



### Artículo Original

# Evaluando el impacto de la conexión de vehículos eléctricos en una red de baja tensión de Honduras

*Assessing the impact of electric vehicles' connection to a low-voltage network of Honduras*

Kirvi Rodríguez<sup>a</sup>, Emilio Briceño<sup>a</sup>, Humberto Amador<sup>a</sup>, Ozy D. Melgar-Domínguez<sup>a,b,1</sup> 

<sup>a</sup>Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de Honduras, UNAH, Tegucigalpa, Honduras

<sup>b</sup>Dirección de Planificación de Expansión del Sistema, Operador del Sistema Eléctrico - Centro Nacional del Despacho, CND, Tegucigalpa, Honduras

#### Historia del artículo:

Recibido: 8 marzo 2023

Revisado: 7 mayo 2023

Aceptado: 6 agosto 2023

Publicado: 30 agosto 2023

#### Palabras clave

Electricidad

Recursos renovables

Vehículo automotor

#### Keywords

Electricity

Motor vehicles

Renewable resources

**RESUMEN. Introducción.** La tendencia mundial apunta al uso de vehículos eléctricos (VEs) y conlleva a la necesidad de realizar estudios para estimar la capacidad de las redes de distribución al incorporar estas nuevas cargas. El objetivo de este trabajo fue analizar el posible impacto de la conexión de VEs a una red de distribución de baja tensión en Honduras. **Métodos.** Se obtuvo información de consumos energéticos de los abonados y características de las líneas de distribución entre otros, utilizando datos de una red de baja tensión. Con la representación de una red de distribución de baja tensión, se analizó el posible crecimiento tanto en el consumo energético como en los picos de potencia debido a la conexión de VEs, estimando el incremento de la demanda con respecto a la capacidad instalada de la red. Se capturaron diferentes patrones de conducción, los cuales definieron la energía requerida para ser cargados y el horario de conexión y desconexión. Dicho impacto fue evaluado mediante un análisis de flujo de potencia cuando se alcanzaron picos de consumo. **Resultados.** Basado en los resultados obtenidos en la simulación, se observó que cuando se alcanzó una penetración de VEs de 50%, límites técnicos, como ser límites mínimos de tensión, podrían verse negativamente impactados. **Conclusión.** A medida la integración de VEs incrementa en la red de distribución será necesario repotenciar la red eléctrica para suplir las nuevas necesidades de la demanda.

**ABSTRACT. Introduction.** The world trend points to the use of electric vehicles (EVs), and this leads to the need to carry out studies to estimate the capacity of the distribution networks when incorporating these new loads. The aim of this work was to analyze the possible impact of connecting EVs to a low-voltage distribution network in Honduras. **Methods.** Information was obtained on the energy consumption of network users, characteristics of the distribution circuits, among others, using read data from a small low-voltage network. With the representation of a low-voltage distribution network, the possible growth in both energy consumption and power peaks were analyzed, estimating the increase in demand with respect to capacity of installed network transformers. Different driving patterns were captured, which defined the energy required to be charged and the connection and disconnection times. Such impact was evaluated through a power flow analysis when consumption peaks were reached. **Results.** Based on the data obtained in the simulation, it was observed that when an EV penetration of 50% was reached, technical limits, such as minimum voltage limits, could be negatively impaired. **Conclusion.** As the integration of EVs increases in the distribution network, it will be necessary to update the electrical network to meet the new needs of the demand.

## 1. Introducción

La creciente popularidad de los vehículos eléctricos (VEs) en el mercado internacional y las direcciones que muestra la política energética nacional conlleva a la necesidad de realizar estudios para estimar la capacidad

de las redes de distribución al incorporar estas nuevas cargas (García-Valle & Lopes 2012). Los estudios eléctricos deben contemplar el comportamiento de la demanda eléctrica en el sector residencial, mediante el análisis de las curvas de carga, agregando el efecto de VEs y considerando de forma los diferentes patrones de conducción (Flath et al., 2014). Esa evaluación estima la

<sup>1</sup> Autor correspondiente: [ozzydamedo@gmail.com](mailto:ozzydamedo@gmail.com), Universidad Nacional Autónoma de Honduras, Tegucigalpa, Honduras

Disponible en: <http://dx.doi.org/10.5377/innovare.v12i2.16603>

© 2023 Autores. Este es un artículo de acceso abierto publicado por UNITEC bajo la licencia <https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>

penetración máxima de VEs que la red de distribución puede hospedar con la infraestructura actual o, en otros casos, el operador de la red podría buscar alternativas que permitan modernizar dicha red y viabilizar dicha integración (Melgar-Domínguez et al., 2022).

En la literatura especializada, se ha investigado que grandes penetraciones de VEs podrían comprometer tanto la operación segura de las redes de distribución como la calidad de la energía suministrada a los usuarios (Hu et al., 2016). Para viabilizar esa incorporación, autores han propuesto una técnica basada en índices de sensibilidad para estimar los valores marginales de incrementar la demanda de VEs en determinadas localizaciones de una red eléctrica (Alturki & Khodaei, 2018). Otras propuestas innovadoras han surgido con el concepto de “Regiones de Carga de VEs”, donde se evalúa la capacidad de alojamiento máximo de VEs en cada nodo de la red (Zhao et al., 2017).

En otros estudios, se han estimado diferentes niveles de penetración de VEs, encontrando valores en los que los transformadores se sobrecargan por largos períodos de tiempo. Dicha integración puede ser viabilizada mediante dispositivos controladores de tensión (Lillebo et al., 2019). Algunos autores proponen una estrategia para evaluar la capacidad de alojamiento de VEs, utilizando un método probabilístico de flujos de potencia (Wang et al., 2019). En el trabajo presentado por Kamruzzaman & Benidris (2020), se propone un método de respuesta a la demanda, incorporando la carga de los VEs en una valoración de confiabilidad en un sistema compuesto, asumiendo patrones de conducción en términos de ubicación, tiempos y períodos de carga.

Los trabajos discutidos anteriormente muestran la importancia de realizar estudios eléctricos para estimar la conexión de forma segura de los VEs a una red de distribución. No obstante, se han realizados estudios en los que los VEs no son considerados solamente como cargas, siendo también explorada su capacidad de inyectar potencia a la red (Kamruzzaman et al., 2019). Asimismo, el trabajo propuesto en da Silva et al. (2021) explora las oportunidades que brinda un esquema controlado de carga y descarga de VEs conectados de forma masiva en la red. Por lo tanto, nuevas posibilidades surgen desde la perspectiva de los usuarios, los cuales podrían optar por ingresos extras, siempre que se realice una gestión adecuada de las baterías de los VEs para evitar picos de potencia en la red (Lazzeroni et al., 2019).

Los objetivos principales de esta investigación fueron:

1. Desarrollar una metodología para evaluar la capacidad de una red de distribución de baja tensión para hospedar VEs como una nueva carga, la cual depende de patrones de conducción de sus usuarios. Los patrones de conducción son los requerimientos de potencia de cada VE para ser cargado, siendo los

horarios de conexión y desconexión, estado inicial de carga y final de carga. Como resultado, se generan curvas de carga de VEs que son adicionadas a las curvas típicas de consumo residencial y mediante una herramienta de flujo de potencia, estudios eléctricos son realizados.

2. Analizar, de forma anticipada, el posible impacto que diferentes niveles de penetración de VEs pudieran causar en una red de distribución de baja tensión del país. Por lo tanto, fue posible estimar el nivel adecuado de penetración de VEs, sin impactar negativamente la seguridad ni la calidad del servicio ofrecido a los usuarios.

## 2. Métodos

Una red de distribución de energía eléctrica está compuesta por varias partes, como ser la subestación, alimentada por líneas de distribución en una configuración radial, siendo que la energía tiene un solo camino por recorrer desde la subestación hasta el usuario final (Kersting, 2018). La subestación reduce el voltaje a un nivel apropiado para los lugares de consumo. En Honduras, se cuenta con valores de tensión de 13.8 kV y 34.5 kV (Comisión Reguladora de Energía Eléctrica [CREE], 2016).

### 2.1. Obtención de red bajo de tensión

Para este estudio se obtuvo una base de datos completa del polígono de una red de distribución de baja tensión, la cual fue adquirida gracias a la colaboración del departamento de distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras. El polígono de la red se muestra en la Figura 1.

De esta base, se obtuvo información relevante:

- Cantidad de clientes.
- Consumo energético y factura de 12 meses.
- Voltajes de baja tensión.
- Calibre de los conductores.
- Capacidades de los transformadores.
- Distancia entre nodos.

Con esa información, se extrajo el circuito mostrado en la Figura 2, dónde se presenta el diagrama unifilar de la red. Para cada nodo se calculó su potencia conectada, según la cantidad de abonados, mostrada en el Cuadro 1. Se identificó que para el nodo 4 se encuentra un único abonado, siendo este una bomba que suministra agua al polígono, por lo que no se conectaron VEs.

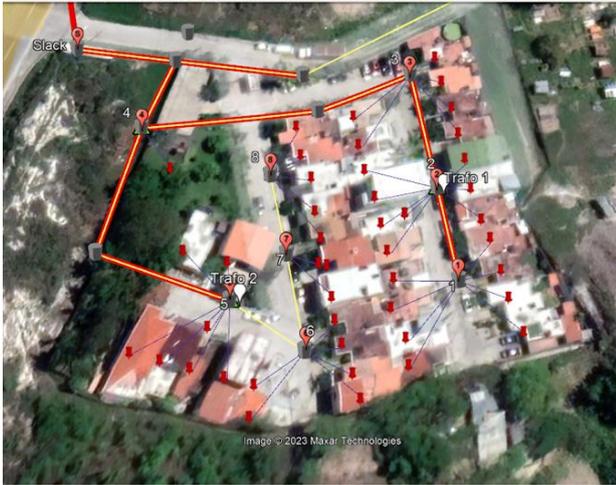


Figura 1. Polígono Residencial Los Eucaliptos.

## 2.2. Estimación de curva de carga

Para el análisis, se tomó en cuenta una curva de carga residencial típica (Alvarado, 2017), tomando sus valores como un porcentaje respecto a su valor máximo. A partir de una curva de carga, fue posible obtener la energía consumida. Esto es clave para obtener los picos de potencia (Pflugradt, & Muntwyler, 2017). La energía está definida como se muestra en la ecuación (1).

$$w = \int_{t_1}^{t_2} P(t) dt \quad (1)$$

dónde:  $w$  es la energía eléctrica en un intervalo de tiempo  $P(t)$  es la potencia en función del tiempo. Dada la naturaleza de las integrales, la energía no es más que el área bajo la curva de carga.

Seguidamente, se realizó un muestreo de datos que permitió conocer el porcentaje de carga para diferentes intervalos de tiempo. Estos valores fueron divididos en cuatro partes para poder aproximar la forma de la curva de carga mediante una regresión polinómica de grado 4. Con las funciones definidas, se procedió a realizar la integración de las funciones en sus respectivos intervalos, las áreas resultantes fueron sumadas y se obtuvo el área de la curva de carga en términos del porcentaje de la demanda máxima esperada por minuto.

Con la información de los consumos energéticos mensuales de los abonados, se calculó la energía promedio diaria con unidades de kWh. A continuación, se hizo una igualdad de áreas, encontrando que el área mediante integrales difirió en unidades del área de energía promedio diaria. Para igualar las áreas, se multiplicó el área porcentual por la potencia máxima esperada, dando por resultado la expresión (2).

$$P_{max} = \text{Energía Diaria} / \text{Área \%} \quad (2)$$

Con la obtención de la potencia máxima, se aproximó la curva de carga para cada abonado. En seguida, para cada nodo se sumaron las energías diarias de los clientes, para luego estimar la curva de carga a lo largo del día. Posteriormente, se sumaron las curvas de cargas pertenecientes a cada transformador para obtener sus curvas equivalentes y determinar el caso base sin la penetración de VEs.

## 2.3. Incorporación de VEs

La incorporación de VEs consideró diferentes patrones de conducción, identificados como la hora de llegada del vehículo y la carga de su batería. A la capacidad total se restó la energía de llegada para dividirla entre la capacidad nominal del cargador de cada VE. Así se obtuvieron las horas necesarias de carga y se multiplicó por 60 para obtener el tiempo en minutos. Se utilizaron características técnicas de VEs del modelo Nissan Leaf, con una batería de capacidad de 56 kWh y un cargador de 6.6 kW (Nissan USA, 2023). Este modelo dispone de excelentes prestaciones, las cuales se han perfeccionado últimas versiones y, además, cuenta con un precio competitivo (Saunders, 2018). Además, este modelo dispone de diferentes niveles de carga, las cuales se pueden adaptar a las instalaciones residenciales típicas de Honduras. Sin embargo, vale la pena destacar que el análisis presentado puede ser extendido usando otros modelos de VE.

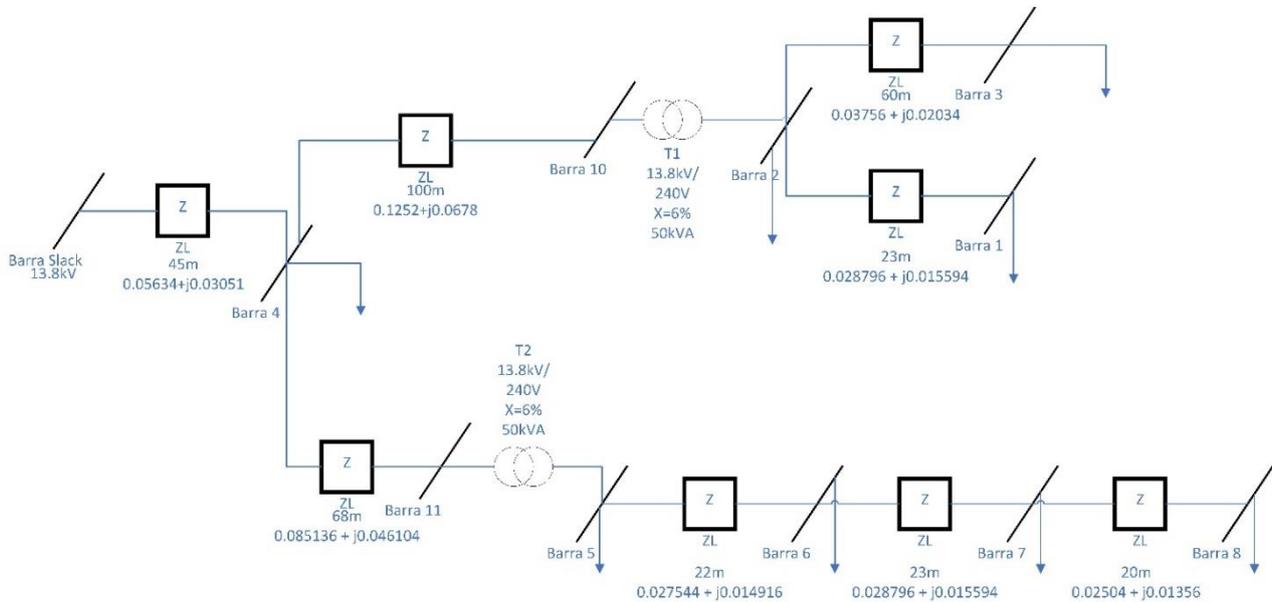
Se consideró que los patrones de conducción son diferentes para cada usuario, siendo caracterizados según los datos obtenidos por Santos et al. (2011) y mediante la implementación de funciones de probabilidad desarrolladas por los autores Yao et al. (2013).

## 2.4. Análisis de flujos de potencia

Diferentes VEs fueron localizados en la red de baja tensión. Gradualmente se incrementó el porcentaje de penetración de 0%, 25%, 50%, 75% hasta 100% y se simuló flujos de potencia usando MATPOWER (Zimmerman & Murillo 2020). Esta herramienta es de acceso libre para la simulación y optimización de sistemas eléctricos de potencia.

## 3. Resultados

Cada transformador tuvo una capacidad de 50 KVA siendo que al evaluar cada transformador cuando la penetración de vehículos sea máxima, se espera que su capacidad se exceda en 142.65% y 158.88%.



**Figura 2.** Diagrama unifilar de la red.

Una vez obtenidos los respectivos picos de potencia que se alcanzaron mediante el análisis por nodo, así como las impedancias de las líneas, se procedió a realizar el análisis de flujos de potencia para evaluar las caídas de tensión en la red una vez se conecten los VEs.

Para implementar la metodología propuesta, cinco casos fueron analizados en detalles.

### 3.1. Resultados del caso I

En este caso no existieron VEs conectados, por lo que la red se encontró en condiciones normales, con su curva de carga típica como la que se muestra en Agudelo et al. (2014). Los resultados mostraron que las caídas de tensión no superaron el 2% en los nodos. Por lo tanto, los niveles de tensión de la red se encontraron dentro de los límites establecidos de 0.95 a 1.05pu.

### 3.2. Resultados del caso II

En este caso la penetración de VEs alcanzó un 25%. Los abonados comenzaron a adquirir sus vehículos con sus respectivos cargadores. Al simular los flujos de potencia, analizando los picos de cada nodo se evidenció que, en los nodos más cercanos al transformador, las caídas de tensión fueron mínimas, aún sin superar el 2%. Sin embargo, entre más alejados estuvieron los nodos, como ser los voltajes de los nodos 6, 7 y 8, se observaron caídas de tensión que sobrepasaron el 2%, al compararse con el caso I.

### 3.3. Resultados del caso III

Seguidamente se evaluó el caso III. Con un porcentaje de 50%, se consideró que la mitad de los abonados contaron con un VE. Para este caso, se observó que para la tensión en los nodos 1, 2 y 3 se encontraron dentro de los límites establecidos. No obstante, los niveles de tensión de los nodos 6, 7 y 8 alcanzaron caídas críticas, en particular el nodo 8 con caída superior al 5%, con un valor de 0.946 pu, operando por debajo del límite inferior establecido. Esto podría impactar en la calidad de la energía suministrada a los abonados.

### 3.4. Resultados del caso IV

El caso III consideró que la mitad de los abonados contaban con un VE, siendo que a ese nivel de penetración ya se presentaban afectaciones en la red de distribución. Para el caso IV, los nodos 7 y 8 alcanzaron caídas de tensión críticas, llegando a 0.941 y 0.934, respectivamente. Con este resultado, en particular un total de 8 abonados, conectados en estos nodos, podrían verse negativamente impactados por la calidad del servicio prestado en estas condiciones.

### 3.5. Resultados del caso V

Finalmente, se consideró el caso V en el que todos los abonados dispusieron de un VE, 100% de penetración de VEs. De los resultados obtenidos, se obtuvieron niveles bajos de tensión y el nodo 6 estuvo al borde de violaciones del límite inferior de tensión, llegando a operar en 0.952pu, mientras que los nodos 7 y 8 ya se encontraron en caídas de tensión porcentuales superiores al 6%.

**Cuadro 1**

Potencia total en kW para cada nodo agrupando el número de abonados.

Abonados	Nodos							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	212	56	227	1017	324	210	265	193
2	298	162	224		127	198	250	158
3	292	264	306		187	384	214	153
4	195	152	139		296	164		128
5	105	179	165		227	255		332
6	282	272	199		285	168		
7		329			283			
8		100						
Total	1384	1514	1260	1017	1729	1379	729	964

En la Figura 3, para cada nivel de penetración de VEs se muestra el comportamiento del voltaje en cada nodo de la red, identificándose los niveles con mayor impacto. Es evidente que a medida se conectaron más VEs a la red, los picos de potencia se incrementaron como se aprecia en la Figura 4. Ese incremento llevó a un aumento en las pérdidas de la red. Como esperado las pérdidas máximas se alcanzaron con un 100% de VEs, siendo estas de 8.34 kW.

**4. Discusión**

Dada la creciente popularidad de los VEs se esperaría que en los próximos años se vuelvan más accesibles para el mercado hondureño, lo que provocará un aumento en la carga de las redes de distribución. Es necesario evaluar las limitaciones existentes para una mejor toma de decisión a futuro. Basados en los resultados obtenidos para la red en estudio se observó que, al existir un 50% de penetración de VEs se alcanzaron violaciones al límite mínimo de tensión en los nodos más alejados de los transformadores. Se evidenció que, con el aumento de la carga por la conexión de los VEs, se obtuvieron caídas de tensión más pronunciadas, excediendo así las capacidades instaladas de los transformadores existentes.

A partir de los resultados, se observó que la red consiguió soportar hasta una penetración del 25%. Vale la pena resaltar que, para esta investigación se consideró que existe únicamente un vehículo eléctrico por abonado. Este escenario tiene una alta probabilidad de ocurrencia dada la cantidad de vehículos que actualmente circulan en el municipio del Distrito Central. Este valor puede estar en 523,190 vehículos, según el censo proporcionado por el Instituto de la Propiedad de Honduras. Evidentemente, analizar un caso en el cual un abonado podría tener más de un VE, se traduce a picos de potencia más pronunciados o mayores períodos de carga que los estudiados en este trabajo.

Se han realizado diferentes estudios en los que se analiza el impacto a la red de distribución cuando se conectan VEs. En dichos estudios, se demuestra que algunas redes de distribución pueden tolerar hasta un 20% de penetración de VEs sin exceder los límites técnicos y hasta un 50% de penetración dependiendo de las características físicas de la red (Lillebo et al., 2019). Dependiendo de las regulaciones de cada país, las violaciones de voltaje pueden ser consideradas cuando se alcanza un 10% de caída con respecto al valor nominal. Además, se ha evaluado que los límites de potencia de los transformadores instalados se sobrepasaran, una vez que se alcanza el 100% de penetración de VEs. Para el caso, el estudio de sobrecarga se obtuvo a partir del 50%.

Otros trabajos han explorado alternativas para evitar que las capacidades de los transformadores sean excedidas cuando la demanda de los abonados alcance altas penetraciones de VEs. Por ejemplo, alternativas orientadas a gestionar la carga de los VEs (da Silva et al., 2021), las cuales podrían evitar la necesidad de repotenciar la red de distribución. No obstante, cuando estas alternativas no son suficientes, la repotenciación asegura un servicio eléctrico más fiable, de mayor calidad y una reducción de pérdidas técnicas de la red (Melgar-Domínguez et al., 2022).

A partir de esta discusión, se identificaron oportunidades de mejora, las cuales involucraron el uso de curvas de cargas reales dado que se adoptaron curvas típicas. Estas aproximaron los hábitos de consumo de los abonados. Es necesario realizar estudios para estimar los patrones de conducción de acorde a la realidad actual del país. Estos patrones de carga podrían ser más precisos. Además, se puede explorar alternativas de gerenciamento de carga y/o descarga (*vehicle-to-grid*) para estimar la máxima capacidad de VEs con la infraestructura actual de las redes del país. Finalmente, este trabajo podría servir de base para realizar un análisis costo-beneficio si se contara con un centro de carga comunitario.

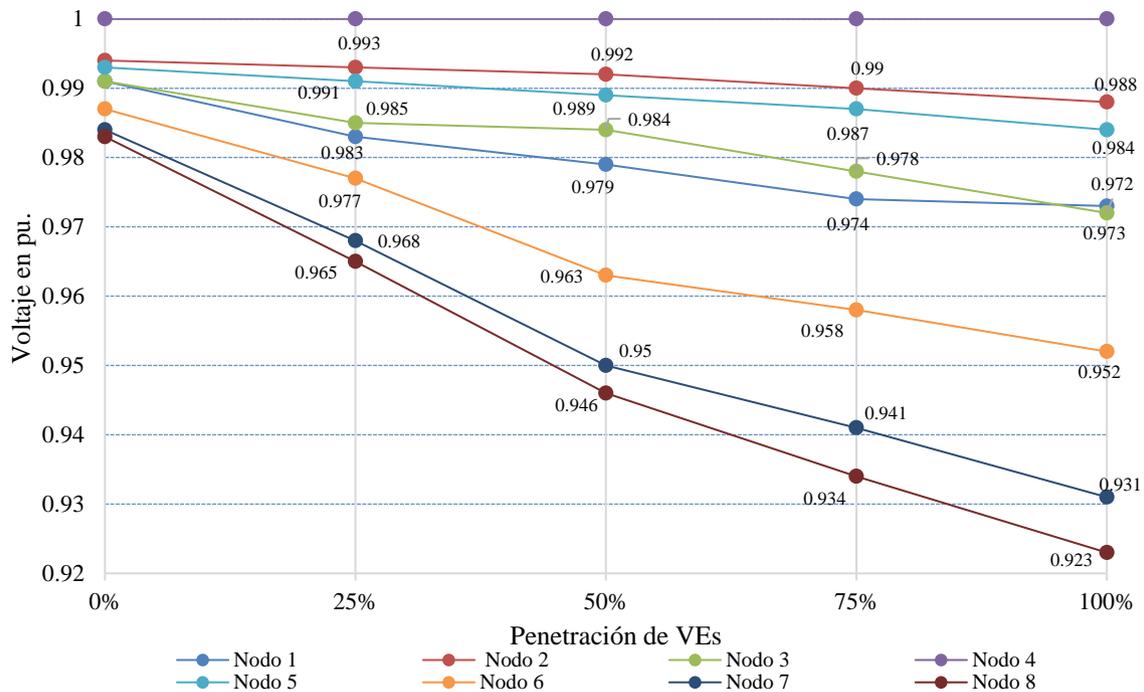


Figura 3. Perfil de voltaje para los nodos de la red para los casos de estudio.

## 5. Conclusión

Con este trabajo, se presentó un análisis del impacto que tendrán los VEs una vez se integren a una red de distribución. Se demostró que, cuando se incrementó el porcentaje de penetración, los nodos más alejados al transformador presentaron violaciones de tensión. Una vez se comiencen a incorporar los VEs al mercado hondureño, se debe repotenciar la red para garantizar el servicio eléctrico y la calidad del mismo.

El presente trabajo evidenció la importancia de realizar estudios eléctricos que permitan estimar el posible impacto de nuevos elementos que serán conectados a una red eléctrica. Para el análisis realizado, dichos estudios podrían orientar a los tomadores de decisión para encontrar propuestas que eviten los posibles impactos de los VEs en las redes de distribución. Como alternativas se podrían destacar, la realización de inversiones estatales para la construcción de estacionamientos de carga autónomas con aprovechamiento de la energía solar, buscando cumplir con estándares de confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. Se podría explorar inversiones que se podrían realizar en cercanías de locales con grandes flujos de VEs.

## 6. Contribución de los Autores

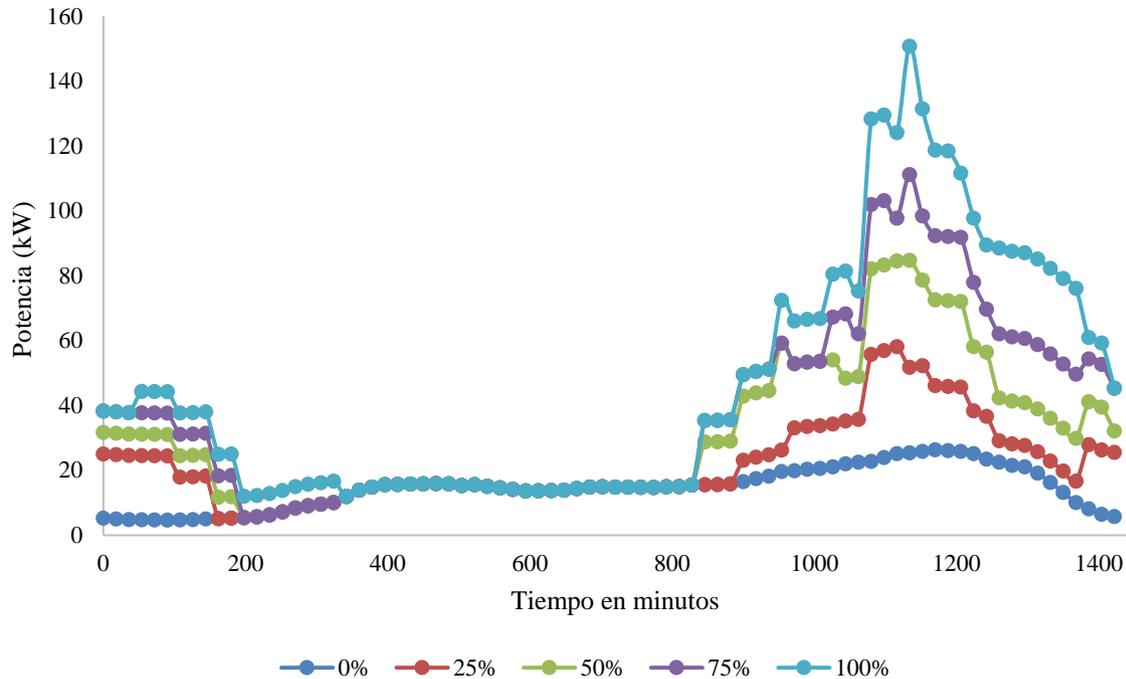
KV y EB contribuyeron a la conceptualización del problema, revisión de la literatura, obtención de datos, desarrollo de la metodología, análisis y discusión de los resultados y redacción del manuscrito. HB contribuyó al análisis y discusión de los resultados, así como a la supervisión y redacción del manuscrito. OMD contribuyó a la conceptualización del problema, supervisión de la revisión de la literatura y desarrollo de la metodología, análisis y discusión de los resultados y redacción del manuscrito. Todos los autores leyeron y aprobaron la última versión del mismo.

## 7. Reconocimientos

Al Profesor Dr. Dennis Rivera por su contribución en la discusión del problema bajo estudio y al Ing. Milton Espinoza por haber brindado los datos necesarios para la realización de esta investigación.

## 8. Conflictos de Interés

Los autores declaran no tener ningún conflicto de interés.



**Figura 4.** Curvas de carga considerando los diferentes niveles de penetración de VEs.

## 9. Referencias Bibliográficas

- Agudelo, L., Velilla, E., & López, J. M. (2014). Estimación de la carga de transformadores de potencia utilizando una red neuronal Artificial. *Información tecnológica*, 25(2), 15-24. <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642014000200003>
- Alturki, M., & Khodaei, A. (2018). Marginal hosting capacity calculation for electric vehicle integration in active distribution networks. *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 1-9. <https://dx.doi.org/10.1109/TDC.2018.8440134>
- Alvarado, J. E. (2017, 30 de abril). *Carga, demanda y energía eléctrica: conceptos fundamentales para la distribución de electricidad. Sector Electricidad*. <https://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/>
- da Silva, E. C., Melgar-Domínguez, O. D., & Romero, R. (2021). Simultaneous distributed generation and electric vehicles hosting capacity assessment in electric distribution systems. *IEEE Access*, 9, 110927-110939. <https://dx.doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3102684>
- Flath, C. M., Ilg, J. P., Gottwalt, S., Schmeck, H., & Weinhardt, C. (2014). Improving electric vehicle charging coordination through area pricing. *Transportation Science*, 48(4), 619-634. <http://dx.doi.org/10.1287/trsc.2013.0467>
- García-Valle, R., & Lopes, J. A. P. (2012). *Electric vehicle integration into modern power networks*. Springer Science & Business Media.
- Hu, J., Morais, H., Sousa, T., & Lind, M. (2016). Electric vehicle fleet management in smart grids: a review of services, optimization, and control aspects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 1207-1226. <https://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.014>
- Kamruzzaman, M. D., & Benidris, M. (2020). A reliability-constrained demand response-based method to increase the hosting capacity of power systems to electric vehicles. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 121, 106046. <https://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106046>
- Kamruzzaman, M. D., Bhusal, N., & Benidris, M. (2019). Determining maximum hosting capacity of electric distribution systems to electric vehicles. *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1-7. <https://dx.doi.org/10.1109/IAS.2019.8911848>
- Kersting, W. H. (2018). Distribution system modeling and analysis. En *Electric power generation, transmission, and distribution* (3er ed., pp. 26-58). CRC Press. <https://dx.doi.org/10.1201/9781315222424-27>
- Lazzaroni, P., Olivero, S., Repetto, M., Stirano, F., & Vallet, M. (2019). Optimal battery management for vehicle-to-home and vehicle-to-grid operations in a residential case study. *Energy*, 175, 704-721. <https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.113>
- Lillebo, M., Zaferanlouei, S., Zecchino, A., & Farahmand, H. (2019). Impact of large-scale EV integration and fast chargers in a Norwegian LV grid. *The Journal of Engineering*, 2019(18), 5104-5108. <https://dx.doi.org/10.1049/joe.2018.9318>
- Melgar-Domínguez, O. D., Quijano, D. A., Sanches Mantovani, J. R., & Chicco, G. (2022). A robust multiobjective strategy for short-term distribution system upgrading to increase the distributed generation hosting capacity. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(6), 4352-4364. <https://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3155934>
- Nissan USA. (2023). *2024 Nissan LEAF*. <https://www.nissanusa.com/vehiculos/electric-cars/leaf.html>
- Pflugradt, N., & Muntwyler, U. (2017). Synthesizing residential load profiles using behavior simulation. *Energy Procedia*, 122, 655-660. <https://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.365>
- Santos, A., McGuckin, N., Nakamoto, H. Y., Gray, D., & Liss, S. (2011). *Summary of travel trends. 2009 National Household Travel Survey*. United States Department of Transportation. Federal Highway Administration. <https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/50506>
- Saunders, M. (2018, 19 de enero). *Nissan Leaf review*. <https://www.autocar.co.uk/car-review/nissan/leaf>
- Wang, S., Li, C., Pan, Z., & Wang, J. (2019). Probabilistic method for distribution network electric vehicle hosting capacity assessment based on combined cumulants and Gram-Charlier Expansion.

- Energy Procedia*, 158, 5067-5072.  
<https://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.643>
- Yao, W., Zhao, J., Wen, F., Xue, Y., & Ledwich, G. (2013). A hierarchical decomposition approach for coordinated dispatch of plug-in electric vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2768-2778.  
<https://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2256937>
- Zhao, J., Wang, J., Xu, Z., Wang, C., Wan, C., & Chen, C. (2017). Distribution network electric vehicle hosting capacity maximization: a chargeable region optimization model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 4119-4130.  
<https://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2652485>