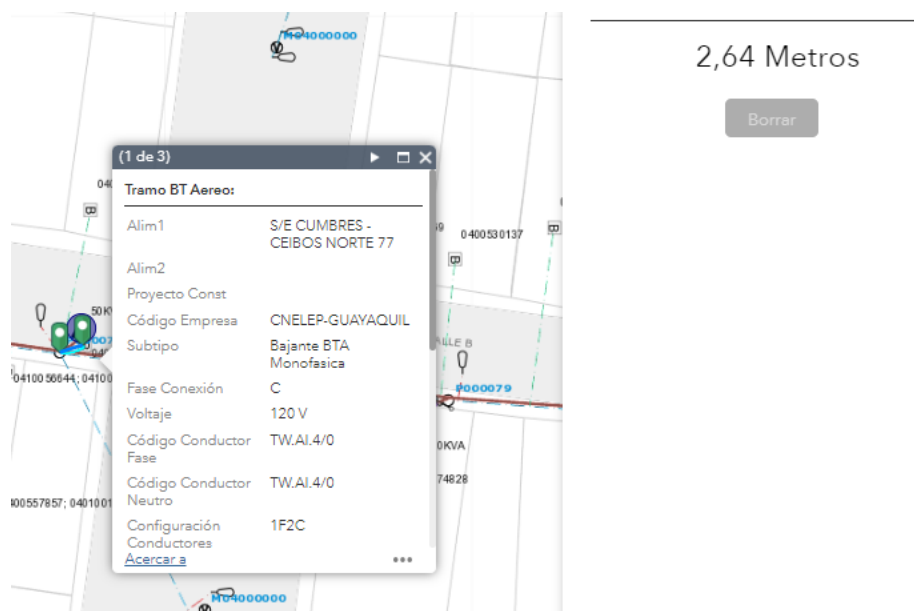


Ilustración 37. Parámetros del conductor del usuario 8.

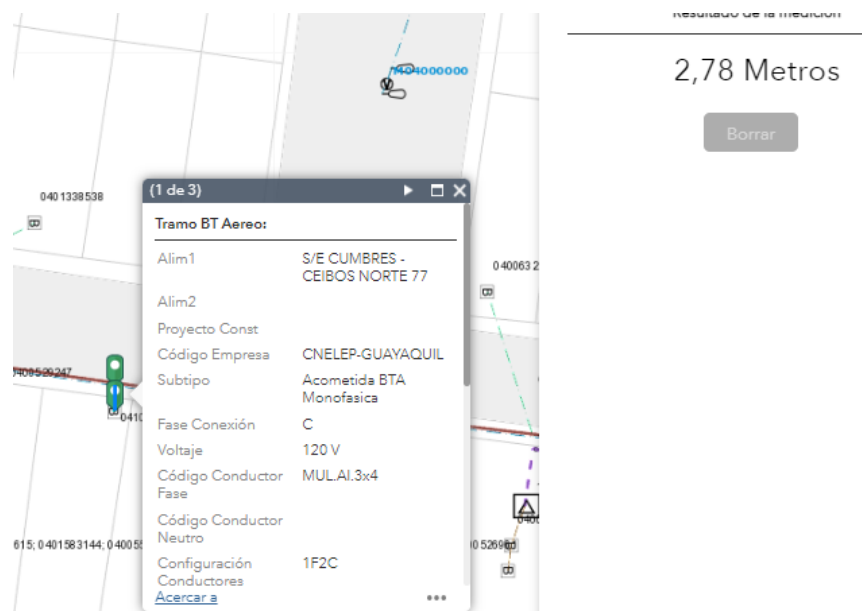


Ilustración 38. Distancia de la acometida del usuario 9 y 10.

[illegible]

Ilustración 40. *Parámetros del conductor para la luminaria 1.*

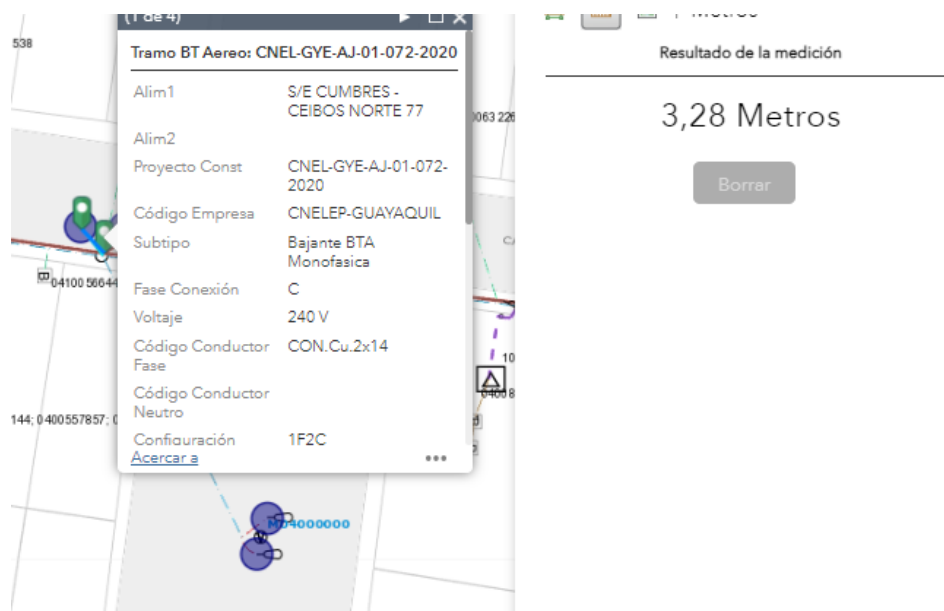


Ilustración 41. Parámetros del conductor para la luminaria 2.

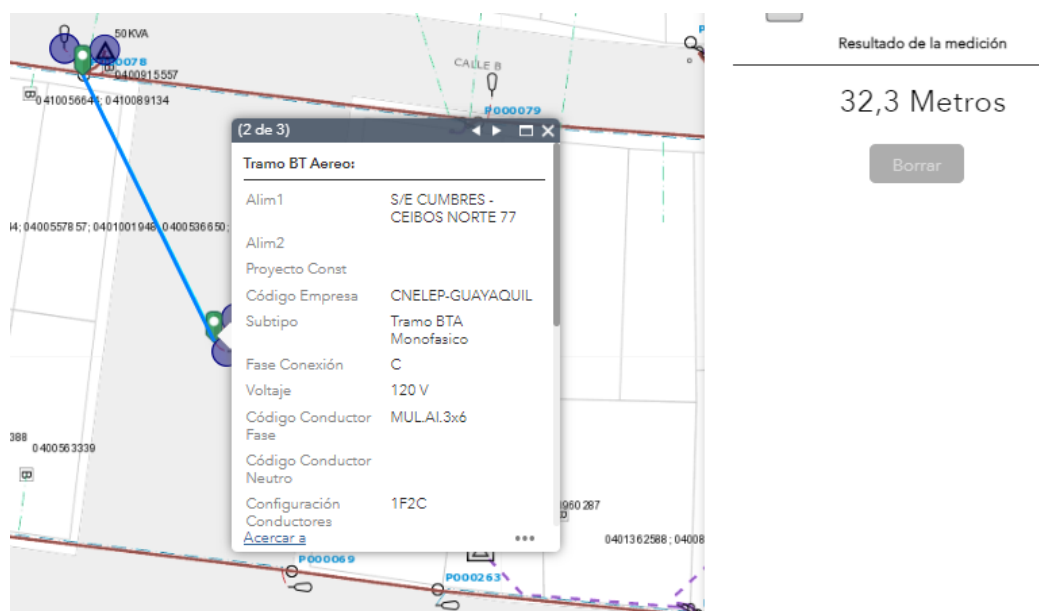


Ilustración 42. Parámetros del conductor de alimentación de la luminaria 3 y 4.

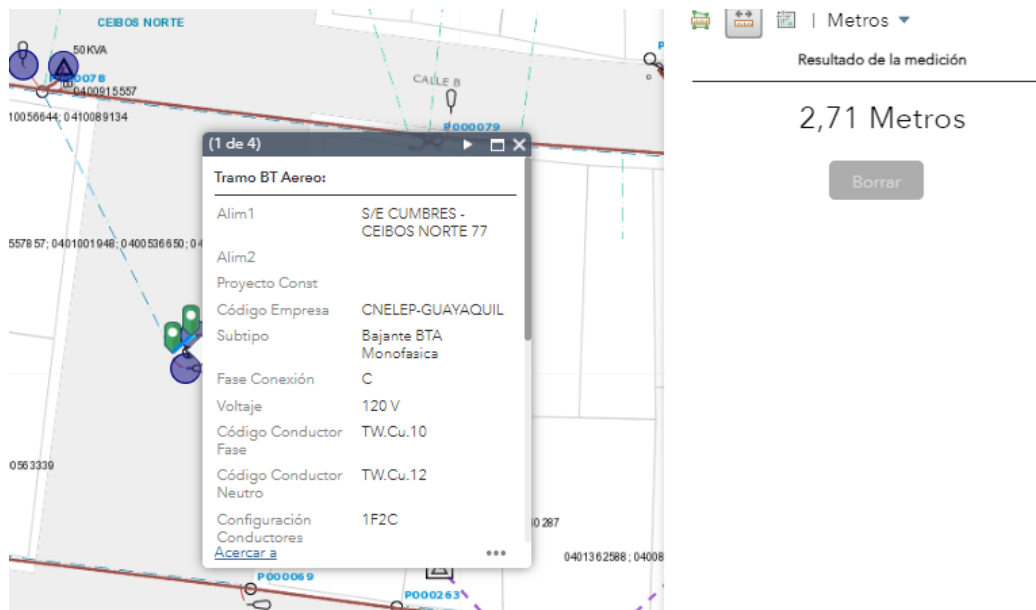


Ilustración 43. Parámetros del conductor para la luminaria 3 y 4.

3.1.5.3. Configuración de las cargas

Para la configuración de las cargas en ETAP, se generarán 11 archivos Excel, uno para cada usuario conectado, y 4 archivos adicionales para la configuración de las luminarias. Cada archivo contendrá los datos de consumo horario de potencia activa y reactiva, y será formateado de manera compatible con ETAP para su correcta lectura e integración en la simulación. Es fundamental que el nombre de cada archivo Excel coincida exactamente con el nombre asignado a la carga en la simulación de ETAP, para asegurar una correcta vinculación y representación de las cargas en el modelo.

P(MW)	Q(Mvar)	PF %	V(p.u.)	Angle	Humidity	Temp C	Wind (m/s)	Irradiance (W/m^2)	Hour	Minutes	Seconds	Date
0	0								0	0	0	2017-03-01 00:00:00
0	0								1	0	0	2017-03-01 01:00:00

Tabla 25. Formato compatible con ETAP.

3.1.5.4. Diagrama Unifilar en ETAP

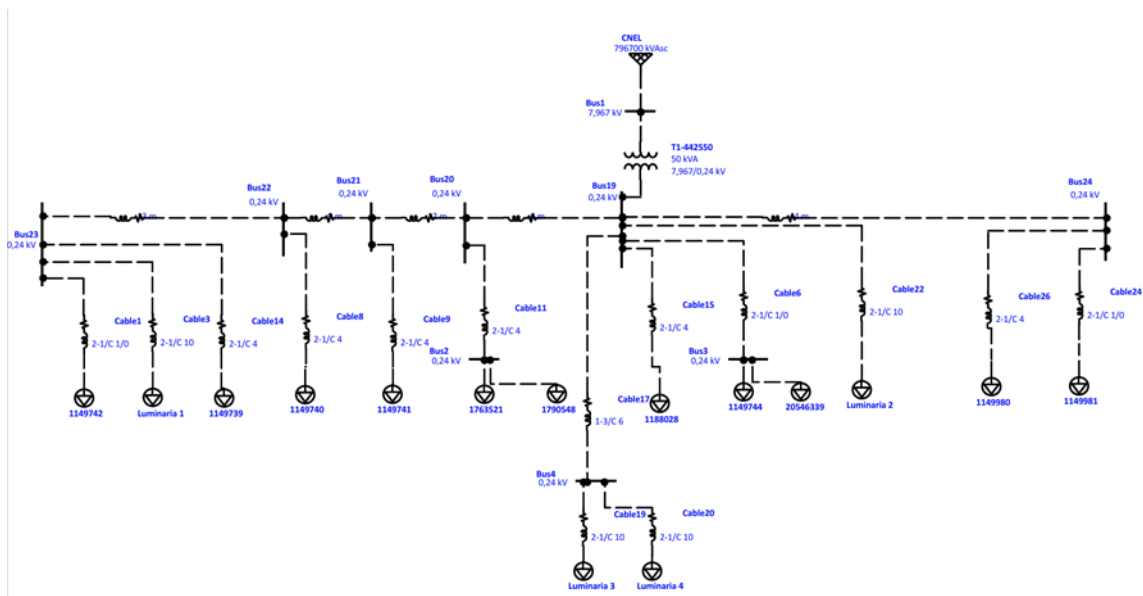


Ilustración 44. Diagrama unifilar de la red eléctrica de estudio.

3.2. Facturación de energía eléctrica

3.2.1. Facturación con demanda base residencial sin cargadores de vehículos eléctricos

Para la facturación con demanda base residencial sin cargadores de vehículos eléctricos, se consideró el pliego tarifario vigente, el cual establece los costos por kilovatio-hora (kWh) consumido. Este cálculo se realizó tomando como referencia los consumos horarios registrados durante el mes de marzo, conocido por presentar la mayor demanda energética del año. La facturación mensual de cada usuario se determinó multiplicando el consumo total del mes por el valor del kWh según la tarifa residencial actual. Este enfoque permite obtener una estimación precisa de los costos energéticos bajo condiciones normales de uso, sin la influencia adicional de la carga derivada de los vehículos eléctricos.

La tabla detallada de la facturación de marzo se encuentra en el Anexo 4.

CÁLCULO DE ENERGÍA SEGÚN EL PLIEGO		
TU CONSUMO	KILOVATIOS (KWH) x COSTO	VALOR (\$)
0 - 50	50 x 0.0780	3.90
51 - 100	50 x 0.0810	4.05
101 - 150	50 x 0.0830	4.15
151 - 200	50 x 0.0970	4.85
201 - 250	50 x 0.0990	4.95
251 - 300	50 x 0.1010	5.05
301 - 350	50 x 0.1030	5.15
351 - 400	50 x 0.1050	5.25
401 - 450	50 x 0.1050	5.25
451 - 500	50 x 0.1050	5.25
501 - 700	200 x 0.1050	21.00
701 - 1000	300 x 0.1450	43.50
1001 - 1500	500 x 0.1709	85.45
1501 - 2500	1000 x 0.2752	275.20
2501 - 3500	1000 x 0.4360	436.00
3501 -	1797 x 0.6812	1224.12
Rubro Energía		2133.12

***Ilustración 45.** Cálculo de la facturación de energía según el pliego. Se tomó como imagen de referencia el cálculo para el medidor 1188028 con consumo de 5297 kWh-mes.*



Existen valores de *Comercialización que también son parte de tu factura y dependerá de cuanto consumas
*Art. 43 LOSPEE

De 0 a 300 kWh del mes	\$	\$1,414
De 301 a 500 kWh del mes	\$	\$2,826
De 501 a 1000 kWh del mes	\$	\$4,240
superior a 1000 kWh del mes	\$	\$7,066

Ilustración 46. Costo de comercialización según el consumo de energía.

3.2.2. Facturación con demanda base residencial y cargadores de vehículos eléctricos

Para la facturación con demanda base residencial y cargadores de vehículos eléctricos, se calculará la facturación considerando dos escenarios distintos. En el primer escenario, se utiliza un solo medidor que mide tanto el consumo residencial como el de la carga del vehículo eléctrico. En el segundo escenario, se emplean dos medidores: uno destinado al consumo residencial y otro exclusivamente para la carga del vehículo eléctrico. Este último permite analizar el impacto de diferentes hábitos de carga, ya que el pliego tarifario vigente establece un factor para demanda (USD/kW-mes) y otros en función de la energía consumida (USD/kWh) en los períodos de demanda punta (18:00 hasta las 22:00 horas de lunes a domingo), demanda media (08:00 hasta las 18:00 horas de lunes a viernes) y, demanda base (22:00-08:00 horas de lunes a domingo y 08:00-18:00 horas, sábado y domingo). La comparación entre ambos escenarios permitirá evaluar las variaciones en la facturación bajo condiciones de carga combinada y separada, ofreciendo una visión detallada de los costos asociados a cada configuración.

	VEHICULOS ELÉCTRICOS	
	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGIA (USD/kWh)
L-V 08:00 hasta 18:00 horas	4,050	0,080
L-D: 18:00 hasta 22:00		0,100
L-D: 22:00 hasta 08:00 horas		0,050
SyD: 08:00 hasta 18:00 horas		

Ilustración 47. Cargos tarifarios de demanda y energía para vehículos eléctricos de CNEL UN GUAYAQUIL.

Como se puede observar, el consumidor debe pagar un cargo por demanda en USD/kWh-mes por cada kW de demanda mensual facturable, sin embargo, a esto se le debe multiplicar por un factor de gestión de demanda de vehículos eléctricos si la demanda se registra en periodos de demanda media o base, y periodos punta. Tal y como se muestra a continuación:

$$FGDVE = \begin{cases} 0.60 & \text{si } DM \text{ se registra en los periodos de demanda media o base} \\ 1.00 & \text{si } DM \text{ se registra en los periodos de demanda punta} \end{cases}$$

Ilustración 48. Factor de gestión de demanda de vehículos eléctricos.

Por lo tanto, el valor de demanda (VD) en dólares al mes (USD/mes), quedaría de la siguiente forma:

$$VD \left(\frac{USD}{Mes} \right) = FGDVE * 4,050 \left(\frac{USD}{kW Mes} \right) * Capacidad del cargador (kW)$$

La tabla detallada de la facturación de marzo utilizando el mismo medidor para la lectura del consumo residencial y del cargador eléctrico se encuentra en el Anexo 5. Mientras que, la facturación de marzo utilizando un medidor independiente para la lectura del consumo residencial y otro medidor exclusivo para el consumo del cargador eléctrico, se encuentra en el Anexo 7.

Por otro lado, en el anexo 6, se muestran los costos de carga de vehículos eléctricos para diferentes hábitos de energía y demanda para los diferentes hábitos de carga del vehículo eléctrico.

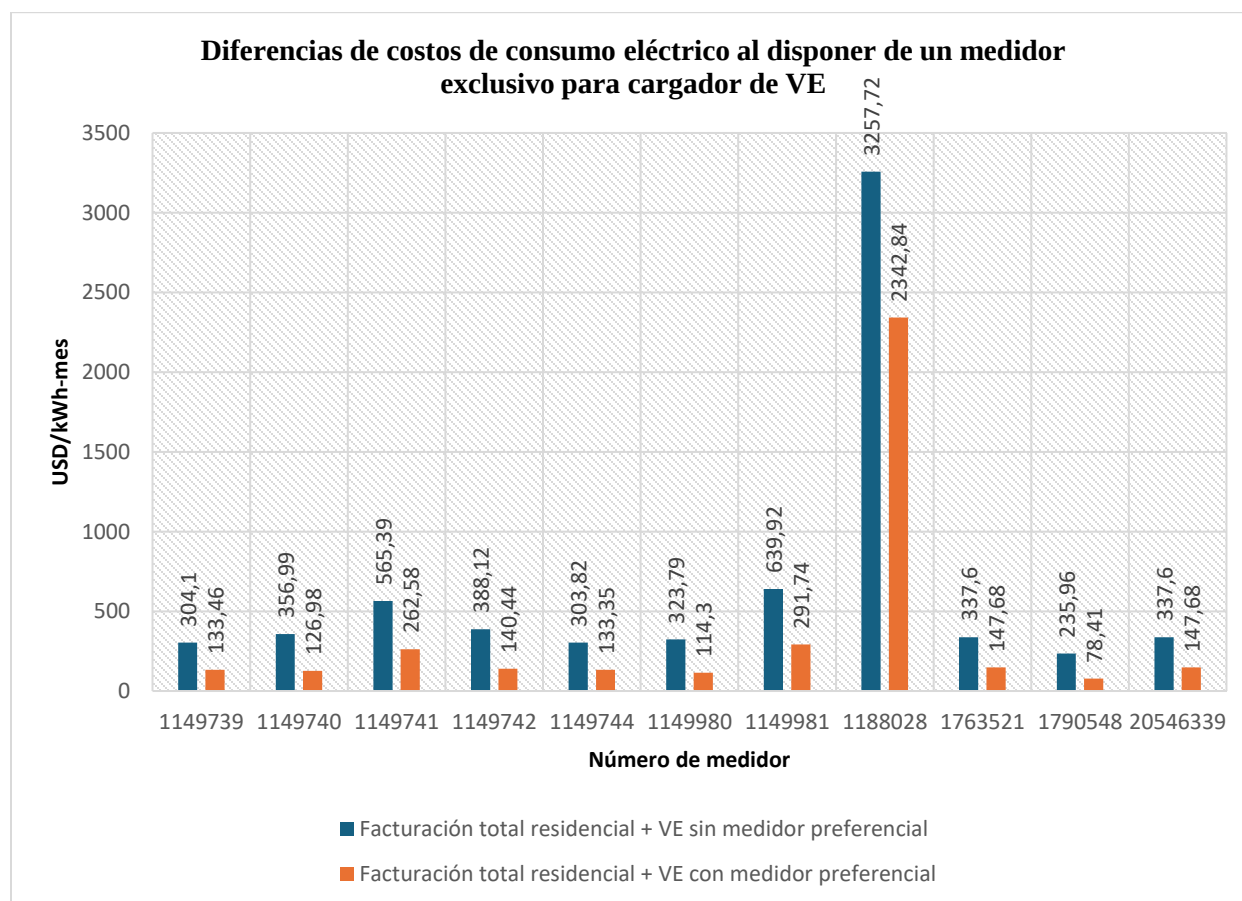


Ilustración 49. Gráfica sobre la diferencia de costos entre medir el consumo de energía del cargador de VE con un medidor exclusivo frente a medir con el medidor de consumo residencial existente.

El análisis de los datos de facturación revela que, al utilizar un medidor exclusivo para el cargador del vehículo eléctrico, los costos totales disminuyen significativamente en comparación con el uso de un medidor compartido para la carga residencial y el cargador del vehículo. Por ejemplo, para el medidor 1149739, la facturación sin medidor exclusivo es de 304.1 USD, mientras que con medidor exclusivo es de 133.46 USD, resultando en un ahorro de 170.64 USD, lo cual representa un 56.1% de ahorro. En general, los ahorros porcentuales varían entre aproximadamente 53.6% y 64.4%, tal y como indica la tabla del anexo 14, demostrando una tendencia consistente de reducción de costos al implementar un medidor exclusivo. El ahorro promedio total para todos

los usuarios es notable, subrayando la eficiencia económica de esta práctica para usuarios residenciales con vehículos eléctricos.

3.3. Escenarios de simulación

3.3.1. Con carga base residencial existente sin cargador de vehículo eléctrico

En este estudio se realizará un flujo de potencia en el dominio del tiempo considerando exclusivamente la carga base residencial, sin la inclusión de los vehículos eléctricos. Este análisis tiene como objetivo evaluar el comportamiento y la capacidad de la red de distribución bajo condiciones normales de operación. Al establecer esta línea base, se podrá obtener una referencia clara y precisa antes de añadir la demanda adicional generada por los cargadores de vehículos eléctricos. Este enfoque permitirá identificar posibles limitaciones y optimizar el rendimiento del sistema eléctrico de manera eficiente. La ilustración correspondiente se encuentra en el Anexo 1.

3.3.2. Con carga base residencial y cargadores de vehículos eléctricos

En la segunda fase del estudio, se realizará un análisis de flujo de potencia en el dominio del tiempo que integrará tanto la carga base residencial como la demanda adicional generada por los cargadores de vehículos eléctricos. Este análisis permitirá evaluar el impacto de los vehículos eléctricos en la red de distribución, determinando cómo la adición de esta carga afecta la capacidad del transformador y las líneas de distribución. La inclusión de los cargadores de vehículos eléctricos en la simulación proporcionará una visión integral de las necesidades y desafíos que implica la incorporación de estos nuevos elementos en la infraestructura existente. A partir de los resultados obtenidos, se podrá determinar si es necesario modificar las líneas de distribución y el transformador, así como realizar un análisis exhaustivo de las implicaciones en las tarifas eléctricas e identificar las posibles sobrecargas y caídas de tensión.

Se llevarán a cabo dos escenarios de simulación para evaluar diferentes configuraciones de la red de distribución en relación con los vehículos eléctricos:

3.3.2.1. Con acometida compartida

En el Anexo 2, se presenta el diagrama unifilar general para este escenario, en el cual los cargadores de vehículos eléctricos estarán conectados a la misma acometida que el resto de la carga residencial. Se busca determinar la cantidad de cargadores eléctricos funcionando simultáneamente que puede manejar el sistema sin presentar inconvenientes. Para ello, se evaluará la capacidad del transformador y las líneas de distribución a través de la simulación de varios casos, como se detalla a continuación.

- **Carga residencial**

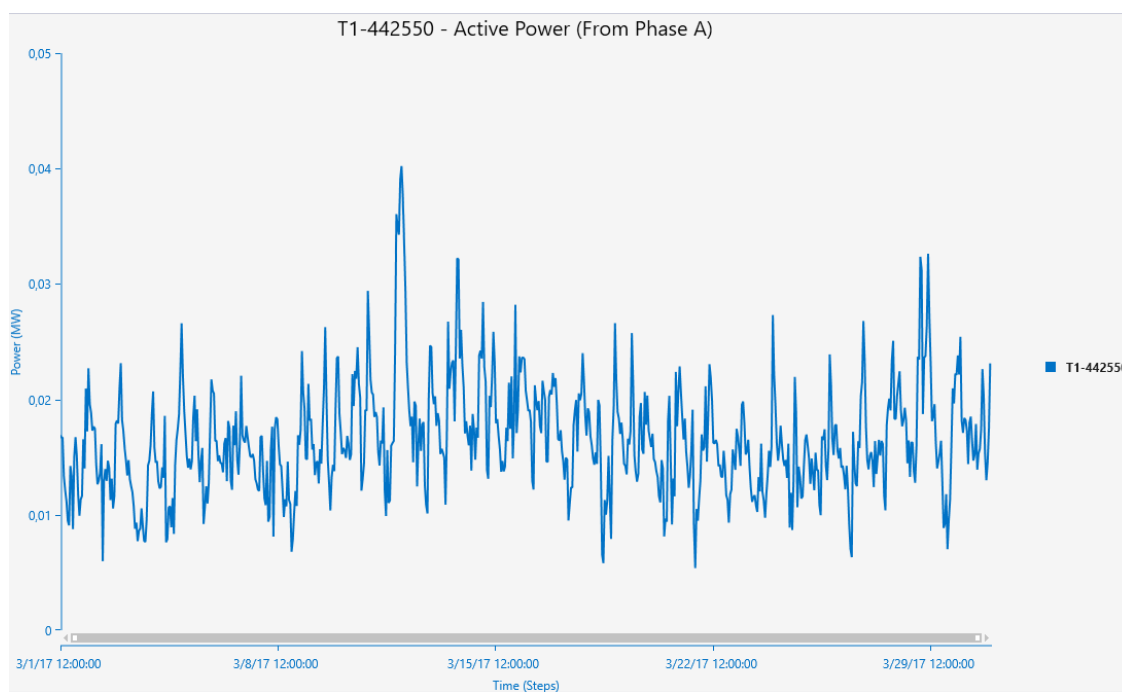


Ilustración 50. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo para una carga residencial

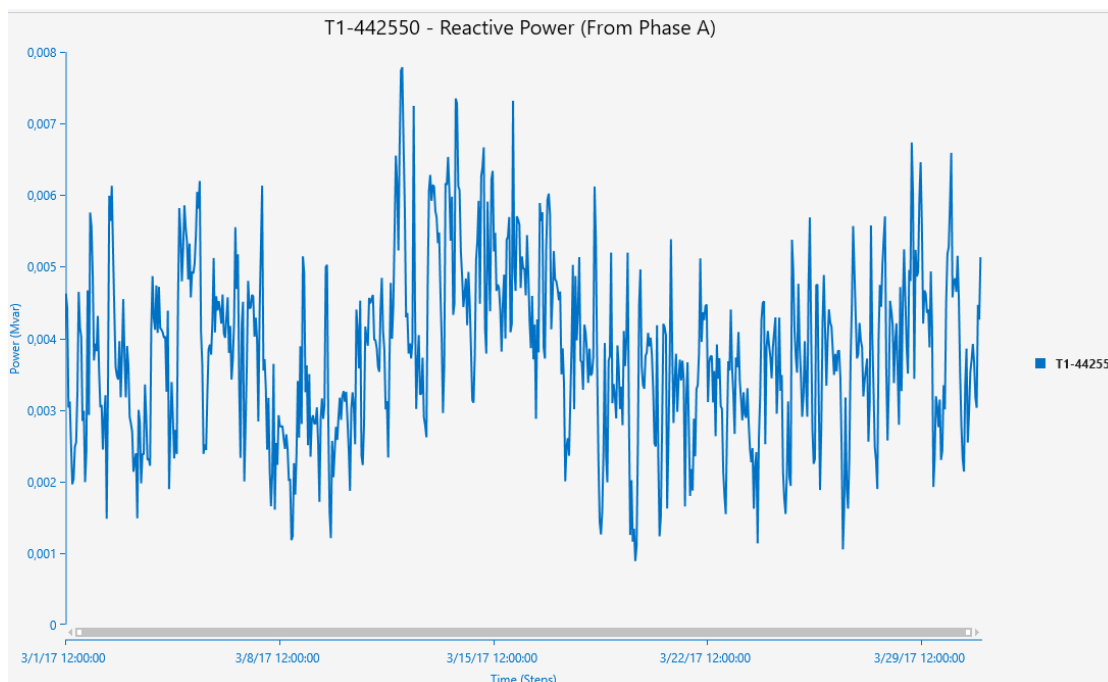


Ilustración 51. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo para una carga residencial

- **Caso 1: Carga residencial con 1 cargador de vehículo eléctrico**

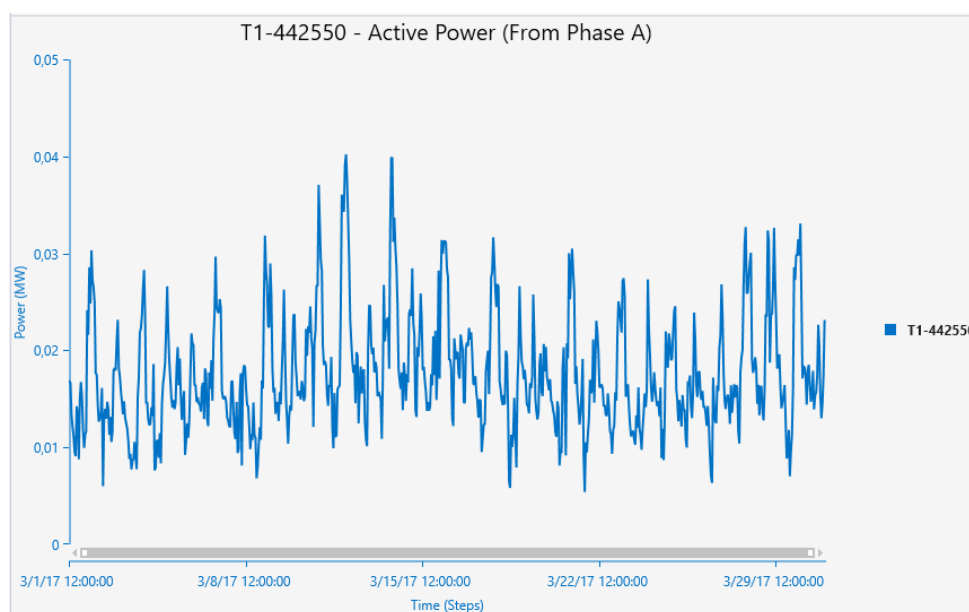


Ilustración 52. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 1 cargador eléctrico

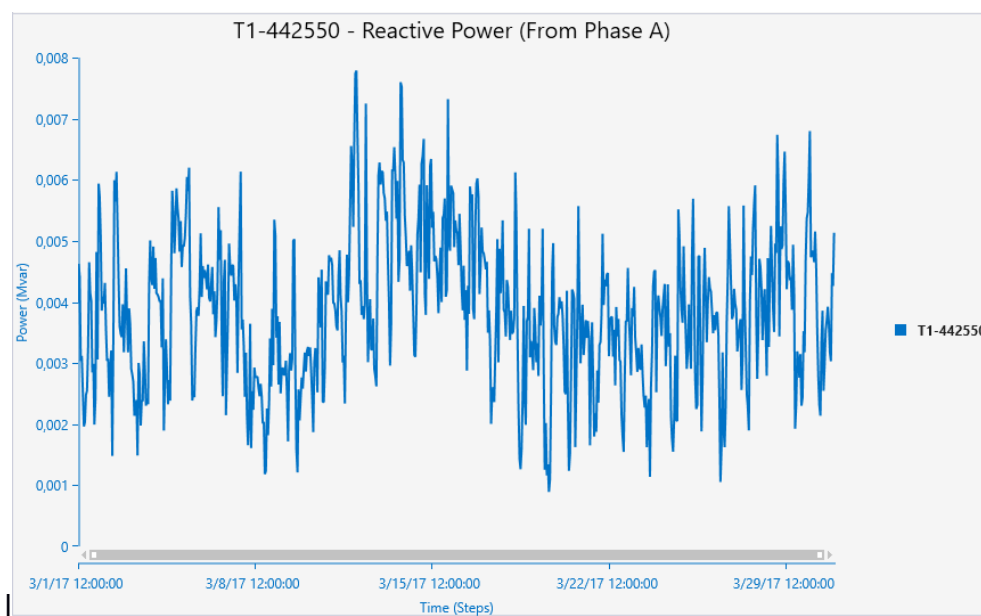


Ilustración 53. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 1 cargador eléctrico

- **Caso 2: Carga residencial con 2 cargadores de vehículos eléctricos**

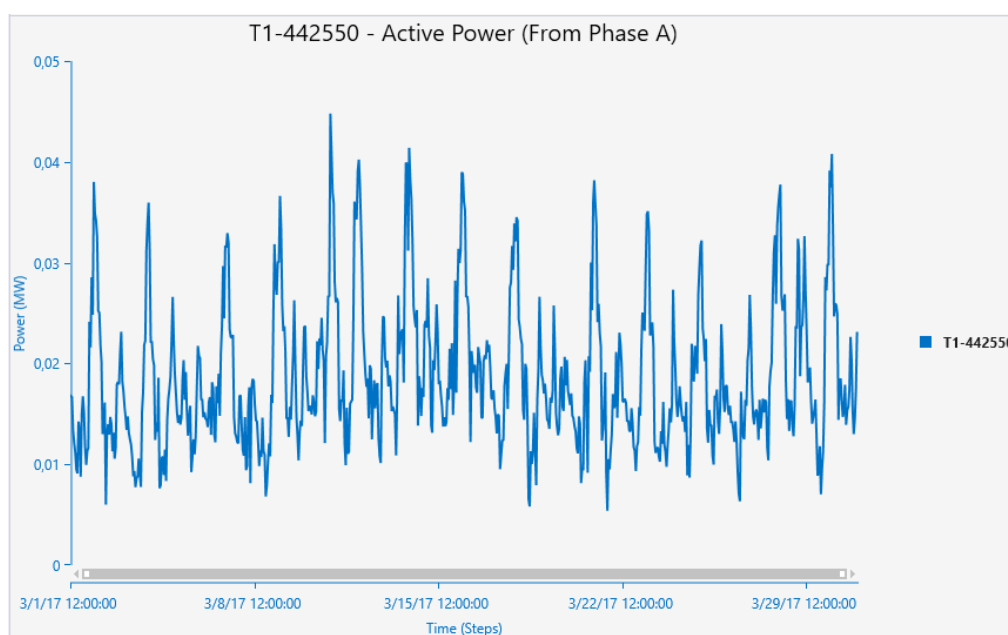


Ilustración 54. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos

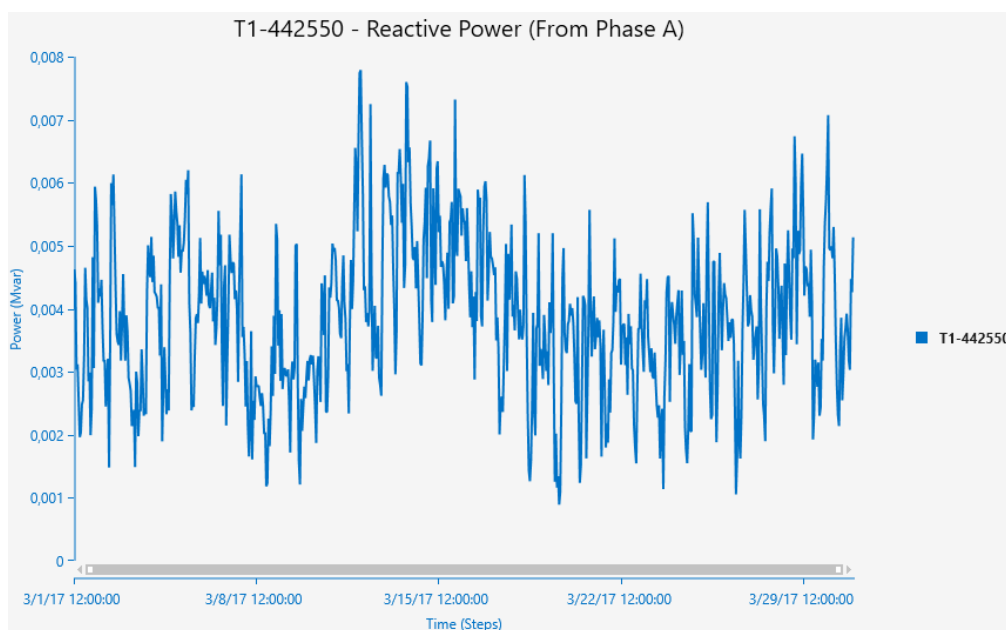


Ilustración 55. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos

- **Caso 3: Carga residencial con 3 cargadores de vehículos eléctricos**

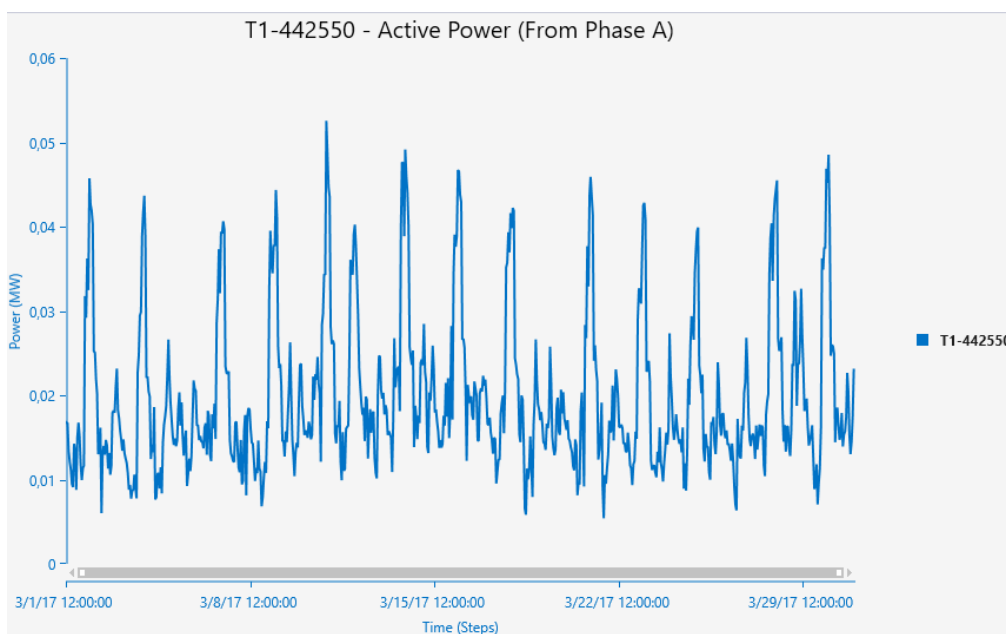


Ilustración 56. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos

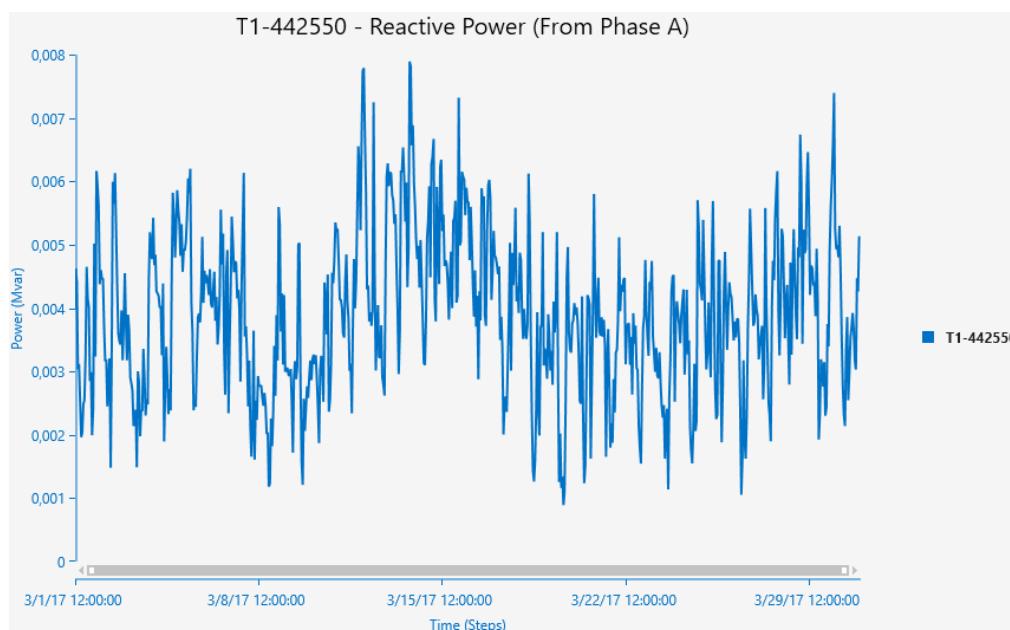


Ilustración 57. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos

- **Caso 4: Carga residencial con 4 cargadores de vehículos eléctricos**

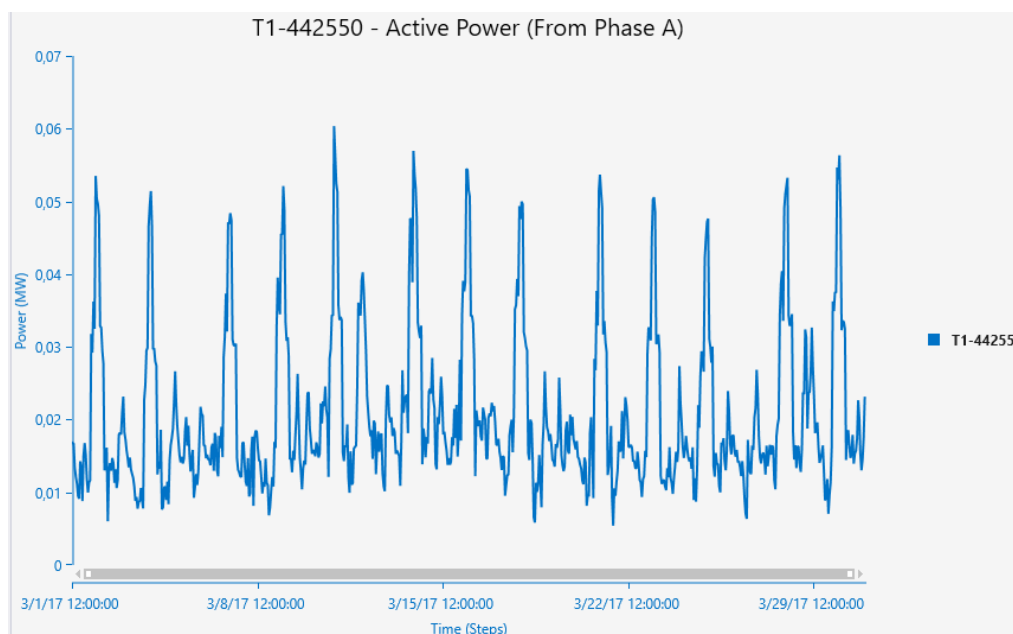


Ilustración 58. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos

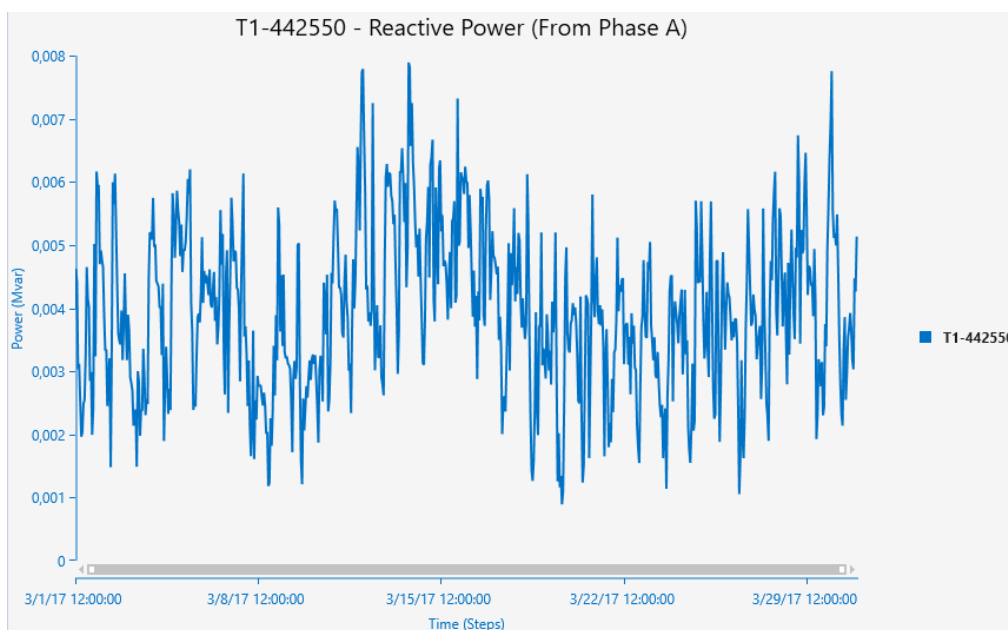


Ilustración 59. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos

- **Caso 5: Carga residencial con 5 cargadores de vehículos eléctricos**

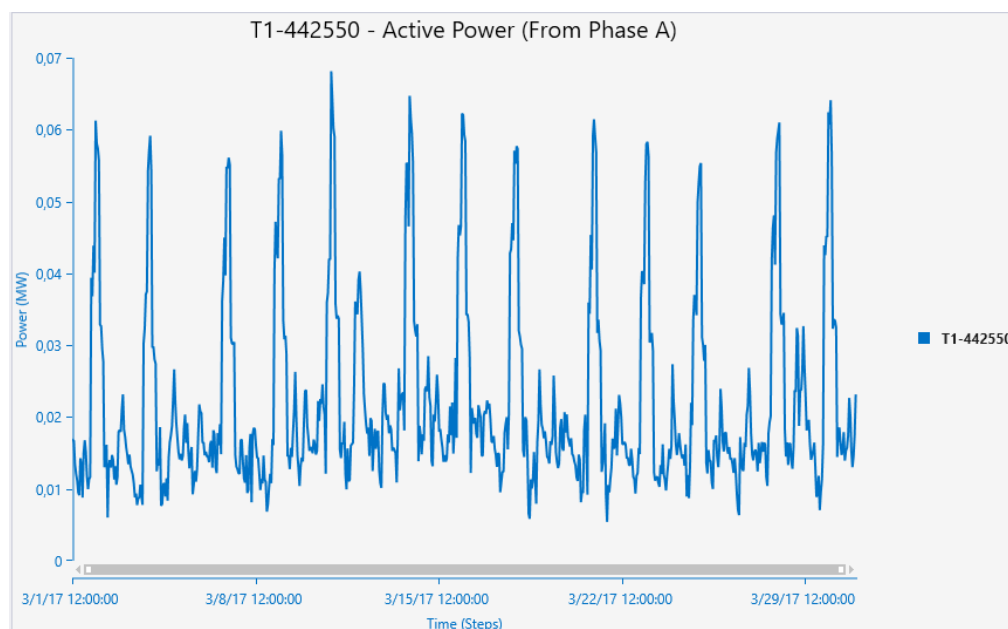


Ilustración 60. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos

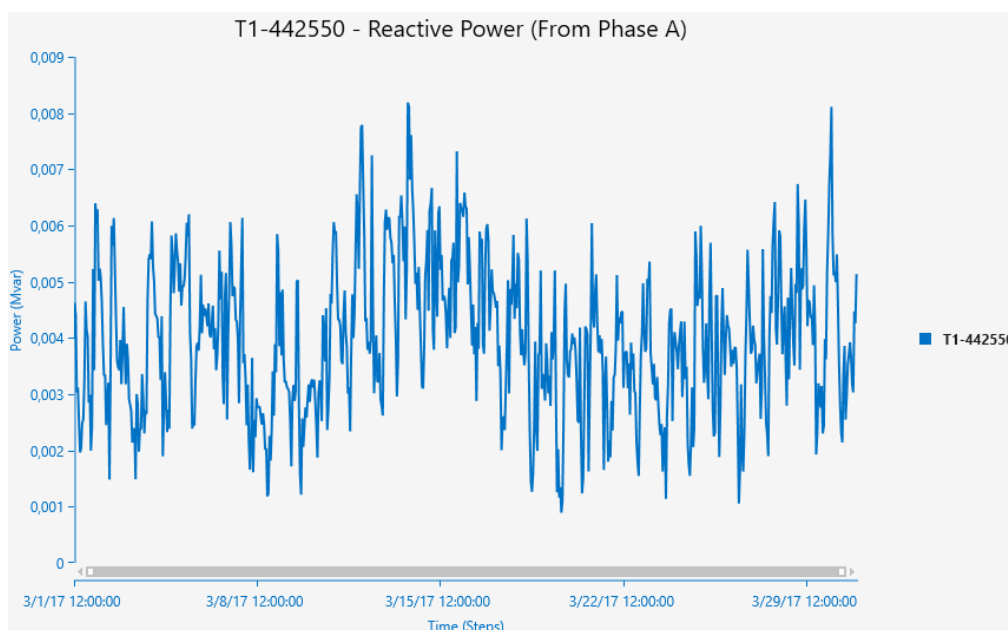


Ilustración 61. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos

- **Caso 6: Carga residencial con 6 cargadores de vehículos eléctricos**

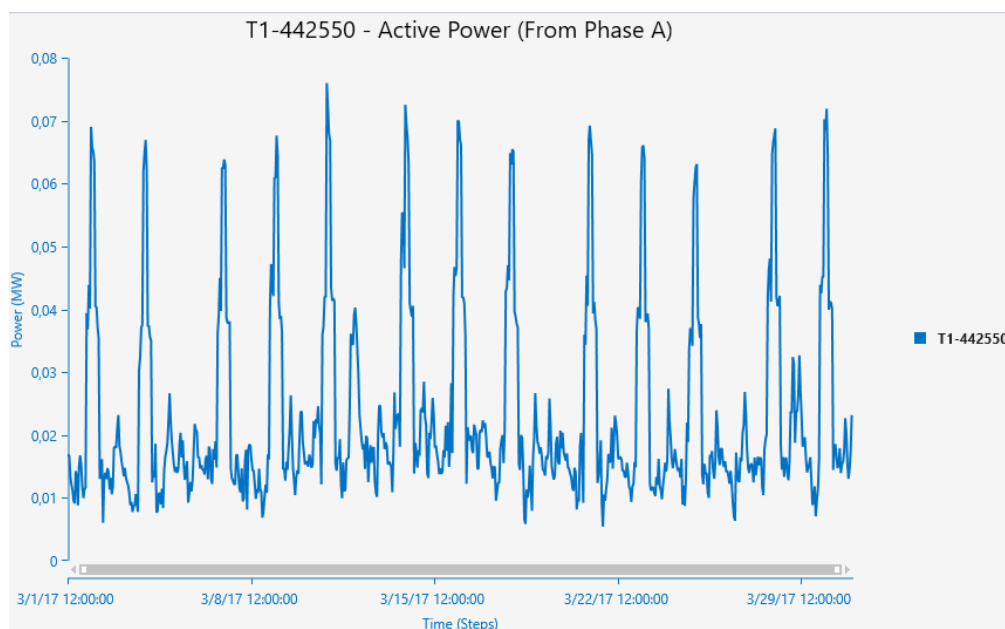


Ilustración 62. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos

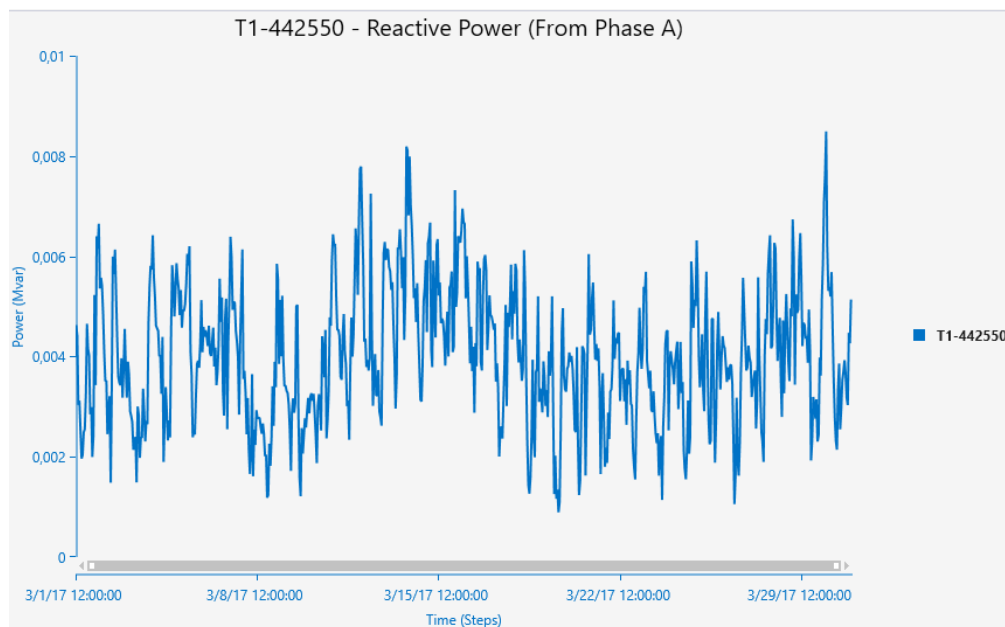


Ilustración 63. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos

- **Caso 7: Carga residencial con 7 cargadores de vehículos eléctricos**

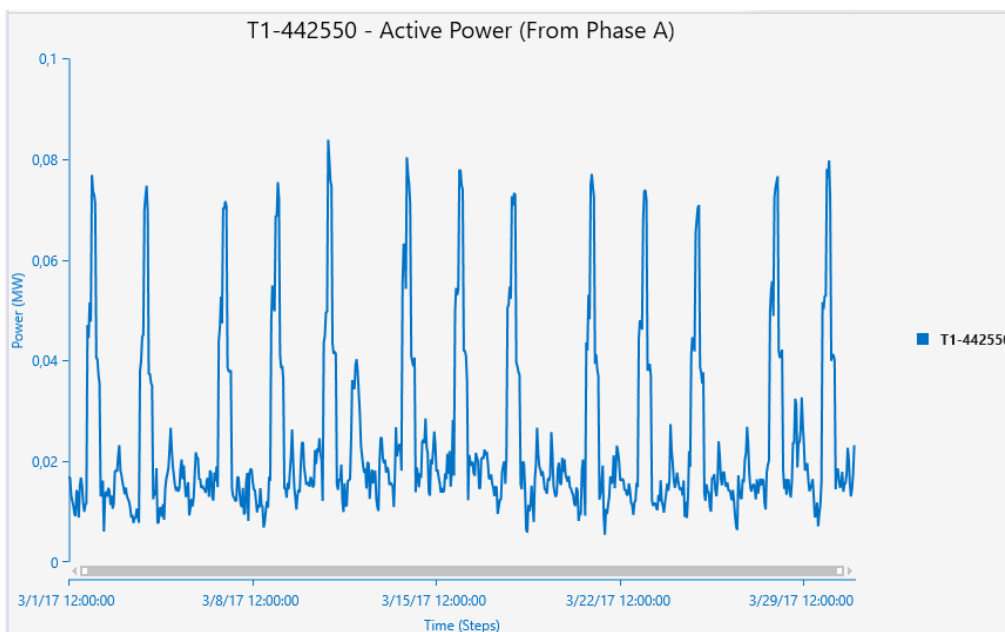


Ilustración 64. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos

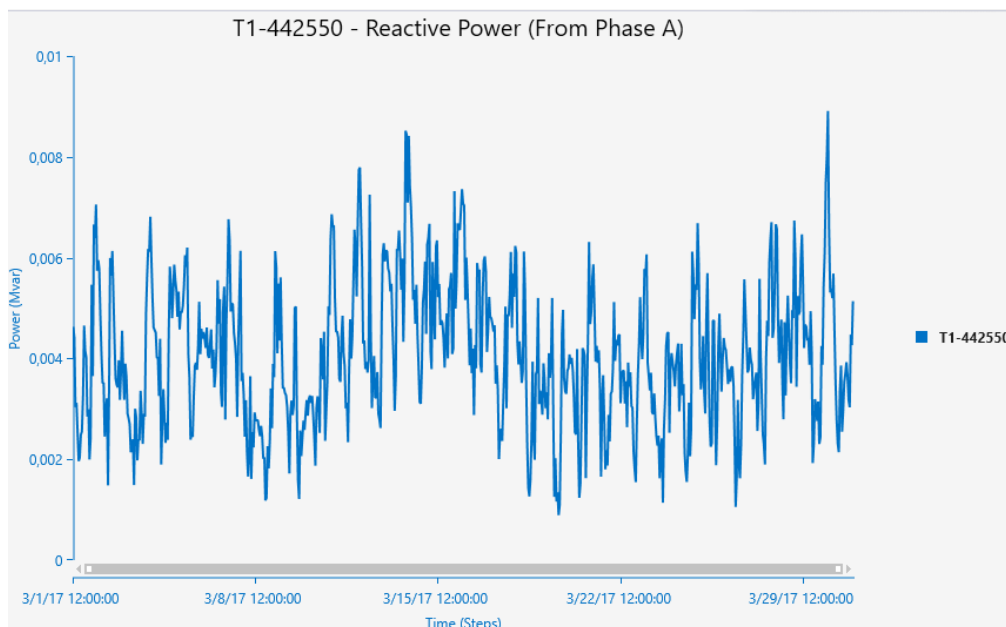


Ilustración 65. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos

- **Caso 8: Carga residencial con 8 cargadores de vehículos eléctricos**

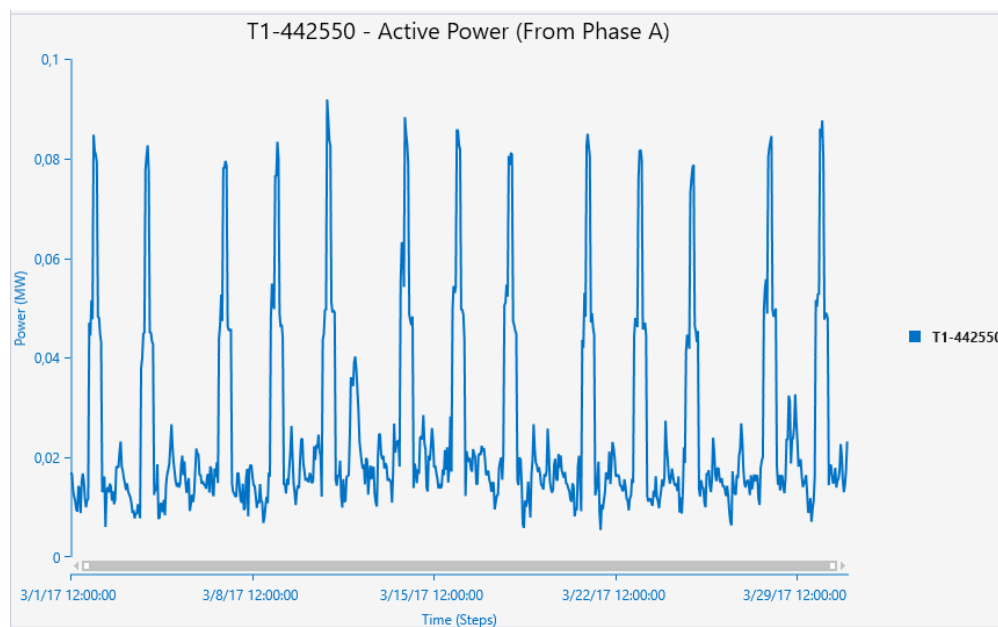


Ilustración 66. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos

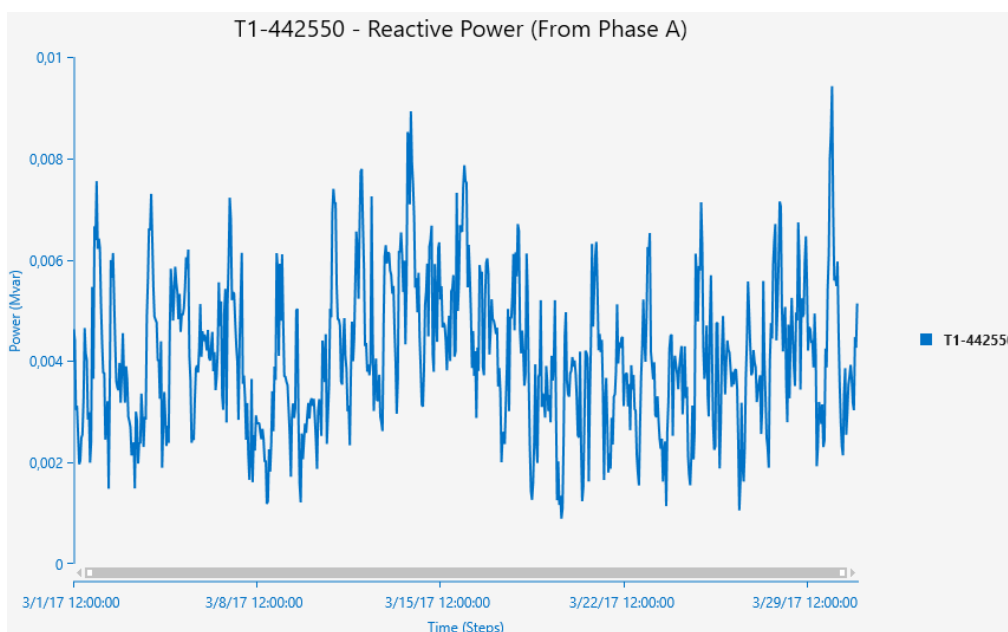


Ilustración 67. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos

- **Caso 9: Carga residencial con 9 cargadores de vehículos eléctricos**

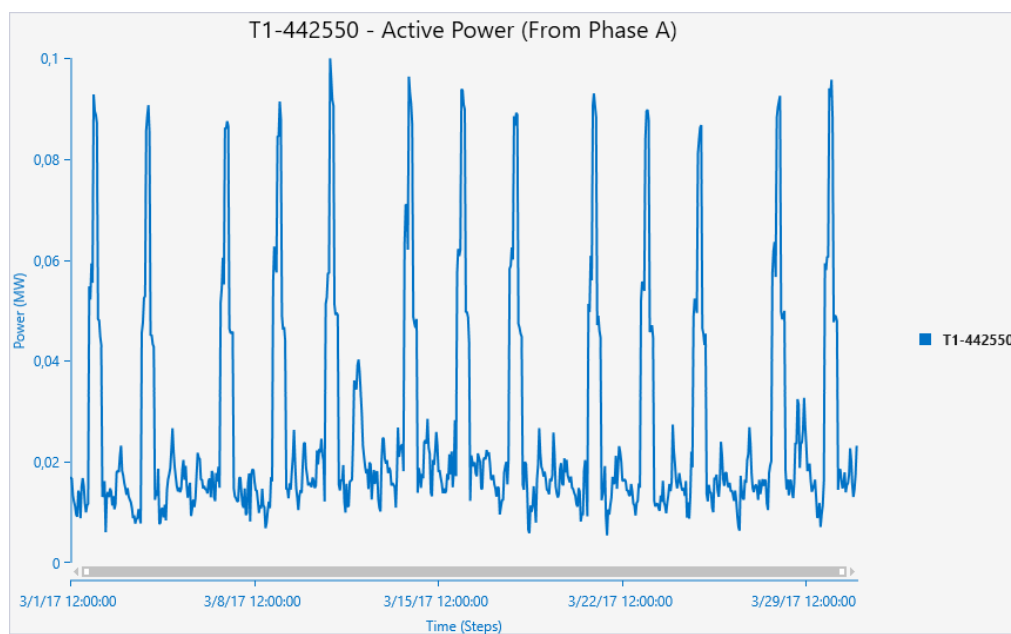


Ilustración 68. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos

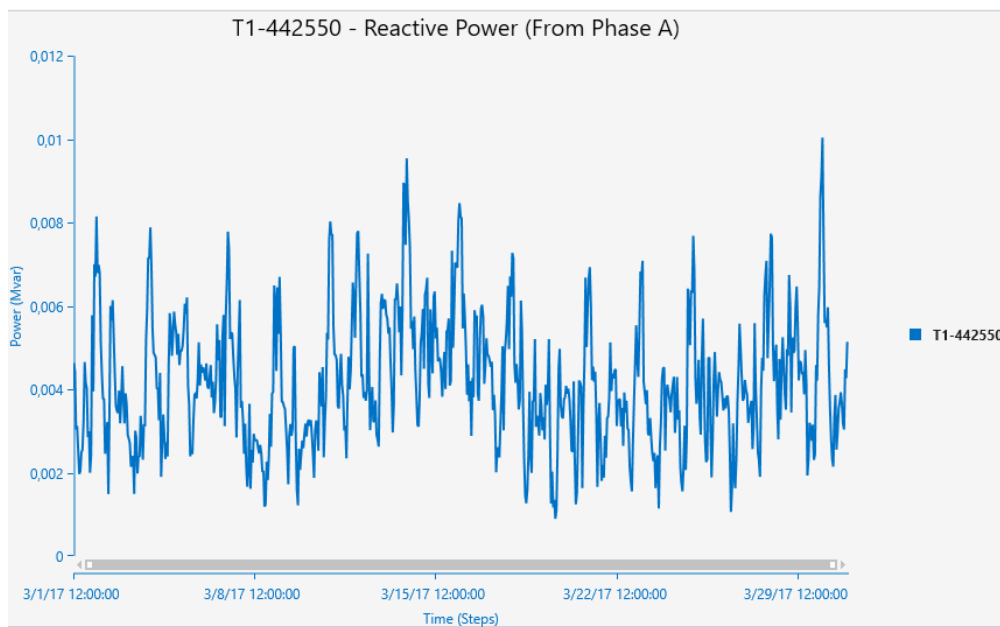


Ilustración 69. *Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida compartida para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos*

3.3.2.2. Con acometida independiente

En este escenario indicado en el Anexo 3, todos los cargadores de vehículos eléctricos estarán conectados a una acometida calibre #6 separada de la carga residencial. Esta configuración permite evaluar los beneficios de separar las cargas, como la reducción de las sobrecargas y una mejor gestión de la demanda.

De la misma forma, se evaluará la capacidad del transformador y las líneas de distribución para manejar la carga combinada a través de la simulación de varios casos como se muestra a continuación.

- **Caso 1: Carga residencial con 1 cargador de vehículo eléctrico**

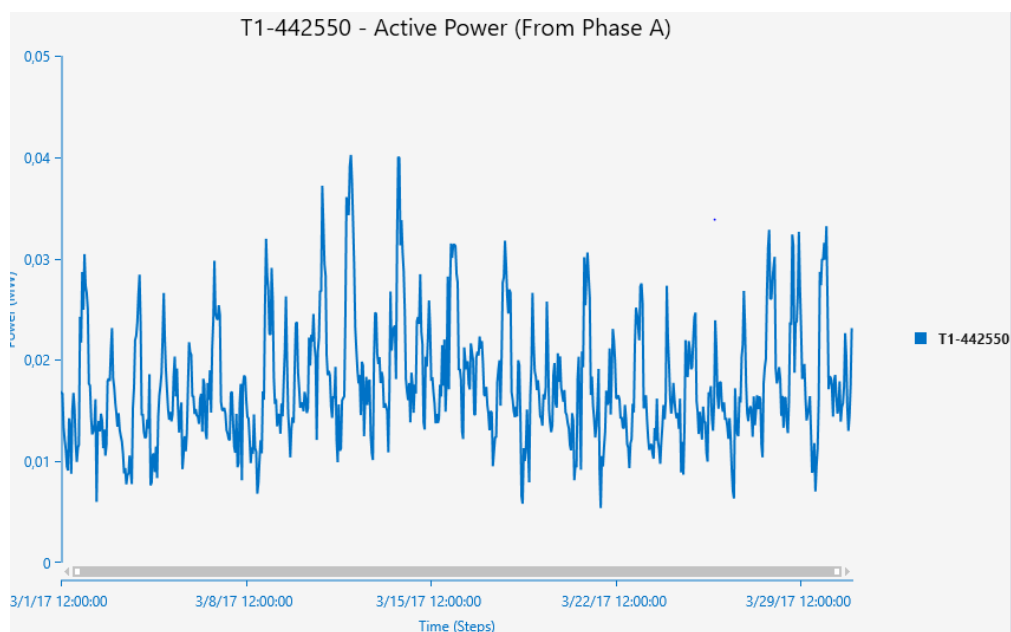


Ilustración 70. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 1 cargador eléctrico

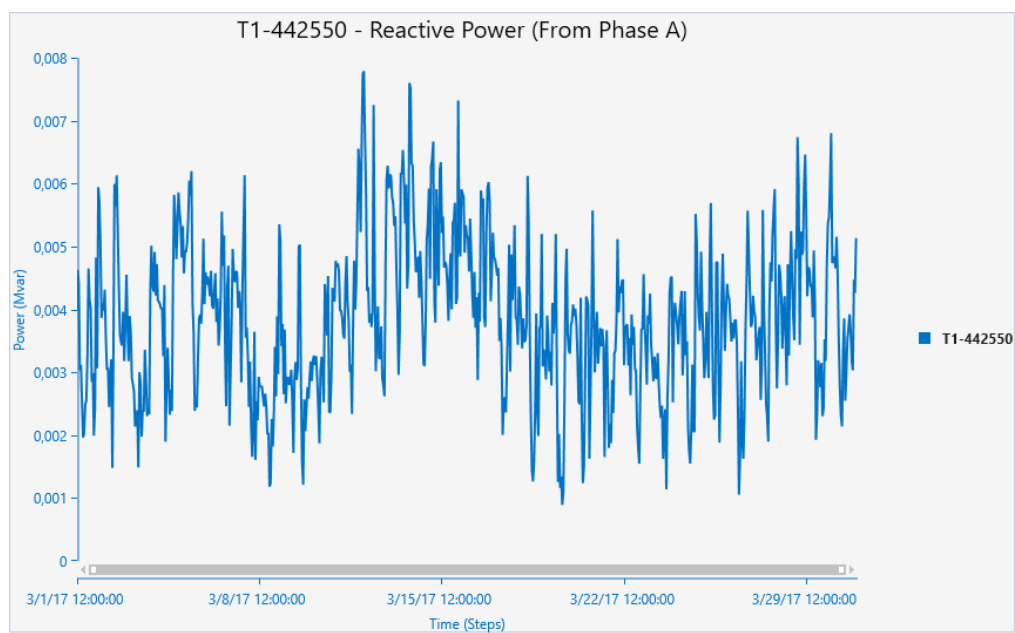


Ilustración 71. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 1 cargador eléctrico

- **Caso 2: Carga residencial con 2 cargadores de vehículos eléctricos**

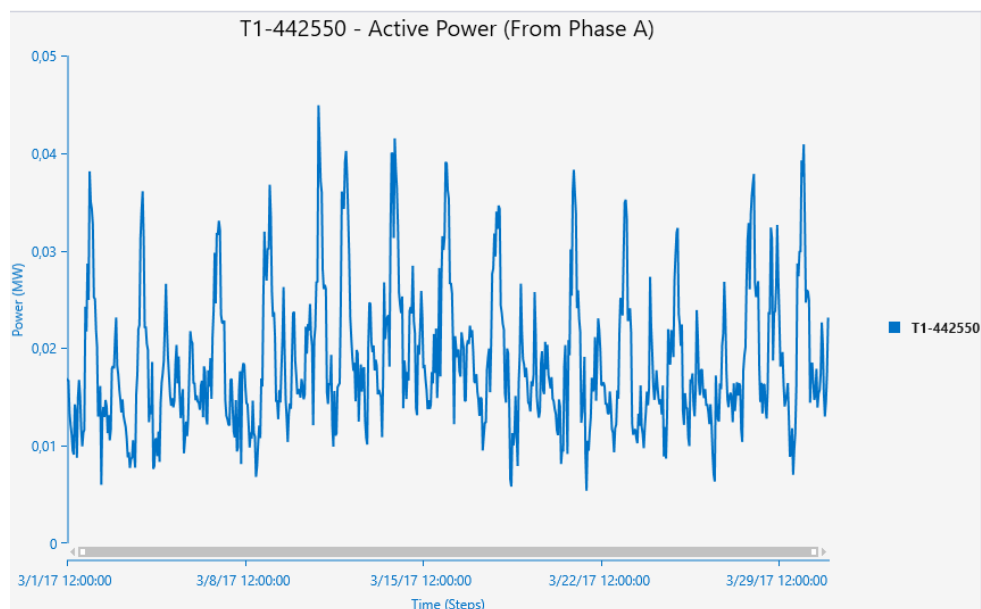


Ilustración 72. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos

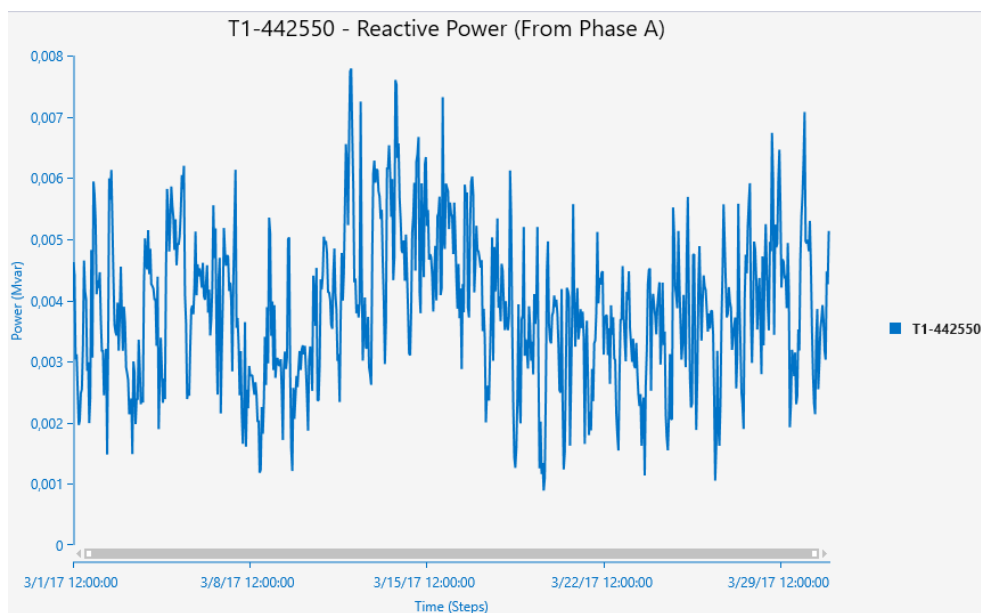


Ilustración 73. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 2 cargadores eléctricos

- **Caso 3: Carga residencial con 3 cargadores de vehículos eléctricos**

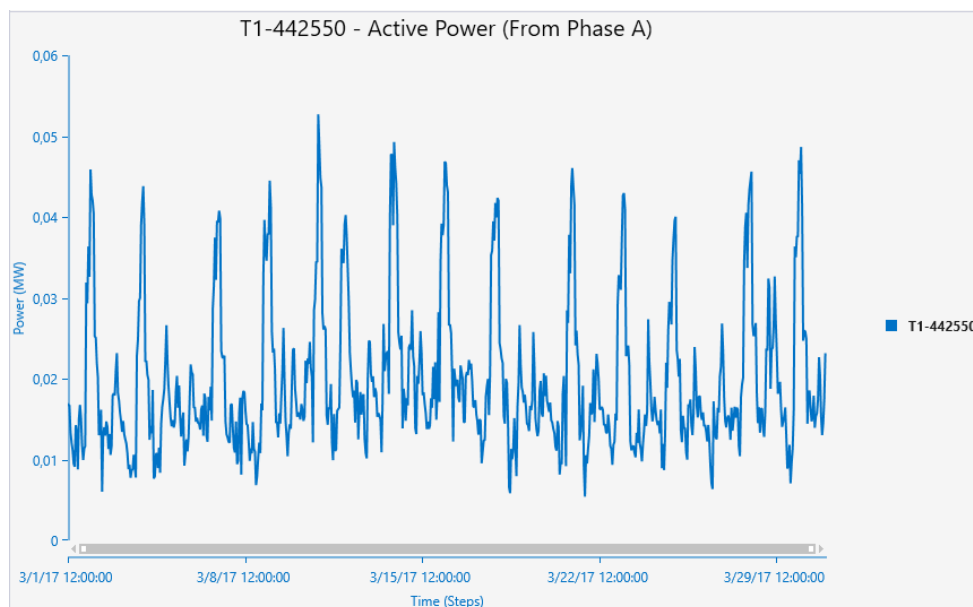


Ilustración 74. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos

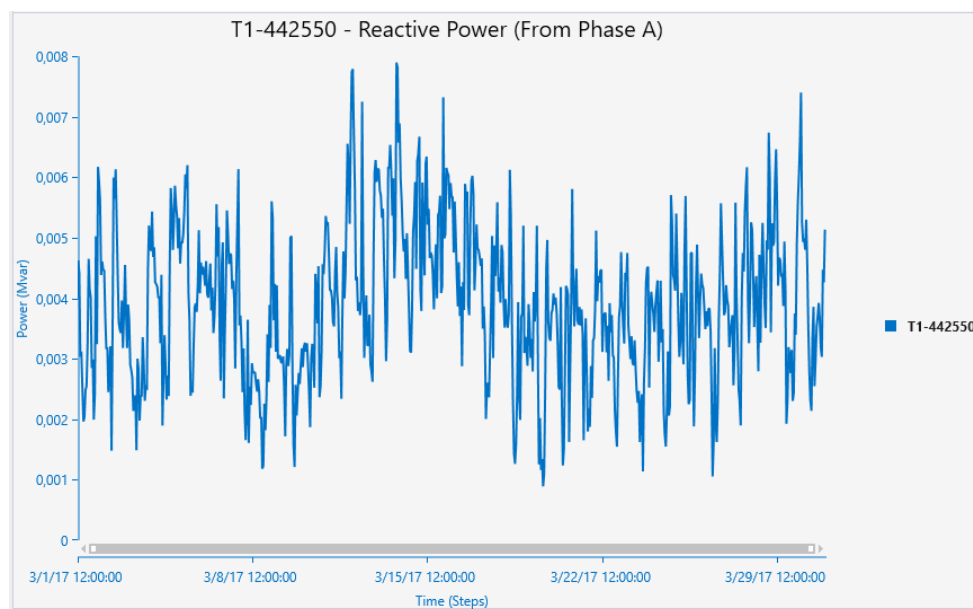


Ilustración 75. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 3 cargadores eléctricos

- **Caso 4: Carga residencial con 4 cargadores de vehículos eléctricos**

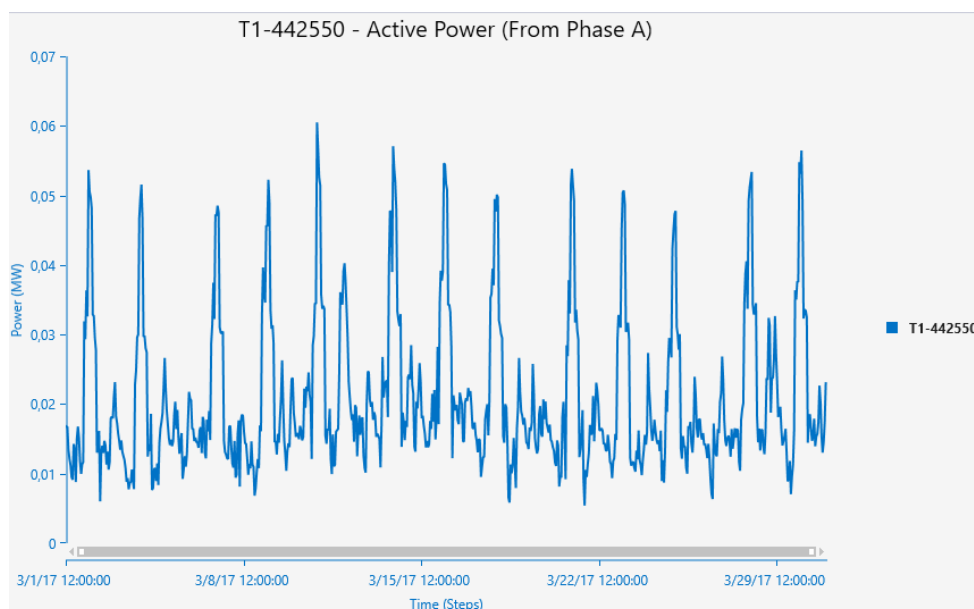


Ilustración 76. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos

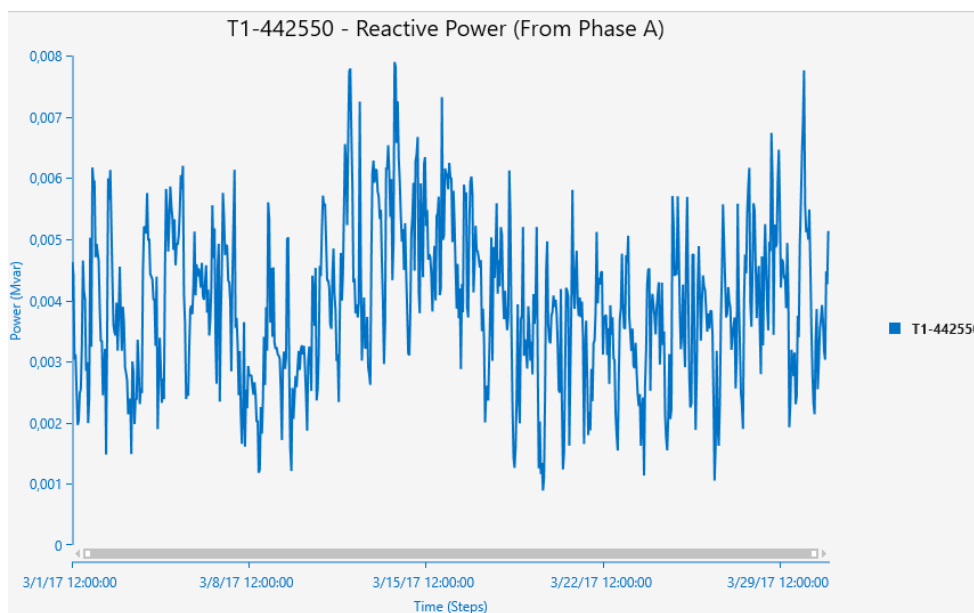


Ilustración 77. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 4 cargadores eléctricos

- **Caso 5: Carga residencial con 5 cargadores de vehículos eléctricos**

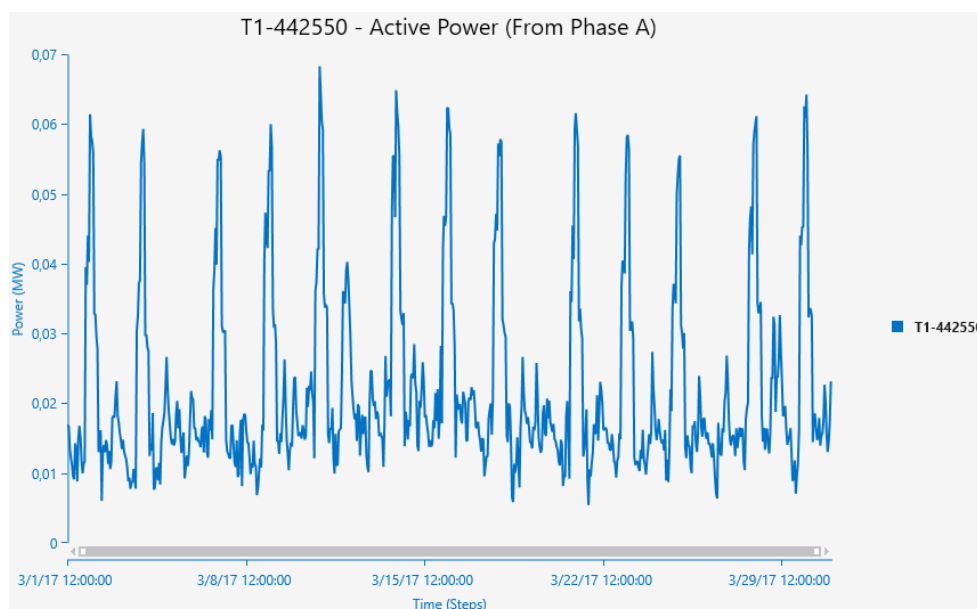


Ilustración 78. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos

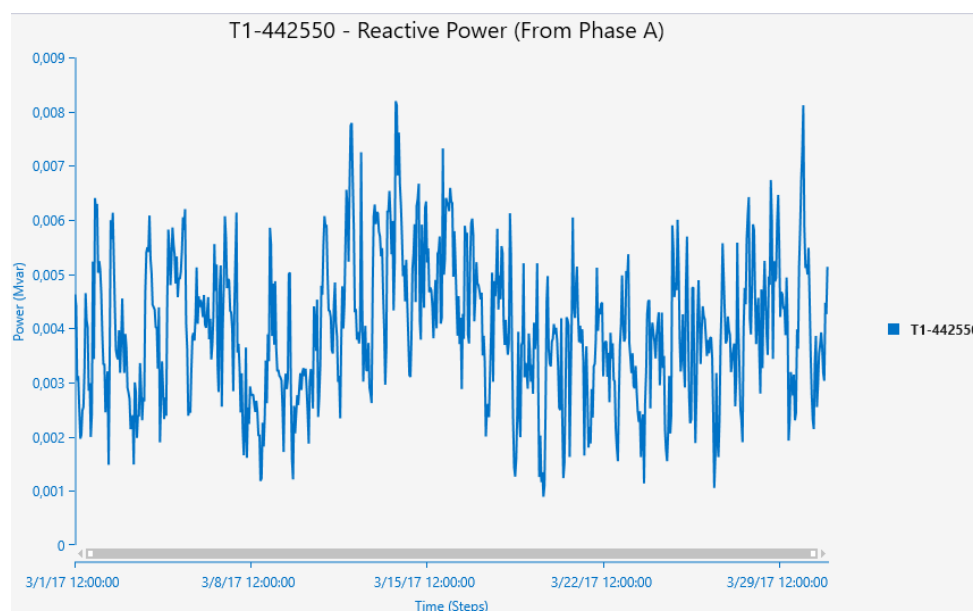


Ilustración 79. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 5 cargadores eléctricos

- **Caso 6: Carga residencial con 6 cargadores de vehículos eléctricos**

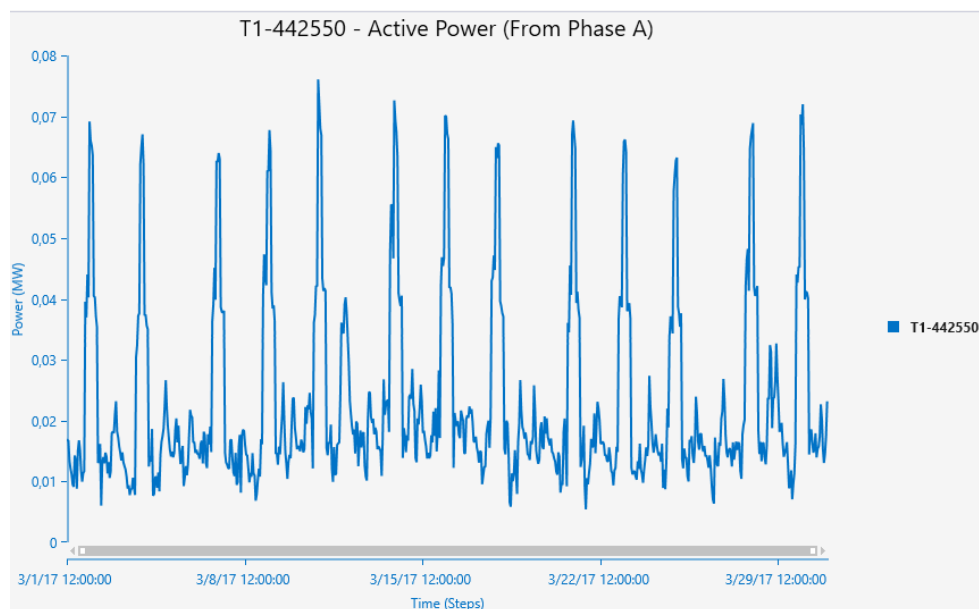


Ilustración 80. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos

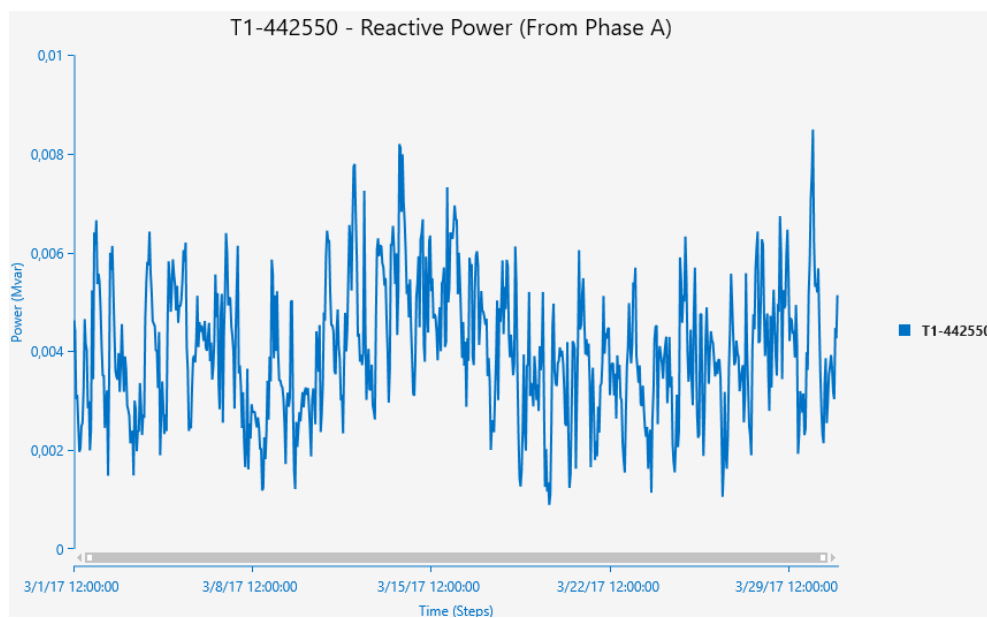


Ilustración 81. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 6 cargadores eléctricos

- **Caso 7: Carga residencial con 7 cargadores de vehículos eléctricos**

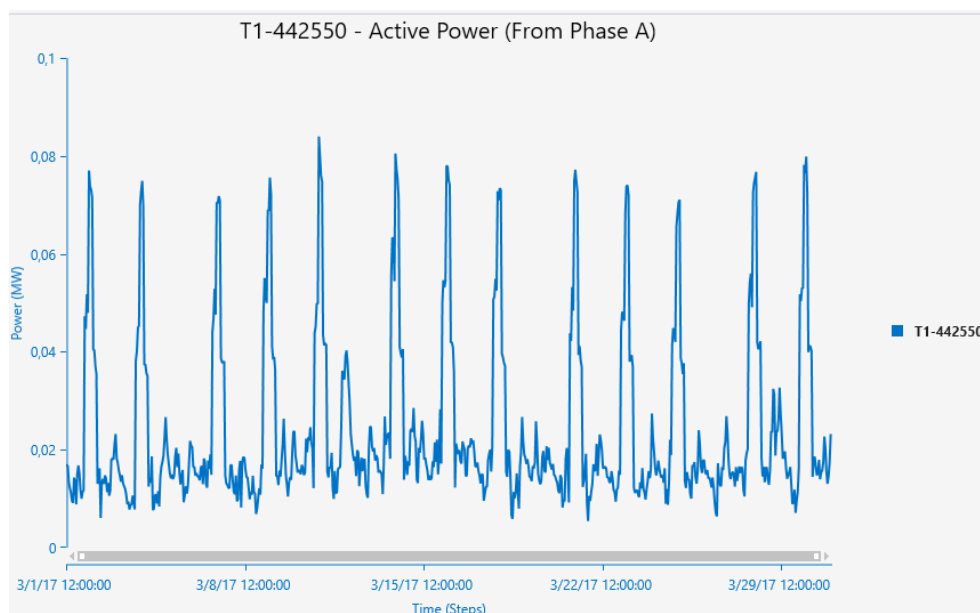


Ilustración 82. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos

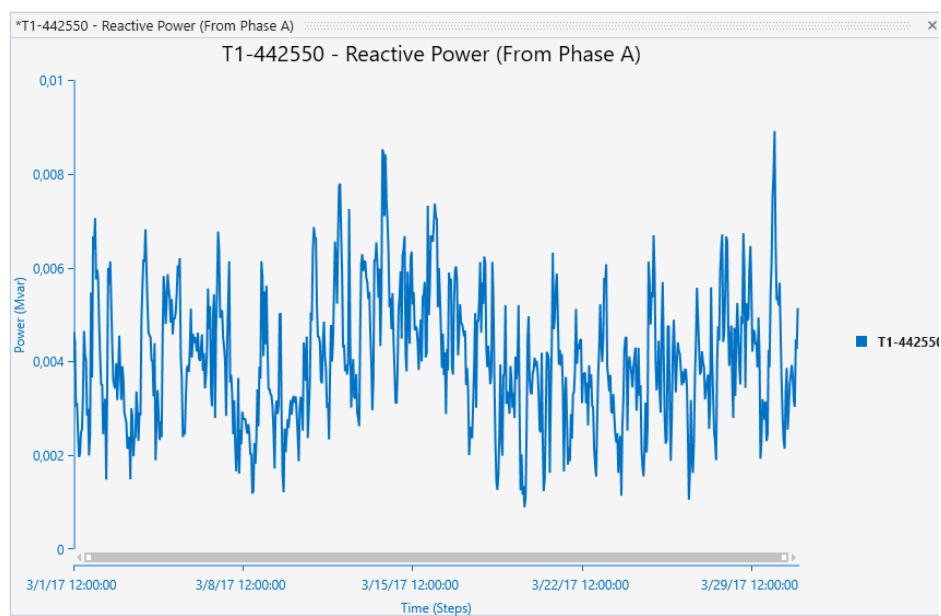


Ilustración 83. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 7 cargadores eléctricos

- **Caso 8: Carga residencial con 8 cargadores de vehículos eléctricos**

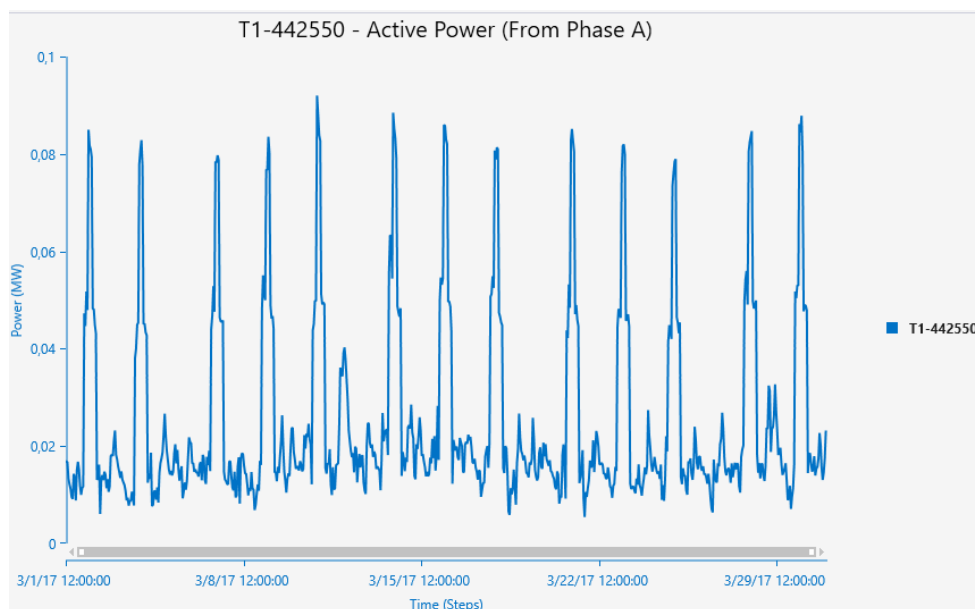


Ilustración 84. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos

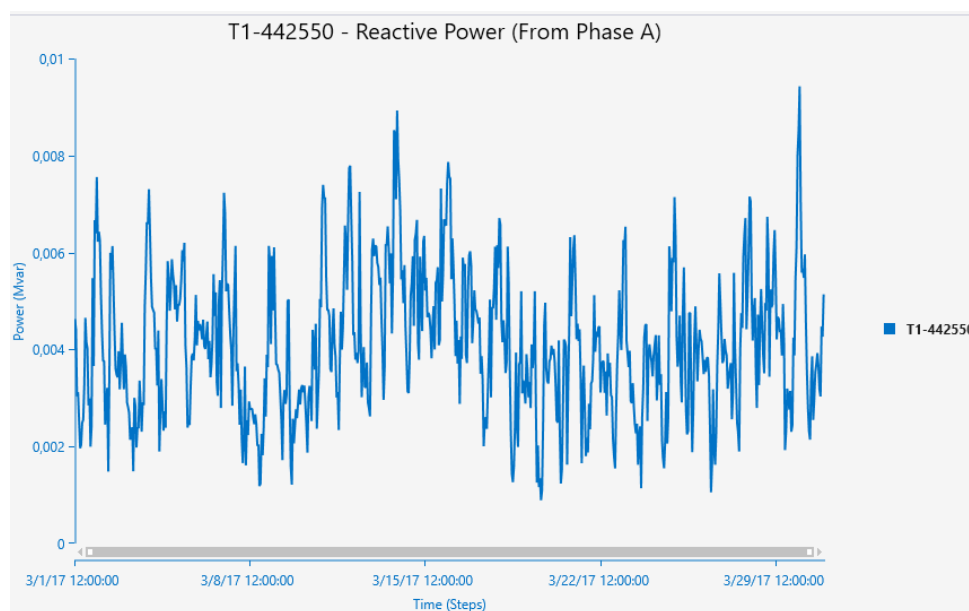


Ilustración 85. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 8 cargadores eléctricos

- **Caso 9: Carga residencial con 9 cargadores de vehículos eléctricos**

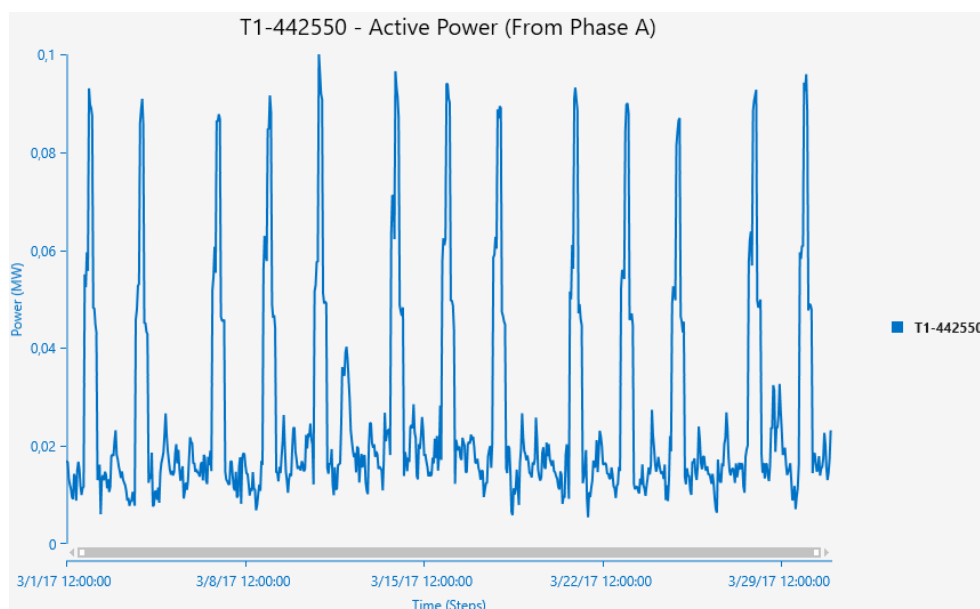


Ilustración 86. Potencia activa en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos

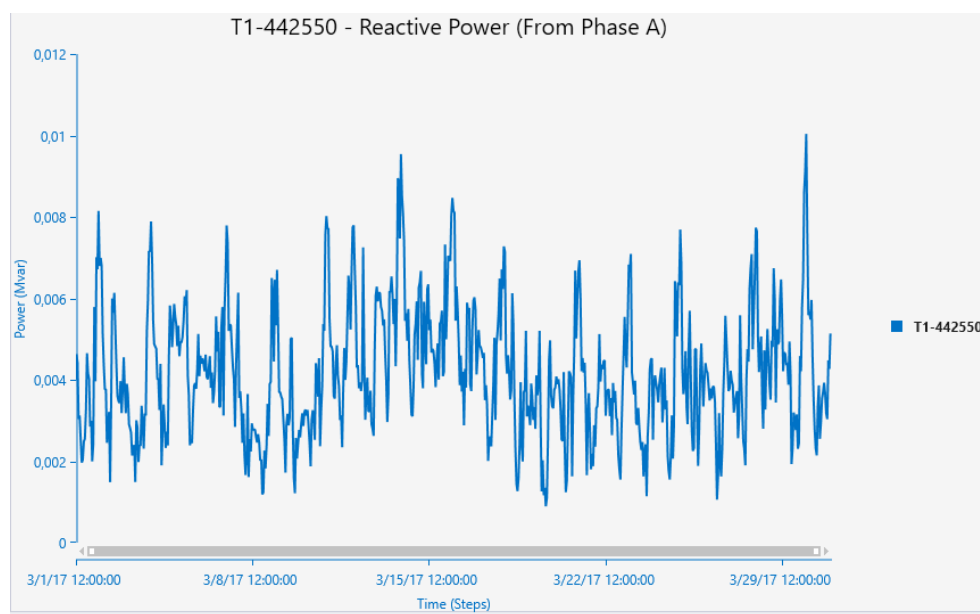


Ilustración 87. Potencia reactiva en el tiempo (h) del mes de marzo con configuración de acometida individual para una carga residencial y 9 cargadores eléctricos

3.4. Análisis de resultados de simulaciones

3.4.1. Con carga base residencial

En la simulación realizada, se utilizaron las acometidas existentes que alimentan a las viviendas el cual varía de calibre según la carga y la distancia desde el punto de suministro al punto carga.

Cuando la carga es residencial, es de esperarse que el sistema tenga el pico de potencia activa más baja y que el transformador y las barras no presenten inconvenientes o alertas en este caso.

Según la gráfica 1, la potencia activa muestra variaciones significativas a lo largo del mes de marzo, con picos que alcanzan aproximadamente 0.045 kW y valores mínimos alrededor de 0.01 kW. Este comportamiento indica un patrón de consumo variable, influenciado por actividades residenciales que demandan mayor energía en ciertos periodos. Por otro lado, la gráfica de la potencia reactiva presenta fluctuaciones notables, con picos que alcanzan aproximadamente 0.007 kVAR y valores mínimos alrededor de 0.001 kVAR. La potencia reactiva, aunque no realiza trabajo útil, es necesaria conocerla para determinar el factor de potencia de la vivienda y asegurarse de que esté en el rango mínimo de 0.92.

Dado que el programa ETAP nos da una curva muy estrecha en la cual no se pueden observar la hora y fecha del pico máximo de consumo, se utilizan las tablas de los Anexos 4 y 5, en la cual se tabulan los datos de acometida residencial sin vehículos eléctricos (estado actual). El análisis tabulado muestra que el 12 de marzo de 2017 a la medianoche, la potencia máxima activa del transformador fue de 40.169 kW, la potencia reactiva máxima fue de 7.729 kVAR y la potencia aparente máxima fue de 40.906 kVA. Durante este periodo, el transformador operó al 82% de su capacidad máxima. Este nivel de utilización es considerable pero no crítico, indicando que el

transformador está funcionando dentro de su capacidad nominal con un margen limitado para incrementos adicionales de carga sin riesgo de sobrecarga. Además, se registró un voltaje mínimo del 97.04% en la barra número 13. Aunque este valor es aceptable, cumple con el criterio de caída de tensión no mayor al 4,5% debido al calibre de los conductores y la distribución de las cargas.

Para los análisis de resultados con las cargas residenciales existentes y los cargadores eléctricos con una configuración con acometida compartida e individual, fue necesario crear otras tablas que indiquen la fecha y hora de los peores escenarios posibles para el transformador y las barras del sistema.

3.4.2. Con acometida compartida

En el anexo 6, se muestra una tabla donde se indica la fecha y hora cuando el transformador presenta el mayor porcentaje de carga posible con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida compartida.

Con la conexión del primer cargador (VE1-A1) el 12 de marzo de 2017 a las 22:00, la potencia activa y aparente del transformador no muestra cambios significativos, manteniéndose en 40.169 kW y 40.906 kVA respectivamente, lo que implica que la capacidad del transformador sigue siendo utilizada en un 82%. Esto sugiere que la adición de un solo cargador no tiene un impacto significativo sobre la capacidad del transformador.

Al conectar el segundo cargador (VE2-A2) el 10 de marzo de 2017 a las 22:00, se observa un aumento en la potencia activa del transformador a 44.729 kW y en la potencia aparente a 44.945 kVA, elevando el uso de la capacidad del transformador al 90%. Este incremento del 8% en la capacidad utilizada indica que la red aún puede soportar esta carga adicional.

Con la conexión de un tercer cargador (VE3-A1), la potencia activa máxima del transformador aumenta a 52.489 kW y la potencia aparente a 52.703 kVA, lo que corresponde al

105% de la capacidad nominal del transformador. Este exceso en la capacidad nominal del transformador indica una sobrecarga, comprometiendo la seguridad operativa y la eficiencia del transformador.

La situación se vuelve más crítica al conectar cuatro y cinco cargadores, donde la potencia activa del transformador aumenta a 60.283 kW y 68.051 kW respectivamente, y la potencia aparente a 60.500 kVA y 68.272 kVA. En este escenario, la utilización de la capacidad del transformador alcanza el 137% con cinco cargadores conectados, lo que claramente es potencialmente peligroso para la red de distribución.

Por otro lado, en el anexo 7 se muestra la tabla con fechas y horas donde las barras presentan mínimo voltaje con un determinado número de cargadores conectados a la vez.

En esta tabla se observa que el voltaje mínimo en las barras del sistema sin cargadores conectados es del 97.04%, el cual, se mantiene con la conexión del primer y segundo cargador, lo que indica que la red puede manejar esta carga adicional sin comprometer los niveles de tensión. Sin embargo, con la conexión de tres cargadores, el voltaje en la barra 14 desciende a 96.60%, y con cuatro cargadores, a 96.20%. Aunque estos valores aún están por encima del límite mínimo recomendado del 95.5%, se observa una tendencia preocupante a la disminución de la tensión.

Con la conexión de cinco y seis cargadores, el voltaje mínimo desciende a 95.90% y 95.65% respectivamente, acercándose al límite de caída de tensión permitido. Al conectar siete y ocho cargadores, el voltaje en las barras cae a 95.40% y 95.14%, lo que ya representa una caída de tensión del 4.86%, por debajo del límite reglamentario. Finalmente, con nueve cargadores conectados, se registran voltajes mínimos de hasta 94.54% en varias barras, lo cual está significativamente por debajo del límite de seguridad, indicando un deterioro considerable de la calidad del suministro eléctrico.

El análisis demuestra que el transformador de 50 kVA puede soportar hasta dos cargadores adicionales sin comprometer significativamente su capacidad ni los niveles de tensión en las barras. Sin embargo, la conexión de tres o más cargadores excede la capacidad del transformador y reduce los niveles de voltaje por debajo de los límites aceptables, según los reglamentos técnicos de la EERSSA. Esto subraya la necesidad de revisar y actualizar la infraestructura de la red de distribución antes de incorporar múltiples cargadores de VE para asegurar un suministro eléctrico seguro y eficiente.

3.4.3. Con acometida independiente

Los resultados que se muestran en la tabla del anexo 8 indican que:

Al conectar un solo cargador, la potencia máxima del transformador alcanzó 40.169 kW el 12 de marzo de 2017 a las 22:00, lo que corresponde al 82% de la capacidad del transformador. Este nivel de carga fue manejable, y el voltaje mínimo registrado fue de 95.93%, dentro del rango aceptable según la norma.

Con dos cargadores conectados, la potencia máxima del transformador aumentó a 44.851 kW, equivalente al 90% de su capacidad, también registrada el 12 de marzo de 2017 a las 22:00. Aunque el sistema aún soportaba la carga, la caída de voltaje mínima registrada fue de 95.61%, acercándose al límite normativo de 95.5%.

Cuando se conectaron tres cargadores, la potencia máxima del transformador se elevó a 52.620 kW el 10 de marzo de 2017 a las 22:00, superando la capacidad nominal del transformador al 106%. En este escenario, el voltaje mínimo registrado fue de 95.13%, lo que indica que el voltaje cayó por debajo del estándar aceptable.

Con la conexión de cuatro cargadores, la potencia máxima del transformador aumentó a 60.418 kW el 10 de marzo de 2017 a las 22:00, representando el 121% de la capacidad del

transformador. El voltaje mínimo registrado fue de 94.72%, muy por debajo del límite aceptable, indicando una sobrecarga crítica del sistema.

La situación se agravó al conectar cinco y seis cargadores. Con cinco cargadores, la potencia máxima alcanzó 68.196 kW y con seis cargadores subió a 75.970 kW, ambos casos registrados el 10 de marzo de 2017 a las 22:00. El voltaje mínimo cayó a 94% con cinco cargadores y a 93.64% con seis cargadores, lo que indica una caída significativa por debajo del estándar normativo.

Cuando se conectaron siete y ocho cargadores, la potencia máxima del transformador ascendió a 83.853 kW y 91.863 kW respectivamente, ambos picos registrados el 10 de marzo de 2017 a las 22:00. En estos casos, el voltaje mínimo registrado fue de 93.90% con siete cargadores y de 93.64% con ocho cargadores, reflejando una caída preocupante y una sobrecarga extrema del transformador.

Finalmente, con nueve cargadores conectados, la potencia máxima del transformador alcanzó 99.983 kW el 10 de marzo de 2017 a las 22:00, representando un 201% de su capacidad. El voltaje mínimo registrado fue de 92.43%, mostrando una caída crítica que compromete significativamente la estabilidad y seguridad del sistema de distribución.

3.5. Soluciones

En nuestro estudio se identificó que, al instalar un tercer cargador en el sector, el transformador existente supera el 100% de su capacidad, lo que requiere soluciones. Una opción sería instalar un transformador de 75 kVA autoprotegido en doble poste, lo que implicaría cambiar no solo el transformador sino también el poste en donde se encuentra instalado, debido a que este no podría sostener el peso del transformador proyectado. Sin embargo, la normativa ARCONEL

005/18 establece que en zonas residenciales de Guayaquil no se pueden instalar transformadores de más de 50 kVA.

Como alternativa, se propone redistribuir la carga entre tres transformadores monofásicos de 50kVA cada uno como se muestra en el anexo 15, los cuales, están ubicados en puntos estratégicos con el objetivo de obtener la mínima caída de tensión recomendada por la EERSSA del 4,5% entre el transformador de distribución y el medidor. Además, se deberá instalar un poste ubicado a 18 metros del poste existente P000078 con sus respectivos aisladores en media y baja tensión.

Otra alternativa sería la instalación de un transformador trifásico de 50 kVA con conexión estrella-delta. Sin embargo, debido a la ausencia de una red de media tensión trifásica cercana en la zona de estudio, se ha optado por implementar la solución previamente mencionada. Esta elección permite ajustar la infraestructura existente de manera más eficiente y práctica

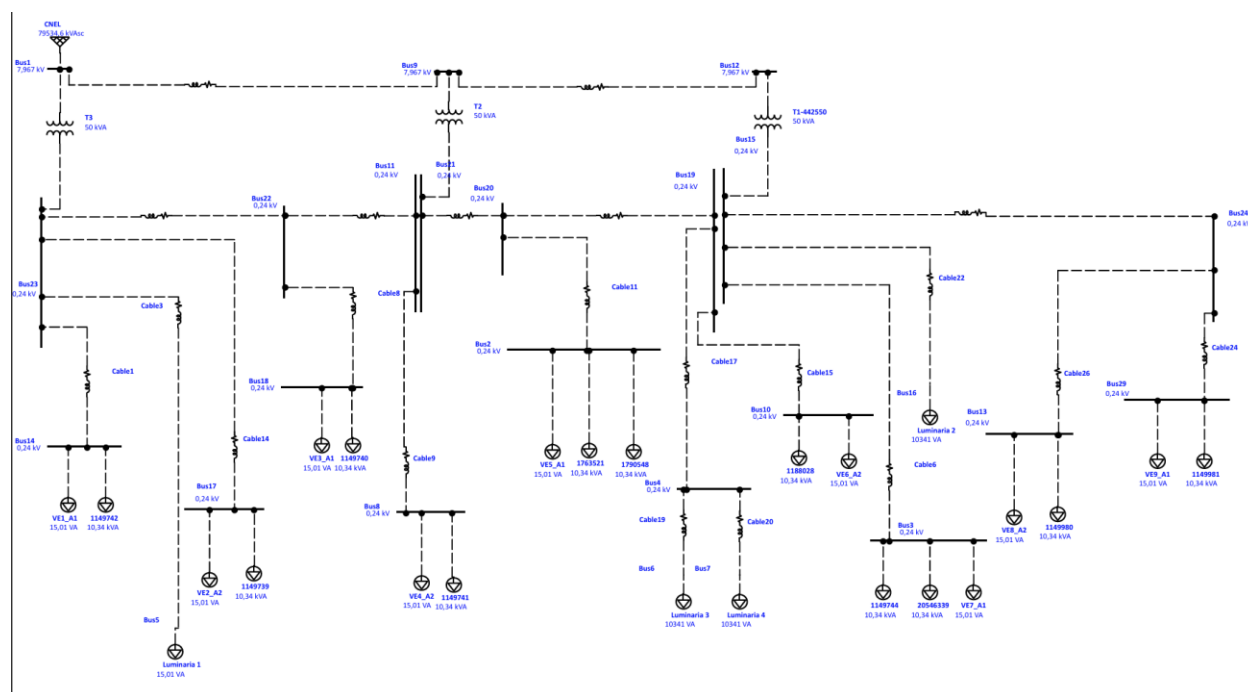


Ilustración 88. Diagrama unifilar proyectado con dos transformadores adicionales

Según las tablas del anexo 15 y del anexo 16, los tres transformadores pueden abastecer la carga adicional de manera efectiva, sin superar el 80% de su capacidad máxima, lo que asegura un funcionamiento óptimo y sin inconvenientes. Además, se observa que el voltaje de llegada a los medidores está dentro del rango permitido del 95,5%.

Para garantizar la correcta instalación de cargadores eléctricos sin sobrecargar el sistema, es fundamental conocer cuántos cargadores pueden conectarse antes de que el transformador exceda su capacidad. Sin embargo, este análisis puede ser difícil para contratistas externos, ya que CNEL podría no proporcionar datos de consumo diario y horario de los medidores AMI debido a restricciones de seguridad, y, además, no todas las viviendas cuentan con estos medidores. Como solución, hemos desarrollado un factor que, aplicado al consumo mensual total, permite estimar la cargabilidad del transformador. Esta herramienta facilita la decisión sobre la viabilidad de instalar nuevos cargadores o si es necesaria una actualización en la infraestructura eléctrica existente.

Tabla 26. Datos para estimar un factor para obtención de potencia pico.

Hora de potencia pico 12/03/2017 00h00			
Usuarios	Energía medida (KWh)	Potencia pico (kW)	(1) Relación Potencia pico/Energía medida (1/h)
1149739	454	1,31	0,002885463
1149740	634	0,61	0,000962145
1149741	1279	3,08	0,002408131
1149742	740	0,22	0,000297297
1149744	453	1,61	0,003554084
1149980	521	8,11	0,015566219
1149981	1439	3,79	0,002633773
1188028	5297	18,95	0,003577497
Total	10817	37,68	-
Promedio	-	-	0,003985576

$$\text{Potencia pico total aproximado} = 10817 * 0,003985558 = 43,11197716$$

Se ha observado que, al comparar la potencia pico real de 37,68 kW con la estimada utilizando nuestro factor, existe un margen de error del 14%. Sin embargo, al aplicar este análisis a los meses de enero, febrero, abril y mayo, se obtuvo un factor promedio de 0,00231846. Este factor puede utilizarse para estimar la potencia utilizada por el transformador y ayudar a tomar decisiones sobre la instalación de nuevos cargadores eléctricos en el sector. Es importante destacar que este factor es solo una herramienta de estimación, ya que los errores porcentuales pueden alcanzar hasta un 33%, lo que indica que deben usarse con precaución al evaluar la viabilidad de nuevas instalaciones.

4. CAPÍTULO 4

4.1. Conclusiones

- Al instalar un cargador para vehículo eléctrico en una vivienda utilizando la acometida residencial existente, es necesario reemplazar esta acometida por una de mayor sección. Esto garantizará que la nueva instalación sea capaz de soportar la corriente adicional generada por el cargador, evitando sobrecalentamientos y asegurando que la caída de tensión no supere el 4,5% recomendado por la EERSSA.
- En nuestro estudio, se determinó que la instalación de un tercer cargador en el sector excede la capacidad del transformador existente, lo que exige soluciones. Aunque la opción de un transformador de 75 kVA fue considerada, la normativa ARCONEL prohíbe su uso en zonas residenciales de Guayaquil, por lo que se propone como alternativa la redistribución de la carga entre tres transformadores monofásicos de 50 kVA ubicados estratégicamente para reducir la caída de tensión, acompañada de la instalación de un nuevo poste para garantizar la estabilidad del sistema y el cumplimiento normativo en el área.

- A partir del análisis realizado en este estudio, se ha identificado una oportunidad de negocio para la implementación de cargadores eléctricos en viviendas. La empresa encargada ofrecería no solo la instalación de los cargadores, sino también la instalación de una nueva acometida eléctrica cuando la actual no pueda soportar la demanda adicional. Esta empresa deberá contar con todos los permisos de CNEL para solicitar medidores e instalar acometidas, así como también, deberá gestionar los permisos necesarios del predio, ya sea por contrato de arrendamiento o acuerdos con la ciudadela para instalaciones en áreas comunes.
- En el análisis de la carga máxima del transformador, se identificó que la potencia máxima registrada es de 40,169 kW, un valor que se mantiene constante tanto en el escenario residencial sin cargadores como en el escenario con la inclusión de un cargador operando bajo el hábito 1. Este hábito de carga, que se aplica únicamente los días laborables (lunes, miércoles y viernes), no provoca un incremento en la demanda que supere la potencia máxima registrada el domingo 12 de marzo de 2017, que coincide con el pico de consumo residencial. Por lo tanto, se concluye que, al incorporar un cargador con dicho hábito, no se altera el día ni la magnitud de la demanda máxima del transformador, evidenciando una estabilidad en el comportamiento de la carga máxima en ambos escenarios.
- Con base en el análisis efectuado en este estudio, se determina que la fecha y hora del pico máximo de consumo se mantienen constantes el 12 de marzo de 2017 a las 00:00 horas, tanto en ausencia de cargadores de vehículos eléctricos como con un solo cargador conectado. Sin embargo, al conectarse tres o más cargadores, el pico máximo se desplaza a una nueva fecha y hora, estableciéndose el 10 de marzo de 2017 a las 22:00 horas. Este hallazgo indica que la adición de múltiples cargadores no solo incrementa la demanda total

del sistema, sino que también introduce un nuevo punto crítico de máxima carga, subrayando la importancia de este aspecto en la planificación y gestión de la red eléctrica.

- En conclusión, según la normativa vigente ARCONEL-001-20 y las especificaciones de NATSIM, la responsabilidad de implementar la solución propuesta, que incluye la instalación de nuevos postes, conductores y transformadores, recae sobre la empresa eléctrica CNEL. Esto se debe a que la demanda de los usuarios en la zona de estudio no supera la demanda máxima de 30 kW, lo que significa que no es justificable trasladar los costos adicionales de infraestructura a los usuarios.

4.2. Recomendaciones

- Se recomienda tener en cuenta que las simulaciones realizadas en ETAP no consideran la curva de saturación del transformador. Esto puede llevar a obtener valores de cargabilidad superiores al 100%, los cuales no representan adecuadamente las condiciones reales de operación del transformador. Por lo tanto, es aconsejable complementar estos resultados con análisis adicionales que incluyan los efectos de la saturación para una evaluación más precisa del desempeño del transformador bajo condiciones de alta demanda.
- Se sugiere que CNEL inspeccione el número de cargadores eléctricos ya instalados en un transformador existente antes de permitir la instalación de otro. Nuestro estudio ha demostrado que, al conectar tres cargadores, el transformador opera por encima de su capacidad, lo que podría llevar a una sobrecarga. Por lo tanto, es crucial realizar una evaluación previa para asegurar que el sistema no se vea comprometido y que la red eléctrica pueda seguir funcionando de manera segura y eficiente.

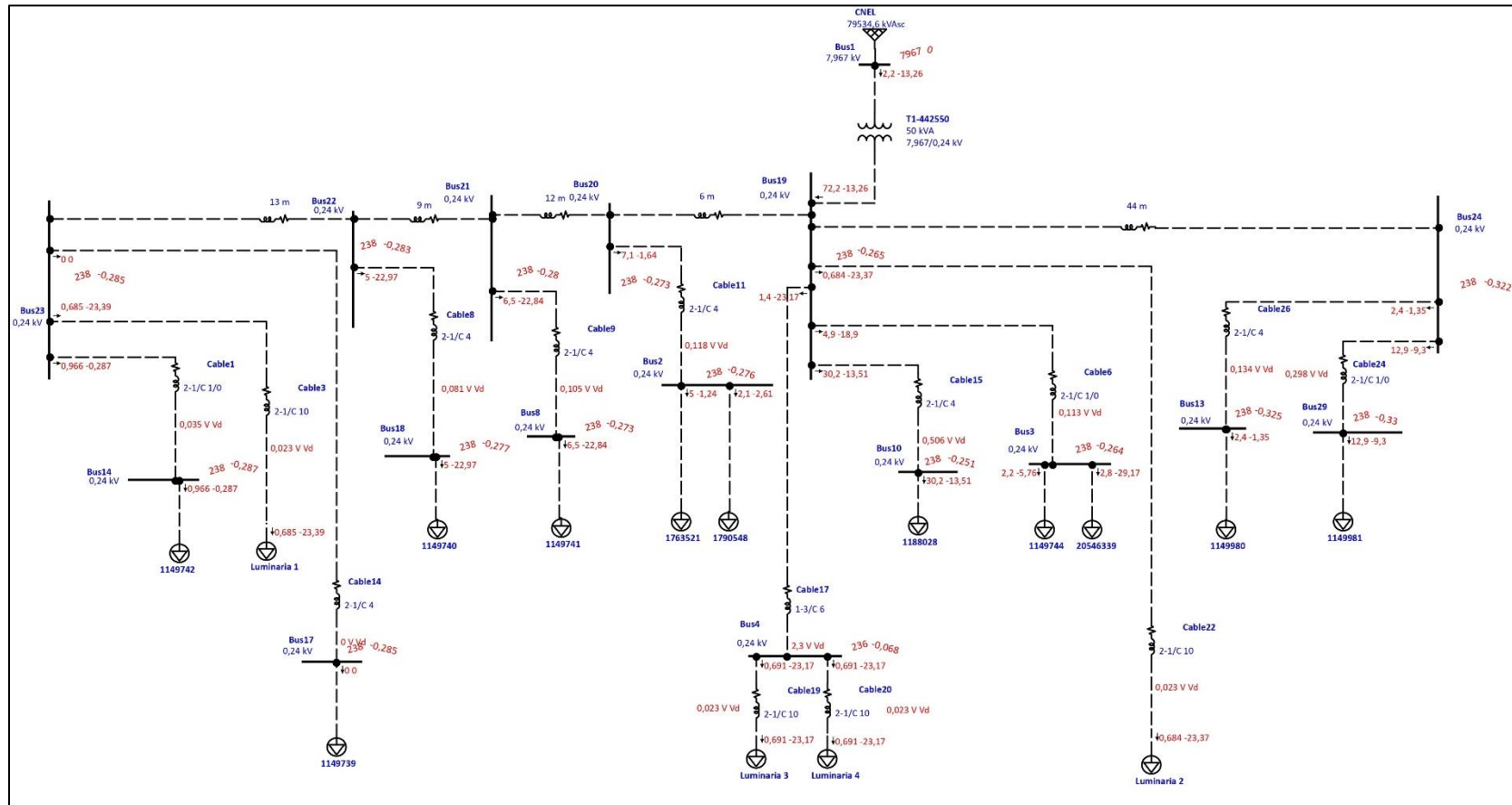
5. BIBLIOGRAFÍA

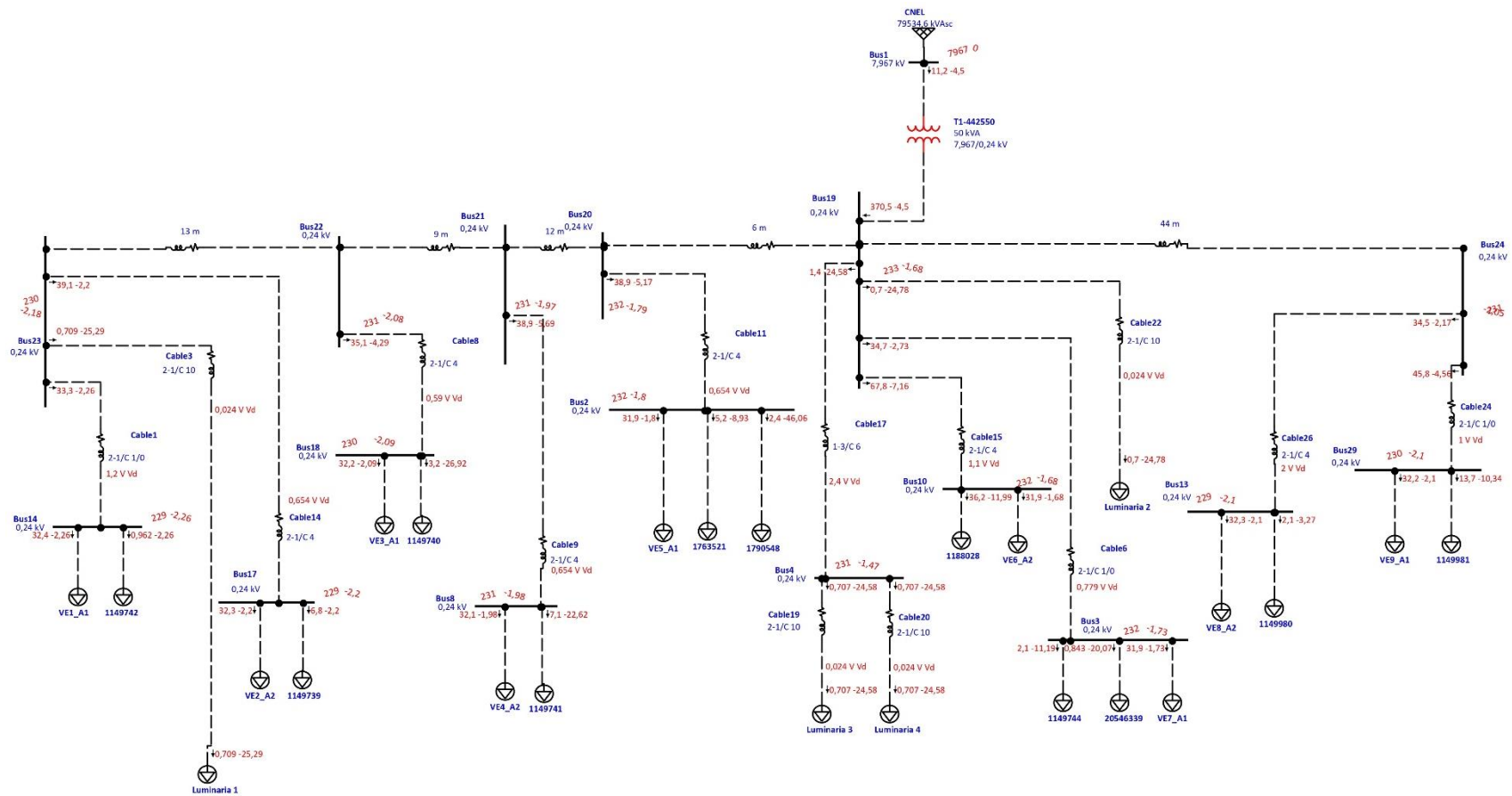
- [1] NHTSA, 2024. [En línea]. Available: <https://www.nhtsa.gov/es/seguridad-de-vehiculos/vehiculos-electricos-e-hibridos#:~:text=Los%20Vehículos%20Eléctricos%20Híbridos%20Enchufables,del%20vehículo%20y%20su%20batería.>
- [2] «Transportation,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.transportation.gov/rural/ev/toolkit/ev-basics/charging-speeds.>
- [3] «Sialsolhome,» 2024. [En línea]. Available: [https://www.sialsolhome.com/categoria-producto/cargadores-coches-electricos/.](https://www.sialsolhome.com/categoria-producto/cargadores-coches-electricos/)
- [4] «aede,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.aeade.net/wp-content/uploads/2024/03/AEADE-2023.pdf.>
- [5] «Resolucion Nro ARCERNNR-036/2023,» 2024. [En línea]. Available: <https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/12/1.-Resolucion-Nro.-ARCERNNR-036-2023.pdf.>
- [6] «Regulación Nro. ARCERNNR-003/20,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-003-20.pdf.>
- [7] «INEN PRTE 162,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/reglamentos/PRTE-162.pdf.>
- [8] «ANT,» 2024. [En línea]. Available: [https://www.ant.gob.ec/ley-de-transito/.](https://www.ant.gob.ec/ley-de-transito/)
- [9] «ARCERNNR LOEE,» 2024. [En línea]. Available: https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2022/12/20190319-S_R_O_449_19_MARZO_LEY-ORGANICA-DE-EFICIENCIA-ENERGETICA.pdf.
- [10] «Gob EC Ley Orgánica fomento productivo,» 2024. [En línea]. Available: https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/Documento_Ley-Org%C3%A1nica-Fomento-Productivo-Atracci%C3%B3n-Inversiones.pdf.
- [11] ARCERNNR, «Pliego tarifario,» 2024. [En línea]. Available: [https://www.cnelep.gob.ec/pliego-tarifario-2023/.](https://www.cnelep.gob.ec/pliego-tarifario-2023/)
- [12] ARCERNNR, «Panorama Eléctrico,» 2024. [En línea]. Available: https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/05/Revista-22-final_baja.pdf.
- [13] N. E. E. NEC, 2024. [En línea]. Available: <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/2023/03/1.-NEC-SB-Instalaciones-Elctricas.pdf.>
- [14] C. EP, 2024. [En línea]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/08/MN-COM-AC-001-Manual-de-instalaciones-acometida-y-sistema-de-medición-CNEL-EP-vf.pdf.>
- [15] C. E. Nacional, «Código de práctica Ecuatoriana CPE,» 2024. [En línea]. Available: https://www.orellana.gob.ec/images/transparencia/biblioteca/27_Cdigo_Elctrico_Nacional.pdf.
- [16] «eerssa,» 2024. [En línea]. Available: https://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2024/abril/archivos/a3/Normas_tecnicas_diseno_redes_electricas_urbanas_rurales.pdf.
- [17] «DSpace,» 2024. [En línea]. Available: <https://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/18076/1/Lojan%20Cisneros%2C%20Cristian%20Byron.pdf.>
- [18] «jdelectricos,» 2024. [En línea]. Available: [https://jdelectricos.com.co/tipos-de-puesta-a-tierra-y-caracteristicas/.](https://jdelectricos.com.co/tipos-de-puesta-a-tierra-y-caracteristicas/)
- [19] «AEADE,» Noviembre 2023. [En línea]. Available: https://www.aeade.net/wp-content/uploads/2024/01/BOLETIN-VENTAS_PRENSA_NOVIEMBRE-2023-2.pdf.

- [20] «Electromaps,» 1 Julio 2024. [En línea]. Available: <https://www.electromaps.com/es/puntos-carga/ecuador>.
- [21] «CENACE,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/Parte-1-Informe-Anual-CENACE-2023.pdf>.
- [22] ARCERNNR, «Estadística Anual,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/04/EstadisticaAnual2023-WEB-2.pdf>.

6. ANEXOS

Anexo 1: Carga base residencial sin cargador de VE







Anexo 4: Fecha y hora donde el transformador presenta el mayor porcentaje de carga posible con las cargas residenciales

Día y Hora	Hábito de consumo de los cargadores conectados	Carga base residencial		Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente máxima (kVA)	Porcentaje de Carga utilizada (%)
		Cargadores Conectados	Potencia Máxima del Transformador (kW)			
12/03/2017 0:00:00	-	0	40,169	7,729	40,906	82

Anexo 5: Fecha y hora donde la barra presenta el menor porcentaje de tensión con las cargas residenciales

Carga base residencial			
Cargadores Conectados	Numero de barra con mínimo voltaje	Día y Hora	Voltaje (%)
0	13	12/3/2017 0:00	97,04

Anexo 6: Fecha y hora donde el transformador presenta el mayor porcentaje de carga posible con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida compartida

Con acometida compartida						
Día y Hora	Hábito de consumo de los cargadores conectados	Cargadores Conectados	Potencia Máxima del Transformador (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente máxima (kVA)	Porcentaje de Carga utilizada (%)
12/03/2017 0:00:00	-	0	40,169	7,729	40,906	82
12/03/2017 0:00:00	VE1-A1	1	40,169	7,729	40,906	82
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2	2	44,729	4,405	44,945	90
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1	3	52,489	4,744	52,703	105
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2	4	60,283	5,120	60,500	121
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1	5	68,051	5,497	68,272	137
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2	6	75,878	5,898	76,107	152
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2 VE7-A1	7	83,707	6,344	83,947	168
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2 VE7-A1 VE8-A2	8	91,736	6,902	91,995	184
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2 VE7-A1 VE8-A2 VE9-A1	9	99,796	7,548	100,081	200

Anexo 7: Fecha y hora donde las barras presentan mínimo voltaje con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida compartida

Con Acometida Compartida				
Cargadores Conectados	Numero de barra con mínimo voltaje	Día y Hora	Voltaje (%)	
0	13	12/3/2017 0:00	97,04	
1	13	12/3/2017 0:00	97,04	
2	13	12/3/2017 0:00	97,04	
3	14	13/3/2017 22:00	96,60	
4	14	13/3/2017 22:00	96,20	
5	14	13/3/2017 22:00	95,90	
6	14	13/3/2017 22:00	95,65	
7	14	13/3/2017 22:00	95,40	
8	13	10/3/2017 22:00	95,19	
	14	13/3/2017 22:00	95,14	
	17	10/3/2017 22:00	95,42	
9	13	10/3/2017 22:00	94,54	
	14	13/3/2017 22:00	94,88	
	17	10/3/2017 22:00	95,16	
	29	10/3/2017 22:00	95,24	
	5	13/3/2017 22:00	95,42	

Anexo 8: Fecha y hora donde el transformador presenta el mayor porcentaje de carga posible con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida individual

Con acometida individual						
Día y Hora	Hábito de consumo de los cargadores conectados	Cargadores Conectados	Potencia Máxima del Transformador (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente máxima (kVA)	Porcentaje de Carga utilizada (%)
12/03/2017 0:00:00	-	0	40,169	7,729	40,906	82
12/03/2017 0:00:00	VE1-A1	1	40,16948119	7,729	40,906	82
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2	2	44,851	4,410	45,067	90
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1	3	52,620	4,751	52,834	106
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2	4	60,418	5,127	60,635	121
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1	5	68,196	5,506	68,418	137
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2	6	75,970	5,897	76,198	152
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2 VE7-A1	7	83,853	6,342	84,092	168
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2 VE7-A1 VE8-A2	8	91,863	6,894	92,121	184
10/03/2017 22:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2 VE5-A1 VE6-A2 VE7-A1 VE8-A2 VE9-A1	9	99,983	7,542	100,267	201

Anexo 9: Fecha y hora donde las barras presentan mínimo voltaje con cargas residenciales y un determinado número de cargadores de VE en acometida individual

Con Acometida Individual			
Cargadores Conectados	Numero de barra con mínimo voltaje	Día y Hora	Voltaje (%)
0	13	12/3/2017 0:00	97,04
1	15	13/3/2017 20:00	95,93
2	15	13/3/2017 22:00	95,61
3	15	13/3/2017 22:00	95,13
4	15	13/3/2017 22:00	94,72
5	15	13/3/2017 22:00	94
6	15	13/3/2017 22:00	94,16
7	15	13/3/2017 22:00	93,90
8	27	10/3/2017 22:00	95,08
	9	13/3/2017 22:00	95,32
	15	13/3/2017 22:00	93,64
9	5	13/3/2017 22:00	95,41
	9	13/3/2017 22:00	95,06
	12	30/3/2017 0:00	95,32
	13	10/3/2017 22:00	95,31
	14	13/3/2017 22:00	95,36
	15	13/3/2017 22:00	93,37
	17	10/3/2017 22:00	95,37
	27	10/3/2017 22:00	94,43
	28	10/3/2017 22:00	94,43

Anexo 10: Facturación con demanda base residencial sin cargadores de vehículos eléctricos

Facturación del consumo de energía eléctrica residencial												
N° de medidor	Unidad de Negocio	Parroquia	Mes facturado	Tipo de tarifa	PEC	Energía medida (KWh)	Energía facturada (USD/KWh)	Costo de comercialización (USD)	Total de servicio eléctrico (SE)	Recolección de basura (1) (USD)	Total alumbrado público (SAPG) (USD)	Total de servicio eléctrico + alumbrado público (SE+SAPG +1) (USD)
1149739	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	454	43,02	2,83	45,85	2,3	2,85	51
1149740	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	634	61,92	4,24	66,16	2,3	4,2	72,66
1149741	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1279	160,03	7,07	167,1	2,3	10,72	180,12
1149742	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	740	74,65	4,24	78,89	2,3	4,93	86,12
1149744	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	453	42,92	2,83	45,75	2,3	2,84	50,89
1149980	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	521	50,06	4,24	54,3	2,3	3,38	59,98
1149981	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1439	187,38	7,07	194,45	2,3	12,53	209,28
1188028	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	5297	2133,12	7,07	2140,19	2,3	146,03	2288,52
1763521	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	568	54,99	4,24	59,23	2,3	3,69	65,22
1790548	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	222	19,13	1,41	20,54	2,3	1,25	24,09
20546339	Gye	Tarqui	Marzo	Residencial	No	568	54,99	4,24	59,23	2,3	3,69	65,22

Anexo 11: Facturación del consumo de energía eléctrica con cargadores de vehículos eléctricos sin medidor preferencial

Facturación del consumo de energía eléctrica con cargadores de vehículos eléctricos sin medidor preferencial												
Número de medidor	Unidad de Negocio	Parroquia	Mes de facturación	Tipo de tarifa	PEC	Energía medida (KWh) + Energía consumida por VE	Energía facturada (USD/KWh)	Costo de comercialización (USD)	Total de servicio eléctrico (SE)	Recolección de basura (1) (USD)	Total alumbrado público (SAPG) (USD)	Total de servicio eléctrico + alumbrado público (SE+SAPG +1) (USD)
1149739	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1126	276,23	7,07	283,3	2,3	18,5	304,1
1149740	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1306	325,77	7,07	332,84	2,3	21,85	356,99
1149741	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1951	520,96	7,07	528,03	2,3	35,06	565,39
1149742	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1412	354,94	7,07	362,01	2,3	23,81	388,12
1149744	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1125	275,96	7,07	283,03	2,3	18,49	303,82
1149980	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1193	294,67	7,07	301,74	2,3	19,75	323,79
1149981	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	2111	590,72	7,07	597,79	2,3	39,83	639,92
1188028	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	5969	3039,79	7,07	3046,86	2,3	208,56	3257,72
1763521	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1240	307,61	7,07	314,68	2,3	20,62	337,6
1790548	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	894	212,39	7,07	219,46	2,3	14,2	235,96
20546339	Guayaquil	Tarqui	Marzo	Residencial	No	1240	307,61	7,07	314,68	2,3	20,62	337,6

Anexo 12: Costos de carga de vehículos eléctricos para diferentes hábitos

Descripción	Hábito 1		Hábito 2	
	Medida (kWh)	Monto (USD)	Medida (kWh)	Monto (USD)
Energía activa (08h00-18h00)	0	0	0	0
Energía activa (18h00-22h00)	336	33,6	0	0
Energía activa (22h00-08h00)	336	16,8	672	33,6
Demanda facturable (kW)	7	28,35	7	17,01
Valor consumo	50,4		33,6	
Valor demanda	28,35		17,01	
Comercialización	1,41		1,41	
total	80,16		52,02	

Anexo 13: Facturación del consumo de energía eléctrica con medidor para cargadores de vehículos eléctricos

Facturación del consumo de energía eléctrica con medidor exclusivo para cargadores de vehículos eléctricos					
Número de medidor	Facturación del consumo residencial	N° de hábito	Facturación del consumo del VE	Recolección de basura (1) (USD)	Facturación total residencial + VE+ (1)
1149739	51	1	80,16	2,3	133,46
1149740	72,66	2	52,02	2,3	126,98
1149741	180,12	1	80,16	2,3	262,58
1149742	86,12	2	52,02	2,3	140,44
1149744	50,89	1	80,16	2,3	133,35
1149980	59,98	2	52,02	2,3	114,3
1149981	209,28	1	80,16	2,3	291,74
1188028	2288,52	2	52,02	2,3	2342,84
1763521	65,22	1	80,16	2,3	147,68
1790548	24,09	2	52,02	2,3	78,41
20546339	65,22	1	80,16	2,3	147,68

Anexo 14: Diferencias de costos de consumo eléctrico al disponer de un medidor exclusivo para cargador de VE

Número de medidor	Unidad de Negocio	Mes de facturación	Tipo de tarifa	PEC	Facturación total residencial + VE sin medidor preferencial	Facturación total residencial + VE con medidor preferencial	Ahorro en USD al tener un medidor preferencial	Porcentaje de ahorro
1149739	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	304,1	133,46	170,64	56%
1149740	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	356,99	126,98	230,01	64%
1149741	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	565,39	262,58	302,81	54%
1149742	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	388,12	140,44	247,68	64%
1149744	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	303,82	133,35	170,47	56%
1149980	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	323,79	114,3	209,49	65%
1149981	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	639,92	291,74	348,18	54%
1188028	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	3257,72	2342,84	914,88	28%
1763521	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	337,6	147,68	189,92	56%
1790548	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	235,96	78,41	157,55	67%
20546339	Guayaquil	Marzo	Residencia 1	No	337,6	147,68	189,92	56%
Promedio total					641,00	356,31	284,69	56%

Anexo 15. Potencia máxima consumida con tres transformadores

Día y Hora	Hábito de consumo de los cargadores conectados	Número de usuarios conectados	Número de luminarias conectadas	Con Acometida Compartida		Potencia Máxima del Transformador (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente máxima (kVA)	Porcentaje de Carga utilizada (%)
				Cargadores Conectados	Número de transformador				
10/03/2017 22:00:00	VE7-A1 VE8-A2 VE9-A1	4	1	3	T1	32,527	1,016	32,543	65
10/03/2017 22:00:00	VE5-A1 VE6-A2	3	2	2	T2	26,673	2,383	26,779	54
30/03/2017 0:00:00	VE1-A1 VE2-A2 VE3-A1 VE4-A2	4	1	4	T3	36,136	1,949	36,189	72

Anexo 16. Porcentaje mínimo de voltaje en barras con tres transformadores

Número de barra con mínimo voltaje	Con Acometida Compartida		
	Fecha y Hora	Voltaje (%)	Voltaje (V)
Bus2	13/03/2017 22:00:00	98,64	237
Bus3	10/03/2017 22:00:00	98,89	237
Bus4	30/03/2017 0:00:00	97,8	235
Bus5	30/03/2017 0:00:00	99,21	238
Bus8	30/03/2017 0:00:00	98,53	236
Bus10	10/03/2017 22:00:00	98,15	236
Bus13	10/03/2017 22:00:00	97,16	233
Bus14	13/03/2017 22:00:00	98,69	237
Bus16	10/03/2017 22:00:00	99,3	238
Bus17	30/03/2017 0:00:00	98,96	238
Bus18	30/03/2017 0:00:00	98,68	237
Bus29	10/03/2017 22:00:00	97,84	235