

# Impacto de los Vehículos Eléctricos sobre la Red de Distribución. Análisis bajo distintos modos de operación.

## *Impact of Electric Vehicles on the Distribution Network. Analysis under different modes of operation.*

Mariano Miguel Perdomo<sup>1</sup>, Ulises Manassero<sup>2</sup>, Jorge Ruben Vega<sup>3</sup>

Recibido: Abril 2022

Aceptado: Junio 2022

**Resumen.** - La movilidad eléctrica es una alternativa sustentable que permite disminuir el consumo energético y la emisión de gases contaminantes con respecto a la movilidad convencional. Existen proyecciones que predicen un aumento del uso de vehículos eléctricos. Con esto se crean diversas líneas de estudio relacionadas a inferencias sobre las características de la integración de esta nueva demanda y sobre los efectos que generará en los sistemas eléctricos. Entonces, en el presente trabajo se proponen como principales objetivos: (i) determinar el impacto en la red de una inserción moderada de puntos de recarga públicos; (ii) evaluar el nivel de penetración de EVs de usuarios residenciales para modos de carga (G2V) domiciliaria lenta y semirrápida, según restricciones de variables de operación de la red; y (iii) proponer estrategias de gestión de la recarga controlada y la función dual de carga y aporte de energía a la red de los EVs a través de sus baterías de almacenamiento (V2G). Los resultados obtenidos muestran que la incorporación moderada de puntos de recarga públicos no afecta significativamente la operatividad de la red. Además, se muestra que la recarga controlada de los vehículos eléctricos logra disminuir los impactos negativos en el sistema eléctrico bajo estudio permitiendo mayores niveles de inserción y/o retrasando inversiones en infraestructura eléctrica. Un modo de operación con aporte de energía desde los vehículos eléctricos hacia la red permitiría desplazar generación de punta caracterizada por sus altos niveles de contaminación. Aun así, este modo de operación torna al sistema más susceptible a operar dentro de rangos inadmisibles.

**Palabras clave:** redes eléctricas, recarga controlada, restricciones, vehículos eléctricos

**Summary.** - Electric mobility is a sustainable alternative that allows the reduction of energy consumption and the emission of polluting gases with respect to conventional mobility. There are projections that predict an increase in the use of electric vehicles. Thus, several lines of research deal with the characteristics of the integration of these new demands and the effects that will occur on electrical systems. The main goals of this paper are: (i) to determine the impact of a moderate insertion of public charging points on the network; (ii) to evaluate the penetration level of EVs of residential users for slow and semi-fast home charging modes (G2V), according to restrictions of operation variables from the grid; and (iii) to propose some management strategies for controlled recharging and the dual function of charging and supplying energy from the electric vehicles to the grid through their storage batteries (V2G). The obtained results show that the moderate incorporation of public charging points does not significantly affect the operability of the network. Furthermore, it is shown that the controlled recharging of electric vehicles manages to reduce the negative impacts on the electrical system under study, allowing higher levels of insertion and/or delaying investments in the electrical infrastructure. An operation mode with energy from the electric vehicles to the grid would allow displacing the peak generation characterized by its high levels of pollution. Nevertheless, this mode of operation makes the system more susceptible to operating within inadmissible ranges.

**Keywords:** electrical systems, controlled recharging, restrictions, electric vehicles

---

<sup>1</sup> Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica Nacional – CONICET (Argentina), mperdomo@frsf.utn.edu.ar , ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0003-3735-7778>

<sup>2</sup> Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica Nacional (Argentina), umanassero@frsf.utn.edu.ar, ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0003-4844-6362>

<sup>3</sup> Doctor en Tecnología Química, Universidad Nacional del Litoral – CONICET (Argentina), jrvega@frsf.utn.edu.ar , ORCID iD: <https://orcid.org/0000-0002-6225-6293>

**1. Introducción.** - La definición de los objetivos de la agenda de desarrollo sostenible de la Organización de las Naciones Unidas [1], la creación del Acuerdo de París [2], la definición de políticas nacionales de cambio climático y acciones similares a nivel internacional, nacional o regional, demuestran el alto grado de importancia que adquiere actualmente disminuir o eliminar aquellas acciones perjudiciales para el medio ambiente. Según IRENA (*The International Renewable Energy Agency*) aproximadamente un tercio de la demanda actual de energía es atribuible al rubro del transporte, por su alta dependencia de combustibles fósiles [3]. Por esto, la movilidad eléctrica resulta ser una opción sustentable para mitigar la contaminación debida a la movilidad convencional. Además, permite integrar energías renovables en el rubro del transporte y disminuir su consumo energético.

La relación entre los sectores de transporte y energía eléctrica fue escasa hasta tiempos recientes. En términos generales, se observa que los vehículos eléctricos (EVs) traen consigo nuevos desafíos y posibles beneficios para las redes eléctricas [4]. La potencia eléctrica demandada o inyectada por los EVs resulta ser una variable crítica para el análisis del impacto en las variables de operación de las redes de distribución. Este tipo de análisis involucra una considerable cantidad de variables en juego. Al momento de efectuar estudios sobre la vinculación de los EVs con las redes eléctricas, resulta importante considerar el modo de operación de los EVs con respecto a las características de los flujos de potencia que pueden operar los EVs y sus cargadores en conjunto. El flujo de potencia admitido puede ser: (i) unidireccional, solo permitiendo una operación desde la red hacia el EV (G2V), o (ii) bidireccional permitiendo además una operación desde el vehículo hacia la red (V2G) [5]. En el mercado existe una variedad considerable de modelos de EVs y puntos de recarga. Además, cada región particular tendrá distintos hábitos de uso de la movilidad, afectándose las distancias diarias recorridas por los usuarios eléctricos, los lugares de recarga de EVs, el tipo de movilidad empleada y los tiempos de demanda de energía. Estos hábitos, terminarán definiendo los patrones de demanda de energía debida a los EVs de los habitantes de una región particular.

En el presente trabajo se plantean tres objetivos principales: (i) determinar el impacto en la red de una inserción moderada de puntos de recarga públicos; (ii) evaluar el nivel de penetración de EVs de usuarios residenciales para modos de carga (G2V) domiciliaria lenta y semirrápida, según restricciones de variables de operación de la red; y (iii) proponer estrategias de gestión de la recarga controlada y la función dual de carga y aporte de energía a la red de los EVs a través de sus baterías de almacenamiento (V2G). De esta manera se amplía el estudio realizado en [6].

**2. Metodología.** – En el presente trabajo, se adopta a la red de distribución eléctrica de la ciudad de Santo Tomé (Argentina) como unidad de estudio. Este sistema de distribución opera en el nivel de 13,2 kV y es abastecido mediante 3 estaciones transformadoras con niveles de tensión nominal de 132/34,5/13,8 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. La red opera con una topología radial abasteciendo a 25.976 usuarios, de los cuales un 80,5 % son usuarios residenciales. En la Tabla I se presentan las denominaciones de los distribuidores, su potencia máxima operada y el número de usuarios residenciales abastecidos. 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. Las simulaciones se realizaron con un software de simulación de flujos de potencia, donde se adoptó un paso de cálculo de 60 min. Para el análisis de los resultados se adoptaron como referencia los niveles de calidad del producto técnico exigidos en los procedimientos de CAMMESA [7]. 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 particulares de montaje.

En las sub-secciones correspondientes al marco metodológico se detallan las consideraciones y criterios adoptadas para el estudio particular de la operación de la red con la inserción de EVs.

Denominación	$P_{\text{máx}}$ (MVA)	Usuarios Residenciales
Santo Tomé Sur	3,58	1855
Santo Tomé Norte	3,01	1451
Santo Tomé Centro	4,01	2553
San José	4,47	416

Loyola	2,83	2752
Lujan	5,28	3046
Mosconi	4,35	2623
Balcarce	3,93	2512
Saavedra	2,71	855
Roverano	2,42	909
Villa Adelina	1,90	1325
Villa Industrial	0,82	620

Tabla I. Denominación, Potencia Máxima y Número de Usuarios Residenciales de los distribuidores

**2.1. Perfiles de recarga de EVs Residenciales.** – Un perfil de recarga de un EV representa su demanda semanal de potencia. Cada SET tendrá asociada una determinada demanda debida a la recarga de los EVs de sus usuarios residenciales. Para determinar los perfiles de recarga de los EVs de cada SET se siguen los siguientes pasos:

- Determinar la cantidad de vehículos que componen la flota vehicular de la región en estudio.
- Modelar los ciclos de carga de las baterías de los EVs.
- Definir patrones de uso de los vehículos por parte de los usuarios residenciales.
- Obtener perfiles de demanda/aporte de potencia debida/o a los EVs para los usuarios residenciales.
- Obtener los perfiles de recarga de los EVs de cada SET.

A continuación, se describen los pasos mencionados. Para determinar la cantidad de vehículos que componen la flota en estudio, primero se obtiene la relación de automóviles por hogar en la provincia de Santa Fe a partir de información recolectada de informes de la Asociación de Fabricantes de Automotores [8] y del Instituto Nacional de Estadística y Censos [9], resultando  $\sim 1$ . Considerando a cada usuario residencial de la red en estudio como un hogar, se estima la cantidad de automóviles con motores de combustión interna que actualmente son utilizados en la ciudad de Santo Tomé, resultando un total de 20.197 unidades. Se conoce entonces la cantidad de vehículos asociados a cada distribuidor de 13,2 kW.

Los ciclos de carga de las baterías de los EVs se modelan según [10] y son transversales a las distintas etapas del estudio. Para su modelado se deben adoptar modos de carga/descarga y modelos de EVs a estudiar, porque cada EV posee distintos parámetros útiles para el modelado del ciclo de carga de su batería con cada modo de carga. Se consideran distintas tecnologías de sistemas de carga y modelos de EVs, según las tendencias actuales en regiones referentes de la movilidad eléctrica. En este estudio se adoptan tecnologías de recarga lenta y semi-rápida del tipo monofásicas y con potencias nominales de 3,5 kW y 7 kW, respectivamente. Los modelos de EVs adoptados son: Tesla Model 3 Standard Range Plus, Renault Zoe, Volkswagen ID3, Nissan Leaf y Hyundai Kona.

Se definen patrones de uso de los usuarios residenciales en base a posibles comportamientos reales: una distancia recorrida diaria intermedia de 20 km [11], un recorrido largo de 30 km, y un recorrido corto de 10 km. De esta manera, se definen para el estudio los usuarios con recorrido largo (URL), intermedio (URI) y corto (URC).

Para construir los perfiles semanales de recarga de EVs, se consideran: (i) los distintos patrones de uso, que permiten conocer el estado de carga de la batería cuando se conecta con la red y el momento en el que lo hace; y (ii) los ciclos de carga de las baterías; así se determina la curva de demanda de potencia al momento de requerir energía.

Los perfiles de carga debido a los EVs en cada SET se obtienen para escenarios de estudio, considerando distintos porcentajes de cada tipo de usuarios sobre el total de usuarios que poseen EVs, y distintos porcentajes de inserción de EVs en cada distribuidor con respecto al total de vehículos que componen el parque automotor.

**2.2. Perfiles de carga de estaciones de carga semirrápida y rápida de 50 kW.** – Un perfil de carga de una estación de recarga pública o un comercio se caracteriza por un mayor uso y potencia demandada con respecto a un punto de recarga residencial. En el presente estudio se analiza el impacto que genera la inserción de puntos de recarga en supermercados y estaciones de servicio de la ciudad de Santo Tomé.

En esta etapa se considera que las potencias máximas admitidas por los puntos de recarga de las estaciones de servicio son de 21 kW y 50 kW, y de los supermercados de 7 kW y 21 kW. La cantidad de puntos de recarga se distribuye equitativamente entre las alternativas de potencia máxima admitida propuestas. En los supermercados, se considera que aproximadamente el 20% de las plazas de estacionamiento poseen puntos de recarga semirrápida. En las estaciones de servicio se consideran instalados 4 puntos de recarga. Los perfiles de carga fueron adoptados bajo un enfoque pesimista. Según la potencia nominal de los puntos de recarga, se selecciona el modelo de EV que exija mayor potencia en función del tiempo. Se considera un porcentaje inicial de recarga de los EVs del 50% en supermercados y 10% en estaciones de servicio. Por último, se considera una dinámica semanal esperada de demanda para la recarga de los EVs en función del día de la semana y horarios de comercio. En la Figura I se presentan los perfiles generados de demanda de potencia semanal en los 4 establecimientos. Estas demandas de potencia afectan a las SETs encargadas de alimentar a cada uno de estos usuarios.

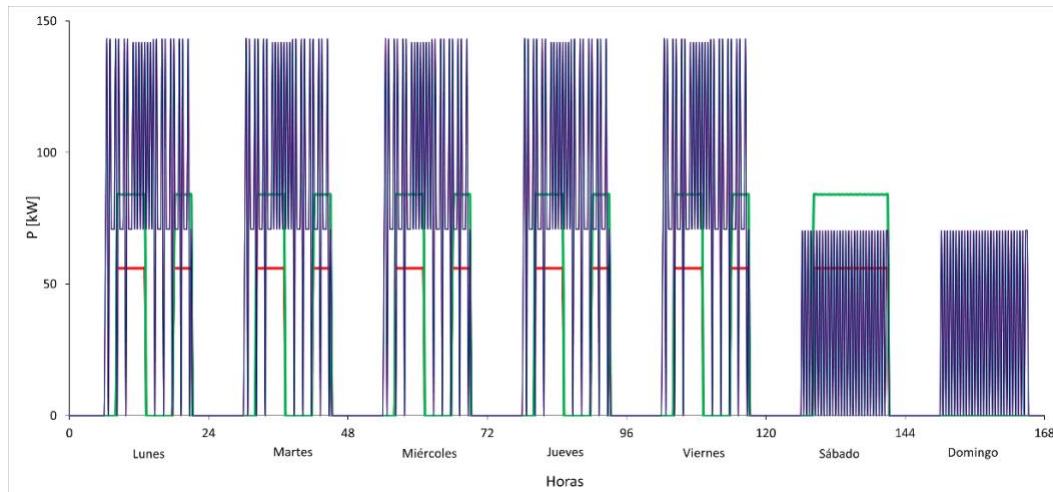


Figura I. Perfiles de carga semanal generados de los supermercados 1 (rojo) y 2 (verde) y de las estaciones de servicio 1 (magenta) y 2 (azul).

**2.3. Modo de operación G2V no controlada.** – Se plantean 8 perfiles de carga distintos. Una mitad se corresponde con una recarga lenta de 3,5 kW de potencia nominal y la otra con una recarga semi-rápida de 7 kW de potencia nominal. A su vez, en cada una de ellas se definen 3 perfiles considerando que el 100% de los usuarios con EVs pertenecen a un grupo de usuarios según su recorrido; y además un perfil considerando que los usuarios con EVs se distribuyen equitativamente con respecto a su distancia recorrida diariamente. Así, resultan los 8 escenarios planteados en la Tabla II.

A su vez, se consideran distintos porcentajes de penetración de EVs en el parque automotor de la región en estudio. En cada escenario de penetración se determina la cantidad de EVs correspondientes a cada SET. Según la potencia nominal de recarga a analizar se determina la potencia nominal de recarga de EVs en cada SET. Esta potencia nominal afecta a los distintos perfiles de carga generados obteniendo así los niveles de potencia demandada para una semana típica de invierno y una de verano. Las demandas de potencia debida a los EVs son adicionadas a las demandas típicas de cada SET.

Escenario	P [kW]	% URL	% URI	% URC
1	3,5	100	-	-
2		-	100	-
3		-	-	100
4	7	33,33	33,33	33,33
5		100	-	-
6		-	100	-
7		-	-	100
8		33,33	33,33	33,33

Tabla II. Escenarios de estudio propuestos para el modo de operación G2V sin gestión de la recarga.

**2.4. Modo de operación G2V controlada.** – Se procurará mejorar las condiciones de operación de la red con escenarios de recarga no controlada. Para ello, se proponen perfiles de recarga controlados de EVs con el propósito de aplanar el pico incremental de demanda de la red; y se los ubica en períodos de valle del sistema. Además, se debe evitar que la recarga de la flota de EVs ocurra en una ventana temporal pequeña, para no inducir un nuevo pico de demanda máximo del sistema. Estos perfiles propuestos pretenden simular una recarga controlada de la flota de EVs mediante algún sistema de coordinación de los distintos usuarios de la red. Tal recarga controlada se realiza intentando cumplir con: escalonar suficientemente los inicios de recarga del total de usuarios, evitar rangos horarios de recarga pequeños, y respetar ventanas temporales aceptables entre un escalón de recarga y el siguiente.

**2.5. Modo de operación V2G de los EVs.** – Se consideran distintos escenarios de la flota de EVs operando en modo V2G, y se obtiene el porcentaje admisible de inserción de EVs para cada escenario. Inicialmente se obtiene la energía total almacenada, considerando las distancias diarias recorridas por los URIs, el consumo energético de los modelos de EVs adoptados y una profundidad de descarga de su batería del 70%. Luego, se generan los correspondientes perfiles de carga semanales. Para ello, se asume que el aporte de energía por parte de los EVs persigue cubrir el mayor pico de demanda del sistema. En este sentido, se plantean valores de potencia para realizar el aporte de energía a potencia constante: 7 kW, 3,5 kW, y la máxima potencia posible de ser entregada durante el período de pico hasta alcanzar la profundidad de descarga adoptada (70%).

**2.6. Indicadores de evaluación del impacto los EVs en la red.** – 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 ( $F_c$ ) de los distribuidores y el Factor de Pico de los distribuidores ( $F_p$ ). El  $F_c$  permite evaluar en términos energéticos el grado de aprovechamiento del distribuidor:

$$F_c = \frac{S_{prom}}{S_{m\acute{a}x}} \quad [\text{Ec. 1}]$$

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 EVs al pico de demanda de los distribuidores respecto al escenario base (sin inserción de EVs), se obtiene según:

$$F_p = \frac{S_{ce\_m\acute{a}x}}{S_{cb\_m\acute{a}x}} \quad [\text{Ec. 2}]$$

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. Por último, para el análisis del modo de operación V2G de los EVs, se adiciona la potencia mínima operada por los distribuidores como indicador de estudio. Este invierte su signo de positivo a negativo al ir incrementando gradualmente el nivel de inserción de los EVs, dado que se genera una inversión de los flujos de potencia. De esta manera, se conoce el porcentaje de inserción de EVs para los distintos escenarios que produce este fenómeno. Esto ocurre cuando la energía de la flota de EVs cubre la potencia del pico de demanda en algún tramo de un distribuidor e inyecta energía al mismo.

### 3. Resultados y Discusión.

**3.1. Impacto de estaciones de carga semirrápida y rápida de 50 kW.** – Debido a la locación de las estaciones de servicio y supermercados consideradas, las demandas recaen sobre el distribuidor Santo Tomé Norte y Mosconi. Los resultados muestran que existen variaciones marginales de la cargabilidad del tramo principal de ambos distribuidores debido a la instalación de los puntos de recarga en estaciones de servicio y supermercados. Esto último puede observarse en la Figura II, donde se presentan las cargabilidades de ambos distribuidores para una semana típica de invierno. Un comportamiento similar se obtiene con un perfil de demanda de verano. Con respecto al  $F_c$ , se observa que varía únicamente en el caso de un perfil de demanda de invierno en el distribuidor Santo Tomé Norte, aun así, solo disminuye desde 0,70 en el caso de referencia a 0,68 considerando la inserción de los puntos de recarga semirrápidos y rápidos. Por otra parte, se obtuvieron aumentos de entre 1% y 4% del  $F_p$  en los casos de estudio. Estos valores representan incrementos marginales de la potencia pico demandada con respecto al caso base de estudio.

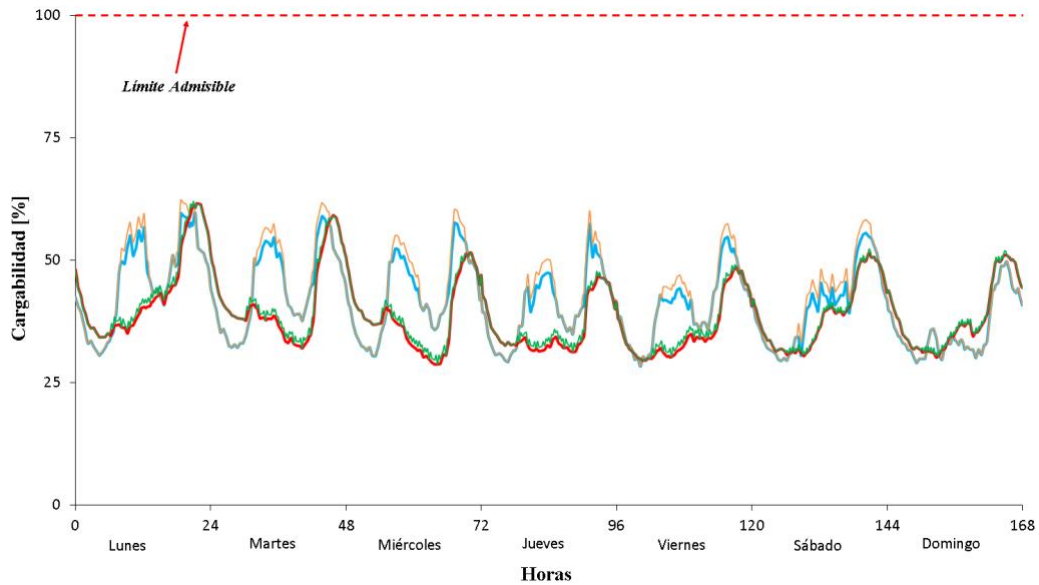


Figura II. Perfiles de cargabilidad semanal de distribuidores Santo Tomé (ST) Norte y Mosconi en caso base (celeste y rojo respectivamente) y con la instalación de puntos de carga semirrápida y rápida con un perfil de demanda de invierno (anaranjado y verde respectivamente).

**3.2. Recarga EVs sin gestión de su demanda.** – En la Figura III se presenta la variación de la cargabilidad en los distribuidores para distintos niveles de inserción de EVs y escenarios de estudio, considerando un perfil de demanda de invierno y verano. Con bajos niveles de inserción, la cargabilidad de los distribuidores es similar a la de su condición inicial (sin EVs). En términos generales, existe un aumento de cargabilidad proporcional al incremento de la inserción de EVs y se detectan mayores restricciones a la inserción de EVs con un perfil de demanda de invierno. Luego, según el caso de estudio, puede existir un mayor o menor aumento de la cargabilidad de cada distribuidor con un similar nivel de inserción de EVs. Se observa que existen distribuidores que admitirían el reemplazo completo del parque automotor convencional por EVs. Por otro lado, existe un distribuidor que en ningún caso de estudio admite este reemplazo completo y distribuidores que, dependiendo del caso de análisis, admiten o no este reemplazo. Aquellos distribuidores con mayor cantidad de usuarios residenciales poseen mayores aumentos de demanda por EVs. En este aspecto, la cargabilidad inicial puede ser determinante para el nivel de porcentaje admisible de inserción de EVs. En todos los casos, las restricciones de operación de la red se deben a sobrecargas en los conductores, y no se advierten restricciones debidas a valores inadmisibles de tensión en nodos.

El caso más exigente en cada distribuidor se presenta para los casos de estudio con URL y potencias de recarga de 7 kW. Esto es razonable por ser la mayor potencia de recarga y los URL deben recargar más energía diariamente. Entonces, la recarga de EVs es más prolongada en comparación con URIs y URCs, resultando mayor superposición de las demandas de potencia por parte de los usuarios residenciales.

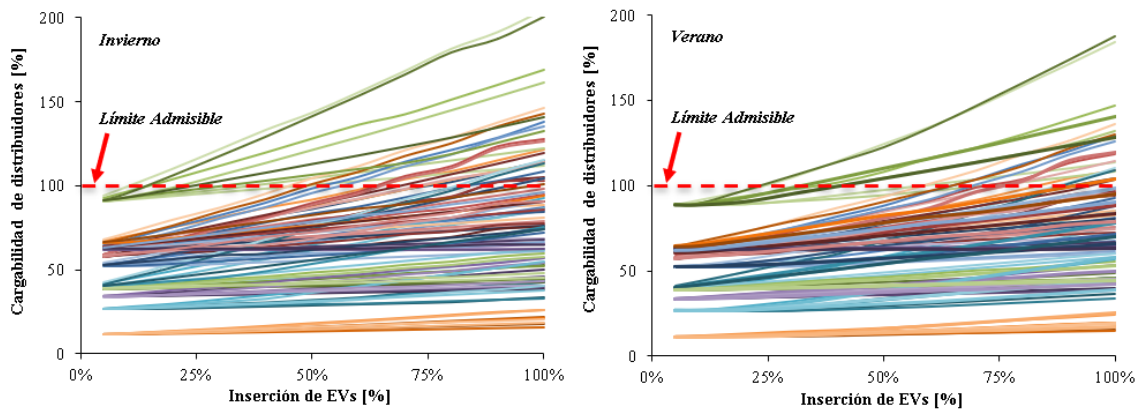


Figura III. Cargabilidad de distribuidores para según los casos de estudio propuestos sin gestión de la demanda.

El porcentaje máximo admisible de inserción de EVs, para los perfiles de carga propuestos, sugiere que, en términos generales, las recargas con una potencia nominal de 3,5 kW presentan menores restricciones en comparación con las de 7 kW. Ningún caso de estudio admite el reemplazo completo del parque automotor convencional por otro de locomoción eléctrica, pues en todos los casos al menos un distribuidor presenta restricciones de inserción.

En la Tabla III se presentan los valores de  $F_c$  y  $F_p$  para el caso base y sus valores promediados para los casos con inserción de EVs con y sin gestión de la demanda. Se observa que  $F_c$  y  $F_p$  desmejoran notablemente ante una recarga no controlada de EVs, debido a importantes aportes al incremento de potencia pico de los distribuidores. Por otra parte, las recargas con potencias nominales de 3,5 kW presentan mejores condiciones de operación de la red que las de 7 kW. El análisis de los perfiles de cargabilidad de los distribuidores indica que, en aquellos distribuidores con una curva de demanda del tipo residencial, la recarga no controlada de los EVs coincide fuertemente en el pico diario de demanda. En la Figura IV se presentan las curvas de cargabilidad semanal para caso base y casos de estudio del distribuidor Luján considerando los máximos porcentajes admisibles de EVs de cada caso. Este distribuidor es el que más usuarios residenciales abastece. Se destaca el gran aumento de cargabilidad debido a la recarga de los EVs en los períodos de pico de demanda.

		Invierno		Verano	
<b>Caso Base (Sin EVs)</b>	$F_c$	0,69		0,68	
	$F_p$	1		1	
<b>Potencia nominal de recarga [kW]</b>					
<b>Con inserción de EVs</b>		<b>3,5</b>	<b>7</b>	<b>3,5</b>	<b>7</b>
<b>Sin gestión de la recarga</b>	$F_c$	0,54	0,51	0,57	0,52
	$F_p$	1,44	1,56	1,36	1,53
<b>Con gestión de la recarga</b>	$F_c$	0,69	0,66	0,65	0,62
	$F_p$	1,08	0,15	1,18	1,23

Tabla III.  $F_c$  y  $F_p$  promedios sin gestión de recarga

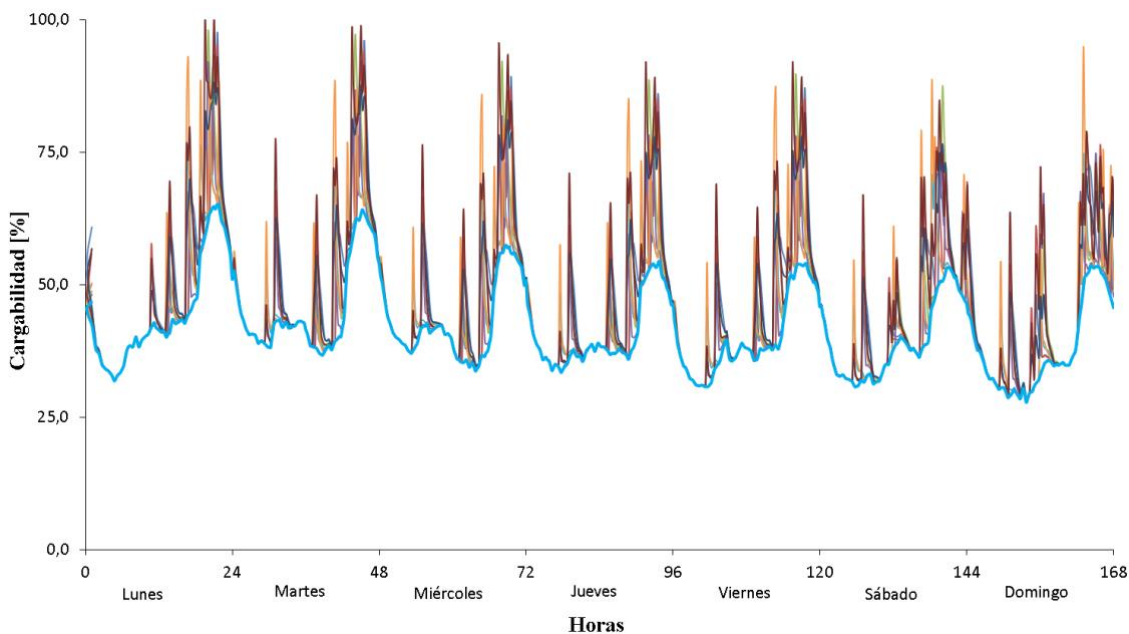


Figura IV. Curvas de cargabilidad semanal para caso base (línea celeste) y casos de estudio sin gestión de la demanda de los EVs del distribuidor Luján (líneas de colores diferentes al celeste).

**3.2 Recarga de EVs con gestión de su demanda.** – Los distintos perfiles de recarga adoptados mejoran las condiciones de operación de la red con respecto a una recarga no controlada. Se obtienen resultados satisfactorios adoptando 8 escalones de recarga (cada octavo del total de los usuarios inicia su recarga en

un horario distinto), ubicando el inicio de las recargas en períodos de valle de demanda y espaciando los escalones de recarga con período mínimo de una hora. Los resultados de las simulaciones sugieren que, con una correcta gestión de la recarga, los niveles de cargabilidad máxima de los distribuidores pueden disminuir considerablemente, mejorando así las condiciones de operación de la red y permitiendo un mayor porcentaje admisible de inserción de EVs en el sistema y/o un retraso de inversión en obras de infraestructura eléctrica. Se observa que no existe un número de escalonamientos, de rangos horarios de recarga, o de tiempo entre escalones de recarga, que satisfaga a todos los distribuidores por igual. Mediante un estudio particularizado a cada distribuidor es posible obtener mejores resultados. En la Tabla III se presentan los valores de los  $F_c$  y  $F_p$  promedios de los distribuidores considerando una gestión de la recarga de los EVs. Se observa una notable mejora de los  $F_c$  y  $F_p$  con respecto a una recarga no controlada. En la Figura V se presenta la cargabilidad semanal del distribuidor Lujan para el caso base y casos de gestión de la demanda para un perfil de demanda de invierno. Se destaca cómo se logra desplazar la demanda asociada a la recarga de EVs hacia los períodos de valle. Además, contrastando las Figura 4 y 5, se dilucida la disminución de la cargabilidad lograda mediante una adecuada gestión de la recarga de EVs.

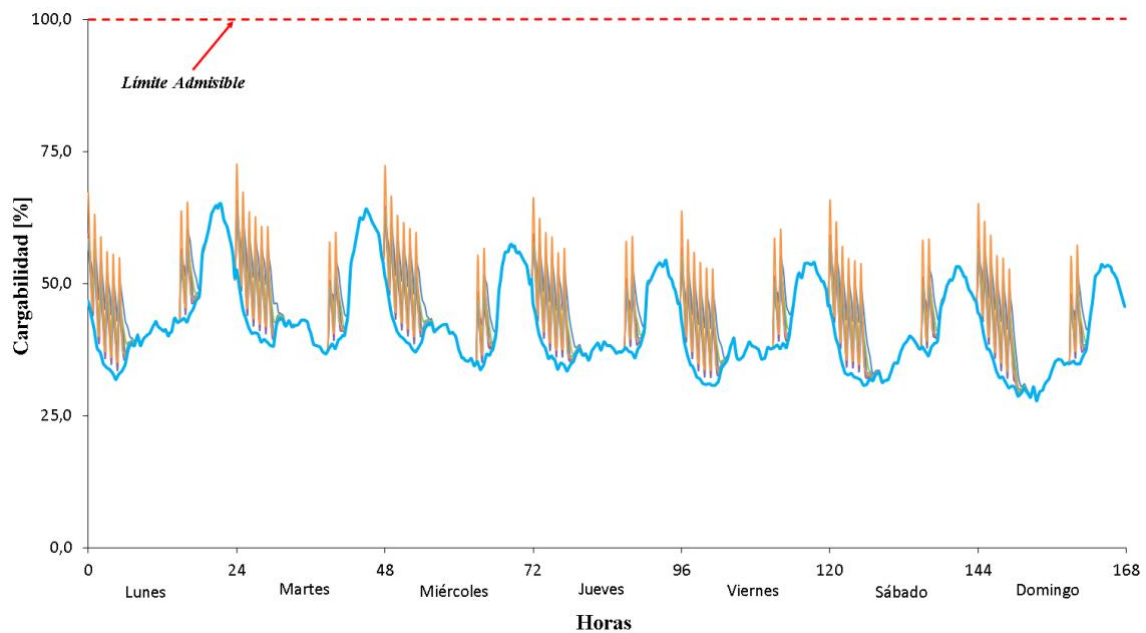


Figura V. Curvas de cargabilidad semanal del distribuidor Lujan para caso base (línea celeste) y propuestas de gestión de la recarga de EVs del distribuidor Lujan considerando un perfil de demanda de invierno (línea naranja).

**3.3 Modo de operación V2G de los EVs.** – Los perfiles de carga semanales (de invierno y verano) generados de los EVs con un comportamiento en modo V2G, permite dilucidar los importantes tiempos de recarga de los EVs posteriormente a haber entregado energía durante el período de pico de demanda. El porcentaje inicial de la recarga de los EVs es menor a los casos sin considerar aporte de energía a la red, por esto se requiere un mayor tiempo de recarga. La demanda de potencia más prolongada por parte de los EVs genera una superposición de los escalones de recarga propuestos en la recarga controlada de EVs.

En la Figura VI se presenta la cargabilidad máxima de los distribuidores. A diferencia de la Figura III, aquí se consideran únicamente URIs, pues se incorpora otra variable a considerar, las potencias de entrega de energía a la red, entonces con las posibilidades consideradas, se debería triplicar la cantidad de curvas presentadas en la Figura III, dificultando la interpretación los resultados. En algunos casos, se observa inicialmente una disminución conforme se aumenta el porcentaje de inserción de EVs, esto último se presenta principalmente en perfiles de demanda de invierno. Esta disminución de cargabilidades logra un valor mínimo para algún nivel de inserción de EVs y luego crece conforme se incrementa el porcentaje de EVs en el sistema. Por otra parte, existen distribuidores cuyos niveles de cargabilidad se incrementan para todo valor de inserción de EVs analizado. Estos comportamientos se deben a un nuevo pico de demanda en horas de la madrugada por causa de la recarga posterior de los EVs. En la Figura VII se presenta la curva de cargabilidad del distribuidor Lujan para los distintos casos con una inserción del 20% de EVs con este modo de operación. En la Figura VII, en el caso de entrega de potencia con 3,5 kW, no supera la cargabilidad máxima correspondiente al caso base. Por otra parte, los dos casos restantes del modo de



operación V2G superan la cargabilidad del caso base. Si la cargabilidad máxima del distribuidor debida al nuevo pico de demanda es mayor a la obtenida sin considerar el aporte de energía por parte de los EVs, entonces no se justifica el modo de operación V2G. Por esto, se considera que los distribuidores que no presentan una disminución de cargabilidad inicial, no admiten ningún porcentaje de inserción de EVs. La mayor admisión de EVs con este modo de operación se presenta con un perfil de demanda de invierno y con entregas de 3,5 kW.

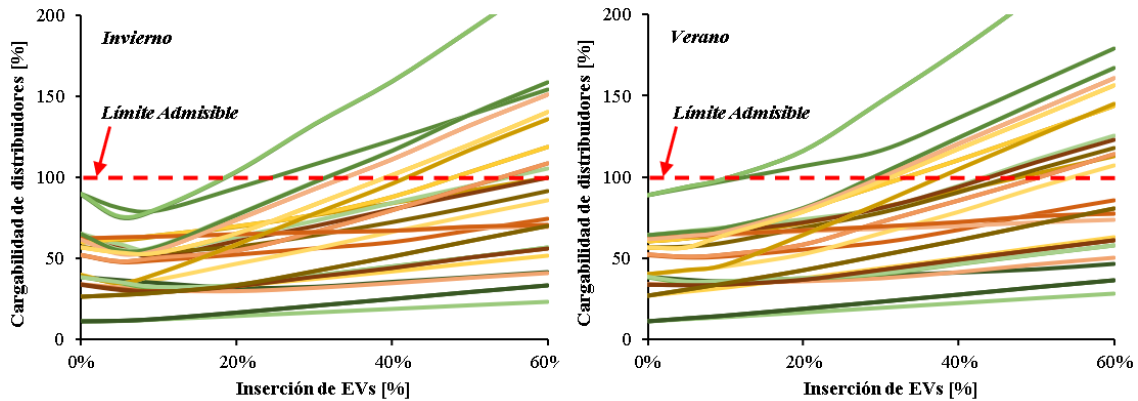


Figura VI. Cargabilidad de distribuidores para los distintos casos de estudio con modo de operación V2G de los EVs.

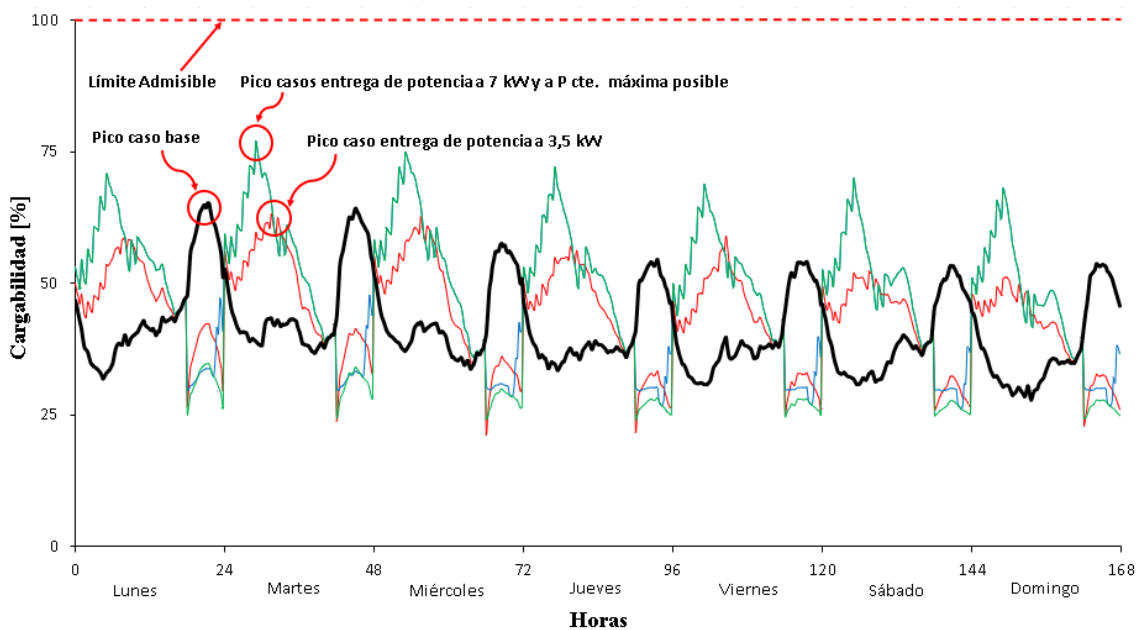


Figura VII. Perfiles de cargabilidad del distribuidor Lujan en caso base (negro) y casos de estudio de inserción de potencia con 3,5 kW(rojo), 7 kW(azul) y a la Potencia máxima constante posible (verde) con un nivel de inserción de 20% y considerando perfil de demanda de invierno.

En la Figura VIII, se presentan los niveles de potencia mínima operada por el tramo principal de los distribuidores de 13,2 kV para los distintos casos de estudio según distintos niveles de inserción de EVs operando en modo V2G. En términos generales, se observa que hasta una inserción del 5% de EVs, ningún distribuidor presenta inversión de flujos de potencia. Por otro lado, solo uno de los doce distribuidores no presenta una inversión de los flujos de potencia para los porcentajes de inserción de EVs analizados, caracterizándose el mismo por poseer el menor número de usuarios residenciales abastecidos. Estos resultados se verifican para ambos perfiles de demanda. Las Figuras VI y VIII muestran que el perfil de demanda de verano es mas restrictivo con respecto a la inserción de EVs cuando operan en modo V2G. Ocurre lo contrario para los casos de estudio sin considerar el modo de operación V2G.

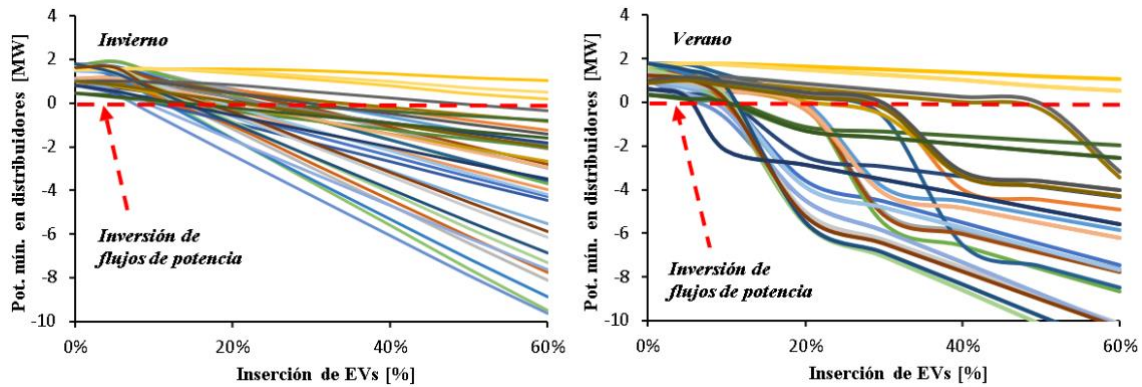


Figura VII. Potencia mínima operada por los distribuidores de 13,2 kV según distintos casos de estudio para diferentes niveles de inserción de EVs operando en modo V2G.

En términos generales, cuando los EVs adoptan un comportamiento como el propuesto, se encuentran mejores condiciones de operación del sistema para aportes de 3,5 kW. Con esta potencia, los EVs no logran alcanzar la profundidad de descarga propuesta en el análisis y demandan menos energía luego de abastecer a la red eléctrica. De esta manera, es posible admitir una mayor cantidad de usuarios con sus EVs operando en modo V2G. Existen distribuidores que no admiten este modo de operación y otros que admiten niveles de inserción de entre 5% y 50%. Los niveles admisibles de inserción de EVs con este modo de operación son notablemente menores que los correspondientes al caso de estudio de inserción de EVs sin gestión de la recarga. En las secciones analizadas se consideraron al total de los EVs en el sistema con un tipo de comportamiento específico (y a su vez con distintos perfiles de uso), es decir todos sin gestión de la recarga, con gestión de la recarga o con modo de operación V2G. Es dable destacar que en este trabajo no se consideró una combinación entre los distintos tipos de comportamiento de los EVs.

**4. Conclusiones.** – El presente trabajo sugiere que los puntos de recarga semirrápida y rápida en supermercados y estaciones de servicio, en general, no ocasionan importantes desmejoras en los parámetros de operación de los distribuidores analizados. Por otra parte, se comprobó que una gestión de la recarga de los EVs permite disminuir los impactos negativos sobre la red, posibilitando niveles de inserción superiores y/o retrasando inversiones en infraestructura eléctrica. Además, se determinó que el sistema en análisis admite un determinado porcentaje de inserción de EVs con un modo de operación V2G que permitiría desplazar generación de punta altamente contaminante mediante el aporte de energía por parte de los EVs en los períodos de pico de demanda del sistema. Aun así, con este modo de operación, el sistema es más susceptible a operar fuera de los rangos admisibles determinados para el estudio, pues con un menor porcentaje de inserción que otros casos se violan restricciones operativas. El trabajo además muestra la existencia de numerosos posibles escenarios de utilización de los EVs en las redes eléctricas y sus parámetros más influyentes. Se observa la elevada incidencia del modo de uso de los EVs, resultando de interés evaluar además casos de posibles flexibilidades por parte de los usuarios, pudiendo estos optar por una recarga no controlada o controlada, y en este último caso, con o sin aporte de energía a la red.

## 5. Referencias.

- [1] Naciones Unidas, (s.f.). “Objetivos de Desarrollo Sostenible”. [Internet].  
Disponibile en <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- [2] Naciones Unidas, (s.f.). “Cambio climático. El acuerdo de París”. [Internet].  
Disponibile en <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>
- [3] International Renewable Energy Agency, (s.f.). “Industry & Transport”. [Internet].  
Disponibile en <https://www.irena.org/industrytransport>
- [4] H.S. Das, M.M. Rahman, S. Li y C.W. Tan, “Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, mar., 2020. doi: 10.1016/j.rser.2019.109618.
- [5] R.G. Gago, S.F. Pinto y J.F. Silva, “G2V and V2G electric vehicle charger for smart grids,” 2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2), pp. 1-6, sept., 2016. doi: 10.1109/ISC2.2016.7580786.
- [6] M.M. Perdomo, U. Manassero y J.R. Vega, “Gestión de la Recarga de Vehículos Eléctricos y su Impacto sobre la Red de Distribución,” 2021 IEEE URUCON, 2016. doi: 10.1109/URUCON53396.2021.9647095.
- [7] CAMMESA, “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, jun., 2016,  
Disponibile en  
<https://portalweb.cammesa.com/procedimientos/wwhelp/wwhimpl/common/html/wwhelp.htm#context=Procedimientos&file=Anexos/ANEXOS.html>
- [8] Asociación de Fabricantes de Automotores, (s.f.). “Estadísticas – Anuarios”. [Internet].  
Disponibile en <http://www.adefa.org.ar/es/estadisticas-anuarios>
- [9] Instituto Nacional de Estadística y Censos, (s.f.). “Población – Censos”.  
Disponibile en <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-2-41>
- [10] P. Jain y T. Jain, "Impacts of G2V and V2G power on electricity demand profile," 2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC), pp. 1-8, dic., 2014. doi: 10.1109/IEVC.2014.7056148.
- [11] C. Silva, M. Ross, y T. Farias, “Evaluation of energy consumption, emissions and cost of plug-in hybrid vehicles,” *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 7, pp. 1635-1643, jul., 2009. doi: 10.1016/j.enconman.2009.03.036