



Cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctricos al sistema de potencia.

Mañay Bermeo, Ana Lucia y Reyes Tapia, Pablo Andrés.

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de integración curricular, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

Ing. Masache Almeida, Paul Andrés

14 de Agosto del 2023

Latacunga.



Plagiarism and AI Content Detector Report

Tesis Mañay-Reyes_2023.pdf

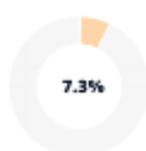
Scan details

Scan time:
August 14th, 2023 at 19:21 UTC

Total Pages:
105

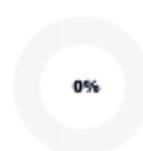
Total Words:
26119

Plagiarism Detection



Types of plagiarism		Words
Identical	0.2%	42
Minor Changes	0.3%	78
Paraphrased	6.2%	1619
Omitted Words	9.3%	2423

AI Content Detection



Text coverage		Words
AI text	0%	0
Human text	100%	23696

[Learn more](#)

Alerts: (1)

Cross Language: Same Document Language

Submitted language and cross-language text are the same language. No credits were used.

2/5 Severity



Firma:



Masache Almeida, Paúl Andrés

Director



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Certificación

Certifico que el trabajo de integración curricular: "**Cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctricos al sistema de potencia.**" fue realizado por el/los señores **Mañay Bermeo, Ana Lucía, y Reyes Tapia, Pablo Andrés**, el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizada en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Latacunga 21 de Agosto del 2023

Firma:



Masache Almeida, Paúl Andrés

C. C 1725785552



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Mañay Bermeo, Ana Lucia**, y **Reyes Tapia, Pablo Andrés**, con cédulas de ciudadanía n° 2101131684 y 0504429093 , declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de integración curricular: **Cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctricos al sistema de potencia** es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 21 de Agosto del 2023

Firma

Mañay Bermeo, Ana Lucia

C.C.:2101131684

Firma

Reyes Tapia, Pablo Andrés

C.C.: 0504429093



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Autorización de Publicación

Nosotros **Mañay Bermeo, Ana Lucia**, y **Reyes Tapia, Pablo Andrés**, con cédulas de ciudadanía n° 2101131684 y 0504429093, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de integración curricular: **Cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctricos al sistema de potencia** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Latacunga, 21 de Agosto del 2023

Firma

Mañay Bermeo, Ana Lucia

C.C.:2101131684

Firma

Reyes Tapia, Pablo Andrés

C.C.: 0504429093

Dedicatoria

El presente trabajo de titulación se lo dedico en primer lugar a Dios, por darme las fuerzas para seguir adelante y culminar con esta meta, en segundo lugar, a mis padres Mariana Bermeo y Edison Mañay por nunca dejarme sola, por siempre cuidarme, apoyarme y creer en mí. Ustedes son el pilar fundamental de mi vida, debido a que con su amor, comprensión y apoyo incondicional me han ayudado a superar todas las adversidades que se me han presentado en el camino, como también han disfrutado conmigo cada uno de mis logros, gracias por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia.

A mis hermanos Alex y María por brindarme ánimos en cada paso que doy, por ser quienes me enseñan que puedo ser mejor cada día y que nunca debo darme por vencida. Por ser mi fuente de alegría con cada una de sus ocurrencias, gracias por cuidarme y ayudarme durante toda mi vida.

Lucia Mañay

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo de titulación primeramente a mis padres Edwin Reyes y Vilma Tapia quienes han sido pilar fundamental en mi vida para ser un hombre de bien y por apoyarme en cada una de las cosas en las que me he querido desarrollar, a mis hermanas María Fernanda y Diga Elizabeth por brindarme su cariño y apoyo en todo momento, a mis queridos abuelitos paternos Alonso y Digna por todo el apoyo y ayuda brindada en toda mi etapa universitaria, a mis queridos abuelitos maternos Luis y María por su apoyo en todo momento. Dedicar también, este trabajo, a mis queridos padrinos Patricio y Emma por todo su cariño y apoyo brindado que sin duda agradeceré toda mi vida.

A toda mi familia que estuvo conmigo en los momentos más duros, gracias por todo. Y con mucho amor y cariño para mi enamorada Carolina gracias por tu apoyo.

Pero especialmente quiero dedicarlo a una persona que siempre estuvo a mi lado en los momentos más importantes de mi vida, a mi querido abuelito Alonso Reyes quien a sido mi motor para seguir siempre adelante, ya que de él aprendí que por más adversidades que puedan ocurrir en la vida siempre hay que mostrar lo mejor de nosotros, luchar siempre y jamás darnos por vencidos, estoy seguro desde el cielo me cuidará y cubrirá con sus bendiciones.

Pablo Reyes

Agradecimiento

Mi más sincero agradecimiento a mi tutor el Ing. Paúl Masache por ayudarnos y guiarnos con su experiencia durante todo este proceso, por su paciencia y sus conocimientos que han sido fundamentales para llevar a cabo este trabajo.

Agradezco a todos mis docentes, que han aportado con sus conocimientos a mi formación académica y me han brindado sus consejos para mejorar cada día.

Agradezco profundamente a toda mi familia, por siempre estar a mi lado, apoyándome en cada cosa que me propongo, gracias a su amor infinito y comprensión.

Quiero agradecer de todo corazón a mis amigos, por siempre estar conmigo en las buenas y en las malas, por ayudarme incondicionalmente, por sacarme una sonrisa y darme ánimos en todo momento durante mi vida universitaria, gracias por compartir conmigo un pedacito de su vida.

Agradezco a mi compañero de este trabajo de titulación por su colaboración en cada una de las reuniones, por su disposición y aportes que han ayudado a alcanzar esta meta.

Agradezco a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPEL por brindarme una educación de calidad, por exigirme y sacar lo mejor de mí, para poder así obtener mi tan anhelado título.

Lucia Mañay

Agradecimiento

Quiero agradecer primero a Dios por permitirme hoy cumplir mis sueños, a mis padres por darme la vida y estar siempre conmigo apoyándome en todo momento durante toda mi vida, sin ellos no podría ser la persona que soy hoy en día.

Un sincero agradecimiento a mi tutor Ing. Paúl Masache por compartir su conocimiento y ayuda en la elaboración de este trabajo de titulación.

Gracias a mi querida Universidad de las Fuerzas armadas ESPE y a mi carrera de Ingeniería Electromecánica por formarme y brindarme una educación de calidad.

Agradecer a todos y cada uno de mis familiares, por todo su cariño y preocupación mostrada a cada momento.

A mis queridos compañeros de aula Alexis, Jefferson, Karla, Vanessa, Rafael, Galo gracias por todos esos momentos compartidos que siempre me los llevare en el corazón.

Pablo Reyes

ÍNDICE DE CONTENIDO

Carátula.....	1
Reporte de verificación de contenido.....	2
Certificación	3
Responsabilidad y autoría.....	4
Autorización de publicación	5
Dedicatoria	6
Dedicatoria	7
Agradecimiento.....	8
Agradecimiento.....	9
Índice de contenido	10
Índice de figuras	14
Índice de ecuaciones.....	17
Resumen.....	20
Abstract.....	21
Capítulo I: Marco metodológico de la investigación	22
Antecedentes investigativos	22
Justificación, Importancia y Alcance	23
Planteamiento del problema.....	24
Objetivos.....	25
<i>Objetivo general</i>	25
<i>Objetivos específicos</i>	25

Hipótesis	26
Señalamiento de variables.....	26
<i>Variable independiente</i>	26
<i>Variable dependiente</i>	26
Capítulo II: Marco Teórico	27
Antecedentes investigativos de los Vehículos eléctricos	27
Cargabilidad de las líneas ante la integración masiva de vehículos eléctrico al sistema de potencia.	28
Sistemas Eléctricos de Potencia.....	30
<i>Generación</i>	31
<i>Transmisión</i>	32
<i>Distribución</i>	32
<i>Distribución en baja voltaje</i>	35
Tipología de las redes de distribución.....	36
Red de anillo	36
Red en anillos múltiples	36
Red mallada	36
Red en derivación doble	37
Red radial.....	37
<i>Distribución en media voltaje</i>	37
Red Lineal	37
Red en huso.....	37
Flujos de potencia	37
Flujo óptimo de potencia (OPF).....	40
<i>Restricciones de igualdad</i>	42

<i>Restricciones de desigualdad</i>	45
Vehículos eléctricos vistos como carga eléctrica	46
<i>Capacidad Instalada</i>	48
<i>Demanda</i>	48
<i>Niveles de carga del vehículo eléctrico</i>	52
Modo 1. Carga Lenta o domestica.....	52
Modo 2. Recarga semi lenta	52
Modo 3. Carga rápida	52
Modo 4. Súper rápida	52
<i>Modelos de vehículos eléctricos</i>	52
<i>Nivel de Tecnología para cargas de vehículos eléctricos</i>	55
Métodos y modelos para la integración de vehículos eléctricos	57
<i>Modelos de las baterías electroquímicas</i>	58
<i>Modelos de circuito equivalente</i>	60
<i>Modelo electroquímico con una resistencia interna</i>	60
<i>Modelo equivalente con un grupo RC en paralelo</i>	61
<i>Modelo equivalente de Thévenin</i>	62
<i>Modelo equivalente PNGV</i>	63
<i>Modelo propuesto por Tremblay</i>	65
<i>Modelo propuesto por Chen.</i>	66
<i>Modelo de Montecarlo</i>	67
Modelo determinista.....	68
Modelo estocástico	68
Análisis de cargabilidad de las líneas de distribución.	69
Capítulo III: Metodología	73

Caso de estudio.....	74
Recolección de información de modelamiento de los vehículos eléctricos, dependiendo del nivel de carga de la batería.....	76
Metodología usada para la modelación de las baterías según el modelo de Chen (2006).....	79
<i>Metodología usada para determinar el SOC.</i>	84
Metodología para el análisis de cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctricos al sistema de potencia.....	87
<i>Caso I</i>	87
<i>Caso II</i>	88
Simulación del comportamiento de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctrico al sistema de potencia.....	91
Capítulo IV: Análisis de resultados de la metodología planteada	93
Análisis de resultados del flujo de potencia para determinar la cargabilidad de las líneas de distribución ante la inserción de EV's.	101
Análisis de cargabilidad de las líneas de distribución antes y después de la inserción de vehículos eléctricos al sistema de potencia.	109
Capítulo IV: Conclusiones y Recomendaciones.....	115
Conclusiones.....	115
Recomendaciones.....	117
Bibliografía	118
Anexos.....	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Tipos de vehículos eléctricos</i>	27
Figura 2 <i>Límite del nivel de sobrecarga</i>	30
Figura 3 <i>Sistema Eléctrico de Potencia</i>	31
Figura 4 <i>Distribución de energía</i>	33
Figura 5 <i>Método de flujos óptimos de potencia</i>	40
Figura 6 <i>Curva de demanda y demanda máxima</i>	49
Figura 7 <i>Circuito eléctrico del VEH</i>	53
Figura 8 <i>Estadística de compra de vehículos eléctricos</i>	54
Figura 9 <i>Modo de carga 1</i>	56
Figura 10 <i>Modo de carga 2</i>	56
Figura 11 <i>Modo de carga 3</i>	56
Figura 12 <i>Modo 4 de carga de vehículos eléctricos</i>	57
Figura 13 <i>Tipos de modo de carga</i>	57
Figura 14 <i>Ecuaciones y esquema del modelo de resistencia interna</i>	60
Figura 15 <i>Esquema del modelo RC elaborado por SAFT</i>	61
Figura 16 <i>Modelo Thévenin</i>	63
Figura 17 <i>Modelo de Thevenin con PNGV</i>	64
Figura 18 <i>Modelo propuesto por Tremblay para baterías de Ion-Litio</i>	65
Figura 19 <i>Modelo propuesto por Chen para baterías de Ion-Litio</i>	66
Figura 20 <i>Modelo de Monte Carlo</i>	68
Figura 21 <i>Flujograma para PF y Cargabilidad</i>	73
Figura 22 <i>Sistema de 33 nodos de la IEEE</i>	74
Figura 23 <i>Modelo de Chen 2006 para modelamiento de baterías de Ion-Litio</i>	79

Figura 24 <i>Estado de carga SOC generado aleatoriamente para el modelo de batería del EV Nissan Leaf.</i>	93
Figura 25 <i>Voc (SOC) para los modelos de batería de los vehículos eléctricos</i>	94
Figura 26 <i>Elementos de entrada para el modelado de las baterías según el modelo de Chen.</i>	95
Figura 27 <i>Voltaje total de las baterías para cada marca de EV's.</i>	96
Figura 28 <i>Magnitud del voltaje del sistema de 33 nodos.</i>	98
Figura 29 <i>Ángulo de voltaje sistema de 33 nodos</i>	99
Figura 30 <i>Diferencias de potencias originales y potencias resultantes del PF</i>	108
Figura 31 <i>Diferencias de potencias originales y potencias resultantes del PF al 4% 5%.</i>	109
Figura 32 <i>Cargabilidad de las líneas de al 1%</i>	113
Figura 33 <i>Cargabilidad de las líneas de al 5% y 4%</i>	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Niveles de voltaje en medio y bajo</i>	34
Tabla 2 <i>Modelos de vehículos eléctricos</i>	55
Tabla 3 <i>Datos del generador</i>	74
Tabla 4 <i>Datos de las líneas de distribución de del sistema de 33 nodos IEEE</i>	75
Tabla 5 <i>Características de las baterías de los vehículos eléctricos</i>	77
Tabla 6 <i>Porcentajes mínimos y máximos de las baterías</i>	78
Tabla 7 <i>Cálculos de potencias KIA VE'S al 1%</i>	97
Tabla 8 <i>Datos de las líneas</i>	99
Tabla 9 <i>Designación del número de los VE'S de cada marca, para uno de los nodos del sistema según el Método de Montecarlo al 1% de inserción</i>	103
Tabla 10 <i>Designación de potencias en kW de los EV's de cada marca y para cada uno de los nodos según el Método de Montecarlo</i>	104
Tabla 11 <i>Designación del número de los EV's de cada marca, para uno de los nodos del sistema según el Método de Montecarlo al 5% y 4% de inserción.</i>	105
Tabla 12 <i>Designación de potencias de los EV's de cada marca y para cada uno de los nodos según el Método de Montecarlo</i>	106
Tabla 13 <i>Cargabilidad de las líneas antes y después de la inserción de vehículos eléctricos al sistema de 33 nodos de la IEEE</i>	110

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 <i>Voltaje controlado</i>	38
Ecuación 2 <i>Potencias reactivas en el nodo</i>	39
Ecuación 3 <i>Nodos PQ</i>	39
Ecuación 4 <i>Condiciones para convergencia</i>	39
Ecuación 5 <i>Función Objetivo</i>	41
Ecuación 6 <i>Costos de generación térmicas</i>	41
Ecuación 7 <i>Restricción del balance de cada nodo</i>	42
Ecuación 8 <i>Restricción de voltaje para cada nodo de sistema eléctrico</i>	42
Ecuación 9 <i>Flujos de potencia activa por medio de enlaces de Transmisión</i>	43
Ecuación 10 <i>Variaciones de potencias</i>	43
Ecuación 11 <i>Variaciones de potencias reemplazando en la ecuación</i>	44
Ecuación 12 <i>Restricción de los límites técnicos de los generadores</i>	45
Ecuación 13 <i>Restricciones de Flujos de potencia por medio de enlaces de Transmisión</i>	45
Ecuación 14 <i>Nodo slack</i>	46
Ecuación 15 <i>Restricción de ángulo de voltaje en el nodo establecido</i>	46
Ecuación 16 <i>Determinación de la densidad de carga en el sistema</i>	48
Ecuación 17 <i>Carga instalada</i>	48
Ecuación 18 <i>Demanda diversificada</i>	48
Ecuación 19 <i>La tasa de crecimiento de la demanda</i>	49
Ecuación 20 <i>Factor de demanda en sistemas de distribución</i>	50
Ecuación 21 <i>El factor de utilización</i>	50
Ecuación 22 <i>Factor de carga</i>	51
Ecuación 23 <i>Factor de diversidad</i>	51
Ecuación 24 <i>Factor de coincidencia</i>	51
Ecuación 25 <i>Modelo de Shepherd</i>	58

Ecuación 26 <i>Modelo de Unnewerh y Nasar</i>	58
Ecuación 27 <i>Modelo de Nerst</i>	59
Ecuación 28 <i>Modelo de Plett</i>	59
Ecuación 29 <i>Modelo de resistencia interna</i>	61
Ecuación 30 <i>Modelo equivalente RC</i>	62
Ecuación 31 <i>Modelo de Thévenin</i>	63
Ecuación 32 <i>Modelo PNGV</i>	64
Ecuación 33 <i>Modelo de Tremblay</i>	65
Ecuación 34 <i>Modelo de Chen</i>	66
Ecuación 35 <i>Calculo de potencias en el nodo</i>	70
Ecuación 36 <i>Variaciones de potencias</i>	70
Ecuación 37 <i>Variaciones de potencias activa y reactiva</i>	71
Ecuación 38 <i>Calculo de ángulos y voltajes</i>	71
Ecuación 39 <i>Matriz Jacobiana</i>	72
Ecuación 40 <i>Voltaje del estado de carga según el modelo de Chen</i>	80
Ecuación 41 <i>Resistencia en serie R_s según el modelo de Chen</i>	80
Ecuación 42 <i>Resistencia R_1 y Capacitancia C_1 en paralelo según el modelo de Chen</i>	81
Ecuación 43 <i>Resistencia R_2 y Capacitancia C_2 en paralelo según el modelo de Chen</i>	81
Ecuación 44 <i>Voltaje de la batería según el modelo de Chen</i>	82
Ecuación 45 <i>Voltaje en serie de la batería según el modelo de Chen</i>	82
Ecuación 46 <i>Voltaje ramal en paralelo V_1 para R_1 y C_1 de la batería según el modelo de Chen</i>	83
Ecuación 47 <i>Voltaje ramal en paralelo V_2 para R_2 y C_2, de la batería según el modelo de Chen</i>	84
Ecuación 48 <i>Estado de carga SOC para baterías de Ion-Litio</i>	85
Ecuación 49 <i>Capacidad de carga para baterías de Ion-Litio</i>	85

Ecuación 50 <i>Potencia de los EV's</i>	86
Ecuación 51 <i>Corriente de la batería</i>	86
Ecuación 52 <i>Tiempo de carga de la batería en función del SOC</i>	87
Ecuación 53 <i>Potencias total del sistema</i>	90
Ecuación 54 <i>Cargabilidad</i>	91

Resumen

El presente trabajo de Titulación se realiza un análisis de cargabilidad de las líneas de distribución con el fin de verificar el comportamiento de las líneas cuando existe un incremento en la demanda debido a la inserción de vehículos eléctricos como cargas en el sistema, para ello se realizó una modelación estática de las baterías según el modelo de Chen 2006, en donde se calcula el estado de carga (SOC) de las baterías de cada una de las marcas de vehículos NISSAN, KIA, RENAULT y BYD, mediante el método probabilístico de Monte Carlo, y así poder determinar los parámetros de entrada $V_{oc}(SOC)$, R_s , R_1 , C_1 , R_2 , C_2 acorde a las características de cada batería. Gracias al modelo de Chen se logró obtener los voltajes totales de carga a igual que las potencias demandas de cada batería, todo esto en función del SOC. Luego para la simulación de flujos de potencia se ocupó el software Matpower de Matlab, en donde se toma el Caso de estudio de 33 nodos de la IEEE, una vez seleccionado el caso de estudio y determinado la potencia de consumo de cada vehículo se procede a utilizar el método probabilístico de Monte Carlo para realizar la designación de vehículos y potencias al sistema de 33 nodos. Una vez designado estas potencias a cada nodo se suman con las potencias originales del sistema para de esta manera simular los flujos de potencia obteniendo así las nuevas potencias de consumo para cada nodo obteniendo así finalmente el cálculo de cargabilidad de las líneas de distribución.

Palabras clave: Flujos de potencia, Cargabilidad, Líneas de distribución, Modelamiento de baterías Ion-Litio.

Abstract

In this Degree Project, an analysis of the loadability of distribution lines is carried out in order to verify the behavior of the lines when there is an increase in demand due to the insertion of electric vehicles as loads in the system. For this purpose, a static modeling of the batteries was performed according to the Chen 2006 model, where the State of Charge (SOC) of the batteries of each of the vehicle brands NISSAN, KIA, RENAULT, and BYD was calculated using the probabilistic Monte Carlo method. This allowed determining the input parameters $V_{oc}(SOC)$, R_s , R_1 , C_1 , R_2 , C_2 according to the characteristics of each battery. Thanks to the Chen model, the total charging voltages were obtained as well as the demanded powers of each battery, all of this as a function of SOC. Then, for the power flow simulation, the Matpower software of Matlab was used. The IEEE 33-node Test Feeder was selected as the case study. Once the case study was selected and the consumption power of each vehicle was determined, the probabilistic Monte Carlo method was used to assign vehicles and powers to the 33-node system. Once these powers were assigned to each node, they are added to the original system powers to simulate the power flows, thus obtaining the new consumption powers for each node and finally calculating the loadability of the distribution lines.

Key words: Power flows, Loadability, Distribution lines, Lithium-Ion Battery Modeling.

Capítulo I

Marco metodológico de la investigación

Antecedentes investigativos

La cargabilidad de las líneas de distribución a nivel mundial ha sido un tema importante para los ingenieros eléctricos y las empresas de servicios públicos durante décadas. A medida que la demanda de energía eléctrica ha aumentado y las redes eléctricas se han expandido, ha sido necesario asegurar que las líneas de distribución sean capaces de transportar la cantidad de energía necesaria para satisfacer la demanda. La inserción de vehículos eléctricos en el sistema puede aumentar significativamente la demanda debido a que es necesario cargar la baterías de los vehículos eléctricos, por lo que en el presente trabajo se desarrollará una metodología para el análisis de cargabilidad de las líneas de distribución mediante la inserción vehículos eléctricos antes y después que ingresen al sistema, se tiene que verificar el comportamiento de la línea al momento de que exista un incremento de la demanda debido a la inserción del 50%, 75% y 90% de vehículos eléctricos como cargas al sistema, el mismo que adoptará el modelo de carga no controlada, mediante modelación estática analizando los niveles de carga de la batería según el tipo de vehículo.

De acuerdo con (RAMIREZ & EDUARDO, 2006). La importancia que tienen las empresas eléctricas en el sistema de distribución es alta debido a que las fallas que se presenta del sistema eléctrico de potencia es de 90%, por lo que se debe tener en cuenta diferentes factores como: voltaje, frecuencia, potencia, ángulo de fases entre otros, los cuales están relacionados con la calidad de servicio eléctrico” (p. 254).

Debido al problema que los usuarios tienen antes de comprar un vehículo eléctrico son los puntos de recarga, las empresas distribuidoras de energía del mundo han implementado redes de electrolineras en diferentes puntos de las ciudades y en distintos países.

Por lo tanto, se necesitan estudios de cargabilidad de las líneas debido a inserción de vehículos eléctricos en el sistema, ya que estos necesitan energía para recargarse lo cual podría provocar inestabilidad y saturación en las redes de distribución.

Justificación, Importancia y Alcance

Cada vez es mayor la aceptación de los vehículos eléctricos en el mundo, debido a la problemática ambiental, por lo cual es esencial evaluar la conexión de la red eléctrica para conocer el comportamiento de las líneas de distribución ante la inserción de estos vehículos como cargas en el sistema de esta manera verificar la cargabilidad de las líneas y poder realizar un análisis ante este escenario. (Peña, 2020)

La introducción de vehículos eléctricos en la red de distribución representa un cambio significativo en el consumo de energía, lo que, a su vez, plantea nuevos desafíos para la infraestructura de la red de distribución de energía eléctrica existente. Por esta razón, se hace necesario un análisis de la capacidad de carga de las líneas de distribución para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

La presente investigación busca evaluar la capacidad de carga de la red de distribución eléctrica, considerando los diferentes escenarios de carga, ante la inserción de vehículos eléctricos como cargas al sistema. Es por lo que esta Tesis se enfoca en desarrollar un marco metodológico para evaluar el impacto de la inserción de vehículos eléctricos en la red de distribución mediante un software computacional, con el propósito de comprobar cómo está funcionando el sistema de distribución con el ingreso de vehículos eléctricos en la red.

La relevancia de la investigación es crear una metodología para la evaluar el impacto que tiene la inserción de vehículos eléctricos al 50%, 75% y 90% en la red de distribución con ayuda del método de Montecarlo para pronosticar la cantidad de vehículos eléctricos que serán integrados a la red, con el propósito de conocer si las líneas de distribución tienen la capacidad suficiente para satisfacer la demanda de carga que exige los vehículos eléctricos; por este motivo es indispensable realizar un análisis de cargabilidad de las líneas debido a que podrían

existir una sobrecarga del sistema o incluso podrían haber interrupciones en el suministro eléctrico debido a las caídas de voltaje que se podrían presentar.

El trabajo investigativo se desarrollará entre dos estudiantes, debido a que se requiere realizar una revisión bibliográfica exhaustiva para conocer el estado del arte y fundamentar la base teórica del trabajo, como también se deberá analizar la metodología propuesta, y debido a se requiere diferentes segmentos para cumplir con el proyecto, es necesario que se realicen algunos pasos entre ellos: A) Proceder con un estudio científico para saber los distintos métodos que se podrían aplicar. B) Comprender, estructurar y diseñar la metodología propuesta en flujograma y pseudocódigo para así poderlo implementar. C) Implementar la metodología desarrollada y realizar las distintas pruebas en el caso de estudio de 33 nodos de IEEE para analizar los datos con el fin de obtener resultandos basados en evidencia. D) Comparar e interpretar los resultados que se obtendrán en las líneas de distribución antes y después de la inserción de vehículos eléctricos y con ello analizar los distintos casos de incertidumbre propuestos. E) Efectuar un análisis de los resultados obtenidos. F). Presentar los resultados de la investigación. G) Realizar las conclusiones respondiendo a la validación de los objetivos que se propuesto en la investigación.

Planteamiento del problema

En el mundo actual la tecnología ha cambiado drásticamente en las últimas décadas, por lo que la energía eléctrica se ha vuelto una de las necesidades más grandes para los diferentes sectores industrial, comercial y residencial. El ingreso de vehículos eléctricos en sistema de distribución ha ocasionado grandes cambios en la demanda de la energía eléctrica debido a que estos se alimentan de electricidad por medio de las baterías causando así posibles problemas en la red y en la calidad de energía. Las empresas generadoras de energía necesitan tener una red estable cuando ingresen los vehículos eléctricos al sistema por lo tanto es necesario realizar un análisis de cargabilidad de las líneas de distribución para observar cual

es el comportamiento de la línea cuando se encuentren sin vehículos eléctricos en el sistema y cuando estos ingresan al sistema.

El incremento de vehículos eléctricos plantea mayores desafíos para las líneas de distribución debido a que causa el aumento de la demanda de energía eléctrica, por lo que se necesita conocer si estas líneas pueden soportar la carga adicional que se genera con la inserción de los vehículos eléctricos como cargas en el sistema, y mediante métodos probabilísticos y modelos matemáticos realizar una simulación lo más acorde a este escenario. Por esta razón, con el fin de brindar un aporte a esta problemática que pueden tener los sistemas de distribución se ha planteado el siguiente tema titulado “Cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctrico al sistema de potencia”.

Objetivos

Objetivo general

- Determinar un marco metodológico mediante modelación de las baterías y simulación de flujos de potencia para evaluar el impacto ante la inserción de vehículos eléctricos en las líneas de distribución.

Objetivos específicos

- Determinar la cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración de vehículos eléctricos al sistema de potencia considerando niveles de incertidumbre.
- Estudiar los métodos y analizar el que mejor se adapta para el estudio de aleatoriedad de conexión de los vehículos eléctricos en una determinada zona o punto de conexión del sistema eléctrico de distribución.
- Comparar por análisis de cargabilidad de las líneas de distribución antes y después de la integración de vehículos eléctricos al sistema eléctrico de distribución a través del análisis de flujos de potencia.

Hipótesis

La integración de vehículos eléctricos al sistema eléctrico de distribución, puede aumentar la demanda de energía al integrar estos vehículos como cargas en el sistema; con lo que, a su vez, podría afectar a la cargabilidad de las líneas debido al incremento de dicha demanda; por lo tanto, es indispensable realizar un análisis de la cargabilidad de las líneas de distribución ante la inserción masiva de vehículos eléctricos y así poder observar el comportamiento del sistema antes y después de la inserción.

Señalamiento de variables

Variable independiente

Las variables independientes que se va a ocupar en esta metodología son: Impedancias y potencias nominales del sistema.

Variable dependiente

Las variables dependientes que se va a ocupar en esta metodología son: Porcentaje de la Integración de vehículos eléctricos al sistema eléctrico de distribución, potencias de los vehículos eléctricos, cargabilidad de las líneas de distribución, potencias de operación de las líneas, voltajes, ángulos del sistema y nivel de carga de la batería.

Capítulo II

Marco Teórico

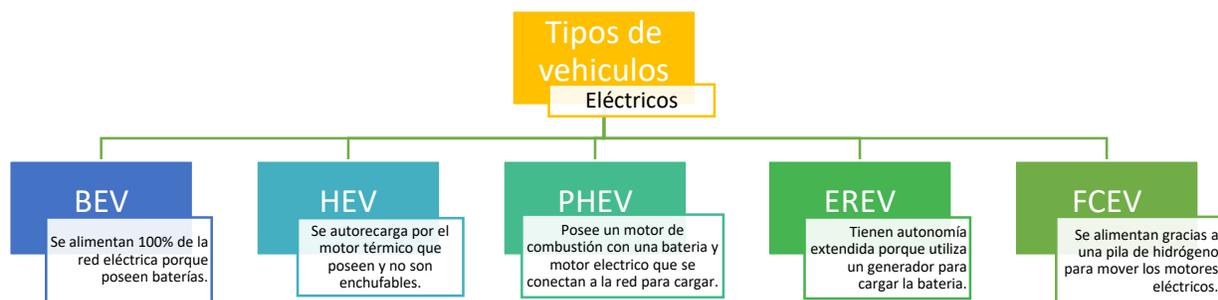
Antecedentes investigativos de los Vehículos eléctricos

En la actualidad los vehículos eléctricos son más fiables y accesibles para las personas debido a esto en muchos países del mundo aumentarán los requisitos de carga, por lo que es esencial manejar de forma eficiente la respuesta de las demandas por lo tanto se debe modelar los autos eléctricos para observar el comportamiento del sistema eléctrico de distribución ante la inserción de estos vehículos.

Según (Roás, 2011) “El vehículo eléctrico puede utilizar uno o más motores eléctricos para impulsar su movimiento, la energía que obtienen es debido a una batería recargable la cual ayuda a almacenar la energía”. Existen diferentes tipos de vehículos eléctricos, ya sean híbridos, Phev, Erev, Fcev, etc, todos ellos utilizan una batería la cual almacena energía para alimentar al generador. La eficiencia que tiene estos vehículos son 3 veces más que los vehículos de combustión, en la figura 1 se muestra los tipos de vehículos eléctricos.

Figura 1

Tipos de vehículos eléctricos.



Nota. En el mapa conceptual se observa la diferencia que existen entre vehículos eléctricos y como ellos se cargan.

Los vehículos eléctricos requieren de bastante energía para poder cargar la batería en los hogares, para esto se debe conocer cuál es su potencia máxima, el tipo de conexión que tienen ya sea monofásica o trifásica, el tipo de corriente que ocupa si es en AC o DC.

El tiempo para cargar los diferentes tipos de vehículos eléctricos varía de acuerdo a la capacidad de acumulación de las baterías y el porcentaje en el cual se encuentra antes que se coloque para cargar.

Acorde a la agencia Internacional de la energía (AIE) en el 2019 se despacharon 2.1 millones de vehículos eléctricos alrededor de todo el mundo, debido a que vehículos tienen muchos beneficios entre ellos la disminución emisiones de dióxido de carbono, y la reducción de contaminación auditiva por lo que tienen un funcionamiento demasiado silencioso, el mantenimiento es mucho más económico en comparación de los vehículos de combustión interna.

Al pasar los años la tecnología de los vehículos eléctricos ha ido avanzando a pasos agigantados hasta entrar en el mercado con una gran popularidad.

Cargabilidad de las líneas ante la integración masiva de vehículos eléctrico al sistema de potencia.

Según (Castellanos, 2013) " Al hablar de la cargabilidad de una línea de distribución esta hace referencia a la capacidad de potencia que puede pasar a través de la línea bajo condiciones de operación aceptables."(p.274)

Los sistemas eléctricos de distribución utilizan los flujos de potencia para determinar el voltaje presente en cada nodo de la red, la potencia activa y reactiva que fluyen por las líneas, las pérdidas de los transformadores y una amplia gama de tipos de demanda incluyendo cargas resistivas, inductivas y capacitivas. Una de las ventajas de los sistemas eléctricos de distribución es que los transformadores son los que suministran energía a cada carga, lo cual se considera beneficioso porque todas las cargas estarán alimentadas en un mismo nodo, independientemente de si son monofásicas, bifásicas o trifásicas.

Sin embargo, no todas las cargas en distribución son trifásicas, por lo que se utiliza una distribución de carga para equilibrar el sistema lo más posible.

El equilibrio de carga ayuda a que la corriente que pasa por las líneas sea adecuada y uniforme para que el sistema eléctricamente este en equilibrio. Los valores de estos parámetros dependen de factores como la distancia de la línea, el voltaje en cada punto del sistema y el diámetro del conductor. Las impedancias en las redes eléctricas de distribución son principalmente resistivas e inductivas, y la parte capacitiva de la impedancia es insignificante en estos sistemas. Solo se considera la parte capacitiva en las redes subterráneas debido al efecto que se produce entre la fase y la tierra del conductor, pero en las redes aéreas de distribución de energía eléctrica, este efecto capacitivo no se produce debido a la altura, longitud y nivel de voltaje. (Mohan, Shankaralingappa, & Prakash, 2014)

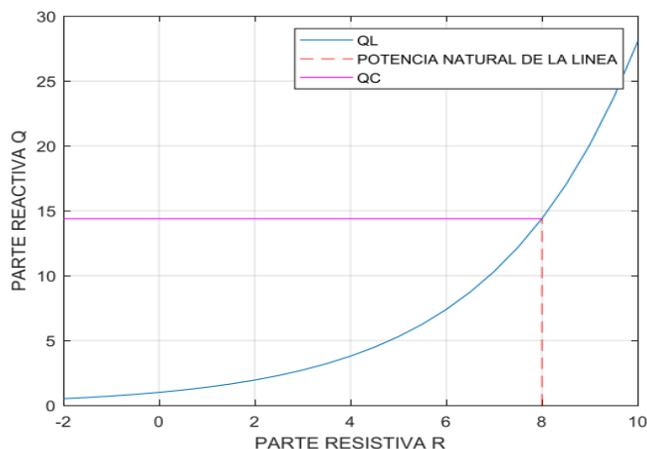
De acuerdo con esto la potencia que pasa por las líneas de distribución deben cumplir con las condiciones del límite de nivel de sobrecarga como se muestran en la figura 2.

La capacidad de carga que tiene una línea indica la cantidad de corriente que puede fluir a través de dicha línea bajo condiciones predeterminadas como valores aceptables de funcionamiento, existen algunos criterios como calibre del conductor, distancia entre líneas, límite térmico de las líneas, caídas de voltaje como consideraciones para colocar condiciones o límites operativos.

Esto también depende de la carga de impedancias de sobre voltaje (SIL) es decir a mayor sea el nivel de voltaje mayor es el SIL de la línea, si se aumenta el número de las líneas por cada una de las fases, los ángulos de voltaje se deben mantener a 35 grados para que el sistema trabaje en óptimas condiciones.

Figura 2

Límite del nivel de sobrecarga



Nota. El límite del nivel de sobrecarga que existe en la línea tanto en la parte resistiva como reactiva. Tomado de (Gancino & Diego, 2020)

Sistemas Eléctricos de Potencia

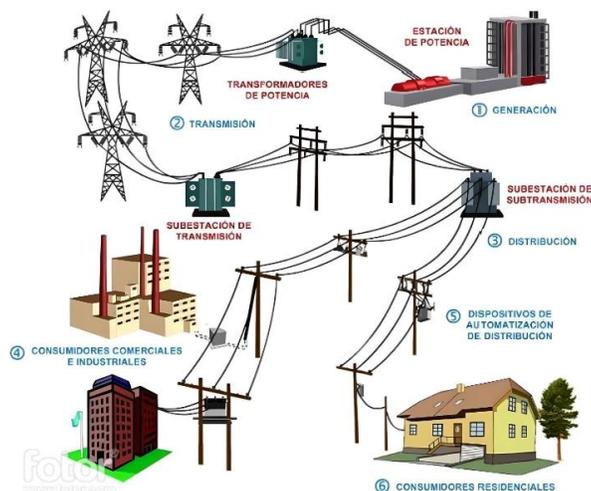
Según (Govanny, 2015) “Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) garantizan el bienestar y el desarrollo de ciudades, industrias y hogares a través de una red de líneas y transformadores interconectados, estos permiten el suministro de energía eléctrica de calidad.”

Estas parten desde las plantas generadoras las cuales transforman la energía primaria en energía eléctrica, luego de este proceso dicha energía es transmitida a largas distancias a los puntos de consumo por medio de los sistemas de transmisión, luego de esto por medio de los sistemas de distribución se reparte la energía hacia los consumidores o clientes para su consumo, así como se muestra en la figura 3.

El SEP es aquel que abastece a los usuarios brindándoles energía eléctrica de manera económica como también brindándoles seguridad y confiabilidad en el sistema.

Figura 3

Sistema Eléctrico de Potencia.



Nota. Conformación de un Sistema Eléctrico de Potencia. Tomado de (Alberto, 2018).

Un sistema eléctrico de medio voltaje corresponde a los que su voltaje nominal es superior a los 600 V hasta llegar a los 40kV, mientras que los sistemas eléctricos de bajo voltaje son aquellos cuyos valores de voltaje nominal son menores a los 600V, en corriente alterna (A.C).

Generación

La producción de energía eléctrica se refiere al proceso mediante el cual se obtiene electricidad a partir de distintas fuentes de energía primaria, incluyendo la hidráulica, térmica, nuclear, eólica, solar y otras. La generación eléctrica comienza por convertir la energía primaria en energía mecánica a través del uso de turbinas, motores u otros dispositivos. Luego, la energía mecánica resultante se emplea para hacer girar un generador eléctrico, el cual transforma esta energía mecánica en energía eléctrica mediante el principio de inducción electromagnética. La generación de electricidad puede ser llevada a cabo por distintos tipos de entidades, incluyendo empresas públicas o privadas, cooperativas eléctricas, organismos gubernamentales y otros.

Además, la producción de electricidad puede estar integrada en una red de distribución de energía eléctrica, lo que permite que la energía generada en una ubicación pueda ser transportada y utilizada en otra.

Transmisión

Según (Brown Del Rivero, 2011) “Se hace referencia a transmisión a la transportación de energía a muy elevados voltajes las cuales permiten una conexión continua entre productor y consumidor para poder satisfacer una determinada demanda en voltaje”. Dentro de todo el trayecto por donde se realiza la transmisión de energía se puede verificar que en la misma está compuesta por una serie de nodos o puntos los cuales están interconectados entre sí, pero se debe tomar en cuenta que en todo el proceso de transmisión se pueden generar pérdidas debido a las grandes distancias que deben recorrer hasta los puntos de transformación.

Cuando se habla de transmisión de energía se puede mencionar que el fluido eléctrico que va a recorrer por los cables de alta voltaje va a ser cambiantes a cada instante del tiempo considerando días, meses o años esto debido a las demandas generadas por los consumidores del servicio de electricidad. En las líneas de transmisión siempre se debe tener un nivel específico debido a la cantidad de energía que va a ser transmitida por los conductores, si no existiera un nivel específico se podrían calentar hasta fundirse. Para elevar o disminuir el nivel de voltaje según sea el caso se utilizan transformadores reductores o elevadores.

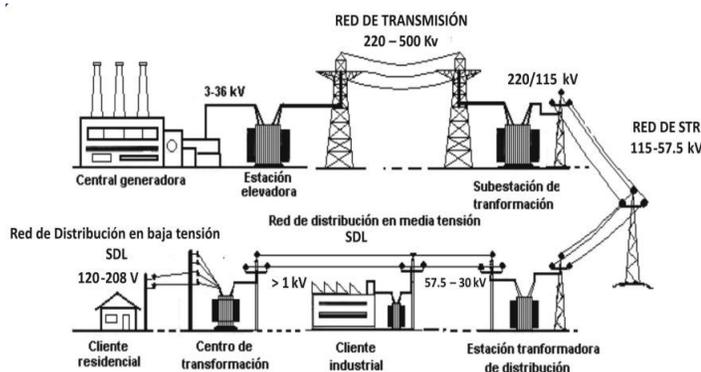
Distribución

Según (Matulic, 2003) “Los sistemas de distribución son aquellos que llevan la energía eléctrica a los consumidores, esta distribución se efectúa mediante las líneas de distribución y los transformadores que se encuentran a lo largo de la red, dichos transformadores se encargan de bajar los niveles de voltaje”. La distribución de energía consiste en redes de medio y bajo voltaje las cuales son comercializadas por las empresas distribuidoras de electricidad.

Un Sistema de distribución está conformado por la subestación principal de potencia, la cual permite cambiar algunos parámetros eléctricos con él objetivo de permitir que la energía eléctrica fluya a través de un sistema de potencia, también se tiene el sistema de subtransmisión el cual se encargan de suministrar los circuitos de distribución en las subestaciones y a su vez una subestación de distribución la cual reduce los diferentes niveles de distribución principalmente a 13.2kV, los alimentadores primarios y los transformadores de distribución también forman parte indispensable de la red como se observa en la figura 4.

Figura 4

Distribución de energía



Nota. En la figura mostrada se puede observar la línea general de distribución de energía.

Tomado de (Martínez, Maiguashca, Zárate, Escobar, & Uribe, 2018)

Dentro de los sistemas eléctricos de potencia casi las 2/3 partes de todo el sistema tienen que ver con la parte de distribución, esto lo que significa es que requiere de más atención para el manejo, diseño y construcción, así como también en la operación en la distribución de electricidad. Además, esta parte es la que más cuidado se debe tener ya que es en donde se producen la mayor parte de daños y pérdidas de energía producidos por los bajos voltajes que manejan y los números elementos que constituyen los sistemas de distribución.(Ramírez, 2004)

De acuerdo con (Ramírez, 2004) “Los sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia se compone principalmente por subestaciones receptores secundarias, circuitos

primarios, transformadores de distribución y circuitos secundarios” (p.2). Para esto se hace referencia que las subestaciones receptoras son aquellas en donde se recibe la energía de las líneas de transmisión y son transformadas para dar paso a los circuitos primarios que por su parte están distribuidos por distintos sectores de consumo, los mismos que pueden ser urbanos y rurales, en donde se pueden alimentar con distintos valores de voltaje los mismos que pueden ser de 13.2 kV, 11.4 kV, 7620 kV, etc.

Por otra parte, con respecto a los transformadores de distribución son conectados a los circuitos primarios, para brindar de servicio a los consumidores los mismos que están conectados a los circuitos de baja o secundarios que a su vez brindan de energía con niveles de voltajes requeridos por los usuarios que pueden ser de 120/208 V, 120/240, 220/380 hasta voltajes de 600V.

Para el contexto de nuestro país tenemos voltajes referenciales normalizados según la necesidad y los diferentes tipos de carga que se puedan presentar según el caso de consumo los mismos que se detallan en la tabla 1.

Tabla 1

Niveles de voltaje en medio y bajo

Bajo Voltaje	Medio voltaje
Redes Monofásicas 120/240 V	6.300 V
Redes Trifásicas 127/220 V	13.800 GRDY/7.967 V
	22.000 GRDY/12.700V
	22.860 GRDY/13.200V
	34.500 GRDY/19.920V

Nota. En la tabla se puede observar los niveles de voltaje en medio y bajo voltaje regularizado para el Ecuador. Tomado de (González, Morante, & Vicuña, 2015)

Según lo mencionado anteriormente las redes de distribución pueden referirse a redes de distribución urbanas, en donde los consumidores se encuentran muy concentrados con lo cual el transporte y distribución de energía resultan más fáciles por la cercanía en la que se encuentran los usuarios, este tipo de redes pueden ser monofásicas trifásicas; en las zonas rurales la mayoría de redes son de tipo monofásico, estas se caracterizan porque los consumidores se encuentran muy dispersos, es decir se encuentran alejados de los puntos de distribución con lo que dificulta el transporte de la energía, esto ocurre también para las zonas suburbanas y turísticas. (Ramírez, 2004)

Estas redes a su vez pueden clasificarse en:

- Redes de distribución por cargas residenciales.
- Redes de distribución por cargas comerciales.
- Redes de distribución por cargas industriales.
- Redes de distribución por cargas de alumbrado público.
- Redes de distribución por cargas mixtas.

Distribución en baja voltaje

Según (Mendoza, 2022) “Las redes de distribución de baja voltaje son aquellos que distribuyen la energía desde los 600 a 400/230 V, 120/208 V, 120/240, 220/380 V, acorde a lo requiera el usuario y tipo de carga desde los centros de transformación hasta los consumidores”.

De acuerdo con (González, Morante, & Vicuña, 2015) “En un sistema de distribución de energía a medio y bajo voltaje está constituido por los principales elementos”.

- Postes, de acuerdo a especificaciones técnicas en peso, altura y material.
- Conductores, en sistemas de distribución pueden ser de aluminio desnudo y aislado.
- Transformadores de distribución monofásicos y trifásicos.

- Alumbrado público, hoy en día tipo led.
- Estructuras en redes aéreas.
- Tensores y anclajes.
- Puesta a tierra.
- Medidores de energía.

Tipología de las redes de distribución. Se utiliza en una variedad de sectores y contextos para asegurar el flujo eficiente, confiable y efectivo de recursos, servicios

Línea abierta. Son aquellas que reciben la corriente eléctrica por un solo extremo, cuando estas se unen conforma una red de líneas abiertas se dice que es radial.

Línea cerrada. Es aquella que se encuentra alimentada por sus dos extremos ya sea desde un mismo punto o dos puntos distintos, estas pueden ser de red en anillo o de malla.

Red de anillo. Es aquella red en la que se interconectan los distintos puntos de producción haciendo una línea cerrada, la cual se caracteriza por ser alimenta por los dos extremos ofreciendo así una mejor continuidad de servicio eléctrico y disminuyendo la caída de voltaje, en esta red se pueden conectar un máximo de 10 centros de transformación y en las líneas.

Red en anillos múltiples. Están conformado por distintas redes en anillo que se encuentran enlazadas a la misma subestación.

Red mallada. Es la red en la que se combinan las redes en anillos y las redes abiertas interconectadas de manera radial haciendo una malla, en la cual se va obtener una caída de voltaje mucho más pequeña que las demás redes mejorando así la calidad de servicio y aumentando la seguridad. Uno de los mayores problemas que tiene esta red es el rápido incremento de las potencias de cortocircuito.

Red en derivación doble. Esta red se caracteriza por poseer 2 troncales que van de forma paralela la zona por electrificar, en la cual se debe tener una doble acometida para que cuando una de las dos líneas falle la otra siga suministrando la carga total.

Red radial. Esta configuración consta de líneas troncales y líneas ramales en los cuales la electricidad fluye de manera unidireccional desde la fuente hasta los receptores.

Distribución en media voltaje

Según (Quinto, 2022) “La red de distribución en medio voltaje (M.V) de la energía eléctrica es aquella que forma parte de la trayectoria que tiene que realizar la electricidad, desde su generación hasta su etapa final, estas redes trabajan con un voltaje de 1 a 35 kV”.

Red Lineal. Según (Rodríguez, 2020) “La red lineal “Es una única línea de distribución que alimenta a los centros de transformación, si esta llegara a fallar se convierte en una red inestable y todos los usuarios se quedarían sin energía”

Red en huso. En esta red existen 2 o más líneas de distribución que son alimentadas por uno de sus extremos del centro de reparto mientras que el otro extremo se encuentra apoyado en un centro de reflexión.

Flujos de potencia

Los flujos de potencia “PF” ayudan a realizar estudios tanto en sistemas de distribución como en potencia, en donde los datos que se ingresan a la entrada son los de demanda, este se puede utilizar para determinar voltajes de nodo, ajustes del tap en los transformadores, pérdidas que tiene el sistema entre otros. Estos flujos tienen diferentes ramales logrando así un balance de acuerdo a las leyes de Kirchoff. Al momento de realizar el cálculo para cada una de las cargas del sistema y teniendo una distribución de generación se determina el estado en el que se encuentra el sistema.

Cuando se realiza un flujo de líneas o de voltajes en los nodos estos valores son pequeños debido a que mientras se encienden unas cargas otras se apagan como lo son la

iluminación y los motores, para resolver este tipo de flujos de potencia se puede ocupar diferentes métodos como los son:

El método Gauss-Seidel al igual que el método de Newton Raphson se utiliza un proceso iterativo para determinar el PF, la diferencia que tienen estos dos métodos es la manera de resolución de las ecuaciones. Gauss-Seidel tienen una convergencia mucho más lenta y es proporcional al factor de rapidez que se encuentra entre 1.4 a 1.6, para poder lograr una mejor convergencia de los PF. Este método se caracteriza por resolver PF de una manera más fácil debido a que utiliza estudios de sistemas eléctricos pequeños y para sistemas mucho más grandes se pueda obtener una solución aproximada e inicial para el método de Newton Raphson. (Tenelema & Barrera, 2019)

En este método se debe calcular el voltaje controlado en el nodo y la potencia reactiva, para ello en la ecuación 1 y 2 se muestra la fórmula para determinar dicho voltaje controlado y la potencia reactiva en el nodo.

Ecuación 1

Voltaje controlado

$$V_i^k = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^{(k-1)*}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^k - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right]$$

Donde:

$(V_i)^k$:Voltaje controlado PV

Y_{ii} : Matriz admitancia de nodo

P_i :Potencia activa de ingreso del nodo

Q_i :Potencia reactiva de ingreso del nodo

K : Factor de rapidez entre 1.4 a 1.6

V_j^k : Voltaje inicial en el nodo

Y_{ij} : Matriz de admitancias inicial de nodo

Ecuación 2

Potencias reactivas en el nodo

$$Q_i^k = -\text{Im} \left[V_i^{(k-1)*} \left(\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^k + \sum_{j=i}^n Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right) \right]$$

Donde:

$(V_i)^k$: Voltaje controlado PV

K : Factor de rapidez entre 1.4 a 1.6

V_j^k : Voltaje inicial en el nodo

Y_{ij} : Matriz de admitancias inicial de nodo

Para calcular el voltaje controlado en los nodos PQ se utiliza la ecuación 3

Ecuación 3

Nodos PQ

$$V_i^k = V_i^{esp} V_i^{k+1} / V_i^{k+1}$$

Donde:

$(V_i)^k$: Voltaje controlado PV

K : Factor de rapidez entre 1.4 a 1.6

V_j^k : Voltaje inicial en el nodo

V_i^{esp} : Valor nominal del voltaje en el nodo i

El método de Gauss Seidel al ser iterativo debe cumplir con dos condiciones de convergencia las cuales se detallan en la ecuación 4. Límite inferior o superior de la potencia P-Q.

Ecuación 4

Condiciones para convergencia

$$|V_{i, \text{real}}^k - V_{i, \text{real}}^{k+1}| < \text{tolerancia}$$

$$|V_{i, \text{imag}}^k - V_{i, \text{imag}}^{k+1}| < \text{tolerancia}$$

Donde:

$V_{i, \text{real}}^k$: Voltaje controlado PV real

$V_{i, \text{imag}}^k$: Voltaje controlado PV imaginario

K : Factor de rapidez entre 1.4 a 1.6

Tolerancia: Límite inferior o superior de la potencia P-Q

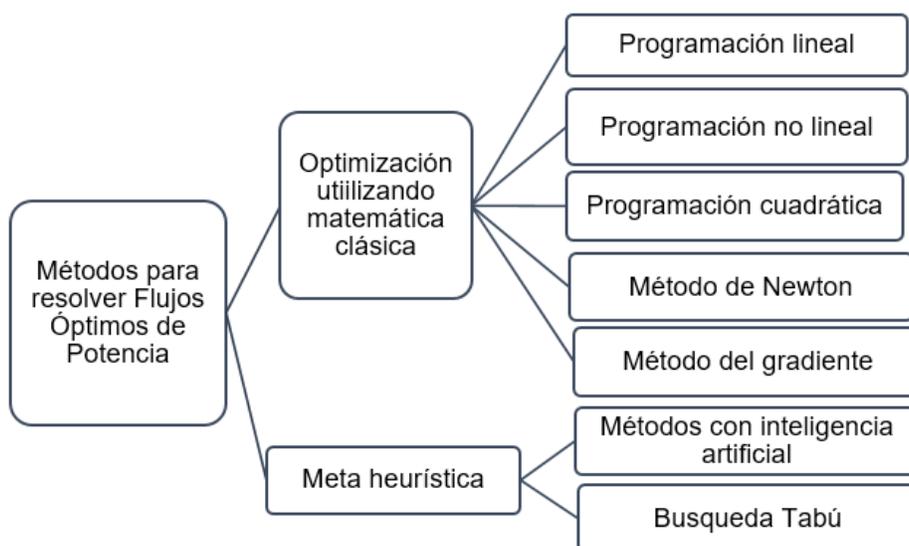
Flujo óptimo de potencia (OPF)

La optimización de flujos de potencia es una técnica usada de manera tradicional en el estudio y evaluación de los distintos sistemas eléctricos. El cual se basa en el despacho de los generadores para poder reducir los costos de generación y maximizar la ganancia social neta.

Hoy en día existen diferentes métodos y aplicaciones para resolver los flujos óptimos de potencia, esencialmente existen 2 categorías unas de ellas son establecidas por matemática clásica y la otra por meta heurística como se muestra en la figura 5.

Figura 5

Método de flujos óptimos de potencia



Nota. Resolución de problemas de flujos óptimos de potencia en sistemas eléctricos.

Según (Heras, 2016)“Las ecuaciones que se utilizan para el flujo óptimos de potencia AC son las siguientes”:

Ecuación 5

Función Objetivo

La función objetivo representa una variable de control las cuales pueden estar representadas por potencia en el nodo slack, la potencia reactiva, el ángulo de fase en los nodos y una variable de estado las cuales no son controladas y son dependientes de las variables de control, estas dos variables permiten minimizar las pérdidas de potencia en el sistema eléctrico y minimizar los costos de operación.

$$\min \sum_{i=1}^{N_G} f_p^i + f_Q^i$$

$$g(z) = 0$$

$$h(z) \leq 0$$

$$z \in [z_{min}, z_{max}]$$

Donde:

$f_p^i + f_Q^i$: Son los costes de generación de potencia activa y reactiva de la unidad i, en [\$/h]

N_G : Número de generadores

$g(z)$: Balance de potencia

$h(z)$: Límites establecidos para generadores y líneas

$z \in [z_{min}, z_{max}]$: z_{min} es la minimización de las pérdidas técnicas en las líneas del sistema; z_{max} es la minimización de la desviación en los perfiles de voltaje para cada barra del sistema.

Ecuación 6

Costos de generación térmicas

Según (Coto, 2002) “La formulación de la función objeto para costos de generación térmicas se expresan en función cuadrática”:

$$F_i(P_i^G) = a_i + b_i * (P_i^G) + c_i * (P_i^G)^2 \quad \left[\frac{\$}{h}, \frac{MBtu}{h} \right]$$

Donde:

a_i, b_i : Coeficiente de costos de unidad i

c_i : Consumo de combustible en la operación i

P_i^G : Potencia active generada por la unidad i

F_i : Costo del combustible por unidad i

Restricciones de igualdad

Son aquellas que ayudan a mantener el balance de potencia que se encuentra en cada nodo.

Ecuación 7

Restricción del balance de cada nodo

$$g(z) = P_{gen\ i} - P_{load\ i} = \sum_{j=1}^{N_{bus} \in \psi} P_{ij} \quad \forall i \in N_{bus}$$

Donde:

$P_{gen\ i}$: Potencia active generada por la unidad conectada al nodo i [MW]

$P_{load\ i}$: Potencia active de demanda conectada al nodo i [MW]

N_{bus} : Número de nodos

ψ : Conjunto de nodos con conexión eléctrica en el nodo j.

P_{ij} : Potencia active transmitida desde el nodo i hasta el nodo j [MW]

Ecuación 8

Restricción de voltaje para cada nodo de sistema eléctrico

Estas restricciones garantizan la estabilidad del sistema ayudando a que no existan voltajes demasiado altos o bajos que afecten a la calidad del suministro.

Según (Pradenas, 2018) "La restricción de voltaje para cada nodo del sistema es:"

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad \forall i \in N_{nodo}$$

V_i^{min} : Es el límite mínimo de voltaje permitido para el nodo i.

V_i^{max} : Es el límite máximo voltaje permitido para el nodo i.

V_i : Es el voltaje que se encuentra en el nodo

Ecuación 9

Flujos de potencia activa por medio de enlaces de Transmisión

Son vitales para garantizar un suministro confiable además de optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico al momento de tomar decisiones en la planificación se representan con la siguiente ecuación:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

Donde:

P_i : Potencia activa generada por la unidad de generación i

V_i : Magnitud de voltaje en el nodo de la unidad de generación i.

n : Número total de nodos en el sistema.

G_{ij} : Conductancia de la línea que conecta el nodo i con el nodo j.

δ_{ij} : Diferencia de fase entre los voltajes de los nodos i y j.

B_{ij} : Susceptancia de la línea que conecta el nodo i con el nodo j.

θ_{ij} : Ángulo de desfase entre los voltajes de los nodos i y j.

Q_i : Potencia reactiva generada por la unidad de generación i.

Ecuación 10

Variaciones de potencias

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,cal}$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,cal}$$

Donde:

ΔP_i : variación de la potencia activa generada por la unidad de generación i

$P_{i,prog}$: Potencia activa planificada por la unidad de generación i

$P_{i,cal}$: Potencia activa calculada por la unidad de generación i

Ecuación 11

Variaciones de potencias reemplazando en la ecuación

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

Donde:

ΔP_i : variación de la potencia activa generada por la unidad de generación i

$P_{i,prog}$: Potencia activa planificada por la unidad de generación i

$P_{i,cal}$: Potencia activa calculada por la unidad de generación i

ΔQ_i : variación de potencia reactiva generada por la unidad de generación i

$Q_{i,prog}$: Potencia reactiva planificada por la unidad de generación i

$Q_{i,cal}$: Potencia reactiva calculada por la unidad de generación i

V_i : Magnitud del voltaje en el nodo de la unidad de generación i.

n : Número total de nodo en el sistema.

G_{ij} : Conductancia de la línea que conecta el nodo i con el nodo j.

δ_{ij} : Diferencia de fase entre los voltajes de los nodos i y j.

B_{ij} : Susceptancia de la línea que conecta el nodo i con el nodo j.

θ_{ij} : Ángulo de desfase entre los voltajes de los nodos i y j.

Restricciones de desigualdad

Según (Heras, 2016) “Las restricciones de desigualdad representan los límites prácticos que no deben exceder tanto a los dispositivos como sistema eléctrico, para poder garantizar un funcionamiento seguro”.

Ecuación 12

Restricción de los límites técnicos de los generadores

Para esta restricción se debe delimitar tanto la parte activa como la reactiva para poder proteger a los generadores que se encuentran dentro del sistema por lo cual se delimita su capacidad máxima y mínima se tiene:

$$P_{gen_i}^{min} \leq P_{gen_i} \leq P_{gen_i}^{max} \quad \forall i \in N_{gen}$$

$$Q_{gen_i}^{min} \leq Q_{gen_i} \leq Q_{gen_i}^{max} \quad \forall i \in N_{nodo}$$

Donde:

$P_{gen_i}^{min}$: Potencia activa mínima de generación de la unidad conectada al nodo i

$P_{gen_i}^{max}$: Potencia activa máxima de generación de la unidad conectada al nodo i.

$Q_{gen_i}^{min}$: Potencia reactiva mínima de generación de la unidad conectada al nodo i

$Q_{gen_i}^{max}$: Potencia reactiva máxima de generación de la unidad conectada al nodo i.

Ecuación 13

Restricciones de Flujos de potencia por medio de enlaces de Transmisión

Estas restricciones se basan en las capacidades técnicas de las líneas para establecer límites de regulación y así poder controlar la cantidad de energía que puede ser transferida por las líneas y se encuentra establecida por:

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max}$$

Donde:

P_{ij}^{min} : Potencia activa mínima de transferencia desde el nodo i hasta el nodo j [MW]

P_{ij}^{max} : Potencia activa máxima de transferencia desde el nodo i hasta el nodo j [MW]

Ecuación 14

Nodo slack

Es el nodo que se toma como referencia para establecer el nivel de voltaje y el ángulo de fase en el sistema eléctrico.

$$\theta_{slack} = 0$$

Donde:

θ_{slack} : Angulo de voltaje en el nodo slack debe ser igual a 0 [rad]

Ecuación 15

Restricción de ángulo de voltaje en el nodo establecido

$$\delta_i^{min} \leq \delta \leq \delta_i^{max}$$

Donde:

δ : Ángulo del Voltaje en nodo

δ_i^{min} : Ángulo del Voltaje mínimo en nodo

δ_i^{max} : Ángulo del Voltaje máximo en nodo

Vehículos eléctricos vistos como carga eléctrica

Acorde a (Espinoza & Lara, 1990) “Para calcular una demanda de diseño no basta con solo tomar en cuenta los distintos tipos de aparatos eléctricos para conformar una carga, sino que además se debe tomar en cuenta el tipo de consumidor que se va a integrar a la red de distribución como un conjunto de cargas” (p.55). Luego de tener en cuenta este tipo de parámetros como el tipo de consumidor y las cargas que se integraran al sistema, se puede verificar que existen diferentes tipos de usuarios las cuales pueden ser, residenciales, comerciales e industriales.

Las cargas de tipo residencial abarcan todas aquellas que se presentan en las zonas urbanas, suburbanas y rurales, las dos primeras estas se caracterizan por tener mayor

concentración de usuarios o cargas conectadas al sistema, por el contrario, las cargas rurales presentan poca concentración de cargas por lo que son desde el punto de vista económico no son tan rentables por lo que estas utilizan conexiones monofásicas incluso son alimentadas por fuentes renovables. Las cargas comerciales por su parte presentan cargas de gran densidad ya que se encuentran en su mayoría en centros comerciales o lugares muy transitados. Luego se presentan las cargas industriales las que pueden requerir de grandes potencias para ser alimentadas y poder realizar sus trabajos de producción en donde se debe contratar a las empresas distribuidoras de energía el suministro.

Los vehículos eléctricos pueden ser vistos como cargas tanto residenciales como comerciales dependiendo de varios factores como los niveles de carga que posibiliten la carga de los mismos, según (EEQ, 2022) “El punto de carga y el medidor son muy necesarios, además que este tipo de tecnología para la carga de vehículos requieren de tomas especiales por lo que es importante un circuito exclusivo para la carga del vehículo eléctrico”.

Dentro de la ciudad de Quito se han instalado más de 50 medidores diseñados para uso residencial, y así como también los de uso comercial, en donde se han creado puntos de carga que se dedican a la comercialización de energía en lugares específicos de la ciudad, los cuales proporcionan diferentes tipos de carga, ya sea carga rápida o lenta de los vehículos esto con el fin de evitar que se sobrecargue la red eléctrica y extender la vida útil de las baterías. Las cargas que son comerciales son cargas tanto resistivas como inductivas, las cuales inyectan armónicos al sistema lo cual provoca el decremento en el factor de potencia.

Para realizar el estudio de cargas es necesario conocer y verificar ciertos factores que posibiliten el cálculo para determinar la demanda necesaria que requiere el sistema de distribución cuando así lo necesite, para ello se citarán algunos parámetros necesarios que serán útiles al momento de realizar dicho cálculo.

Ecuación 16

Determinación de la densidad de carga en el sistema

Este parámetro hace referencia a la carga instalada y al área total donde se hará el estudio de cargas. Según (Ramirez, 2004) “La ecuación que relaciona estos parámetros viene expresada como”:

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga instalada} \left[\frac{\text{kw}}{\text{km}^2} \right]}{\text{Área del proyecto} \left[\text{km}^2 \right]}$$

Ecuación 17

Carga instalada

Este término hace referencia a la suma de todas las potencias nominales que se encuentran dentro del sistema la misma que puede estar en kVA, o kW.

$$\text{Carga Instalada} = \sum P_n$$

Donde:

P_n : Potencias nominales de las cargas.

Capacidad Instalada: es la sumatoria de todas las potencias nominales de los transformadores o generadores dispuestos en las líneas de distribución.

Demanda: valor de potencia requerida por el consumidor que varía en el tiempo, la cual puede ser utilizada a cualquier momento del día. La demanda es cambiante en el tiempo y puede ser determinada acorde a curvas de carga (demanda vs. tiempo).

Ecuación 18

Demanda diversificada

$$D_{\text{div}}(t) = \frac{\sum_{i=1}^n d_i(t)}{n}$$

Donde:

n : Cantidad de cargas alimentadas

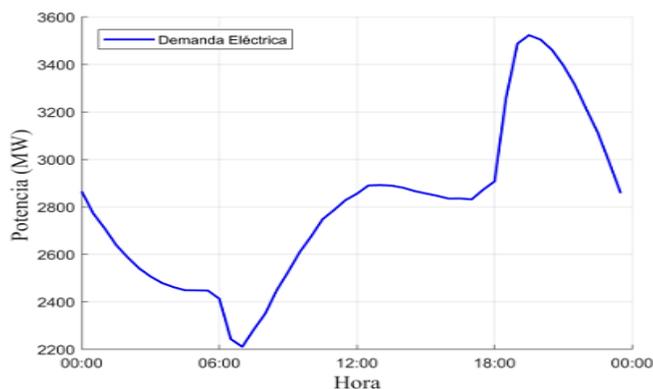
D_{div} : Demanda diversificada [kW]

d_i : Demandas individuales [kW]

En la figura 6 se detalla el comportamiento de la curva de demanda y demanda máxima en la hora pico.

Figura 6

Curva de demanda y demanda máxima.



Nota. En la figura presentada se muestra la curva de diferentes horas en el día. Tomado de (Iza, 2021)

Ecuación 19

La tasa de crecimiento de la demanda

Este factor depende del tipo de consumidor y es primordial para poder realizar una proyección de los diferentes proyectos eléctricos para así tener una mayor zona de consumo.

La tasa de crecimiento de la demanda se presenta bajo la ecuación.

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_o}} - 1$$

Donde:

r : Tasa de crecimiento de la demanda

D_o : Es la demanda actual [kW]

D_n : Demanda para la proyección del proyecto [kW]

n : Tiempo de proyección en sistemas de distribución [10 años]

Ecuación 20

Factor de demanda en sistemas de distribución.

Este factor debe ser menor que 1 y hace referencia a la demanda máxima en un cierto intervalo de tiempo sobre la carga total instalada.

Según (Espinoza & Lara, 1990) “La ecuación que relaciona el factor de demanda es”:

$$FD = \frac{D_{ms}}{\text{Carga instalada}} = \frac{D_{ms}}{P_{ins}}$$

Donde:

D_{ms} : demanda máxima del sistema [kW]

FD : factor de demanda

P_{ins} : Potencia instalada del sistema [kW]

Ecuación 21

El factor de utilización

Representa la relación entre la demanda máxima y la capacidad máxima del sistema instalada.

Es un parámetro eléctrico cuya ecuación es:

$$FU = \frac{DM}{PI}$$

Donde:

FU : Factor de utilización

DM : Demanda máxima [kW]

PI : Capacidad Instalada [kW]

Ecuación 22*Factor de carga*

Este parámetro se refiere a la demanda promedio y la demanda máxima dentro de un mismo periodo de tiempo. Factor de carga se expresa como:

$$FC = \frac{DP}{DM} \quad \text{con límite } 0 < FC \leq 1$$

Donde:

FC : Factor de carga

DP : Demanda promedio [kW]

DM : Demanda máxima [kW]

Ecuación 23*Factor de diversidad*

Este valor puede ser mayor que la unidad, y representa el cociente entre la sumatoria de las demandas individuales de un sistema de cargas en un determinado tiempo y la demanda de cargas totales del grupo de cargas lo que se denomina también demanda máxima coincidente.

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{M_{grupo}}} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + \dots + D_{mn}}{D_{M_{grupo}}}$$

Donde:

F_{div} : Factor de diversidad

$\sum_{i=1}^n D_{mi}$: Sumatoria de demandas individuales o no coincidentes [kW].

$D_{M_{grupo}}$: Demanda de cargas totales o coincidentes [kW].

Ecuación 24*Factor de coincidencia.*

Relaciona la demanda máxima coincidente y la suma de las demandas individuales, es decir:

$$F_{co} = \frac{1}{F_{div}}$$

Donde:

F_{div} : Factor de coincidencia

F_{div} : Factor de diversidad

Niveles de carga del vehículo eléctrico

Modo 1. Carga Lenta o doméstica. Es aquella en la que se utiliza corriente alterna con un límite de 16A por cada una de las fases, en la cual no se tiene la necesidad de utilizar otros equipos adicionales, su rango de potencia es desde 3.7 Kw hasta 11Kw en los cuales se utiliza tomacorrientes a 110V, en AC.

Modo 2. Recarga semi lenta. En este modo de recarga de vehículos eléctricos se tiene que utilizar de igual manera la corriente alterna con una limitación de la corriente de 32A, pero, así como en la carga lenta también se puede ocupar una corriente de 16A sin ningún problema, el rango de potencia que este tipo de carga va desde 7.4kW hasta los 22kW, este modo trabaja con un voltaje de 220V, en AC.

Modo 3. Carga rápida. Es aquella que se puede recargar en 15 min con una potencia aproximada de 50 kW, la diferencia de este modo de carga es que la corriente es mucho más elevada por el mismo hecho de cargar más rápido la batería, la corriente que este ocuparía es de 63 A, en AC.

Modo 4. Súper rápida. En este modo la batería se carga por medio de corriente continua, en el cual se necesitan aproximadamente 400A de corriente en DC.

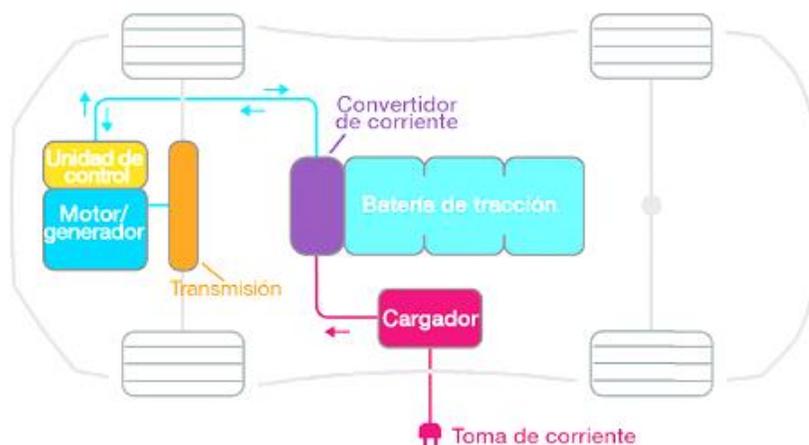
Modelos de vehículos eléctricos

Para que un vehículo sea considerado totalmente eléctrico dependerá mucho de las características que posean los distintos tipos de baterías, ya que dependerán mucho de la autonomía que puedan llegar a ofrecer, así como también de los tiempos de carga necesarios para poner nuevamente en funcionamiento al sistema eléctrico, de esta manera se logra

obtener un control integrado y sus características de operación. Teniendo de esta forma una operación entre el sistema de transmisión del vehículo eléctrico (batería, motor) y el sistema de frenado (regenerativo) como se muestra en la figura 7. (Alegre, 2017)

Figura 7

Circuito eléctrico del VEH



Nota. En la figura presentada se muestra el circuito eléctrico. Tomado de (Murias, 2020)

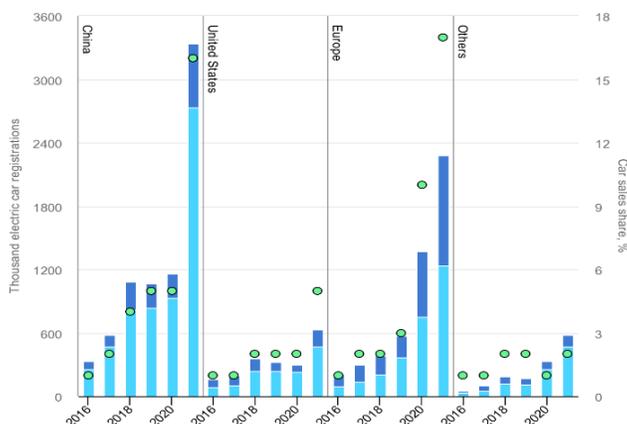
De acuerdo a (Morente, 2015) “Para hablar del modelado del vehículo desde una perspectiva eléctrica se puede decir que esta se basa acorde a la determinación de un circuito eléctrico y a la caracterización de los elementos que lo conforman”. (p.21). Lo que nos permitirá partir de entradas en forma de corriente, voltaje o potencia, con esto se podrá obtener un modelo o respuesta aproximada lo más cercana posible del sistema que se desea implementar lo cual dependerá del modelo a tomar los mismos que serán tratados más adelante en este trabajo. Para ello también es necesario verificar los componentes eléctricos dispuestos en el circuito con esto podremos llegar a obtener valores de respuesta que nos servirán en conjunto a la obtención de resultados para el caso de estudio.

De acuerdo a (InternationalEnergyAgency, 2023) “Las ventas de automóviles eléctricos alcanzaron un récord en 2021, a pesar de los cuellos de botella en la cadena de suministro y la actual pandemia de Covid-19”

Ya que haciendo una comparación con el año 2020, las ventas de los vehículos eléctricos fueron en ascenso a 6,6 millones lo que puede representar casi el 9 %, de esta manera a nivel mundial se considera que la cifra aproximada de vehículos en circulación es 16,5 millones. Con respecto a la venta a nivel mundial esta creció en 2021 como se puede observar en la figura 8, con esto se prevé que los coches eléctricos representan el 60 % de las ventas de en mercados de EE. UU, China, Europa y Otros. (InternationalEnergyAgency, 2023)

Figura 8

Estadística de compra de vehículos eléctricos



Nota. Estadística de compra de vehículos eléctricos en diferentes países. Tomado de (Global Electric car registrations and marker, 2021).

Como se indica en la tabla 2, dentro de nuestro contexto de estudio se mencionan ciertos tipos de modelos de vehículos eléctricos los cuales, mediante modelación y analizando los niveles de carga de la batería, se tomarán en cuenta las siguientes marcas para la modelación de las baterías, BYD E6, NISSAN LEAF, RENOULT KANGOO ZE, KIA SOUL los cuales son de uso personal y son los más representativos dentro del mercado actual.

Tabla 2*Modelos de vehículos eléctricos*

Marca	NISSAN	KIA	RENAULT	BYD
Modelo	LEAF	SOUL	KANGOO	E6
Batería (Ion Litio)	24 kw/h	30 kw/h	33 kw/h	fosfato 80 kw/h
Demanda	6.6 kW	6.6 kW	3.7 kW	3.6 kW
Autonomía	175 km	212 km	270 km	300 km
Consumo	17.3 kWh/km	5.7 kWh/ km	15.5 kWh/km	21 kWh/km
Alimentación	360 V	230 V	230 V	220-240 V
Vehículo				

Nota. En la tabla se puede observar las características de los diferentes vehículos eléctricos en función de su batería.

Nivel de Tecnología para cargas de vehículos eléctricos.

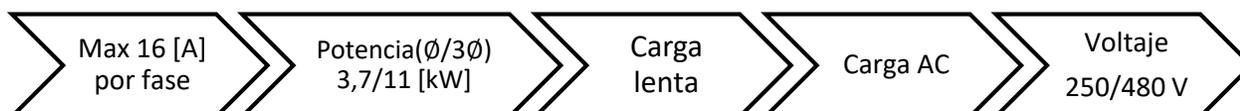
Para hablar del nivel de tecnología de carga es necesario mencionar que el nivel de voltaje de alimentación en AC acorde a la norma UNE-EN 61851-1:2001, puede llegar a los 690 V por lo que los elementos y equipos funcionarían dentro del $\pm 10\%$ del voltaje nominal en valores de frecuencia a 50Hz y 60 Hz.

Según (Morente, 2015) “De acuerdo al nivel de tecnología nos vamos a referir a los modos de carga que están relacionados con el vehículo y la infraestructura de carga, por ende, con la red de distribución.” (p.108)

Modo 1. No está comunicada a red, es decir, no cuenta con un dispositivo que indique que el vehículo se está cargando, en donde se utiliza una toma para corriente convencional con un conector de tipo Schuko, en la figura 9 se detalla las características correspondientes al modo 1.

Figura 9

Modo de carga 1

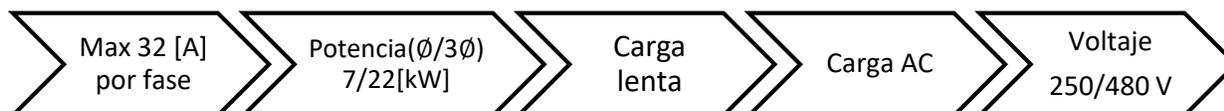


Nota. Esquema del modo 1 de carga de vehículos eléctricos.

Modo 2. Grado de comunicación medio con la red, el conductor posee un dispositivo de control piloto que comprueba la conexión física con el vehículo conectado a la red, en la figura 10 se detalla las características correspondientes al modo 2.

Figura 10

Modo de carga 2

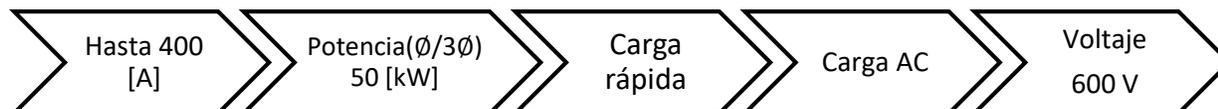


Nota. Esquema del modo 2 de carga de vehículos eléctricos.

Modo 3. Alta comunicación con la red, todos los dispositivos de control y protección quedan en un solo lugar de carga, se puede utilizar conectores de tipo SAE J1772, Mennekes, Combinado o Scame, en la figura 11 se detalla las características correspondientes al modo 3.

Figura 11

Modo de carga 3

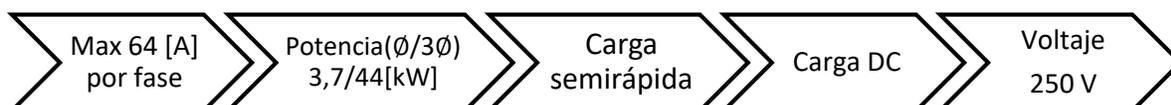


Nota. Esquema del modo 3 de carga de vehículos eléctricos.

Modo 4. Alta comunicación con la red, puede existir un convertidor a AC/DC que este fijo en el punto de carga, se utiliza en carga rápida (poco común) como conector CHAdeMO, en la figura 12 se detalla las características correspondientes al modo 4.

Figura 12

Modo 4 de carga de vehículos eléctricos.



Nota. Esquema del modo 4 de carga de vehículos eléctricos.

Figura 13

Tipos de modo de carga



Nota. Esquema del modo 4 de carga de vehículos eléctricos. Elaborado por (Aragón, 2018)

Métodos y modelos para la integración de vehículos eléctricos

En el mundo existen distintos tipos de baterías para vehículos eléctricos unas con más capacidad de almacenamiento y otras con mejores materiales, cada una de estas depende de las marcas de vehículos.

Las baterías de ion litio son las más utilizadas para el almacenamiento de energía en los automóviles eléctricos debido a que se recargan mucho más rápido por lo cual tienen una

densidad de potencia alta, permitiendo que la estructura de esta batería sea mucho más ligera y dure más. Para poder realizar el modelo de las baterías se debe mencionar que existen dos tipos de modelos generales definidos, los cuales son:

- Modelos electroquímicos
- Modelos de circuito equivalente

Modelos de las baterías electroquímicas

Según (Rodríguez A. , 2017) “Este modelo electroquímico representa las reacciones químicas basadas en el método matemático para describir lo que sucede dentro de las baterías, en este tipo de modelación se menciona 4 modelos para las baterías de ion litio”

Ecuación 25

Modelo de Shepherd

Este modelo define el comportamiento del batería basado en corriente y voltaje.

$$E_t = E_0 - R_i I - K_i \left(\frac{1}{1 - DOD} \right)$$

En donde:

E_t : Voltaje en bornes de celda [V]

E_0 : Voltaje de circuito abierto de la celda cargada totalmente [V]

R_i : Resistencia interna [ohm]

K_i : Coeficiente relacionado con la pérdida de capacidad debido a la resistencia interna de la batería

I : Corriente de descarga [A]

DOD : Capacidad de descarga [Ah]

Ecuación 26

Modelo de Unnewerh y Nasar

La siguiente ecuación describe el comportamiento del batería basado en el modelo mencionado

$$E_t = E_0 - R_i I - K_i DOD$$

En donde:

E_t : Voltaje en bornes de celda [V]

E_0 : Voltaje de circuito abierto de la celda cargada totalmente [V]

R_i : Resistencia interna [ohms]

I : Corriente de descarga [A]

DOD : Capacidad de descarga [Ah]

Ecuación 27

Modelo de Nerst

Este modelo se utiliza para predecir el potencial de un electrodo en condiciones de especies y temperaturas.

$$E_t = E_0 - R_i I + K_i \ln(DOD) + K_j \ln(1 - DOD)$$

En donde:

E_t : Voltaje en bornes de celda [V]

E_0 : Voltaje de circuito abierto de la celda cargada totalmente [V]

R_i : Resistencia interna [ohm]

K_i : Coeficiente relacionado con la pérdida de capacidad debido a la resistencia interna de la batería

K_j : Coeficiente relacionado con la pérdida de capacidad debido a la resistencia interna de la batería

I : Corriente de descarga [A]

DOD : Capacidad de descarga [Ah]

Ecuación 28

Modelo de Plett

Este es un modelo que une a los modelos anteriores pero cuya particularidad es conocer antes el estado de carga de la batería.

$$U_L = K_0 - RI_L - \frac{K_1}{SOC} - K_2 SOC - K_3 \ln(SOC) + K_4 \ln(1 - SOC)$$

En donde:

U_L : Voltaje bajo carga en la celda [V]

K_0, K_1, K_2, K_3, K_4 : Coeficiente del modelo

R : Resistencia equivalente de la batería [ohm]

I_L : Corriente bajo carga [A]

SOC : Estado de carga [%]

Modelos de circuito equivalente

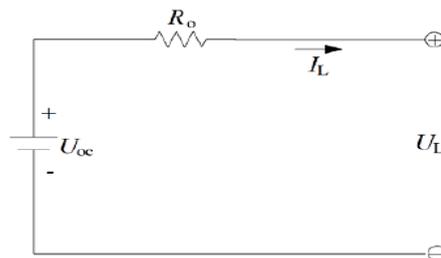
Estos modelos permiten la utilización de componentes eléctricos como fuentes de voltaje capacitores, resistencias y bobinas para modelar las baterías.

Modelo electroquímico con una resistencia interna

Este modelo es de gran utilizadas ya que se puede modelar cualquier tipo de batería, esta se basa en la fuente de voltaje que representa la batería y la resistencia interna que representa una caída de voltaje cuando se aplica carga, como se muestra en la figura 14.

Figura 14

Ecuaciones y esquema del modelo de resistencia interna



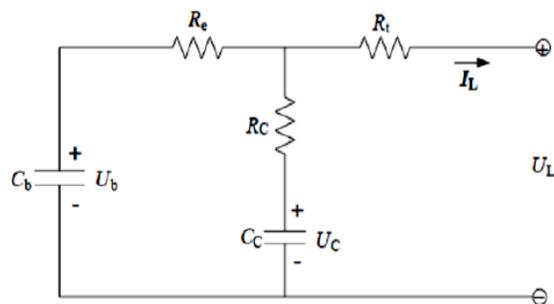
Nota. Modelo de resistencias internas simulado en los bornes de la batería. Tomado de (HE, 2011)

Ecuación 29*Modelo de resistencia interna*

$$U_L = U_{OC} - R_o I_L$$

 U_L : Voltaje resultante de la carga [V] U_{OC} : Fuente de voltaje ideal [V] R_o : Resistencia en serie [ohm] I_L : Corriente que circula por la batería [A]**Modelo equivalente con un grupo RC en paralelo**

Este modelo propone la utilización de dos capacitores, el primero debe tener un valor elevado mientras que el segundo un valor no tan significativo y estos representan el almacenamiento de energía y los efectos transitorios de la batería, cuenta también con tres resistencias las cuales representan los terminales de conexión de la resistencia interna y la resistencia del capacitor, como se indica en la figura 15.

Figura 15*Esquema del modelo RC elaborado por SAFT*

Nota. Modelo RC simulando el comportamiento de la batería. Tomado de (HE, 2011)

Ecuación 30*Modelo equivalente RC*

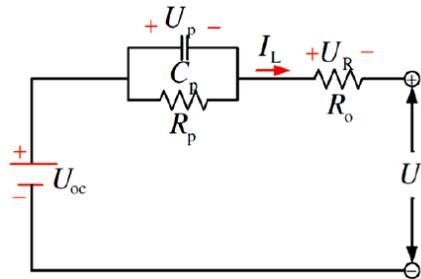
$$\begin{bmatrix} \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{C_b(R_e + R_c)} & \frac{1}{C_b(R_e + R_c)} \\ \frac{1}{C_c(R_e + R_c)} & \frac{-1}{C_c(R_e + R_c)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_b \\ U_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{-R_c}{C_b(R_e + R_c)} \\ \frac{-R_e}{C_c(R_e + R_c)} \end{bmatrix} [I_L]$$

$$[U_L] = \begin{bmatrix} \frac{R_c}{(R_e + R_c)} & \frac{R_e}{(R_e + R_c)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_b \\ U_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -R_t & -\frac{R_e R_c}{(R_e + R_c)} \end{bmatrix} [I_L]$$

En donde:

 U_C, U_B : Voltaje en los condensadores C_C, C_b [V] C_C : condensador de baja capacitancia [Faradios] C_B : condensador de alta capacitancia [Faradios] U_L : Voltaje resultante en la carga [V] R_e : Resistencia interna [ohm] R_t : Resistencia en los terminales de conexión [ohm] R_c : Resistencia asociada al condensador [ohm]***Modelo equivalente de Thévenin***

Este modelo se basa en el modelo de resistencia interna la cual parte de una fuente de voltaje que representa la batería, un ramal RC en paralelo, en donde la resistencia indica los efectos de polarización de la batería, y el capacitor simboliza las respuestas transitorias en el proceso de carga y descarga de la batería, una resistencia en serie que simula la resistividad de la batería permitiendo verificar los comportamientos dinámicos de la batería, como se indica en la figura 16.

Figura 16*Modelo Thévenin*

Nota. Esquema de Thévenin para una batería. Tomado de (HE, 2011)

Ecuación 31*Modelo de Thévenin*

$$\dot{U}_p = -\frac{U_p}{R_p C_p} + \frac{I_L}{C_p}$$

$$U_L = U_{oc} - U_p - I_L R_o$$

En donde:

U_p : Voltaje en los condensadores C_p [V]

U_L : Voltaje resultante en la carga [V]

U_{oc} : Fuente de voltaje ideal [V]

R_o : Resistencia en serie[ohm]

R_p : Resistencia en el ramal paralelo [ohm]

C_p : Condensador en la rama paralelo [ohm]

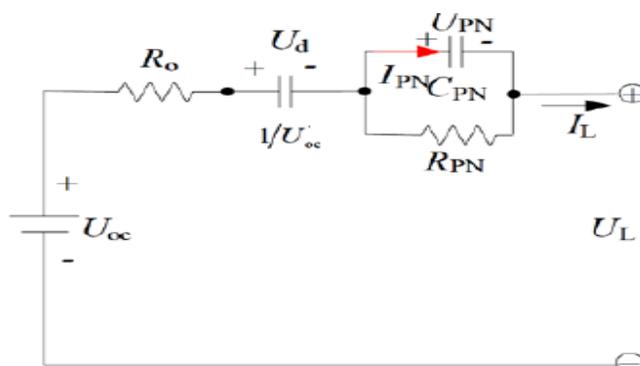
I_L : Corriente que circula por la batería [A]

Modelo equivalente PNGV

Este modelo se basa en el modelo anterior de Thevenin con la única diferencia que se incluye un capacitor en serie con el fin de producir variaciones de voltaje, provocadas durante el proceso de carga de la batería, de acuerdo al modelo que se indica en la figura 17.

Figura 17

Modelo de Thevenin con PNGV



Nota. Esquema del modelo PNGV de Thévenin con condensador en serie para una batería.

Tomado de (HE, 2011)

Ecuación 32

Modelo PNGV

$$\begin{aligned} \dot{U}_d &= U'_{oc} I_L \\ \dot{U}_{PN} &= -\frac{U_{PN}}{R_{PN} C_{PN}} + \frac{I_L}{C_{PN}} \\ U_L &= U_{oc} - U_d - U_{PN} - I_L R_o \end{aligned}$$

En donde:

U_{PN} : Voltaje en los condensadores C_{PN} [V]

U_L : Voltaje resultante en la carga [V]

U_{oc} : Fuente de voltaje ideal [V]

U_d : Voltaje en el capacitor en serie C_d [V]

C_d : Capacitor en serie [Faradios]

R_o : Resistencia en serie[ohm]

R_{PN} : Resistencia en el ramal paralelo [ohm]

C_{PN} : Condensador en la rama paralelo [ohm]

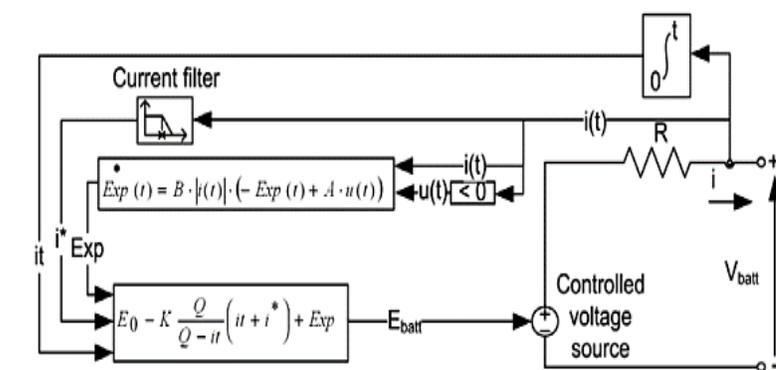
I_L : Corriente que circula por la batería [A]

Modelo propuesto por Tremblay.

Este modelo permite tener la capacidad de simular cualquier tipo de batería el cual se basa en tener una resistencia eléctrica con punto de partida la cual sea capaz de complementar las ecuaciones del modelo electroquímico simple de Shepherd, este circuito se indica en la figura 18.

Figura 18

Modelo propuesto por Tremblay para baterías de Ion-Litio.



Nota. Se presenta el modelo propuesto por Tremblay dispuesto para las baterías de Ion-Litio.

Tomado de (HE, 2011)

Ecuación 33

Modelo de Tremblay

$$V_{batt}(t) = E_0 - R \cdot i - K \frac{Q}{it - 0.1Q} \cdot i^* - K \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A^{-B \cdot it}$$

En donde:

$V_{batt}(t)$: Voltaje en los bornes de la batería [V]

E_0 : Voltaje nominal de la batería [V]

R : Resistencia interna [ohm]

i : Corriente de la batería [A]

K : Constante de polarización

Q : Capacidad de la batería [A]

A : Constante exponencial de la amplitud

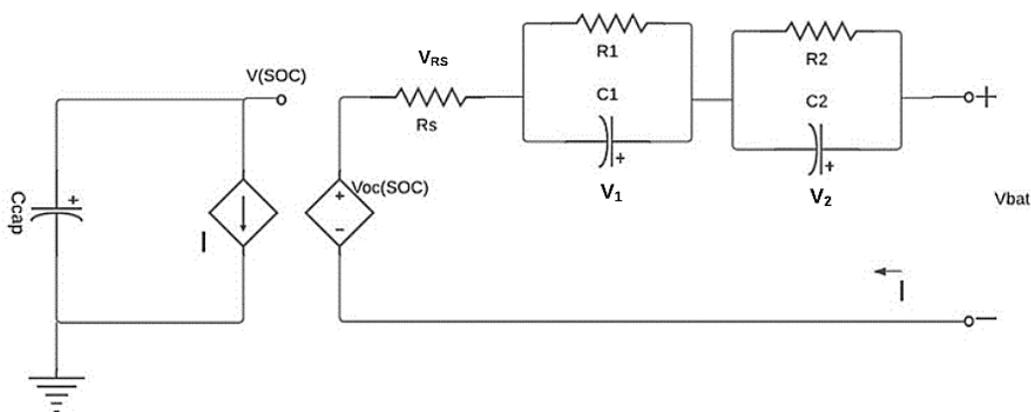
B : Constante de tiempo inverso

Modelo propuesto por Chen.

Este modelo pretende predecir y optimizar el funcionamiento en el ciclo de las baterías, el cual está constituido por dos circuitos relacionados entre sí por medio de una fuente de voltaje y una fuente de corriente controlada, en el segundo circuito se modela la capacidad de almacenamiento de la batería al igual que la carga que se almacena durante el proceso de carga y descarga. El circuito que incluye una fuente de voltaje emula una resistencia interna que tiene la batería y la respuesta de esta es transitoria frente a diferentes cargas, como se indica en la figura 19.

Figura 19

Modelo propuesto por Chen para baterías de Ion-Litio.



Nota. Se presenta el modelo propuesto por Chen 2006 dispuesto para las baterías de Ion-Litio.

Tomado de (HE, 2011)

Ecuación 34

Modelo de Chen

$$V_{bat} = V_{RS} + V1 + V2 - (Rs(SOC) * Voc(SOC))$$

Donde:

SOC: Porcentaje del estado de carga de las baterías.

V_{RS} : Voltaje de la resistencia en serie.

$V1$: Voltaje de la rama en paralelo para R1 y C1.

$V2$: Voltaje de la rama en paralelo para R2 y C2.

$Voc(SOC)$: Voltaje del estado de carga.

Modelo de Montecarlo

Según (Lara, 2005) “Este modelo ayuda a calcular el valor de riesgos de diferentes opciones en el cual ocupa una serie de números aleatorios para crear distintos escenarios, lo cual permite observar el comportamiento del activo”

En este método permite la simulación de un modelo para entradas iniciales generadas aleatoriamente a la vez esta técnica implica una serie de pasos los cuales se mencionan a continuación.

- Generar escenarios como entradas aleatorias.
- Realizar la simulación para cada uno de los diferentes escenarios o entradas las cuales se analizan para un modelo propuesto.
- Guardar variables y evaluar los resultados de las simulaciones como salidas del modelo analizado.

Para analizar el modelo de Monte Carlo hay que tener en cuenta que existen dos modelos claramente definidos los cuales hacen que el uso de este método tenga buenos resultados.

Modelo determinista. Una vez que se tengan definidas las entradas o escenarios del modelo, su ejecución no es dependiente de variables aleatorias.

Modelo estocástico. Para la ejecución del modelo se lleva consigo determinados puntos que son dependientes de una o más variables aleatorias.

Monte Carlo consta de ciertas variables tales como variables de entrada, salida y un modelo matemático. Esto se logra ingresando variables independientes dentro de un modelo matemáticos lo cual procede a simular para obtener variables dependientes, este modelo se detalla a continuación en la figura 20.

Figura 20

Modelo de Monte Carlo

Entradas	Valores aleatorios que afectan a las salidas dentro la simulación
Salidas	Resultado del análisis del método de Monte Carlo
Modelo Matemático	Ecuaciones que relacione las variables de salida y entrada en forma matemática forma matemática

Nota. Modelo matemático. Elaborado por (HE, 2011)

El proceso general para implementar Monte Carlo en MATLAB sería el siguiente:

- **Define el problema.** Determina el problema que deseas resolver utilizando el método de Monte Carlo. Esto puede implicar estimar una integral, simular el comportamiento de un sistema físico o resolver otro tipo de problema.
- **Genera números aleatorios.** Utiliza la función rand o randn de MATLAB para generar números aleatorios uniformes o gaussianos, respectivamente. Asegúrate de generar suficientes números aleatorios para
- **Realiza las iteraciones.** Utiliza un bucle for para repetir el proceso de Monte Carlo un número determinado de veces. Dentro del bucle, realiza los cálculos necesarios utilizando los números aleatorios generados en el paso anterior.

- **Calcula el resultado.** Después de completar todas las iteraciones, utiliza los resultados obtenidos para calcular una estimación del resultado final del problema que estás resolviendo. Esto puede implicar promediar los resultados obtenidos o aplicar alguna otra operación estadística.

Análisis de cargabilidad de las líneas de distribución.

La cargabilidad en las líneas de distribución muestra el límite de potencia que puede atravesar por la línea teniendo en cuenta cuando estas operen en condiciones normales, dicha cargabilidad, como se mencionó anteriormente está dado por el calibre del conductor, distancia de la línea, límite, térmico, etc. Para comprender cómo se comportan la cargabilidad se deben tomar en cuenta, condiciones óptimas de voltaje (1 p.u), en ambos lados de la línea es decir desde el nodo que se envía al nodo que recibe energía. (Castellanos, 2014)

La carga que se tiene en las líneas depende del valor permisible de los cables debido a que son utilizados dependiendo de las especificaciones de la carga suministrada, es decir que si la carga varía y se eleva el cable tiene la capacidad de soportar cargas más altas. Las cargas de la línea también pueden estar limitadas por la caída de voltaje que se generan por las grandes distancias de las líneas. Para valorar la cargabilidad de una línea se suele utilizar la relación del PF real vs la potencia activa y reactiva (P-Q).

El método de Newton Raphson, es una expansión de una serie de Taylor utilizando las ecuaciones de flujo de potencias como se puede observar en las ecuaciones 35-39 para así poder realizar las iteraciones en torno a un punto, eliminando así los términos que se encuentran de segundo orden en adelante, con esto se pretende que se comparen valores reales con los errores obtenidos para así realizar la corrección de los fasores. (Tenelema & Barrera, 2019)

Para la resolución de flujos de potencia mediante la herramienta de Matpower para un determinado SEP este utiliza el método de solución según Newton Raphson.

Para ello se presenta las siguientes ecuaciones para calcular los FP por Newton Raphson. (Tenelema & Barrera, 2019)

Ecuación 35

Calculo de potencias en el nodo

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

Donde:

P_i :Potencia activa de ingreso en el nodo.

Q_i :Potencia reactiva de ingreso en el nodo.

Ecuación 36

Variaciones de potencias

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,cal}$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,cal}$$

Donde:

ΔP_i :variación de potencia activa

$P_{i,prog}$: Potencia activa programada

$P_{i,cal}$: Potencia activa calculada

ΔQ_i : Variación de potencia reactiva

$Q_{i,prog}$: Potencia reactiva programada

$Q_{i,cal}$: Potencias reactiva calculada

Ecuación 37

Variaciones de potencias activa y reactiva

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= P_{i,prog} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \Delta Q_i &= Q_{i,prog} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})\end{aligned}$$

Donde:

ΔP_i : variación de la potencia activa generada por la unidad de generación i

$P_{i,prog}$: Potencia activa planificada por la unidad de generación i

$P_{i,cal}$: Potencia activa calculada por la unidad de generación i

ΔQ_i : variación de potencia reactiva generada por la unidad de generación i

$Q_{i,prog}$: Potencia reactiva planificada por la unidad de generación i

$Q_{i,cal}$: Potencia reactiva calculada por la unidad de generación i

V_i : Magnitud del voltaje en el nodo de la unidad de generación i.

n : Número total de nodo en el sistema.

G_{ij} : Conductancia de la línea que conecta el nodo i con el nodo j.

δ_{ij} : Diferencia de fase entre los voltajes de los nodos i y j.

B_{ij} : Susceptancia de la línea que conecta el nodo i con el nodo j.

θ_{ij} : Ángulo de desfase entre los voltajes de los nodos i y j.

Ecuación 38

Calculo de ángulos y voltajes

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} = -[J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Donde:

ΔV : variación de voltajes

$\Delta \theta$: variación de ángulo

ΔP : variación de potencia activa

ΔQ : variación de potencia reactiva

J: Matriz jacobiana

V: voltaje

Es una matriz cuadrada de ecuaciones de derivadas parciales, la cual permite modelar y entender la relación que tienen ciertas variables eléctricas y para calcular ella se utiliza la ecuación 39.

Ecuación 39

Matriz Jacobiana

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$$

Donde:

H: variación de voltajes

M: variación de ángulo

N: variación de potencia activa

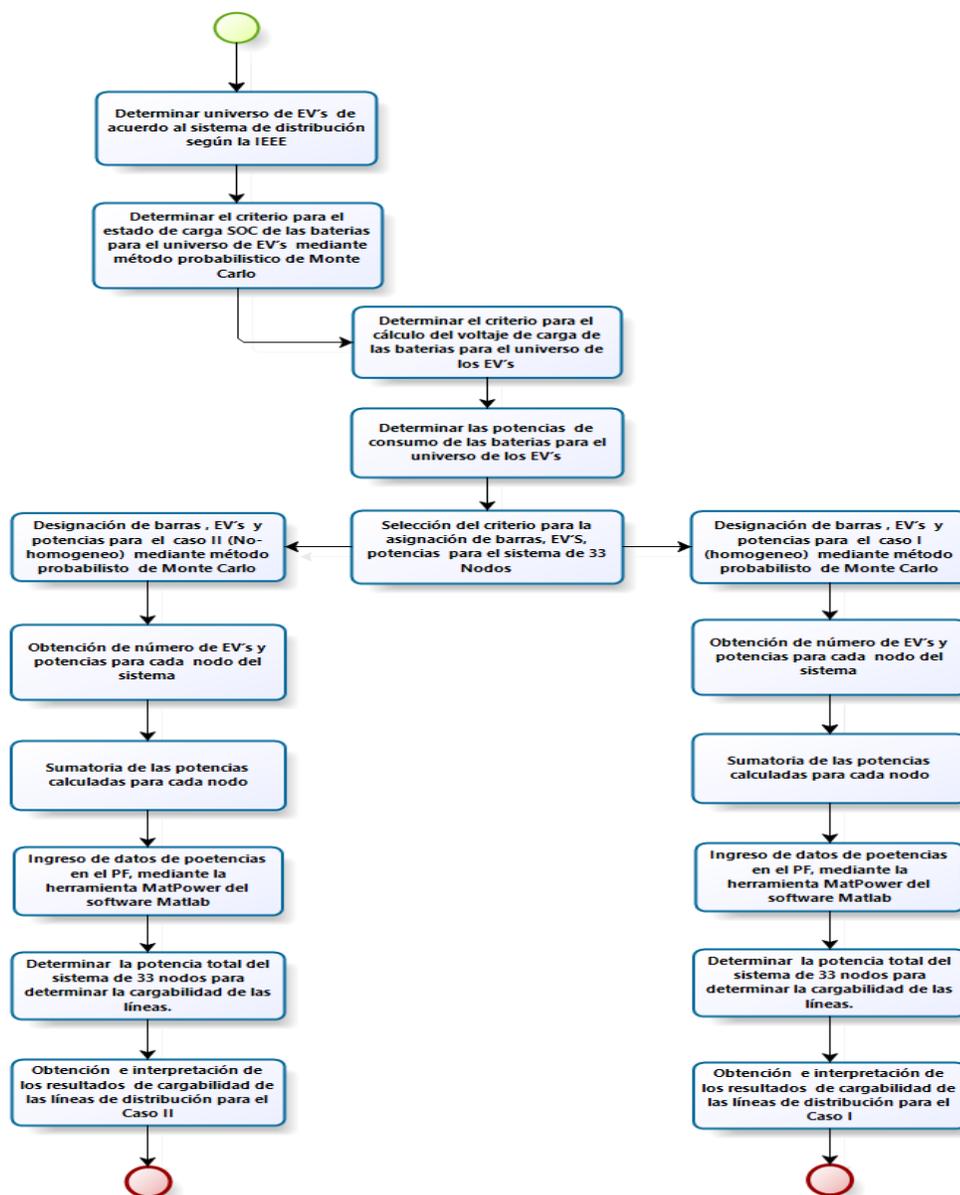
L: variación de potencia reactiva

Capítulo III

Metodología

Figura 21

Flujograma para PF y Cargabilidad

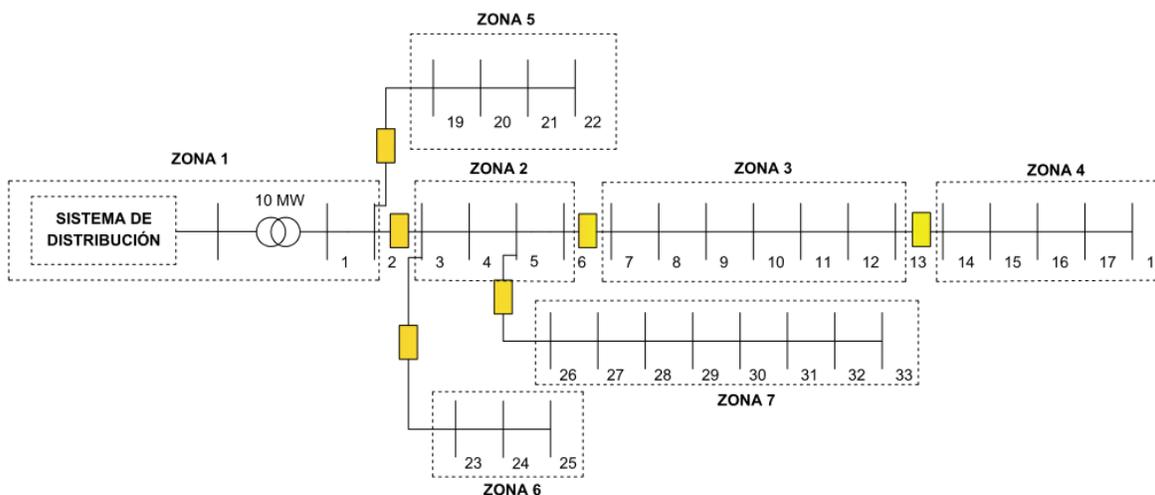


Nota. Representación gráfica de los pasos que se debe tomar en cuenta para realizar la cargabilidad de las líneas de distribución ante la inserción de vehículos eléctricos.

Caso de estudio

Figura 22

Sistema de 33 nodos de la IEEE



Nota. En el gráfico se puede observar la configuración del sistema de distribución de 33 nodos y las zonas en las que se encuentran divididas cada ramal.

Este caso de estudio de 33 nodos es parte de un sistema que se encuentra en los Estados Unidos en la parte de energía eléctrica, el cual está constituido por un solo generador, el cual debe soportar las demás que existen en los nodos. El sistema base es de 10 MVA.

Tabla 3

Datos del generador

Nodo	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase
1	0	0	10	-10	1	10

Nota. En la tabla se observa los datos del generador. Tomado de (Baran & F, 1969)

En la tabla 4 se muestra los datos de las líneas dentro del sistema de 33 nodos son importantes debido a que se conoce la capacidad que tienen cada una de las líneas tanto como R y X.

Tabla 4*Datos de las líneas de distribución de del sistema de 33 nodos IEEE*

Datos de las Líneas					
Desde el nodo	Hasta el nodo	R(Ω)	X (Ω)	Capacidad de corriente (A)	Voltaje del sistema (KV)
1	2	0.092	0.0477	500	12.6
2	3	0.493	0.2511	500	12.6
3	4	0.366	0.1864	500	12.6
4	5	0.381	0.1941	500	12.6
5	6	0.819	0.707	500	12.6
6	7	0.187	0.6188	500	12.6
7	8	1.711	1.2351	500	12.6
8	9	1.03	0.74	500	12.6
9	10	1.04	0.74	500	12.6
10	11	0.197	0.065	500	12.6
11	12	0.374	0.1238	500	12.6
12	13	1.468	1.155	500	12.6
13	14	0.542	0.7129	500	12.6
14	15	0.591	0.526	500	12.6
15	16	0.746	0.545	500	12.6
16	17	1.289	1.721	500	12.6
17	18	0.732	0.574	500	12.6
2	19	0.164	0.1565	500	12.6
19	20	1.504	1.3554	500	12.6

Datos de las Líneas					
Desde el nodo	Hasta el nodo	R(Ω)	X (Ω)	Capacidad de corriente (A)	Voltaje del sistema (KV)
20	21	0.41	0.4784	500	12.6
21	22	0.709	0.9373	500	12.6
3	23	0.451	0.3083	500	12.6
23	24	0.898	0.7091	500	12.6
24	25	0.896	0.7011	500	12.6
25	26	0.203	0.1034	500	12.6
26	27	0.284	0.1447	500	12.6
27	28	1.059	0.9337	500	12.6
28	29	0.804	0.7006	500	12.6
29	30	0.508	0.2585	500	12.6
30	31	0.974	0.963	500	12.6
31	32	0.311	0.3619	500	12.6
32	33	0.341	0.5302	500	12.6

Nota. En la tabla 4 de datos de las líneas se puede observar cómo está configurado las líneas y los valores correspondientes de corriente y voltaje. (Baran & F, 1969)

Recolección de información de modelamiento de los vehículos eléctricos, dependiendo del nivel de carga de la batería.

En Estados Unidos en la ciudad de New York existen 30,410 vehículos eléctricos, los cuales son adquiridos por las personas de acuerdo a sus características, marcas, modelos, etc.

De acuerdo con esto, las baterías de estos vehículos son las más importantes debido a que alimentan a todo el circuito eléctrico, por ello se ha investigado cada una de ellas, cuál es su voltaje, el número de celdas que tiene, el tipo de batería que ocupa de cada uno de estos vehículos, estas características de las baterías se encuentran en la tabla 5 donde se pueden observar con mayor detalle.

Tabla 5

Características de las baterías de los vehículos eléctricos

Marcas	Nissan Leaf	Kia Soul	Renault	BYD E6
Tipo de batería	Li NMC	LIPB / Li NMC	Li NMC	LFP
Número de celdas y configuración	192 celdas,2 en paralelo y 96 en serie	192 celdas,2 en paralelo y 96 en serie.	192 celdas, 48 módulos y 96 en serie.	324 celdas, 324 en serie y 1 en paralelo
Voltaje nominal	3.8 V	3.75 V	3.5 V	3.2 V
Voltaje de la batería (V)	364.8 V	400 V	400 V	400 V
Energía (kW/h)	24 Kw/h	30 Kw/h	33 Kw/h	80 Kw/h
Acumulación	66.2 Ah	75 Ah	80 Ah	200 Ah
Tiempo de carga (h)	7h	9h	6h	8h
Cargador del vehículo(V)	360 V	230V	230 V	220-240V

Nota. En la tabla se puede observar los niveles de voltaje nominal que tiene las diferentes baterías de los vehículos eléctricos como también el tiempo de carga y la configuración que tiene cada una de las marcas con sus respectivas potencias.

El modelo de Chen consiste en dos circuitos que se encuentran separados, que se relacionan entre sí por medio de una fuente de voltaje controlada y una fuente de corriente.

Uno de los dos circuitos modela la capacidad que tiene de almacenamiento de energía, la otra parte del circuito describe la resistencia interna que tiene la batería y el comportamiento transitorio cuando existen distintas cargas.

La configuración y las celdas de cada una de las marcas de vehículos eléctricos son diferentes debido a que son de distintas potencias y cada una de estas marcas busca mejorar la capacidad de acumulación de la batería, la corriente que utilizan la mayoría de vehículos es de 2A excepto el Byd que ocupa una corriente de 1.6 A y el Nissan que tiene 80mA.

El Byd por su configuración de 324 celdas en las cuales 324 en serie y 1 en paralelo, en la batería se realizó una modificación al modelo planteado por Chen debido a que es de distinta configuración de las demás marcas, normalmente los Nissan Leaf, Renault, Kia tienen 192 celdas, donde 2 ramas son en paralelo y 96 en serie. Para poder realizar la modelación del estado de carga de los vehículos se tuvo que investigar los porcentajes mínimos y máximos de descarga y carga de las baterías, esto se da para cuidar la batería de los vehículos y duren muchos más años, estos porcentajes se encuentran detallados en la tabla 6.

Tabla 6

Porcentajes mínimos y máximos de las baterías

Marcas de vehículos	Nissan Leaf	Kia Soul	Renault Kangoo Z.E.	BYD E6
Acumulación de la batería	66.2 Ah	75 Ah	80 Ah	200 Ah
% Descarga min de las baterías	20%	15%	20%	15%
% Carga máx de las baterías	80%	95%	80%	80%

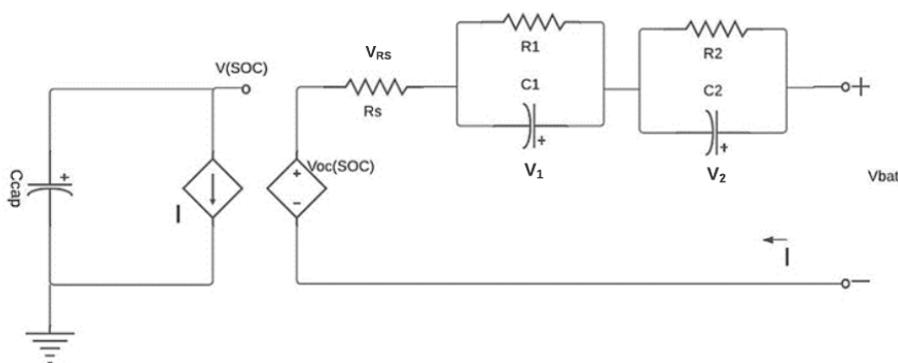
Nota. En la tabla se puede observar la acumulación que tiene cada una de las baterías y los porcentajes correspondientes de carga y descarga para cuidar la batería.

Metodología usada para la modelación de las baterías según el modelo de Chen (2006)

El modelo usado para simular el comportamiento de las baterías de Ion-Litio para las cuatro marcas citadas, Nissan Leaf, KIA Soul, Renault Kangoo y BYD E6, en nuestro caso de estudio es el citado por Chen (2006) el mismo que ,pretende predecir y optimizar el funcionamiento en el ciclo de las baterías, el cual está constituido por dos circuitos relacionados entre sí por medio de una fuente de voltaje y una fuente de corriente controlada, en el segundo circuito se modela la capacidad de almacenamiento de la batería al igual que la carga que se almacena durante el proceso de carga y descarga. En el circuito de la figura 23 incluye una fuente de voltaje emula una resistencia interna que tiene la batería y la respuesta de esta es transitoria frente a diferentes cargas.

Figura 23

Modelo de Chen 2006 para modelamiento de baterías de Ion-Litio



Nota. Se presenta el modelo propuesto por Chen 2006 dispuesto para las baterías de Ion-Litio.

Elaborado por (HE, 2011)

En dicho modelo se presentan variables de entradas que dependerán de cada tipo de batería debido al número de celdas o módulos en serie y paralelos por los que están constituidos, de ser necesario se deben realizar ciertos ajustes para poder determinar el modelo exacto propuesto, estas variables representan la composición interna de la batería, las mismas que están compuestas por celdas tal como se indica en la tabla 5, las cuales se

representan por medio de la resistencia en serie R_s , los ramales paralelos R_1 y C_1 que representan la respuesta transitoria a corto plazo, R_2 y C_2 que representan la respuesta transitoria a largo plazo, $V_{oc}(SOC)$ que representa el voltaje del estado de carga, la I que representa la corriente de carga de la batería por celda, con estas variables de entrada se presenta el modelo mediante ecuaciones propuestas por el autor que nos permitirán determinar el voltaje de la batería necesario para que esté cargada por completo, según los rangos mínimos y máximos recomendados para la carga de la misma. Dichas ecuaciones dependen de las características y parámetros técnicos de cada batería para cada modelo de EV's propuestos para el presente caso de estudio, las cuales se representan de la siguiente manera.

Ecuación 40

Voltaje del estado de carga según el modelo de Chen

$$V_{oc}(SOC) = -1.031 \cdot e^{-35 \cdot SOC} + 3.685 + 0.2156 \cdot SOC - 0.1178 \cdot SOC^2 + 0.3201 \cdot SOC^3$$

Donde:

$V_{oc}(SOC)$: Voltaje del estado de carga.

SOC : Porcentaje del estado de carga de las baterías.

La ecuación 40 representa el voltaje del estado de carga de las baterías por celda en función del SOC, dicho voltaje depende del estado mismo de cada batería, así como también de las características técnicas, de esta manera, dichos voltajes por celda nos permiten determinar el voltaje total de carga de las baterías según el modelo aplicado, para lo cual dichos voltajes se detallan en la tabla 5.

Ecuación 41

Resistencia en serie R_s según el modelo de Chen.

$$R_s(SOC) = 0.1562 \cdot e^{-24.37 \cdot SOC} + 0.07446$$

Donde:

SOC : Porcentaje del estado de carga de las baterías.

$R_S(SOC)$: Resistencia en serie del modelo de baterías.

La ecuación 41 muestra cómo se determina la resistencia en serie R_S del modelo de baterías de Ion-Litio en función del SOC, este elemento representa la constitución interna de las baterías que se van a modelar y es un parámetro de entrada para posteriormente determinar el voltaje total de carga de las baterías.

Ecuación 42

Resistencia R1 y Capacitancia C1 en paralelo según el modelo de Chen

$$\begin{aligned} R1(SOC) &= 0.3208e^{-29.14 \cdot SOC} + 0.04669 \\ C1(SOC) &= -752.9e^{-13.51 \cdot SOC} + 703.600 \end{aligned}$$

Donde:

SOC : Porcentaje del estado de carga de las baterías.

$R1(SOC)$ y $C1(SOC)$: Elementos de entrada, respuesta transitoria a corto plazo.

En la ecuación 42 se indica cómo se determinan la resistencia en paralelo $R1$ y la capacitancia en paralelo $C1$ del modelo de baterías de Ion-Litio en función del SOC, estos elementos representan la respuesta transitoria a corto plazo y la constitución interna de las baterías que se van a modelar y es un parámetro de entrada para posteriormente determinar el voltaje total de carga de las baterías.

Ecuación 43

Resistencia R2 y Capacitancia C2 en paralelo según el modelo de Chen

$$\begin{aligned} R2(SOC) &= 6.603 \cdot e^{-155.2 \cdot SOC} + 0.04984 \\ C2(SOC) &= -6056 \cdot e^{-27.12 \cdot SOC} + 4475.00 \end{aligned}$$

Donde:

SOC : Porcentaje del estado de carga de las baterías.

$R2(SOC)$ y $C2(SOC)$: Elementos de entrada, respuesta transitoria a largo plazo.

En la ecuación 43 se indica cómo se determinan la resistencia en paralelo $R2$ y la capacitancia en paralelo $C2$ del modelo de baterías de Ion-Litio en función del SOC, estos

elementos representan la respuesta transitoria a largo plazo y la constitución interna de las baterías que se van a modelar y es un parámetro de entrada para posteriormente determinar el voltaje total de carga de las baterías.

Para determinar los diferentes voltajes de las baterías propuestas para los cuatro modelos de EV's se considera la siguiente ecuación, la misma que representa y calcula el voltaje de carga que le falta a la batería para que se puede cargar en su totalidad, para ello se presenta la ecuación 44.

Ecuación 44

Voltaje de la batería según el modelo de Chen

$$V_{bat} = V_{RS} + V1 + V2 - (Rs(SOC) * Voc(SOC))$$

Donde:

SOC: Porcentaje del estado de carga de las baterías.

V_{RS} : Voltaje de la resistencia en serie.

$V1$: Voltaje de la rama en paralelo para R1 y C1.

$V2$: Voltaje de la rama en paralelo para R2 y C2.

$Voc(SOC)$: Voltaje del estado de carga.

Para poder determinar los voltajes de los componentes en serie y paralelo para el modelo citado de Chen 2006, se debe determinar el voltaje total de la batería para completar su estado de carga se menciona las siguientes ecuaciones las cuales dependen de los mismos elementos que componen las baterías de ion litio para ello se presenta la ecuación 45.

Ecuación 45

Voltaje en serie de la batería según el modelo de Chen.

$$V_{RS} = I * Rs(SOC)$$

Donde:

V_{RS} : Voltaje de la resistencia en Serie.

SOC: Porcentaje del estado de carga de las baterías.

I: Corriente de la batería.

Rs: Resistencia en serie.

La ecuación 45 permite el cálculo del voltaje de la resistencia en serie para el modelo de baterías de los EV's, esta variable depende del estado de carga SOC, la corriente de carga para cada modelo de batería y la resistencia en serie calculada y descrita en la ecuación 32, por ende, depende de los elementos de entrada de las características de cada batería.

Ecuación 46

Voltaje ramal en paralelo *V1* para *R1* y *C1* de la batería según el modelo de Chen

$$V1 = \int \frac{R1(SOC) * C1(SOC)}{Voc(SOC)} - \frac{I}{C1(SOC)}$$

Donde:

V1: Voltaje para el ramal paralelo entre *R1* y *C1*.

SOC: Porcentaje del estado de carga de las baterías.

I: Corriente de la batería.

R1: Resistencia en paralelo.

C1: Capacitancia en paralelo.

La ecuación 46 representa el cálculo del voltaje *V1* para el ramal paralelo entre *R1* y *C1* para el modelo de baterías de los EV's, esta variable depende del estado de carga SOC, la corriente de carga para cada modelo de batería, el voltaje de carga Voc (SOC) por celda y los componentes de resistencia y capacitancia en paralelo calculada y descrita en la ecuación 34, por ende, depende de los elementos de entrada de las características de cada batería.

Ecuación 47

Voltaje ramal en paralelo V2 para R2 y C2, de la batería según el modelo de Chen.

$$V2 = \int \frac{R2(SOC) * C2(SOC)}{Voc(SOC)} - \frac{I}{C2(SOC)}$$

Donde:

V2: Voltaje para el ramal paralelo entre R2 y C2.

SOC: Porcentaje del estado de carga de las baterías.

Voc(SOC): Voltaje del estado de carga.

I: Corriente de la batería.

R2: Resistencia en paralelo.

C2: Capacitancia en paralelo.

La ecuación 47 representa el cálculo del voltaje V2 para el ramal paralelo entre R2 y C2 para el modelo de baterías de los EV's, esta variable depende del estado de carga SOC, la corriente de carga para cada modelo de batería, el voltaje de carga Voc (SOC) por celda y los componentes de resistencia y capacitancia en paralelo calculada y descrita en la ecuación 40, por ende, depende de los elementos de entrada de las características de cada batería.

Metodología usada para determinar el SOC.

En el caso de estudio planteado, para poder determinar el estado de carga SOC de las baterías de los modelos propuestos de EV's, se ha utilizado el método probabilístico de Monte Carlo el cual parte del criterio para poder determinar el SOC en baterías de Ion-Litio, mismo criterio nos permite, a partir de datos técnicos de las mismas baterías como son, la acumulación de las baterías, el tiempo de carga de las baterías y la corriente de carga por celda, poder determinar un estado de carga de manera aleatoria. Para ello el criterio usado para el cálculo del SOC en baterías de Ion-litio es el siguiente, mostrado en la ecuación 48:

Ecuación 48

Estado de carga SOC para baterías de Ion-Litio.

$$SOC = \frac{Cap - Q}{Cap} * 100$$

Donde:

SOC: Estado de carga en %.

Cap: Acumulación de las baterías en Ah.

Q: Capacidad de carga de las baterías en Ah.

Para poder determinar la variable Q que es la capacidad de carga de las baterías se la realiza mediante la siguiente ecuación 49:

Ecuación 49

Capacidad de carga para baterías de Ion-Litio

$$Q = I * h$$

Donde:

Q: Capacidad de carga en Ah

I: Corriente de carga por celda de las baterías en A.

h: Tiempo de carga de las baterías en hrs.

Mediante el criterio mostrado se procede a generar estados de carga en los que los EV's pueden llegar al punto de carga de forma aleatoria, pero para ello se toman únicamente los rangos de carga mínimos y máximos recomendados para cada batería para mantener un buen estado de las mismas, es así que para los EV's del Nissan Leaf se tienen rangos recomendados de entre 20% al 80%, para el KIA Soul del 15% al 95%, para el Renault Kangoo del 20% al 80% y finalmente para el BYD E6 se tienen rangos recomendados del 15% al 80% de carga.

Una vez definido esto se procede mediante el método probabilístico de Monte Carlo, a generar los diferentes estados de carga SOC para cada modelo de EV's, únicamente dentro de

los rangos recomendados para mantener el buen estado de las baterías, y para realizar un modelamiento lo más real posible se tomó en cuenta que los valores más representativos del estado de carga sean menores al 50%, ya que no sería lo más común que lleguen los EV's a los puntos de carga si cuentan con estados de carga del 90%, 80%, 70%, sino que llegarían en su mayoría en estados de carga menores al 50%.

Una vez determinado el SOC y los voltajes totales de cada una de las baterías de los modelos de EV's, se debe calcular cada una de las potencias consumidas para dichas baterías, para ello se lo realiza aplicando la ecuación 50.

Ecuación 50

Potencia de los EV's.

$$P = \frac{V_{bat} * I_{bateria}}{1000 W}$$

Donde:

P:Potencia en Kw

I_{bateria}: Acumulación de la batería

V_{bat}: Voltaje de la batería

Para poder determinar la corriente de cada batería se debe considerar la capacidad de carga y el tiempo de carga de las baterías para cada modelo de EV's, aplicando la ecuación 51.

Ecuación 51

Corriente de la batería

$$I_{bateria} = \frac{Cap}{T_n}$$

Donde:

T_n:Tiempo de carga de la bacteria en función del SOC

Cap: Acumulación de la batería

En la ecuación 52, se muestra el cálculo del tiempo de caga de la batería la misma que están en función del SOC.

Ecuación 52

Tiempo de carga de la batería en función del SOC

$$T_n = SOC * t_c$$

Donde:

T_n : Tiempo de carga de la batería en función del SOC

SOC : Estado de carga %

t_c : Tiempo de carga total de la batería

Metodología para el análisis de cargabilidad de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctricos al sistema de potencia.

Para la designación de las potencias y de los vehículos al sistema de 33 nodos, se planteó dos casos de estudio, en el primero, el sistema se distribuye de manera homogénea es decir la distribución de los vehículos eléctricos junto con sus potencias es uniforme para cada uno de los nodos, en el segundo caso la distribución es diferente debido a que se tuvo en cuenta que no en todos los lugares de esta ciudad existen vehículos eléctricos por lo cual en algunos nodos no tendrán vehículos eléctricos.

Caso I

Para realizar la designación de los nodos de manera homogénea de los vehículos eléctricos, se investigó cuantos vehículos eléctricos existían en la ciudad de New York obteniendo un universo total de vehículos eléctricos de 30,410 y cuáles son las marcas que más se comercializan en este lugar como también las más vendidas en el año 2021, acorde a esto se determinó los porcentajes de cada una de las marcas más vendidas de este año como lo son los Nissan, Kia, Renault y Byd.

El porcentaje que tienen los vehículos Nissan es del 46.82%(14239 EV's), la marca Kia 23.96%(7287 EV's), Renault 21.92% % (6665 EV's) y Byd el 7.3%(2219 EV's). Para designar cada una de estas marcas de acuerdo a sus porcentajes se utilizó el método de Montecarlo, el

cual genera números aleatorios de acuerdo algunas restricciones, por ejemplo en el caso I, si los números aleatorios son menores o igual a la probabilidad de los vehículos Nissan, este se asignará a un nodo y se guardará los datos para luego ser mostrados en cada uno de los nodos, el mismo procedimiento se realiza con los demás vehículos con la diferencia que se suman cada vez los porcentajes del vehículo anterior para así obtener al final la probabilidad del 100% y una distribución uniforme. Para contar la cantidad de cada vehículo eléctrico de cada marca que se conecta a cada nodo se creó la variable de nodos de conexión el cual con el comando unique se eliminan los valores que se puedan duplicar al momento de generar la designación de los vehículos de cada uno de los nodos, luego en la variable cantidad_nissan se crea un arreglo de la misma cantidad de elementos de los nodos de conexión y así sucesivamente para cada una de las marcas; a continuación, se suman los números de vehículos designados y se multiplica por cada una de las potencias generadas anteriormente y se obtienen los resultados donde se observa los números de vehículos asignados por cada una de las marcas, y las potencias totales por cada uno de los nodos para que luego estos datos se ingresen al PF.

Caso II

Los universos siguen siendo los 30410 vehículos eléctricos y el número de nodos tampoco cambia siguen siendo los 33 nodos, los porcentajes de probabilidad se mantiene con los vehículos Nissan de 46.82% (14239 EV's), Kia 23.96% (7287 EV's), Renault 21.92% (6665 EV's) y Byd el 7.3% (2219 EV's). Para calcular el número de vehículo de cada marca que se va asignar a cada una de las nodos se crea números aleatorios y dentro de este se multiplica el número de vehículos totales por el porcentaje de cada una de las marcas y se guarda en la variable num_vehiculos_nissan a continuación de esto se crea una matriz de ceros para poder almacenar los datos de los vehículos eléctricos de las cuatro marcas, para la distribución y la asignación de los vehículos se genera de igual manera números aleatorios para realizar la división del número de vehículos eléctricos dividido para el numero de nodos y este se va a

guardar en la variable resultados y así sucesivamente se realiza con los demás marcas. Para simular que en algunos nodos no existen vehículos eléctricos se originó valores aleatorios y se restringió para que en determinados nodos de manera aleatoria no se conecten vehículos eléctricos, al finalizar se obtienen los resultados donde se observa los números de vehículos asignados por cada una de las marcas, y las potencias totales por cada uno de los nodos para que luego estos datos se ingresen al PF.

Para el presente trabajo de titulación se analizará flujos de potencia (PF) mediante la herramienta Matpower del software Matlab, en donde se selecciona el caso de estudio de la IEEE de 33 nodos para poder determinar la cargabilidad de las líneas de distribución del sistema.

Para determinar dicha cargabilidad se siguieron los siguientes pasos:

1. Con lo descrito anteriormente se obtiene los valores de potencia de los vehículos eléctricos para cada uno de los nodos. A continuación, se abre la herramienta Matpower del software Matlab y se llama al caso de estudio de 33 nodos de la IEEE.
2. Una vez llamado al caso de estudio se verifican las potencias iniciales por default del sistema.
3. Se crea una matriz de ceros de 37 filas y de 1 columna para almacenar los datos de la potencia nominal de todo el sistema y se procede al cálculo de la misma.
4. Luego se crea una matriz de la misma dimensión de la matriz de ceros, la cual contiene los datos obtenidos de potencia de cada uno de los nodos en la inserción de vehículos eléctricos
5. A continuación, a la matriz de las potencias para los 33 nodos requerida por los vehículos eléctricos se suma con la matriz original de potencias del sistema para así obtener la potencia total de cada uno de los nodos.

6. Una vez obtenida la potencia total en cada uno de los nodos se llama a variable que contiene las potencias iniciales y se guardan las nuevas potencias generadas para el sistema luego de la inserción de vehículos eléctricos.
7. Finalmente, para obtener la cargabilidad se divide la matriz de las potencias totales de las líneas luego de la inserción de vehículos, con la matriz de potencias nominales del sistema. De esta manera se obtiene la cargabilidad de las líneas en porcentaje para de esta manera ver qué ocurre con el sistema cuando la inserción es al 50,75,90 y al 100% y de esta forma poder interpretar los resultados obtenidos.

Para determinar la cargabilidad del sistema en cada una de las líneas es necesario conocer los datos de potencias para la demanda en cada nodo, así como la potencia total del sistema. La potencia total del sistema se determina mediante los datos proporcionados por el caso de estudio de 33 nodos en Matpower mediante la siguiente ecuación 53.

Ecuación 53

Potencias total del sistema

$$P_{maxt} = \frac{(\sqrt{3} * V_L * I_L * pf)}{1000 W}$$

Donde:

P_{maxt} : Potencia Total del sistema (Mw).

V_L : Voltaje del sistema (Kv).

I_L : Corriente del sistema (A)

pf : Factor de potencia residencial (0.95)

Para determinar la cargabilidad del sistema se debe conocer la potencia transmitida por la línea, luego de simular flujos de potencia en donde la potencia de la demanda original del sistema se sumará con la potencia de cada nodo cuando existe inserción de los EV's, para determinar esto se aplica la siguiente ecuación 54 en porcentaje.

Ecuación 54

Cargabilidad

$$\% \text{ Cargabilidad} = \frac{P_{\text{lineas}}}{P_{\text{maxt}}} * 100$$

Donde:

P_{maxt}:Potencia Total del sistema (MW).

P_{lineas}:Potencia total de cada línea en (MW).

Cargabilidad:Cargabilidad de las líneas de distribución.

Simulación del comportamiento de las líneas de distribución ante la integración masiva de vehículos eléctrico al sistema de potencia.

Matpower es un paquete gratuito de código abierto escrito en este lenguaje Matlab está diseñado para realizar diferentes estudios en el sistema eléctrico. Esta herramienta de simulación está diseñada para realizar diferentes estudios y proporcionar resultados satisfactorios. Mantenga el código simple, fácil de escribir, comprender y modificar, para poder comprender la solución de flujos de potencia mediante la herramienta Matpower de Matlab podemos citar los siguientes pasos:

1. **Inicialización de las variables.** Se parte de la inicialización de las variables de estado del sistema como voltajes y ángulos de fase, con valores iniciales.
2. **Construcción del Jacobiano.** Dentro de la solución se procede con el cálculo de las derivadas parciales de las potencias con respecto a las variables de estado (voltajes y ángulos de fase), para de esta manera obtener la matriz Jacobiana. Esta matriz Jacobiana cumple un papel muy importante para lo que es en sí, la convergencia del método.
3. **Resolución del sistema de ecuaciones.** Una vez que se genera la matriz Jacobiana, el PF resuelve el sistema de ecuaciones lineales resultante del método de Newton-Raphson, que también toma en cuenta a la matriz Jacobiana y las diferencias entre las potencias calculadas y las potencias reales.

- 4. Actualización de las variables de estado.** Mediante el proceso anterior, al simular el PF, se actualizan las variables de estado en voltajes y ángulos de fases con todas las correcciones obtenidas en el paso anterior.
- 5. Convergencia.** Este paso es fundamental para el PF ya que se evalúa la convergencia del proceso haciendo una comparación entre las diferencias de las potencias calculadas y las potencias reales con cierto criterio de convergencia.
- 6. Iteración.** Acorde al paso anterior si el criterio de convergencia no se cumple, se repiten los pasos 2 a 5 hasta que se logre una convergencia aceptable, de no ser así, el PF no encontrara dicha convergencia y el sistema se asume no podría operar.

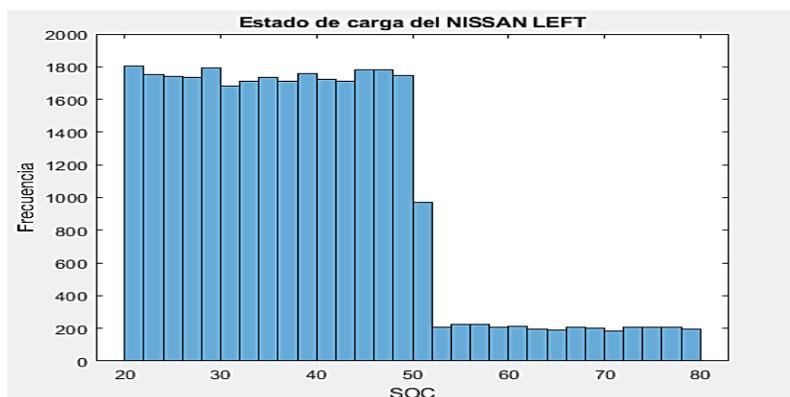
Capítulo IV

Análisis de resultados de la metodología planteada

Para nuestro caso de estudio, de acuerdo con la modelación de las baterías de Ion-Litio acorde al modelo de Chen 2006, se pudo calcular el Voc (SOC), Rs, R1 y C1, R2 y C2, mismos que son los datos de entrada del modelo para poder determinar cada voltaje de las baterías Vbat de las diferentes marcas de EV's. estos resultados se puede observar en la figura 26. Para poder determinar dichas variables de entrada del modelo, se debe determinar en primer lugar el SOC para cada marca de baterías de los EV's. La variable SOC representa el estado de carga en el que se va a encontrar la batería al momento de llegar a los diferentes puntos de carga, por lo que se emplea el método probabilístico de Monte Carlo para conocer de manera aleatoria dichos estados de carga que depende de los datos y rangos recomendados en la tabla 6 para cada batería, para la aplicación del método de Monte Carlo se puede observar en la figura 24 los estados de carga, con una frecuencia mayor de resultados desde el rango mínimo recomendado hasta el 50% de su estado de carga, obteniendo así los siguientes resultados de forma aleatoria.

Figura 24

Estado de carga SOC generado aleatoriamente para el modelo de batería del EV Nissan Leaf.

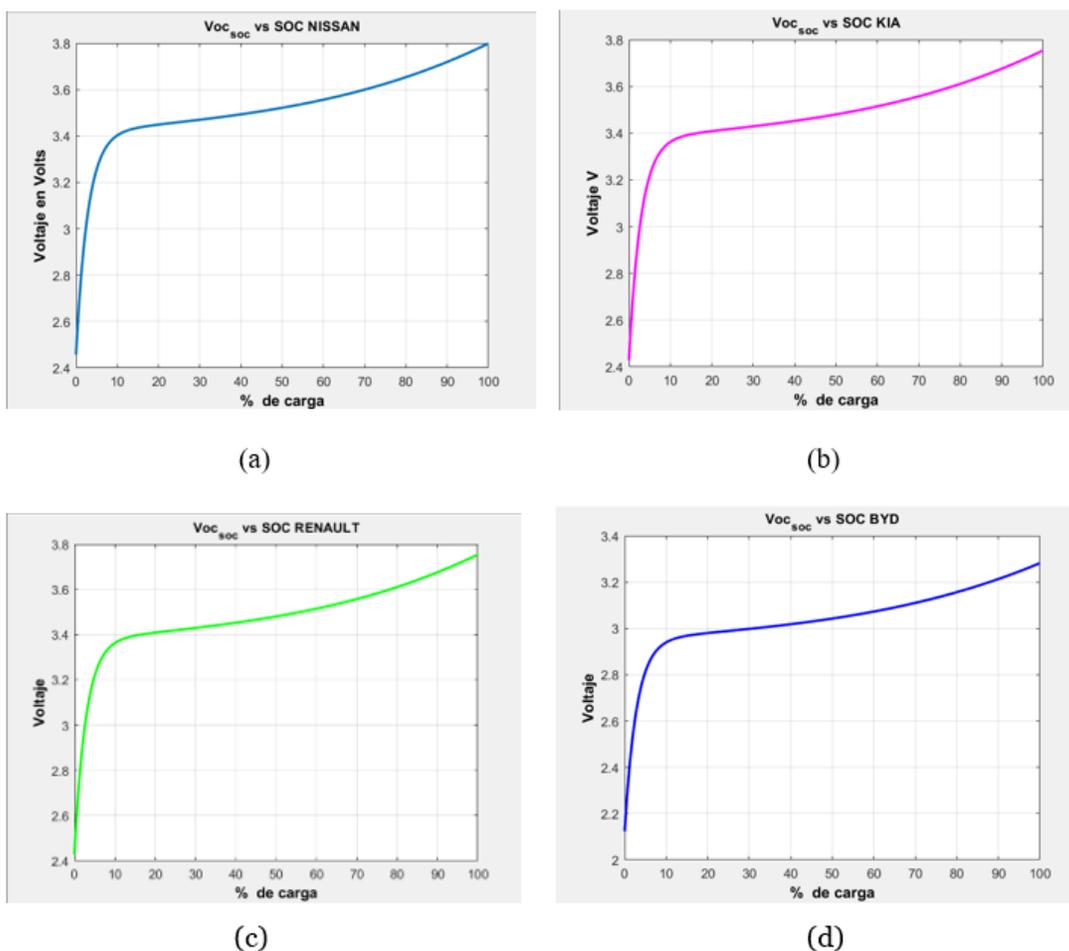


Nota. Se presenta la gráfica de los estados de carga SOC generados aleatoriamente para modelo de EV del Nissan Leaf.

Cada una de las baterías de los EV's tiene un voltaje de carga nominal el mismo que está en función del SOC, mediante la ecuación 44 se determina dicho voltaje el cual posteriormente nos permitirá determinar el voltaje total para cada batería, de esta manera tenemos voltajes de carga nominales con valores para el Nissan Leaf 3.8V, para el KIA Soul 3.75 V, para el Reanault Kangoo 3.5V y para el BYD E6 un voltaje de 3.2V. Esto se puede observar en la figura 25.

Figura 25

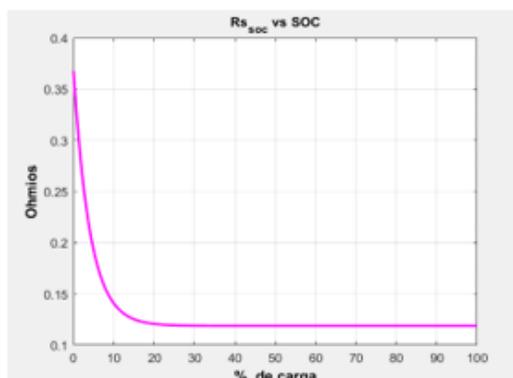
Voc (SOC) para los modelos de batería de los vehículos eléctricos



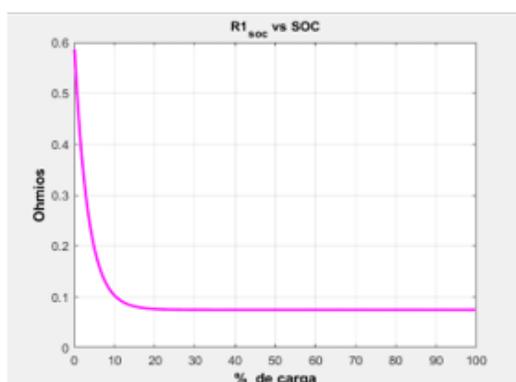
Nota. Se presenta la gráfica del voltaje del estado de carga propuesto por Chen 2006 dispuesto para las baterías de Ion-Litio para los modelos NISSAN (a), KIA (b), RENAULT (c) y BYD (d).

Figura 26

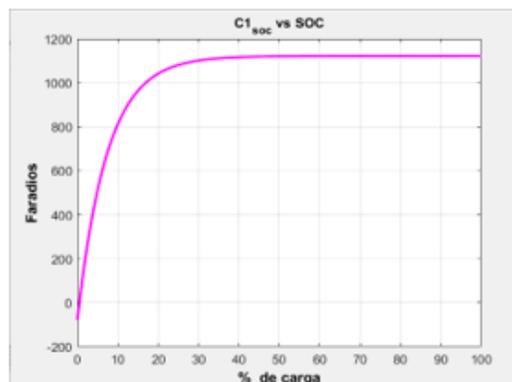
Elementos de entrada para el modelado de las baterías según el modelo de Chen.



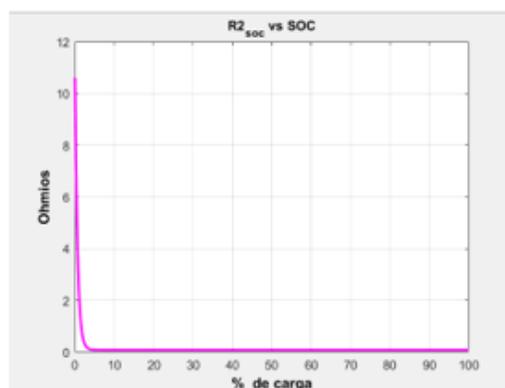
(a)



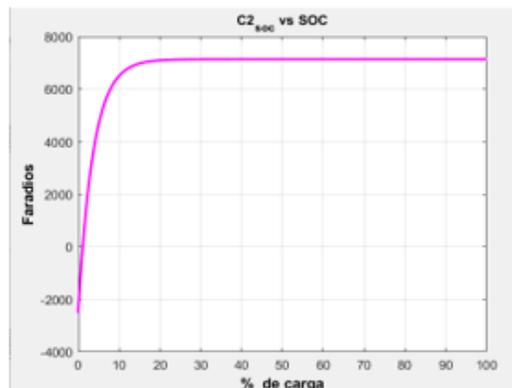
(b)



(c)



(d)



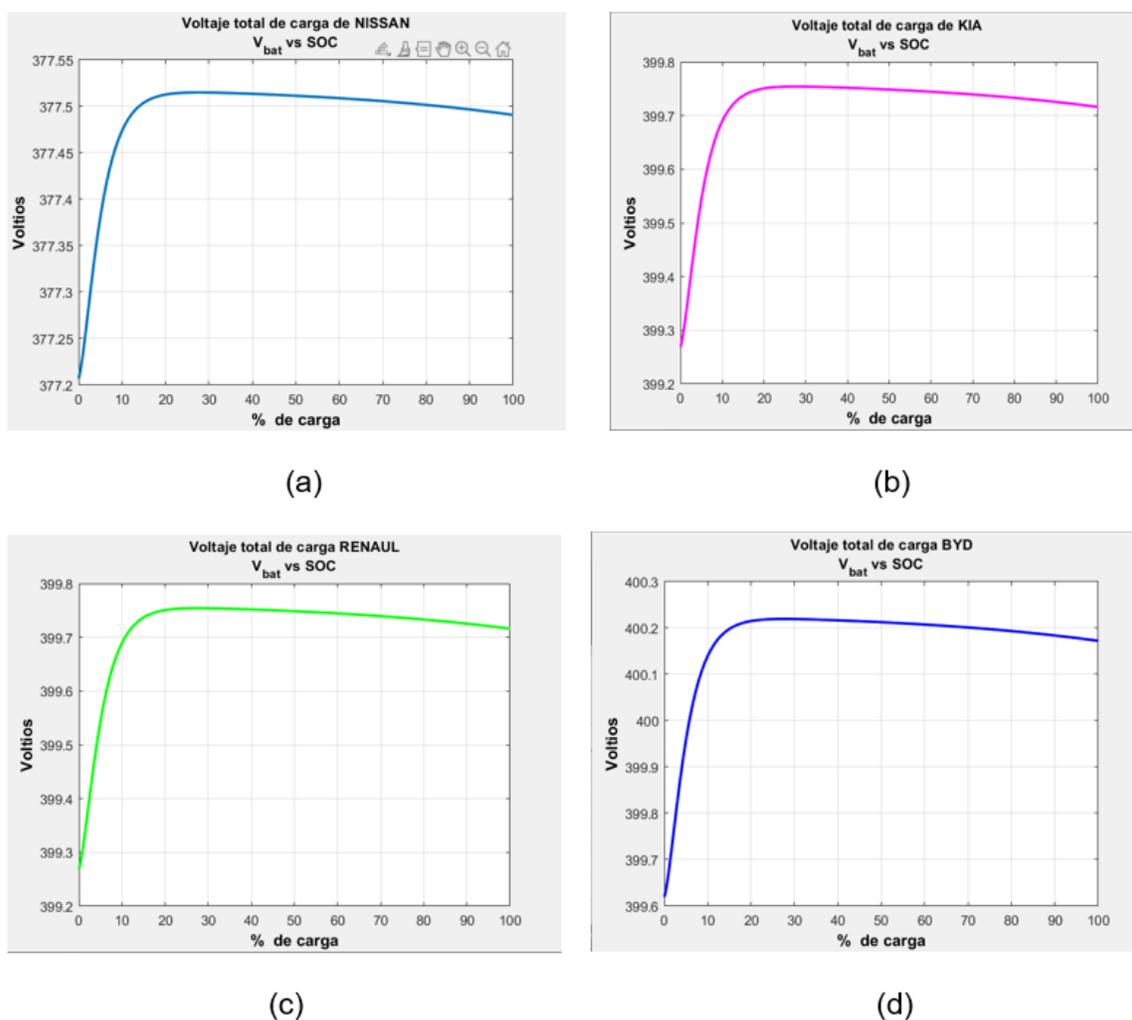
(e)

Nota. En la figura se muestra los parámetros de entrada calculados en donde se representa la resistencia en serie(a), respuesta transitoria a corto plazo (b y c), respuesta transitoria a largo plazo (d y e).

En la figura 27 se muestra ya el voltaje de las baterías de los EV's acorde al cálculo generado mediante la ecuación 44, en donde, mediante los cálculos generados para cada elemento de entrada de la batería, el SOC, el Voc (SOC) se determina el voltaje que le falta a la batería para completar su carga dichos valores de voltaje posteriormente servirán para determinar las potencias de demanda de cada EV's.

Figura 27

Voltaje total de las baterías para cada marca de EV's.



Nota. Representa la curva del voltaje total de las baterías NISSAN (a), KIA (b), RENAULT (c) y BYD (d). Tomadas para un estado de carga de 0% con el fin de observar el comportamiento de carga para cada una de ellas.

La potencia para cada uno del vehículo se obtuvo mediante las ecuaciones 50,51 y 52. Estos resultados se generan para cada uno de los universos de los vehículos dependiendo el porcentaje de cada una de las muestras de los EV's y se muestran en la tabla 7.

Tabla 7

Cálculos de potencias KIA VE'S al 1%.

VE'S	POTENCIA	VE'S	POTENCIA	VE'S	POTENCIA
KIA	(kW)	KIA	(kW)	KIA	(kW)
1	4.63	26	2.17	51	8.30
2	4.53	27	6.64	52	3.50
3	11.72	28	3.16	53	2.52
4	8.30	29	5.11	54	9.49
5	4.98	30	4.63	55	4.15
6	3.38	31	5.53	56	6.64
7	2.19	32	4.53	57	7.38
8	3.69	33	3.16	58	2.85
9	11.07	34	7.38	59	3.16
10	5.53	35	5.69	60	3.69
11	7.12	36	6.23	61	2.26
12	3.98	37	5.69	62	13.28
13	4.33	38	5.69	63	5.11
14	4.33	39	2.62	64	3.44
15	4.98	40	5.11	65	3.38
16	9.49	41	7.38	66	5.53
17	2.34	42	2.21	67	3.69
18	2.14	43	5.69	68	11.07

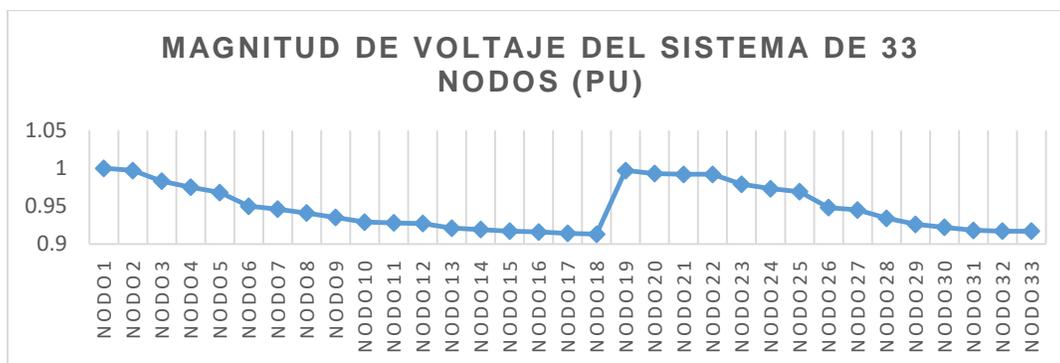
VE'S	POTENCIA	VE'S	POTENCIA	VE'S	POTENCIA
KIA	(kW)	KIA	(kW)	KIA	(kW)
19	2.69	44	4.63	69	2.81
20	2.49	45	4.98	70	2.93
21	2.66	46	3.07	71	4.07
22	3.91	47	10.49	72	5.86
23	4.43	48	5.69	73	7.66
24	4.07	49	2.81		
25	3.16	50	3.38		

Nota. Las potencias determinadas para cada iteración son distintas debido a que dependen a un distinto voltaje y corriente, así como también del universo de cada vehículo.

La figura 28, 29 y la tabla 8 representan los valores del flujo de potencia del sistema original, la magnitud del voltaje ayuda a que los sistemas eléctricos de distribución puedan controlar y regular los voltajes, los cuales deben estar establecidos bajo ciertos parámetros con el fin de mantener la estabilidad del sistema.

Figura 28

Magnitud del voltaje del sistema de 33 nodos.

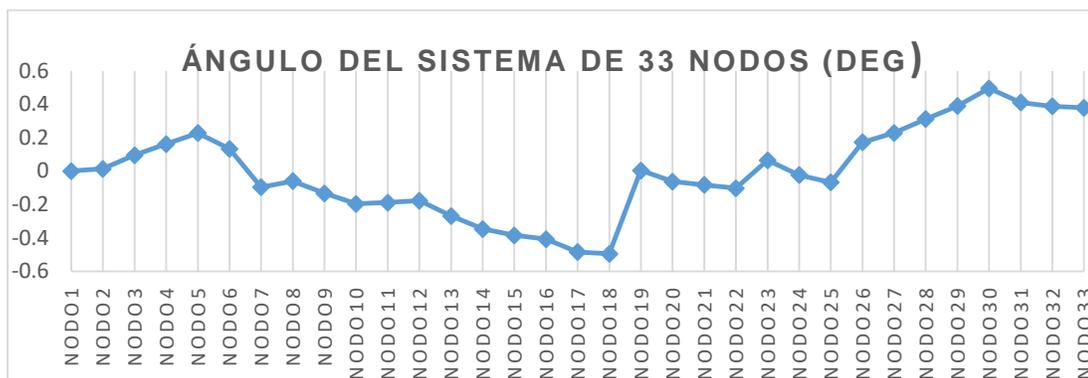


Nota. La magnitud del voltaje de cada uno de los nodos va bajando hasta 0.9 y vuelve a subir cuando se encuentra en el nodo 19 y vuelve a caer el voltaje.

El ángulo permite dar estabilidad al sistema con la finalidad de mantener el sincronismo del sistema luego de haber sido sometido a una perturbación.

Figura 29

Ángulo de voltaje sistema de 33 nodos



Nota. El ángulo de voltaje del sistema de 33 nodos.

Tabla 8

Datos de las líneas

Desde el nodo	Hasta el nodo	Inyección del nodo	
		P (MW)	Q (MVar)
1	2	3,92	2,44
2	3	3,44	2,21
3	4	2,36	1,68
4	5	2,22	1,59
5	6	2,14	1,55
6	7	1,10	0,53
7	8	0,89	0,42
8	9	0,69	0,32
9	10	0,62	0,30

Desde el nodo	Hasta el nodo	Inyección del nodo	
		P (MW)	Q (MVAr)
10	11	0,56	0,27
11	12	0,52	0,24
12	13	0,45	0,21
13	14	0,39	0,17
14	15	0,27	0,09
15	16	0,21	0,08
16	17	0,15	0,06
17	18	0,09	0,04
2	19	0,36	0,16
19	20	0,27	0,12
20	21	0,18	0,08
21	22	0,09	0,04
3	23	0,94	0,46
23	24	0,85	0,41
24	25	0,42	0,20
6	26	0,95	0,97
26	27	0,89	0,95
27	28	0,82	0,92
28	29	0,75	0,89
29	30	0,63	0,81
30	31	0,42	0,21
31	32	0,27	0,14

Desde el nodo	Hasta el nodo	Inyección del nodo	
		P (MW)	Q (MVar)
32	33	0,06	0,040
21	8	0,00	0,00

Nota. En la tabla indican los datos de las líneas, tanto de inyección de potencia activa como reactiva y las pérdidas que estas tienen en el sistema, esto se utiliza para poder determinar la cargabilidad original que tiene el sistema. Tomado por (Baran & F, 1969)

Análisis de resultados del flujo de potencia para determinar la cargabilidad de las líneas de distribución ante la inserción de EV's.

En el desarrollo del presente trabajo de titulación, se presentó una serie de desafíos, los cuales al momento de realizar los flujos de potencia tanto en OPF y PF se pudo verificar que el sistema no converge ante la inserción de vehículos eléctricos al 50%,75%,80%, 90% y 100% de inserción total al sistema de 33 nodos, debido a que la herramienta de MatPower de Matlab, da solución de flujos de potencia por medio del método de Newton Raphson, mismo que se basa en realizar cada una de las iteraciones para encontrar el estado de flujo del sistema cada vez que realizar una iteración, este calcula la corrección de las variables del estado en el que se encuentra el sistema, es decir, tanto en voltajes como en ángulos, hasta que la diferencia entre las potencias reales con las calculadas hasta que sean pequeñas.

Al momento de realizar la inserción de las demandas de consumo de los EV's al sistema de 33 nodos en la herramienta MatPower el sistema no converge, debido a que el universo de los vehículos eléctricos es alto ante una inserción de EV's al 50%,75%,80%, 90% y 100%, en relación al universo total de vehículo de 30410 EV's por lo que el sistema propuesto no soporta gran cantidad de demanda en potencia de los EV's , por lo cual las nodos se sobrecargan y el suministro de energía puede caer de manera parcial, también podría ocurrir

que al tener un solo generador este no abastece la energía necesaria para satisfacer la demanda masiva de los EV's.

Por este motivo, debido a que el caso de estudio propuesto por la IEEE para el caso de 33 nodos de distribución no soporta la inserción masiva de vehículos eléctricos al 50%,75%,80, 90% y 100%, teniendo en cuenta un universo de 30410 EV's, se comprobó que la cantidad de vehículos que ingresan al sistema como cargas es demasiado grande y por ende el sistema no puede satisfacer la demanda total que se necesita para cargar esta gran cantidad de vehículos, por dicha razón, no es posible realizar el PF bajo estos porcentajes masivos de inserción de EV's.

Para poder determinar cuál es el porcentaje de inserción admisible de vehículos eléctricos en el sistema se recurrió a diferentes posibilidades aplicando el método de prueba y error para encontrar los nuevos porcentajes de vehículos con respecto al universo total. Es así que se determinó que el porcentaje máximo de inserción para el CASO I se da hasta el 5%, y para el CASO II se da hasta el 4% de inserción debido a que, si se sobrepasa este porcentaje, el flujo de potencia no converge. Para poder realizar las comparaciones de cargabilidad también se realiza el análisis para el CASO I y CASO II al 1% de inserción, esto con el fin de poder observar el incremento o decremento de las potencias en las líneas y por ende la cargabilidad en las mismas para posteriormente realizar un análisis para cada Caso descrito.

Para determinar los flujos de potencias del sistema de 33 nodos al 1% de inserción se determinó que el nuevo universo de vehículo a este porcentaje es de 304 EV's, mientras que al 5% de inserción se tiene un universo de 1520 EV's, con estos nuevos datos se realiza la designación de los vehículos y las potencias en cada uno de los 33 nodos del sistema para los dos casos, tanto para el CASO I homogéneo y CASO II no homogéneo obteniendo así los siguientes resultados representados en la tabla 9:

Tabla 9

Designación del número de los VE'S de cada marca, para uno de los nodos del sistema según el Método de Montecarlo al 1% de inserción

Caso I Homogéneo al 1%						Caso II No Homogéneo al 1%					
Nodo #	Nissan	Kia	Renault	Byd	# VE'S	Nodo #	Nissan	Kia	Renault	Byd	# VE'S
1	0	0	1	0	1	1	9	2	2	1	14
2	4	1	0	0	5	2	0	0	0	0	0
3	6	2	2	0	10	3	10	2	2	1	15
4	3	0	0	1	4	4	10	2	2	1	15
5	7	2	2	0	11	5	10	2	2	1	15
6	4	1	3	2	10	6	10	2	2	1	15
7	4	2	1	0	7	7	10	2	2	0	14
8	4	1	1	0	6	8	9	2	2	2	15
9	8	4	0	3	15	9	0	0	0	0	0
10	6	5	5	1	17	10	9	2	0	0	11
11	6	3	3	0	12	11	9	2	1	0	12
12	4	3	4	0	11	12	9	2	1	0	12
13	3	1	0	1	5	13	0	0	0	0	0
14	4	2	0	0	6	14	0	0	0	0	0
15	6	1	3	1	11	15	9	1	1	1	12
16	6	1	1	1	9	16	0	0	0	0	0
17	4	2	1	1	8	17	9	9	1	0	19
18	6	1	0	0	7	18	8	1	1	0	10
19	3	3	0	1	7	19	7	1	1	0	9
20	1	0	1	1	3	20	7	1	1	0	9
21	2	5	3	0	10	21	7	1	1	0	9
22	4	1	2	0	7	22	7	1	1	0	9
23	4	0	4	0	8	23	7	1	1	0	9
24	4	3	1	0	8	24	7	1	1	0	9
25	8	2	4	2	16	25	7	1	1	0	9
26	4	3	1	0	8	26	7	1	1	0	9
27	4	1	2	1	8	27	7	1	1	0	9
28	4	3	0	0	7	28	7	1	1	0	9
29	2	1	1	0	4	29	7	1	1	0	9
30	3	1	0	0	4	30	7	1	1	0	9
31	3	1	3	2	9	31	7	1	1	0	9
32	6	5	4	2	17	32	7	1	1	0	9
33	8	3	4	2	17	33	7	1	1	0	9
Total					304	Total					304

Nota. Designación de los vehículos eléctricos en los nodos del sistema de 33 nodos de la IEEE

Para la designación homogénea de los vehículos en los 33 nodos se ocupó el método probabilístico de Monte Carlo, el cual nos ayuda con la designación aleatoria de los vehículos.

Es así que se puede observar en la tabla 10 como mediante este método se realiza la

designación homogénea, en la cual consiste en colocar cada uno de los vehículos eléctricos en los nodos de manera uniforme mientras que el caso no homogéneo consiste en que en algunos nodos no existirá inserción de vehículos en los puntos de carga.

Tabla 10

Designación de potencias en kW de los EV's de cada marca y para cada uno de los nodos según el Método de Montecarlo

Nodo #	Caso Homogéneo al 1%					Nodo #	Caso No Homogéneo al 1%				
	Nissan	Kia	Renault	Byd	Pot T kW		Nissan	Kia	Renault	Byd	Pot T kW
1	0	0	5.00	0	5.00	1	50.75	21.08	31.20	10.46	113.51
2	29.57	5.45	0	0	35.04	2	0	0	0	0	0
3	44.36	10.91	10.01	0	65.30	3	56.39	21.08	31.20	10.46	119.15
4	22.18	0	0	27.40	49.58	4	56.39	21.08	31.20	10.46	119.15
5	29.24	15.62	10.21	0	55.08	5	56.39	21.08	31.20	10.46	119.15
6	29.57	5.45	15.01	54.80	104.86	6	56.39	21.08	31.20	10.46	119.15
7	29.57	10.91	5	0	45.50	7	56.39	21.08	31.20	0	108.69
8	29.57	5.45	0	0	35.03	8	50.75	21.08	31.20	0	103.05
9	59.15	21.83	0	82.20	163.20	9	0	0	0	0	0
10	44.36	27.29	25.03	27.40	124.09	10	50.76	21.08	15.60	0	87.44
11	44.36	16.37	15.01	0	75.76	11	50.76	21.08	15.60	0	87.44
12	29.57	16.37	20.02	2	65.98	12	50.76	21.08	15.60	0	87.44
13	22.18	5.45	0	27.40	55.04	13	0	0	0	0	0
14	29.57	10.91	0	0	40.49	14	0	0	0	0	0
15	44.36	5.45	15.01	27.40	92.24	15	50.75	10.54	15.60	0	76.90
16	44.36	5.45	5.00	27.40	82.23	16	0	0	0	0	0
17	29.57	10.91	5.00	27.40	72.90	17	50.75	10.54	15.60	0	76.90
18	44.36	5.45	0	0	49.82	18	45.11	10.54	15.60	0	71.26
19	22.18	16.37	0	27.40	65.96	19	39.57	10.54	15.60	0	65.62
20	7.39	0	5.00	27.40	39.80	20	39.57	10.54	15.60	0	65.62
21	14.78	27.29	15.01	0	57.10	21	39.57	10.54	15.60	0	65.62
22	29.57	5.45	10.01	0	45.05	22	39.57	10.54	15.60	0	65.62
23	29.57	0	20.02	0	49.60	23	39.57	10.54	15.60	0	65.62
24	29.57	16.40	5.00	0	50.96	24	39.57	10.54	15.60	0	65.62
25	59.15	10.91	20.02	54.80	144.90	25	39.57	10.54	15.60	0	65.62
26	29.57	16.37	5.00	0	50.96	26	39.57	10.54	15.60	0	65.62
27	29.57	5.45	10.01	27.40	72.45	27	39.57	10.54	15.60	0	65.62
28	29.57	16.37	0	0	45.95	28	39.57	10.54	15.60	0	65.62
29	14.78	15.46	5.00	0	25.25	29	39.57	10.54	15.60	0	65.62
32	44.36	27.29	20.02	54.80	146.49	32	39.57	10.54	15.60	0	65.62
33	59.15	16.37	20.02	54.80	154.36	33	39.57	10.54	15.60	0	65.62

Nota. Designación de las potencias de los vehículos eléctricos en los 33 nodos para el caso 1.

Al igual que en la designación homogénea de los vehículos en los 33 nodos, se realiza la designación de potencias para cada uno de los vehículos que se conectaran al sistema, para ello se ocupó el método probabilístico de Monte Carlo, el cual nos ayuda con la designación aleatoria de dichas potencias. Es así que se puede observar en la tabla 11 como mediante este método se realiza la designación homogénea, en la cual consiste en colocar cada de las potencias de los vehículos en los nodos de manera uniforme mientras que el caso no homogéneo consiste en que en algunos nodos no existirá inserción de vehículos en los puntos de carga.

A continuación, se muestra las tablas de designación de EV's al 5% y 4% de inserción según el CASI I y CASO II.

Tabla 11

Designación del número de los EV's de cada marca, para uno de los nodos del sistema según el Método de Montecarlo al 5% y 4% de inserción.

Caso I Homogéneo al 5%						Caso II No Homogéneo al 4%					
Nodo #	Nissan	Kia	Renault	Byd	# VE'S	Nodo #	Nissan	Kia	Renault	Byd	# VE'S
1	25	8	9	3	45	1	36	9	8	3	56
2	24	10	11	6	51	2	37	9	8	3	57
3	17	8	8	2	35	3	36	8	8	3	55
4	22	11	12	6	51	4	36	8	7	2	53
5	26	9	13	5	53	5	35	8	7	2	52
6	16	7	8	1	32	6	35	8	7	2	52
7	24	16	11	4	55	7	0	0	0	0	0
8	25	6	15	3	49	8	34	7	6	2	49
9	23	14	9	6	52	9	33	7	6	2	48
10	27	15	11	6	59	10	33	7	6	2	48
11	24	13	9	3	49	11	33	6	6	2	47
12	21	7	12	2	42	12	0	0	0	0	0
13	31	8	9	5	53	13	32	6	6	2	46
14	27	10	10	6	53	14	32	6	5	2	45
15	24	13	7	5	49	15	31	6	5	2	44
16	16	12	4	3	35	16	31	6	5	2	44
17	16	9	14	1	30	17	0	0	0	0	0
18	23	8	9	3	43	18	30	5	5	2	42
19	16	12	5	4	37	19	30	5	5	2	42
20	22	15	16	5	58	20	30	5	4	1	40
21	24	17	14	5	60	21	29	5	4	1	39
22	25	12	10	3	50	22	29	5	4	1	39

Nodo #	Caso I Homogéneo al 5%					Nodo #	Caso II No Homogéneo al 4%				
	Nissan	Kia	Renault	Byd	# VE'S		Nissan	Kia	Renault	Byd	# VE'S
23	21	11	9	1	42	23	29	4	4	1	38
24	16	9	9	4	38	24	28	5	4	1	37
25	24	11	13	3	51	25	0	0	0	0	0
26	16	10	5	3	34	26	28	4	4	1	37
27	24	10	9	6	49	27	28	4	4	1	37
28	23	17	10	2	52	28	28	4	4	1	37
29	12	12	8	3	35	29	0	0	0	0	0
30	24	12	7	5	48	30	26	4	3	1	34
31	22	14	7	3	46	31	26	3	3	1	33
32	22	10	5	1	38	32	26	3	3	1	33
33	15	11	8	2	36	33	25	3	3	1	32
Total					1520	Total					1216

Nota. Designación de los vehículos eléctricos en los nodos del sistema de 33 nodos de la IEEE.

Se realiza la designación de los vehículos para cada uno de nodos que se conectaran al sistema, para ello se ocupó el método probabilístico de Monte Carlo, el cual nos ayuda con la designación aleatoria de dichos vehículos por cada una de las marcas. Es así que se puede observar en la tabla 12 como mediante este método se realiza la designación homogénea, en la cual consiste en colocar por cada marca cierto número de vehículos en los nodos de manera uniforme, mientras que el caso no homogéneo consiste en que en algunos nodos no existirá inserción de vehículos en los puntos de carga.

Tabla 12

Designación de potencias de los EV's de cada marca y para cada uno de los nodos según el Método de Montecarlo

Nodo #	Caso Homogéneo al 5%					Caso No Homogéneo al 4%				
	Nissan	Kia	Renault	Byd	Pot T	Nissan	Kia	Renault	Byd	Pot T
1	91.74	46.14	73.71	17.08	228.69	106.24	34.56	25.09	93.74	259.56
2	91.74	57.68	90.09	34.16	273.69	109.19	34.56	25.09	93.74	262.61
3	62.38	46.14	65.52	11.38	185.45	106.24	30.72	25.09	93.74	255.82
4	80.73	63.45	98.29	34.16	276.64	106.24	30.72	21.96	62.49	221.43
5	95.41	51.91	114.67	28.47	290.47	103.29	30.72	21.96	62.49	218.48
6	58.71	40.38	55.62	5.69	170.32	103.29	30.72	21.96	62.49	218.48
7	88.07	92.29	90.09	22.77	293.25	0	0	0	0	0
8	91.74	34.61	122.86	17.08	266.30	100.34	26.88	18.82	62.49	208.55
9	84.40	80.76	73.71	34.16	273.05	97.39	26.88	18.82	62.49	205.60
10	102.75	86.53	90.09	34.16	313.55	97.39	26.88	18.82	62.49	205.60

Nodo #	Caso Homogéneo al 5%					Caso No Homogéneo al 4%				
	Nissan	Kia	Renault	Byd	Pot T	Nissan	Kia	Renault	Byd	Pot T
11	88.07	74.99	73.71	17.08	253.87	97.39	23.04	18.82	62.49	201.76
12	77.06	40.38	98.29	11.38	227.12	0	0	0	0	0
13	113.76	46.14	73.71	28.47	262.10	94.44	23.04	18.82	62.49	198.80
14	102.75	57.68	81.90	34.16	276.51	94.44	23.04	15.68	62.49	195.67
15	88.07	74.99	57.33	28.47	247.87	91.48	23.04	15.68	62.49	192.72
16	58.71	69.22	32.76	17.08	177.78	91.48	23.04	15.68	62.49	192.72
17	58.71	51.91	114.67	5.69	231.00	0	0	0	0	0
18	84.40	46.14	73.71	17.08	221.35	88.53	19.20	15.68	62.49	185.92
19	58.71	69.22	40.95	22.77	191.67	88.53	19.20	15.68	62.49	185.92
20	84.40	86.53	131.05	28.47	330.46	88.53	19.20	12.54	31.24	151.54
21	91.74	98.06	114.67	28.47	332.95	85.58	19.20	12.54	31.24	148.59
22	91.74	69.22	81.90	17.08	259.22	85.58	19.20	12.54	31.24	148.59
23	77.06	63.45	73.71	5.70	219.93	85.58	15.36	12.54	31.24	144.79
24	58.71	51.91	73.71	22.77	207.13	82.63	15.36	12.54	31.24	141.79
25	88.07	63.45	106.48	17.08	275.09	0	0	0	0	0
26	58.71	57.68	40.95	17.08	174.44	82.63	15.36	12.54	31.24	141.79
27	91.74	57.68	73.71	34.16	257.31	82.63	15.36	12.54	31.24	141.79
28	84.40	98.06	81.90	11.38	275.77	82.63	15.36	12.54	31.24	141.79
29	44.03	69.22	65.52	17.08	195.87	0	0	0	0	0
30	38.07	69.22	57.33	28.47	243.10	76.73	15.36	9.41	31.24	132.75
31	80.73	80.76	57.33	17.08	235.91	76.73	11.50	9.41	31.24	128.91
32	80.73	57.68	40.95	5.69	185.07	76.73	11.52	9.41	31.24	128.91
33	55.04	63.45	65.52	11.38	195.41	73.78	11.52	9.41	31.24	125.96
					Total 8048.3				Total 5086.84	

Nota. Designación de las potencias de los vehículos eléctricos en los 33 nodos para el caso 1.

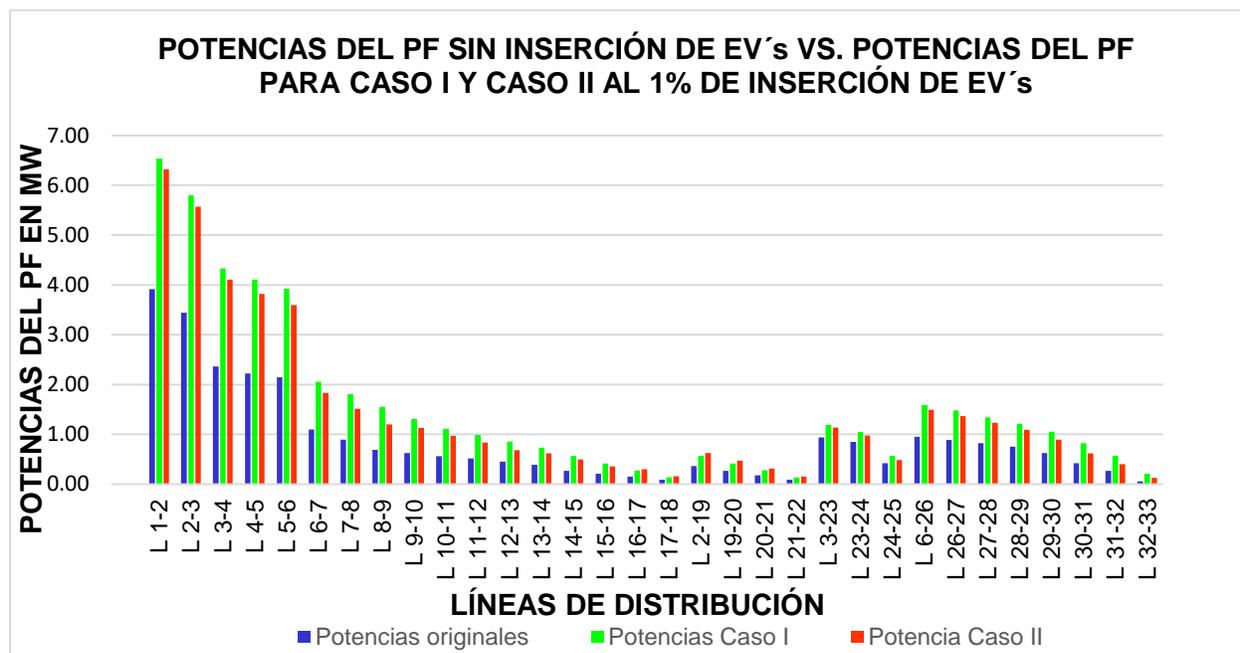
A continuación, se muestra la tabla 12 de designación de las potencias de vehículos eléctricos, en la cual se observa la diferencia que se tiene entre los dos casos, en el caso no homogéneo se puede evidenciar que no se conectan vehículos eléctricos en algunos nodos mientras que en el homogéneo todos los nodos están ocupados.

En la figura 30 se muestra la potencia original del sistema para cada nodo, la cual presenta una potencia máxima de 3.92 MW existen en las líneas L1-2, frente a las potencias resultantes del flujo de potencias de cada una de las líneas sumándole a las potencias originales del sistema, las potencias de demanda de los EV's designadas para cada nodo ante la inserción al 1% considerando los dos casos planteados, teniendo así para el CASO I una potencia máxima de 6.53 MW y para el CASO II una potencia máxima de 6.32 MW. De esta

manera se comprueba el incremento de la potencia demandada por los EV's ante una inserción en el sistema.

Figura 30

Diferencias de potencias originales y potencias resultantes del PF

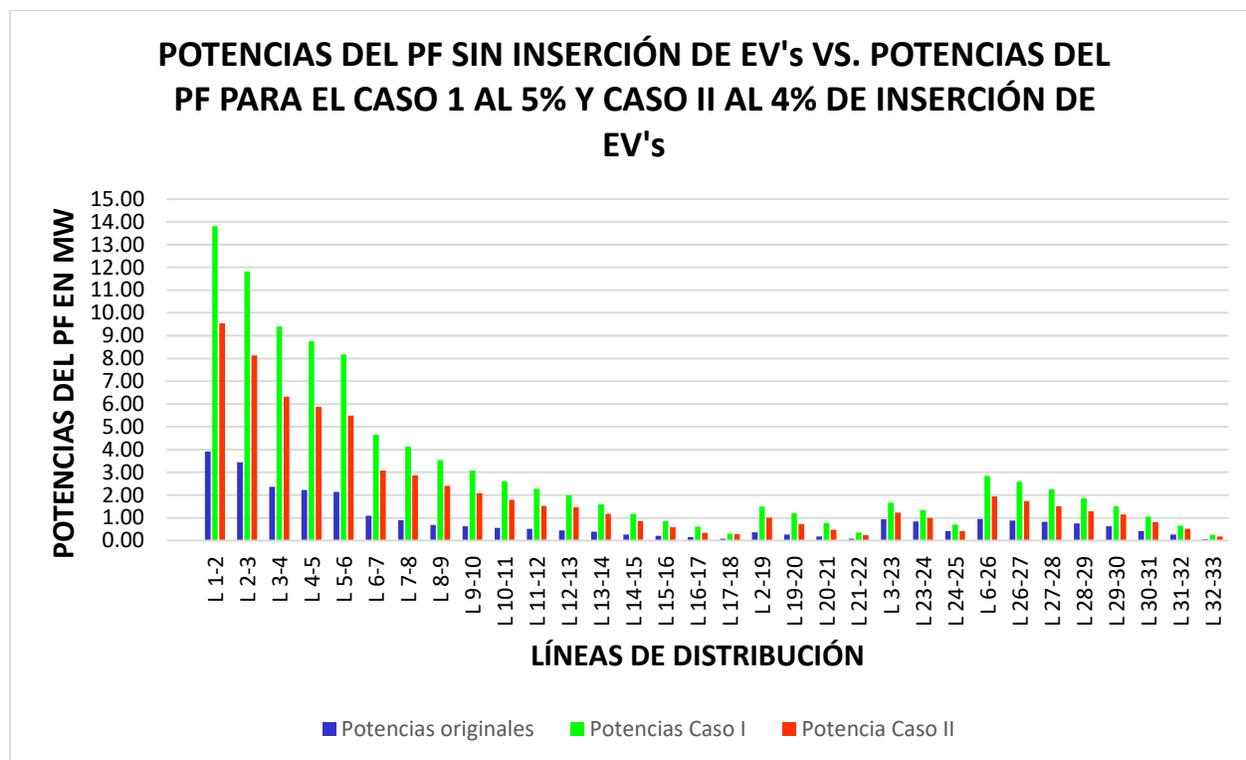


Nota. Comparación entre las potencias originales del PF y las potencias totales de las líneas al 1% de cada uno de los casos.

En la figura 31 se muestra la potencia original del sistema para cada nodo, la cual presenta una potencia máxima de 3.92 MW existen en las líneas L1-2, frente a las potencias resultantes del flujo de potencias de cada una de las líneas sumándole a las potencias originales del sistema, las potencias de demanda de los EV's designadas para cada nodo ante la inserción al 5% considerando los dos casos planteados, teniendo así para el CASO I una potencia máxima de 13.8 MW y para el CASO II una potencia máxima de 9.55 MW. De esta manera se comprueba el incremento de la potencia demandada por los EV's ante una inserción en el sistema.

Figura 31

Diferencias de potencias originales y potencias resultantes del PF al 4% 5%.



Nota. Comparación entre las potencias originales del PF y las potencias totales de las líneas al 5% y al 4% de cada uno de los casos.

A continuación, se realiza el análisis de cargabilidad de las líneas de distribución para el sistema de 33 nodos según la IEEE y la comparación de cada uno de los casos descritos anteriormente con la inserción de vehículos y sin la inserción de estos.

Análisis de cargabilidad de las líneas de distribución antes y después de la inserción de vehículos eléctricos al sistema de potencia.

Tabla 13

Cargabilidad de las líneas antes y después de la inserción de vehículos eléctricos al sistema de 33 nodos de la IEEE.

Líneas	Cargabilidad con inserción de EV's				
	Cargabilidad sin inserción EV's	Inserción al 1%		Inserción al 5% y 4%	
		CASO I	CASO II	CASO I	CASO II
L 1-2	37.6578	62.7839	60.7481	132.668	91.7994
L 2-3	33.1076	55.7345	53.5157	113.5819	78.1303
L 3-4	22.7128	41.6264	39.4593	90.4216	60.7816
L 4-5	21.3681	39.4831	36.6961	84.2601	56.4511
L 5-6	20.6116	37.7125	34.5437	78.6477	52.7959
L 6-7	10.528	19.7787	17.5915	44.6764	29.5806
L 7-8	8.5872	17.3582	14.5761	39.5689	27.5173
L 8-9	6.6182	14.9222	11.5373	33.9986	23.1265
L 9-10	6.0013	12.5859	10.8451	29.5697	20.0845
L 10-11	5.3903	10.6738	9.3223	24.9633	17.14
L 11-12	4.9524	9.493	8.0341	21.9438	14.7119
L 12-13	4.3672	8.2518	6.5952	19.0227	14.0557
L 13-14	3.7649	7.0561	5.9607	15.2681	11.282
L 14-15	2.6044	5.4887	4.7898	11.2885	8.1739
L 15-16	2.0242	4.0093	3.462	8.2176	5.7039
L 16-17	1.4448	2.6312	2.8772	5.8621	3.2492
L 17-18	0.8656	1.3453	1.5517	3.0024	2.6579
L 2-19	3.4714	5.4767	6.013	14.3589	9.6302
L 19-20	2.6047	3.9741	4.5129	11.6287	6.9676

Líneas	Cargabilidad con inserción de EV's				
	Cargabilidad sin inserción EV's	Inserción al 1%		Inserción al 5% y 4%	
		CASO I	CASO II	CASO I	CASO II
L 20-21	1.7316	2.7152	2.9955	7.4505	4.5953
L 21-22	0.8655	1.299	1.497	3.3692	2.296
L 3-23	9.0318	11.4387	10.9553	15.9294	11.8244
L 23-24	8.1361	10.0503	9.4164	12.8611	9.5172
L 24-25	4.0495	5.4511	4.6841	6.7141	4.0501
L 6-26	9.1392	15.3549	14.3825	27.3029	18.6208
L 26-27	8.5374	14.2373	13.1291	24.8897	16.6078
L 27-28	7.9287	12.9006	11.8656	21.6486	14.5826
L 28-29	7.2433	11.6775	10.4775	17.8562	12.3815
L 29-30	6.0146	10.1442	8.5754	14.496	11.0681
L 30-31	4.0547	7.8865	5.9663	10.0902	7.7859
L 31-32	2.5975	5.4536	3.8617	6.2692	5.0494
L 32-33	0.5769	2.0233	1.208	2.4575	1.7858

Nota. Diferencias entre los dos casos de cargabilidad de las líneas con la inserción de vehículos y la cargabilidad de la línea original sin vehículos.

Según lo descrito en la tabla 10 se procede a realizar el análisis de cargabilidad de las líneas, el mismo que para nuestro caso de estudio implica mostrar las diferencias que existen en el sistema cuando este se encuentra sin inserción de vehículos y con la inserción de vehículos a los porcentajes descritos para el CASO I y CASO II , debido a que como se explicó anteriormente el sistema no soporta una integración masiva de vehículos eléctricos por lo que el sistema al momento de realizar flujos de potencia este no converge por lo que no se puede determinar la cargabilidad ante esta integración masiva, es así que mediante el método de

prueba y error se determinó el porcentaje máximo de vehículos en el que el sistema si converge, teniendo así un análisis de cargabilidad para el CASO I al 5% y para el CASO II para el 4%, se realizó además el análisis de cargabilidad al 1% de inserción para ambos casos con el propósito de comparar el incremento de cargabilidad que puede tener cada una de las líneas del sistema al momento de la inserción de vehículos como cargas al sistema.

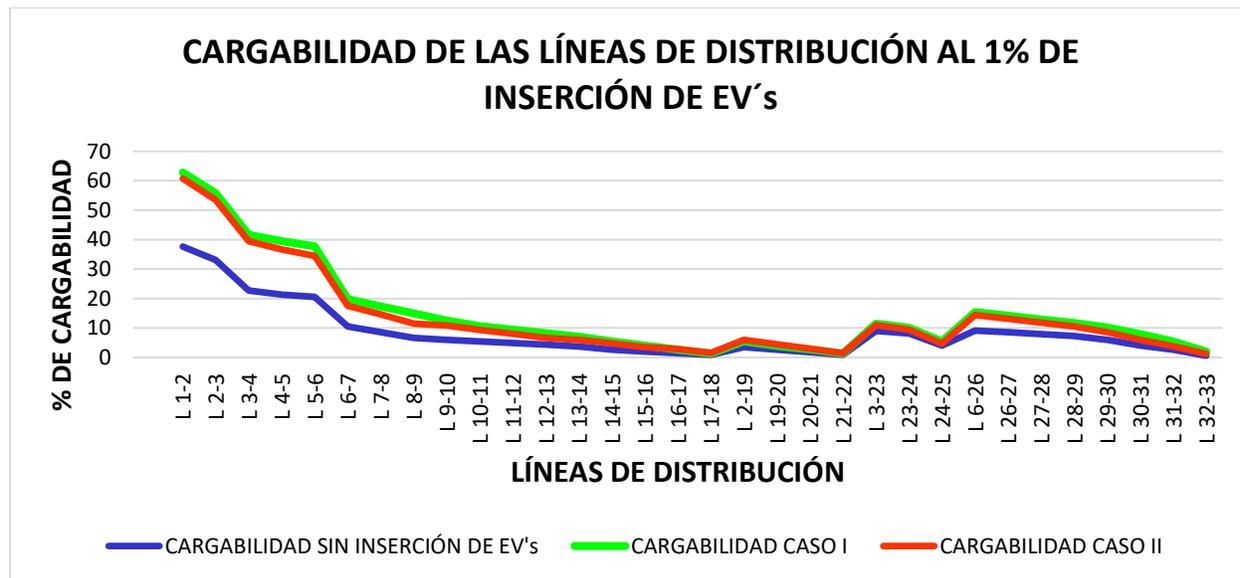
Debido a que el sistema presenta un solo generador de 10 MW este limita la inserción masiva de vehículos, si la demanda de vehículos es mayor, existe una sobrecarga en el generador y en las líneas más cercanas a este, es así que en este sentido en la línea L1-2 se presenta la cargabilidad máxima del sistema que es del 37.65 % sin la inserción de vehículos. Mientras que la cargabilidad de la línea L1-2 ante la inserción del 1% de vehículos se ve incrementada para el CASO I a 62.78 % de cargabilidad y para el CASO II, el sistema presenta una cargabilidad del 60.74% al mismo porcentaje de inserción.

De la misma manera al realizar la inserción al 5% de EV's se observa cómo se llega a la cargabilidad máxima que el sistema podría soportar para el CASO I, teniendo así una cargabilidad en la línea L1-2 del 132.66% es decir la línea se encuentra sobrecargada en un 32.66%, lo cual provoca el incremento de la temperatura debido a que se tendría una corriente excesiva en el punto sobrecargado, lo cual podría afectar a las cargas que se encuentran en esa línea por lo cual si la sobrecarga no es por un tiempo prolongado, el sistema podría funcionar normalmente de no ser así, lo más recomendable es realizar una redistribución de las cargas hasta que el sistema se estabilice. Para el CASO II se presenta una inserción máxima al 4% teniendo así una cargabilidad en las líneas L1-2 de 91.79%, esta línea no se encuentra sobrecargada, pero se acerca al límite máximo de sobrecarga, pero el sistema podría trabajar sin ningún problema. También se realizó el estudio al 5% de cargabilidad, pero debido al aumento de potencia que ingresa al sistema, al momento de realizar los FP el sistema no converge.

También se evidencia que en las líneas L1-2, L2-3, L3-4, L4-5, L5-6, al encontrarse más cerca del generador estas presentan una mayor cargabilidad debido a que estas reciben una mayor cantidad de energía directamente del generador y transmitirlas a las cargas que se encuentran en el sistema. Estas tendencias se mantienen para ambos casos y para los porcentajes de inserción seleccionados anteriormente. A continuación, se muestra de manera gráfica en la figura 32 y 33 el aumento en la cargabilidad después de la inserción de vehículos al 1%,4% y 5% comparada con respecto a la cargabilidad original del sistema.

Figura 32

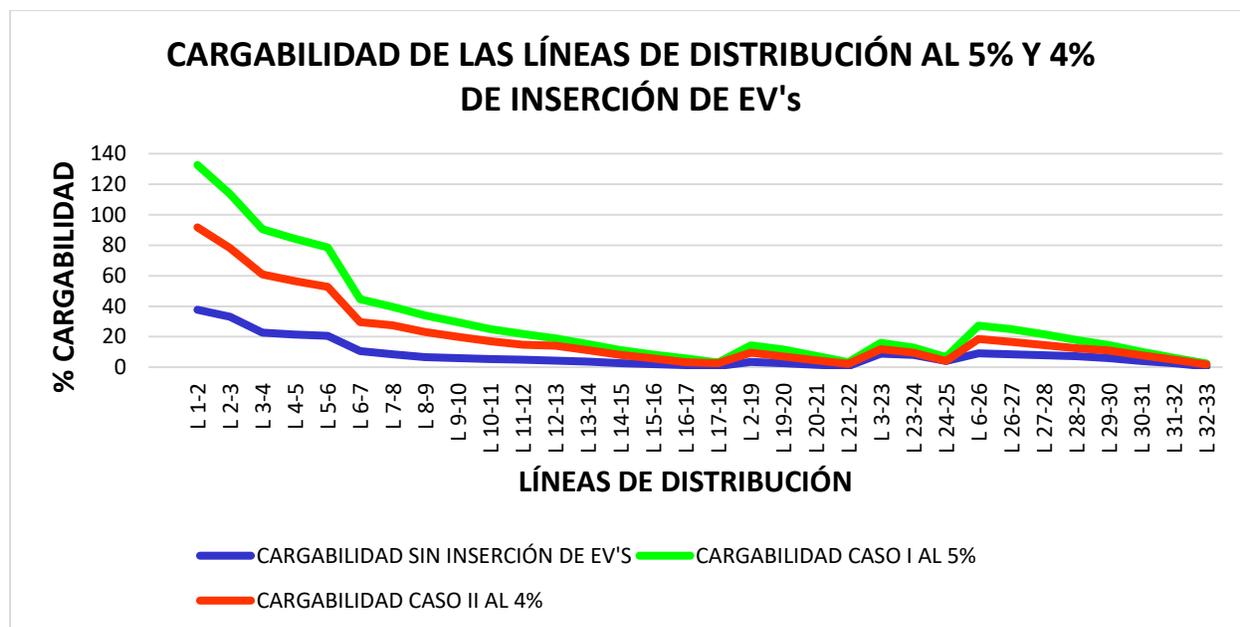
Cargabilidad de las líneas de al 1%.



Nota. Comparación entre las potencias originales del PF y las potencias totales de las líneas al 1% de cada uno de los casos

Figura 33

Cargabilidad de las líneas de al 5% y 4%.



Nota. Comparación entre las potencias originales del PF y las potencias totales de las líneas al 4% y 5% de cada uno de los casos

Capítulo IV

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Mediante la investigación, se pudo determinar un marco metodológico adecuado para realizar la modelación de las baterías de los vehículos eléctricos basados en el método de Chen, el mismo, permite calcular los voltajes y potencias de las baterías para las diferentes marcas mediante uso del software Matlab y esto a su vez, permitió realizar la simulación de flujos de potencia, en donde se pudo observar el comportamiento de las líneas ante la inserción de dichos vehículos.

Se utilizó el método probabilístico de Monte Carlo el cual nos permite de forma aleatoria realizar la designación de los vehículos eléctricos, así como también la designación de potencias para cada uno de ellos, acorde a los casos propuestos y descritos en la metodología (CASO I Y CASO II), para cada uno de los 33 nodos según el caso de estudio de la IEEE.

Para el presente caso de estudio se determinó que el sistema de distribución de 33 nodos propuesto por la IEEE, no soporta una inserción masiva de vehículos eléctricos considerando un universo de 30410 EV's, ya que al realizar los PF no era posible la convergencia del sistema, por ende, el análisis de cargabilidad de las líneas al 50%, 75%, 80%, 90% y 100% de este universo no se pudo realizar. Para ello se realizó un ensayo de prueba y error para determinar los nuevos porcentajes de inserción a los que el sistema si converge y es posible realizar los PF para así, determinar la cargabilidad de las líneas. De esta manera se realizó el análisis de cargabilidad para porcentajes de inserción de EV's para el CASO I al 1% y 5% y para el CASO II al 1% y al 4%.

En el presente trabajo de titulación se realizó el análisis de cargabilidad para dos casos de estudio según la designación de EV's y potencias, para lo cual se llevó a cabo la comparación de la cargabilidad de las líneas antes y después de la inserción de EV's. Dándonos como

resultados al 1%, para el CASO I, que la línea más sobrecargada es la L1-2 con 62.78% de cargabilidad y una potencia de 6.53 MW, para el CASO II, la línea más sobrecargada también es la L1-2 con una cargabilidad del 60,74% y la potencia en la línea de 6.32 MW. De la misma manera se realizó el análisis al 5% para el CASO I el cual arrojó los siguientes resultados, que la línea más sobrecargada sigue siendo la L1-2 con una cargabilidad del 132.66% y una potencia de 13.8 MW, para el CASO II se analizó al 4% de inserción obteniendo así una cargabilidad en la L1-2 del 91.79% y una potencia de 9.55MW, mientras que la cargabilidad del sistema de 33 nodos en la L1-2 sin inserción de EV's es de 37,65% y tiene una potencia de 3.92MW. En la figura 34 se puede observar que en relación al sistema sin inserción de EV's, tanto la cargabilidad como la potencia aumentan acorde al porcentaje de inserción.

Recomendaciones

Se recomienda realizar el análisis de cargabilidad de las líneas de transmisión para poder observar el comportamiento de las mismas ante la integración masiva de vehículos de esta manera, verificar si bajo estas condiciones el sistema soporta tal inserción.

Para los flujos de potencia PF es necesario comprender los parámetros según el método aplicar, para la resolución del mismo en el software MatPower ya que de esto dependerá, determinar la potencia en las líneas y posteriormente la cargabilidad de las líneas de distribución.

Debido a la cantidad de datos que son procesados por el programa de simulación, es necesario tener un orden secuencial de todas las variables con el fin de poder manejar las mismas de una manera más adecuada y así evitar errores al momento de llamar a dichas variables.

Bibliografía

- Alberto, T. (2018). MGE, MBA asesor de la gerencia general de la corporación eléctrica del Ecuador. *CRIEEL*.
- Alegre, M. (2017). MODELADO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO E HÍBRIDO PARALELO POR MEDIO DE MATLAB/SIMULINK Y PLANIFICACIÓN DE ESTACIONES DE CARGA MEDIANTE SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA Y ALGORITMOS GENÉTICOS. *UNED*, 56.
- AmazonWebServices. (2023). *Amazon Web Services AWS*. Obtenido de <https://aws.amazon.com/es/what-is/monte-carlo-simulation/#:~:text=Las%20simulaciones%20de%20Monte%20Carlo%20son%20una%20t%C3%A9cnica%20matem%C3%A1tica%20que,de%20una%20elecci%C3%B3n%20de%20acci%C3%B3n.>
- Aragón, E. (27 de 07 de 2018). *Movilidad Eléctrica*. Obtenido de <https://movilidadelectrica.com/modos-y-tipos-de-carga-de-un-vehiculo-electrico/>
- Baran, & F. (1969). Network reconfiguration in distribution. *Transactions on Power*, 1401-1407.
- Brown Del Rivero, A. (2011). Electricidad, características y opciones de reforma para México. *Análisis Económico*, 157.
- Calvente, M., & Sánchez, P. (2018). Análisis de la Cargabilidad de la red de distribución de energía eléctrica. *Revista de Investigación Académica*, 118.
- Castellanos. (2014). Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 273.
- Castellanos, R. (2013). Determinación de los límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 274.
- Coto, A. (2002). Análisis de sistemas de energía eléctrica. Oviedo: Servicio de publicaciones.

- EEQ. (30 de Junio de 2022). *EEQ*. Obtenido de http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/comunicamos/noticias/-/asset_publisher/PDd0RO7ISu5d/content/id/41688433
- Espinoza, R., & Lara. (1990). *Sistemas de Distribución*. México DF: Limusa.
- Gancino, H., & Diego, C. (2020). Análisis de cargabilidad de redes eléctricas de distribución basada en la modificación del algoritmo de Gauss-Seidel. *Universidad Politécnica Salesiana*, 18-19.
- Global Electric car registrations and marker. (29 de 04 de 2021). *IEA*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electric-car-registrations-and-market-share-2015-2020>
- González, E., Morante, J., & Vicuña, W. (2015). Estudio de un sistema de distribución y acometidas en baja tensión. *UPS*, 23.
- Govanny, M. (2015). Optimización de proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica basados en la ocurrencia de fallas de sus equipos. *Univeridad de Cuenca, Maestría en Sistemas eléctricos de Potencia*, 26.
- HE, H. X. (2011). Evaluation of lithium-ion battery equivalent circuit models for state of charge estimation by an experimental approach. *Energies*, 582-598.
- Heras, R. (2016). Estudio de flujos óptimos de C.A empleando el método de punto inferior . Mexico : Instituto Politécnico Nacional.
- InternationalEnergyAgency. (Mayo de 2023). *International Energy Agency*. Obtenido de International Energy Agency: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>
- Iza, A. (2021). ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE LA DEMANDA A CORTO PLAZO EN. *UPS*, 6.
- Lara, H. (2005). Medición y control de riesgos financieros. México : Limusa.
- Martínez, Maiguashca, Zárate, Escobar, & Uribe. (2018). Cartilla de Distribución de Energía Eléctrica. *Comisión de regulación de energía y gas CREG*, 11.

- Matulic, I. (2003). Introducción a los sistemas Eléctricos de Potencia . *SciELO Analytc*, 2.
- Mendoza, A. (2022). *Montaje de redes electricas áreas de baja tensión ELEE 109*. Antequera: Innova y cualificación,S.L.
- Mohan, B. S., Shankaralingappa, C. B., & Prakash, R. (2014). Fractional frequency transmission system to enhance line loadability in EHVAC and UHVAC long transmission line. *International Conference on Advances in Electronics, Computers and Communication*, 3-4.
- Morente, C. (2015). ANÁLISIS Y MODELADO DEL COMPORTAMIENTO DE BATERÍAS PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. *Universidad Carlos III de Madrid*, 21.
- Murias, D. (04 de 5 de 2020). *Anatomía de un coche eléctrico*. Obtenido de <https://www.motorpasion.com/coches-electricos/anatomia-coche-electrico-su-sencilla-mecanica-al-desnudo>
- Peña, C. (2020). Impacto en la red de distribución eléctrica. *Portal de movilidad*.
- Pradenas, R. (2018). Flujo óptimo de potencia considerando restricciones y criterios de estabilidad de tensión. Valparaíso: Universidad Técnica Federico Santa María Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Quinto, A. (18 de Junio de 2022). *DTP N°1: Riesgos eléctricos en media tensión*. Obtenido de https://www.google.com.ec/books/edition/DTP_N_2_Riesgo_EI%C3%A9ctrico_en_Media_Tensi/MAV2EAAAQBAJ?hl=es&gbpv=0
- Ramirez, S. (2004). Redes de distribución de Energía. *Universidad Nacional de Colombia*, 2.
- RAMIREZ, S., & EDUARDO, C. (2006). *CALIDAD DE SERVICIO*. COLOMBIA: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE MANIZALES.
- Roás, L. I. (2011). Los vehículos eléctricos. Nebrija: Universidad Antonio de Nebrija.
- Rodriguez, A. (2017). Modelo para la batería de ION-LITIO de un vehículo eléctrico. *Escuela de ingenierías industriales*, 27.
- Rodriguez, J. (2020). *Instalaciones de distribución*. Madrid: Paraninfo, S.A.

Tenelema, & Barrera. (2019). SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA USANDO MÉTODOS COMPLETOS, DESACOPLADOS Y LINEALIZADOS. *UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA*, 13-15.

Walter, C., & Carlos, L. (2009). Estudio de Optimización, Rediseño y Simulación del sistema eléctrico de Potencia de la ESPE. *Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE*, 4.

Anexos