

Análisis de Impacto de la Recarga de Buses Eléctricos en una Red de Distribución

Perdomo, Mariano^a; Manassero, Ulises^a; Vega, Jorge^a; Steinmann, Irene^a; Banegas, J. Marcos^a; Marelli, Pablo^a; Lucero, Facundo^a

a UTN, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)
perdomomariano@hotmail.com

Resumen

Las políticas gubernamentales se orientan a incentivar la introducción de buses eléctricos para reducir la contaminación ambiental proveniente del sistema de transporte público urbano. Sin embargo, grandes flotas de buses que demanden energía de la red pueden ocasionar importantes aportes al pico de carga del sistema. Este trabajo tiene como objetivo estudiar el impacto en la red del reemplazo de una flota de buses convencionales por otra de buses eléctricos. Se efectúa el modelado de una red de distribución urbana estándar, con perfiles de carga diarios representativos. Se adopta como unidad de estudio a la ciudad de Santo Tomé (Santa Fe, Argentina). Luego, se realiza el estudio, selección y modelado de las tecnologías de los sistemas de carga, así como de los modelos de buses eléctricos. En función a los buses convencionales que componen el transporte urbano de pasajeros de la zona de estudio, se calculan las distancias diarias típicas de recorrido, se estiman sus consumos de energía y se construyen los perfiles de carga de los buses, según las estrategias y tecnologías de carga de baterías seleccionada. Por último, se realizan simulaciones de flujos de carga para determinar el impacto del proceso de carga en las condiciones de operación de la red. Los resultados demuestran que el reemplazo de buses convencionales por eléctricos puede efectuarse sin ocasionar problemas en los niveles de operación de la red, y solo para alguna variante particular, puede requerirse la instalación de una Subestación Transformadora que abastezca la demanda particular de la recarga de buses eléctricos.

Abstract

Government policies are aimed at encouraging the introduction of electric buses to reduce environmental pollution from the urban public transport system. However, large fleets of buses that demand energy from the network can cause significant contributions to the peak load of the system. The objective of this work is to study the impact on the network of replacing a fleet of conventional buses with another of electric buses. The modeling of a standard urban distribution network is carried out, with representative daily load profiles, the city of Santo Tomé (Santa Fe, Argentina) is adopted as unit of study. Then, the study, selection and modeling of the technologies of charging systems, as well as electric buses is carried out. Depending on the conventional buses that make up urban passenger transport in the study area, the typical daily travel distances are calculated, their energy consumption is estimated, and the load profiles of the buses are built, according to the strategies and technologies selected battery charge. Finally, load flow simulations are carried out to determine the impact of the loading process on the operating conditions of the network. The results show that the replacement of conventional buses by electric ones can be carried out without causing problems in the levels of operation of the network, and only for some particular variant, the installation of a Transformer Substation that supplies the particular demand of bus recharging may be required. electrical.

Palabras claves: Bus eléctrico, Cargador, Perfil de Cargas, Cargabilidad

INTRODUCCIÓN

A partir de la conformación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en el año 1994 (CMNUCC) y en las sucesoras Conferencias de Partes (COP), se han logrado diversos compromisos vinculantes entre países para dar curso a acciones que velen por contrarrestar el cambio

climático, como ser el Protocolo de Kioto en el año 2001 y el Acuerdo de París en el año 2015. Este último propone como fin limitar el calentamiento global en menos de 2 °C, en relación con los valores preindustriales [1]. Para que estas metas sean logradas, es necesario que los distintos actores del globo participen: los gobiernos, el sector privado y la

sociedad civil [2]. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), tres cuartas partes de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son de dióxido de carbono (CO₂). IRENA destaca que para arribar a los objetivos del Acuerdo de París son necesarios esfuerzos considerables del sector del transporte. Se estima que este sector representa un tercio de la demanda global de energía. Este sector, además es uno de los que posee menor nivel de uso de energía renovable, pero con un elevado potencial de implementación [3].

En el año 2020 Argentina emitió su Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC), en la cual se manifiesta el objetivo de no exceder la emisión neta de 359 millones de toneladas de dióxido de carbono (MteqCO₂), aplicable a todos los sectores de la economía [4]. Lograr esto requiere identificar las principales fuentes de emisiones, desarrollar una hoja de ruta adecuada y planes de acción que velen por la mitigación y adaptación. Según el Balance Energético Nacional 2021 (BEN), en Argentina el sector de transporte representa el 31% del total de energía demandada, cuyos energéticos principales son todos derivados del petróleo [5].

En virtud de la coyuntura expuesta, múltiples acciones son intencionadas para revertirla, entre ellas, las referidas a la movilidad eléctrica. En los últimos años, la mayoría de los países latinoamericanos han dado diversas iniciativas para dar impulso al mercado de la movilidad eléctrica, entre otras razones, por la necesidad de imponer controles medioambientales. Se han conformado marcos normativos de fomento, incentivos fiscales y económicos en la oferta y se han propuesto proyectos de transición hacia flotas de taxis y transporte público eléctrico [6]. Siendo los buses eléctricos (EBs) unidades con un gran potencial para encabezar los primeros escenarios de cambio. A diferencia de los vehículos personales de carga y taxis, el despliegue de buses es principalmente controlado por municipios y provincias. Entonces, se pueden tomar acciones inmediatas y catalizar la adopción de la movilidad eléctrica [7]. La utilización de movilidad eléctrica presenta importantes ventajas que integran múltiples sectores: la eficiencia energética al consumir menor energía en relación con la movilidad convencional; el medio ambiente al no emitir GEI; y la salud al no emitir residuos derivados de su funcionamiento que puedan afectar la salud humana [8].

Los aspectos expuestos denotan la direccionalidad hacia una electrificación de la movilidad que recaerá sobre las redes eléctricas. Es de esperar un incremento de la demanda de potencia y energía, que dependerán del tipo de penetración de estas tecnologías. Una red no

preparada conllevará a serios problemas del servicio como, por ejemplo: excesivas caídas de tensión, pérdidas significativas de energía, calidad inadecuada de la energía, sobrecarga del equipamiento de la red y también a grandes inversiones en carácter de tareas correctivas. Por estas razones, es importante analizar los posibles escenarios, determinar las exigencias de demanda de potencia y energía necesarias, que permitan orientar inversiones para incrementar la capacidad de la infraestructura, así como también en nuevas tecnologías de telecomunicaciones y control, para dotar de mayor inteligencia y flexibilidad de operación a las redes de distribución.

Bajo el contexto expuesto, en el presente trabajo se propone estudiar el impacto en una red de distribución primaria de 13,2 kV del acceso de una flota de buses eléctricos. Las flotas de buses analizadas son relativas al transporte público de pasajeros.

DESARROLLO

Descripción de la red de estudio

En el presente trabajo, se adopta a la red de distribución eléctrica de la ciudad de Santo Tomé (Santa Fe, Argentina) como unidad de estudio. Este sistema opera en el nivel de 13,2 kV y es abastecido por 3 estaciones transformadoras con niveles de tensión nominal de 132/33/13,2 kV. La red está conformada por 12 distribuidores eléctricos que alimentan a 233 subestaciones transformadoras (SETs), con niveles de tensión nominal de 13,2/0,4-0,231 kV. En condiciones normales de operación, la red opera con una topología netamente radial. La demanda para el escenario de pico es deducida mediante un análisis estadístico de los datos recolectados de las corrientes máximas diarias operadas.

Se modelaron perfiles semanales de demanda correspondientes a escenarios de invierno y de verano para cada distribuidor eléctrico, los cuales se determinaron mediante un análisis de registros reales de corrientes de cada distribuidor. Para las simulaciones de flujos de potencia con perfil de carga, se adoptó un paso de cálculo de 15 min. Para el análisis de los resultados se adoptaron como referencia los niveles de calidad del producto técnico exigidos en los procedimientos de CAMMESA [9]. Por otra parte, el nivel de cargabilidad admitido en los distribuidores se adoptó en función de la sección de los conductores, de su aislación y de factores relativos a sus condiciones de montaje. A continuación, se detallan las consideraciones y criterios adoptadas para el estudio. En [10] se describe más detalladamente la red bajo

estudio donde se presentan parámetros de elementos que la conforman y su diagrama unifilar.

Estudio flotas de buses

Inicialmente se determinan las características técnicas de las flotas de buses urbanos de la región bajo estudio. En esta etapa es de interés conocer la capacidad de pasajeros de los buses, la locación de los depósitos de los buses y la cantidad mínima necesaria de buses de cada línea. Se relevan las líneas de buses que brindan servicio de su recorrido en la localidad de estudio. Se seleccionan para el análisis a aquellas líneas que poseen como punto inicial o final de su recorrido a la región de estudio. Luego, se determinan las distancias de sus recorridos. En la tabla 1 se detallan la denominación de las líneas, las localidades de inicio/final de sus recorridos y la distancia de sus trayectos.

Tabla 1: Denominación, puntos de partida/llegada y distancias recorridas por las líneas de colectivos.

| Línea | Inicio del Recorrido | Destino del Recorrido | Distancia de Ida [km] |
|-------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 | Santo Tomé | Los Zapallos | 45,5 |
| 2 | Santo Tomé | Arroyo Leyes | 31,6 |
| 3 | Santo Tomé | Santa Fe | 15 |
| 4 | Santo Tomé | Santa Fe | 13,7 |
| 5 | Santo Tomé | Santa Fe | 13,1 |

Luego se identifican los horarios de salida y llegada de cada viaje efectuado diariamente por las líneas de colectivo analizadas. En el presente estudio se adoptan los mismos horarios y cantidad de trayectos diarios en los siete días de la semana, obteniendo un escenario pesimista para los días no hábiles. Con los datos recolectados, se estima el número de colectivos que debe poseer cada línea en su flota, el mismo surge de considerar una sincronización entre unidades tal que en todo momento se puedan efectuar los trayectos que cada línea de colectivo para cubrir el servicio. En todos los casos se suponen dos unidades adicionales de buses en comparación con el número mínimo necesario para cubrir el servicio en caso de que las condiciones sean ideales. Así se posee mayor flexibilidad en caso de presentarse una falla en alguna de las unidades. En la Tabla 2 se presenta el horario de inicio del primer recorrido diario y llegada del último recorrido de la

jornada, los tiempos de circulación promedio por recorrido, la cantidad de recorridos por día y el número de colectivos estimados por flota de cada línea en análisis. En total, la cantidad de colectivos convencionales estimada a reemplazar por EBs es de 29 unidades. Por otra parte, los tiempos de recorrido indicados en la Tabla 2 de las líneas 1 y 2 son los respectivos a un viaje de ida o regreso, mientras que para las líneas 3, 4 y 5, corresponden a un viaje completo de ida y regreso. Se adopta esta manera de presentar los datos, porque las líneas 1 y 2 poseen dos zonas de descanso, una en cada extremo. Por el mismo motivo, el número de colectivos de las líneas 1 y 2 indicado en la tabla 2 es la mitad de su flota total.

Tabla 2: Características de los recorridos y cantidad de buses de las líneas de colectivos.

| Línea | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Horario Primer recorrido [hs.] | 04:45 | 02:00 | 05:45 | 05:15 | 05:00 |
| Horario Último recorrido [hs.] | 01:30 | 00:15 | 00:30 | 00:30 | 23:30 |
| Tiempo Promedio recorrido [hs.] | 1,75 | 1,50 | 1,25 | 1,25 | 1,50 |
| Recorridos por día | 25 | 38 | 35 | 35 | 28 |
| Buses estimados en la flota | 6 | 6 | 6 | 6 | 5 |

Para cada colectivo se identifican los horarios en que se encuentra estacionado en el depósito o efectuando un recorrido. A modo de ejemplo, en la Figura 1 se muestra la determinación del estado de un colectivo de la línea 5. En esta gráfica, el bus puede adoptar el valor 1, indicando que el bus se encuentra estacionado en el depósito correspondiente a su línea o el valor 0 indicando que el bus se encuentra efectuando un recorrido. Este procedimiento se efectúa para todas las unidades. En el caso particular de la unidad representada por la Figura 1, se observa que el mayor período de descanso del bus es en horarios de la madrugada, y que estos varían a lo largo del día. Además, se identifican claramente los momentos en los cuales el bus se encuentra en el depósito. Es dable destacar que las líneas de colectivos bajo análisis no realizan viajes en horarios de madrugada.

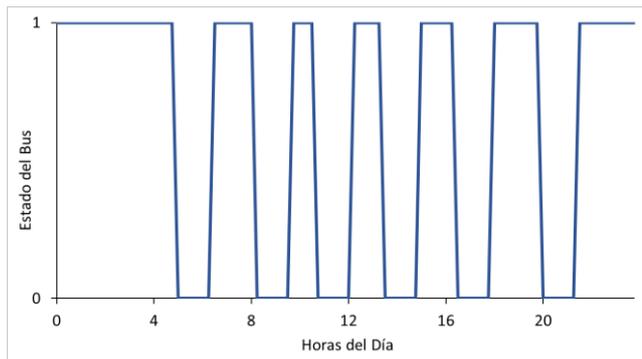


Figura 1: Curva de estado diario de un bus de la línea 5.

Vinculación de flotas de EBs a la red

Para analizar el impacto de los EBs en la red de estudio, inicialmente se determinan aquellos sistemas de carga de EBs factibles de ser implementados en este caso particular de estudio. Como líneas de tecnologías de sistemas de carga de EBs urbanos pueden orientarse a recargas en el depósito o a recargas de oportunidad. Según las características relevadas de la flota de buses, se propone una metodología para determinar los puntos de recarga a utilizar en el presente estudio. Inicialmente se adoptan cargadores de pared de CC de 24 kW [11], [12], luego, si esta potencia de recarga no es suficiente para una correcta operación de la flota de EBs, se adoptan cargadores de 50 kW [13], y así sucesivamente, respetando los escalones de potencia de recarga actualmente comercializados. Con este procedimiento se pretende no sobredimensionar las instalaciones de recarga y evitar mayores costos de adquisición de estas tecnologías.

Luego se seleccionan dos modelos de EBs [14], [15] para recorrido inter-urbano. Su selección se focaliza en las prestaciones de energía de la batería y en el tipo de carga admitida. El EB1 tiene una capacidad de 254 kWh y el EB2, de 292 kWh. Estos modelos de EBs poseen la misma capacidad de transporte de pasajeros que los buses convencionales. El consumo energético promedio adoptado es de 115 kWh/100 km [16]. Se adopta este valor medio de consumo por falta de disposición de información detallada del número de pasajeros en los buses en cada tramo del recorrido y horario de la semana.

Por otra parte, los ciclos de carga de las baterías se modelan según la potencia de recarga a considerar. En el caso de la recarga a 24 kW, se considera que los EBs se recargan a potencia constante. Por otro lado, en el caso de la recarga a 50 kW, se considera que los buses se recargan a potencia constante hasta lograr el 90% de la capacidad de la batería y luego se completa el proceso de recarga con una pendiente constante de disminución de potencia hasta 20 kW.

Con respecto a la estrategia de recarga de los EBs, la programación del servicio público de buses actual, no brinda ningún grado de flexibilidad tal que permita optimizar los tiempos de inicio de las recargas de los EBs, pues estos se encuentran en el depósito por breves lapsos de tiempo. En este sentido, se considera que los EBs se vinculan a la red eléctrica en el instante que ingresan en el depósito, luego de finalizar un recorrido. Se exceptúa el caso particular del último recorrido diario, en este caso los EBs no se vinculan inmediatamente al regresar, recargan sus baterías en horarios de la madrugada evitando solicitar la red en los períodos de pico de demanda de la misma.

Con los resultados obtenidos se construyen perfiles de carga de los EBs, y luego se analiza el impacto en la red de estudio.

Se adoptan los siguientes indicadores para evaluar el comportamiento de la red: la cargabilidad en distribuidores de 13,2 kV, la tensión en nodos del sistema, el Factor de Carga (F_c) y el Factor de Pico de los distribuidores (F_p). El F_c permite evaluar en términos energéticos el grado de aprovechamiento del distribuidor:

$$F_c = \frac{S_{prom}}{S_{m\acute{a}x}} \quad (1)$$

donde S_{prom} es la potencia aparente promedio demandada y $S_{m\acute{a}x}$ es la potencia aparente máxima demandada. El F_p permite evaluar en términos de potencia la contribución de la carga de los EBs al pico de demanda de los distribuidores respecto al caso Base:

$$F_p = \frac{S_{ce_m\acute{a}x}}{S_{cb_m\acute{a}x}} \quad (2)$$

donde $S_{ce_m\acute{a}x}$ es la potencia máxima demandada en el caso de estudio y $S_{cb_m\acute{a}x}$ es la potencia máxima demandada en el caso base.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Perfiles de carga de EBs

Se construyen los perfiles de carga de los EBs, en base a las estrategias y tecnologías de carga de las baterías seleccionadas.

A modo de verificación inicial, en la tabla 1 se indica que la máxima distancia que un EB debe recorrer sin una recarga intermedia es de 45,5 km, con las capacidades y consumos de los EBs adoptados para el presente estudio. La autonomía total del EB1 es de 220,9 km y del EB2 es de 253,9 km. Entonces, en caso de que los EBs tengan una recarga completa de su batería, estos pueden efectuar un recorrido completo correctamente. En el presente estudio, en relación con la autonomía de los dos modelos de EBs, se asignan a las tres líneas de menor recorrido (3, 4 y 5) el modelo

EB1, y a las dos líneas de mayor recorrido (1 y 2) el modelo EB2. El análisis de la potencia de recarga necesaria para las líneas de buses indica que aquellas líneas que poseen menor distancia por cada recorrido pueden efectuar su recarga con un cargador de potencia nominal de 24 kW. Por otra parte, las líneas que poseen recorridos más extensos, en caso de poseer un cargador de 24 kW, no podrían abastecer los requerimientos de la flota de EBs, requiriendo para ello, adoptar una potencia nominal de recarga de 50 kW. Esto es así, pues la recarga de las baterías para una potencia de 24 kW es más lenta en comparación con una potencia de 50 kW. Aquellos buses que realizan recorridos menos extensos consumen menos energía por recorrido pudiendo ser recargados con potencias menores en comparación con aquellos buses que deben reponer mayor cantidad de energía por sus recorridos más extensos. A su vez, la potencia de recarga requerida depende del tiempo en el que se encuentren disponibles en el depósito. En la tabla 3 se resumen los resultados de potencia nominal necesaria para efectuar la recarga en las distintas líneas de buses consideradas en el estudio.

Tabla 3: Potencia nominal de recarga necesaria en cada flota de EBs.

| Línea | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|----|----|----|----|----|
| Potencia nominal de recarga en DC [kW] | 50 | 50 | 24 | 24 | 24 |

En la figura 2 se presentan los perfiles diarios de demanda de potencia obtenidos de las líneas de buses. Estos consideran los posibles horarios de conexión de los EBs a la red, las potencias nominales de recarga de cada línea de EBs, el perfil de carga de las baterías, el consumo de energía en cada recorrido, y recarga en horas de la madrugada luego del último viaje de la jornada. En las curvas de demanda se presentan menores potencias totales demandadas en las líneas que poseen recorridos menos extensos, las cuales a su vez efectúan recargas con una potencia nominal de 24 kW. La menor potencia pico demandada se presenta en el caso de la línea 5, la cual posee 5 unidades de EBs, a diferencia del resto de las líneas que poseen 6. Las mayores potencias pico demandadas se presentan en el caso de las líneas 1 y 2, las cuales poseen los recorridos más extensos y potencia nominal de recarga de 50 kW.

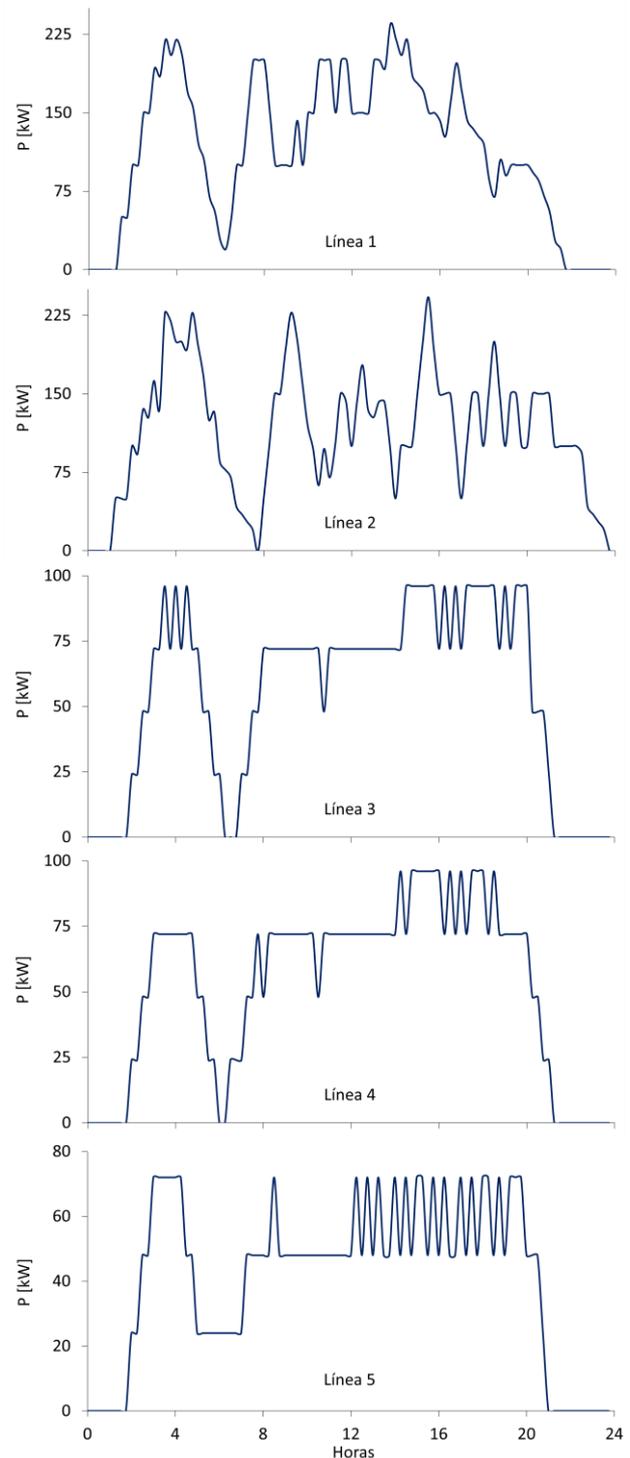


Figura 2: Perfiles diarios de demanda de potencia para las líneas de buses en estudio.

Impacto en la red de distribución

Se presentan los resultados del análisis del impacto del proceso de carga de los EBs en las condiciones de operación de la red según la estrategia de recarga propuesta, presentada en la figura 2. Según la ubicación geográfica de los depósitos se identifica la SET que debe abastecer la nueva demanda, y a que distribuidor

pertenece. El depósito de las líneas 1, 2, 3 y 4 es el mismo, entonces la demanda de potencia de estas líneas es modelada en el mismo nodo de la demanda de la “SET_1284” del distribuidor denominado “San José”. Por otro lado, la demanda de potencia del depósito de la línea 5, por su ubicación geográfica, es modelada en el nodo de la “SET_1031” del distribuidor denominado “Mosconi”.

En las figuras 3 y 4 se presentan los perfiles semanales de cargabilidad de los distribuidores San José y Mosconi para caso Base (sin EBs) y caso con inserción de la flota de EBs, considerando un perfil de demanda de verano e invierno correspondientes al año 2020. En el distribuidor Mosconi se observan aumentos marginales de cargabilidad, este abastece únicamente a la línea 5, la cual a su vez presenta los menores niveles de demanda de potencia, pues posee cinco unidades de EBs, con recarga de 24 kW de potencia nominal y el recorrido es el menos extenso. Por otro lado, el distribuidor San José presenta incrementos apreciables de cargabilidad que se dan principalmente en el período diurno. Esto se debe a que desde el mismo se abastece la demanda de 4 líneas de EBs, de las cuales dos de ellas efectúan su recarga con una potencia nominal de 50 kW y a su vez poseen los recorridos más extensos.

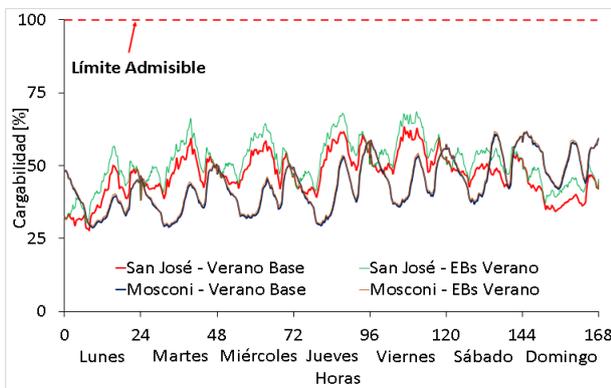


Figura 3: Perfil semanal de cargabilidad considerando un perfil de demanda de verano de año 2021.

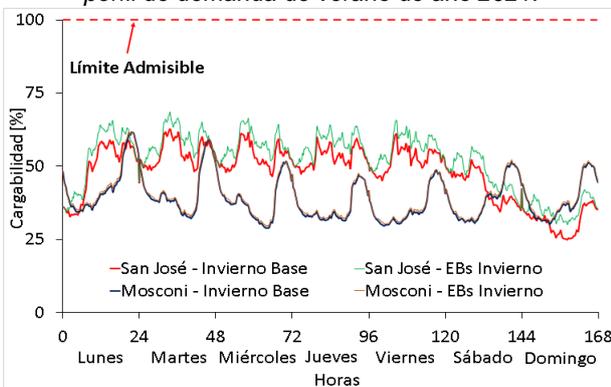


Figura 4: Perfil semanal de cargabilidad considerando un perfil de demanda de invierno de año 2021.

En la tabla 4 se presentan los valores de cargabilidad máxima y tensión mínima de los distribuidores bajo estudio para el caso Base y para el caso con vinculación de las flotas de EBs en la red, con sus perfiles de recarga correspondientes. Estos indicadores consolidan los resultados previamente detallados, el aumento de la cargabilidad máxima del distribuidor Mosconi con respecto al caso Base es solo de 0,2%. Por otro lado, los aumentos de la cargabilidad máxima del distribuidor San José son de 5,5% para un perfil de demanda de verano y de 5,9% para un perfil de demanda de invierno, aun así, en ningún caso se supera el 70% de la cargabilidad nominal del tramo más exigido. Con respecto a los niveles mínimos de tensión, no existen variaciones apreciables, y todos los nodos mantienen valores dentro del margen admisible.

Tabla 4: Cargabilidad máxima y tensión mínima para caso base de estudio y con inserción de EBs

| Escenario | Distr. | Estación | Carg. Máx. [%] | U _{Mín.} [pu] |
|-----------|----------|----------|----------------|------------------------|
| Base | San José | Invierno | 62,6 | 1,01 |
| | | Verano | 63,1 | 1,01 |
| | Mosconi | Invierno | 61,5 | 1,00 |
| | | Verano | 61,5 | 1,00 |
| Con EBs | San José | Invierno | 68,5 | 1,01 |
| | | Verano | 68,6 | 1,01 |
| | Mosconi | Invierno | 61,5 | 1,00 |
| | | Verano | 61,7 | 1,00 |

En la tabla 5 se presentan los niveles F_p y F_c de los distribuidores San José y Mosconi para el caso Base y para el caso con inserción de las flotas de EBs. En el caso del distribuidor Mosconi, el F_p presenta aumentos marginales, siendo el caso más desfavorable un incremento del 1% del pico de demanda semanal. Con respecto al F_c , tampoco se observan variaciones considerables, existe una leve mejora con un perfil de demanda de invierno. En el distribuidor San José, el F_p se incrementa en ambos escenarios de demanda denotando un incremento del pico de demanda del distribuidor en un 9% respecto al caso Base. Por otra parte, el F_c desmejora levemente para el perfil de demanda de verano.

Para la “SET_1284” del distribuidor San José y la “SET_1031” del distribuidor Mosconi, encargadas de la recarga de los EBs, en la tabla 6 se presenta la potencia de transformación nominal, la potencia máxima demandada sin inserción de EBs, la potencia máxima demandada debido a la recarga de EBs y la potencia máxima total demandada (suponiendo que ambas potencias máximas se presentan en el mismo

instante). Se observa que la “SET_1031” es capaz de absorber la nueva demanda debida a la recarga de los EBs en el distribuidor Mosconi. Por otro lado, la “SET_1284” no es capaz de absorber la nueva demanda debida a la recarga de EBs. Una posible solución consiste en instalar una nueva SET (además de la “SET_1284” ya existente) con una potencia nominal de 630 kVA (valor comercial) o superior que alimente de manera exclusiva a la demanda particular de EBs.

Tabla 5: F_c y F_p para el caso base de estudio y con inserción de EBs

| Escenario | Distr. | Estación | F_c | F_p |
|-----------|----------|----------|-------|-------|
| Base | San José | Invierno | 0,76 | 1,00 |
| | | Verano | 0,75 | 1,00 |
| | Mosconi | Invierno | 0,64 | 1,00 |
| | | Verano | 0,71 | 1,00 |
| Con EBs | San José | Invierno | 0,76 | 1,09 |
| | | Verano | 0,74 | 1,09 |
| | Mosconi | Invierno | 0,65 | 1,00 |
| | | Verano | 0,71 | 1,01 |

Tabla 6: Potencia nominal de recarga necesaria en cada flota de EBs.

| SET | SET_1284 | SET_1031 |
|---------------------------------|----------|----------|
| Distribuidor | San José | Mosconi |
| S_{nom} [MVA] | 0,160 | 0,315 |
| $S_{m\acute{a}x}$ sin EBs [MVA] | 0,10 | 0,11 |
| $P_{m\acute{a}x}$ de EBs [MW] | 0,3155 | 0,0720 |
| $S_{m\acute{a}x}$ total [MVA] | 0,70 | 0,17 |

CONCLUSIONES

El presente trabajo permite identificar las distintas variables relativas a un estudio de análisis del impacto en las redes de distribución eléctrica del reemplazo de flotas de buses convencionales por flotas de EBs en una localidad determinada. Los perfiles de demanda de potencia dependen tanto de las características eléctricas de las flotas de EBs como de la logística utilizada para cubrir el servicio.

Con respecto a las potencias nominales de las instalaciones de recarga, los resultados indican que, según el trayecto de cada línea, la recarga puede efectuarse con cargadores de 24 kW de potencia nominal, y en caso de mayores exigencias con cargadores de 50 kW.

Los resultados obtenidos indican que el distribuidor Mosconi presenta aumentos marginales de cargabilidad mientras que el distribuidor San José presenta incrementos apreciables. Esto es así principalmente por la fuerte coincidencia geográfica de 4 líneas de buses, las cuales demandan energía del distribuidor San José, mientras que el distribuidor Mosconi abastece solo a una línea de buses.

El presente análisis particular del impacto en la red de estudio de la inserción de flotas de EBs demuestra

que la red con su infraestructura actual no admite la inserción total de las flotas de EBs estudiadas. Para admitir la inserción de este nuevo tipo de demanda solo se debe ampliar la infraestructura instalando una SET para abastecer a las 4 flotas de EBs asociadas al distribuidor San José.

REFERENCIAS

[1] Naciones Unidas. Cambio climático. El acuerdo de París. Recuperado de: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>

[2] Naciones Unidas. Objetivos de desarrollo sostenible. Recuperado de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

[3] International Renewable Energy Agency. Industry & Transport. Recuperado de <https://www.irena.org/industrytransport>

[4] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020). Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/contribucion-nacional>

[5] Secretaría de Energía de la Nación. (2021) Balance Energético Nacional 2021. Recuperado de: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

[6] Banco Interamericano de Desarrollo. (2019). Análisis de Tecnología, Industrial y Mercado para Vehículos Eléctricos en América Latina y el Caribe.

[7] C40 Cities e International Finance Corporation. (2020). Leading a clean urban recovery with electric buses. Innovative business models show promise in Latin America.

[8] International Renewable Energy Agency. (2019). Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles.

[9] CAMESA. (2016). Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el Mercado Eléctrico Mayorista. Pérez, Argentina.

[10] Perdomo, M; Manassero, U; Vega, J. R (2021). Gestión de la Recarga de Vehículos Eléctricos y su Impacto sobre la Red de Distribución. IEEE URUCON 2021; pp. 311-315, doi: 10.1109/URUCON53396.2021.9647095.

[11] ABB. (2020). Electric Vehicle Infrastructure – Terra DC Wallbox UL.

[12] ABB. (2020). Terra DC Wallbox UL Product guide.

[13] ABB. (2020). Electric Vehicle Infrastructure - Terra 54HV UL 50 kW high-voltage DC fast charging station for HV battery electric vehicles.

[14] SCANIA. (2020). SCANIA CITYWIDE. Södertälje, Suecia.

[15] Mercedes-Benz. (2020). El eCitaro – Información Técnica

[16] VIRICITI. (2020). ViriCiti Report. E-BUS PERFORMANCE. Ámsterdam, Países Bajos