



Universidad Nacional de
Mar del Plata
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica



Proyecto Final de grado para optar al grado de
Ingeniero Electricista

Impacto de la implementación de cargadores ultra rápidos de una flota de buses eléctricos en un distribuidor de la red eléctrica de la ciudad de Mar del Plata

Autor: **RINGA, Agustín Ezequiel**
Ingeniería Eléctrica
DNI: 41062599
Nro. Legajo Alumno: 13427
Correo: agustinringa@gmail.com

Director: Dr. Ing. STRACK, Jorge Luis

Codirector: Ing. VIGNERTE, Juan

Evaluadores:
Mg. Ing. DI MAURO, Guillermo
Mg. Ing. ANAUT, Daniel
Ing. MURCIA, Guillermo

Defensa: 14 de noviembre del 2024, Mar del Plata.



RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



Universidad Nacional de
Mar del Plata
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica



Proyecto Final de grado para optar al grado de
Ingeniero Electricista

Impacto de la implementación de cargadores ultra rápidos de una flota de buses eléctricos en un distribuidor de la red eléctrica de la ciudad de Mar del Plata

Autor: RINGA, Agustín Ezequiel
Ingeniería Eléctrica
DNI: 41062599
Nro. Legajo Alumno: 13427
Correo: agustinringa@gmail.com

Director: Dr. Ing. STRACK, Jorge Luis

Codirector: Ing. VIGNERTE, Juan

Evaluadores:
Mg. Ing. DI MAURO, Guillermo
Mg. Ing. ANAUT, Daniel
Ing. MURCIA, Guillermo

Defensa: 14 de noviembre del 2024, Mar del Plata.

Agradecimientos

En primer lugar, a mi madre y padre, Patricia y Jorge, quienes, con su amor incondicional, su ejemplo y su apoyo constante, me han brindado las herramientas y la motivación necesarias para alcanzar este objetivo. No hay palabras suficientes para agradecerles todo lo que han hecho por mí.

A mi hermana y hermanos, Micaela, Matías y Cristian, que siempre estuvieron presentes en los momentos difíciles, ofreciéndome su aliento y compañía. Gracias por ser parte fundamental de mi vida y por ayudarme a mantener el equilibrio entre el estudio y lo personal.

A toda mi familia, amigos, compañeros y colegas, quienes de una forma u otra, me acompañaron y brindaron su apoyo a lo largo de estos años. Su presencia y palabras de aliento han sido cruciales en mi camino.

A mi codirector y director, Juan y Jorge, por su guía, paciencia y sabiduría. Sus consejos y enseñanzas no sólo enriquecieron mi formación académica, sino que también me ayudaron a desarrollar una visión crítica y profesional que llevaré conmigo en mi vida laboral.

Un agradecimiento especial al profesor Ing. Ruben Ferreyra, quien me brindó ayuda en la realización de uno de los cálculos de análisis tarifario. Su disposición y generosidad con su tiempo y conocimiento fueron invaluable.

Por último, quiero expresar mi profunda gratitud a la universidad pública, que me brindó la oportunidad de formarme como profesional. Gracias a su carácter inclusivo y accesible, no solo pude cursar mis estudios de forma gratuita, sino que también tuve acceso a recursos valiosos como bibliotecas, laboratorios equipados, y el acompañamiento de docentes comprometidos con la educación de calidad. Estos beneficios han sido fundamentales para mi crecimiento académico y personal, y me han permitido alcanzar este importante logro.

A todas y todos, muchas gracias.

ÍNDICE

1. ESTADO DEL ARTE	7
1.1. Ejemplos y casos de éxito	7
1.1.1. Ciudad de La Plata, Buenos Aires, Argentina	8
1.1.2. Ciudad de Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina	8
1.1.3. Medellín, Colombia	9
1.1.4. Santiago, Chile	9
1.2. Legislación nacional sobre electromovilidad	10
1.2.1. Proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable	10
1.2.2. Ley de Promoción de Producción Nacional de Vehículos Eléctricos e Híbridos	11
1.2.3. Decreto 51/2018	12
1.2.4. Ministerio de transporte - Resolución 635/2022	12
1.2.5. Plan Nacional de transición energética a 2030	12
1.2.6. Ministerio De Economía - Secretaría De Energía - Resolución 517/2023	13
1.3. Normas Internacionales	13
1.3.1. Norma IEC 61851-1	13
1.3.2. Norma IEC 61851-23	14
1.3.3. Norma IEC 61851-24	15
1.4. Cargadores	16
1.4.1. Tipos de carga	16
1.4.2. Tipos de cargadores	16
1.5. Cargadores comerciales de batería para EV	17
1.5.1. BMW	18
1.5.2. Citroën	19
2. CRONOGRAMA DE CARGAS	21
2.1. Condiciones iniciales	22
2.2. Análisis de la situación	22
2.2.1. Cálculo de energía necesaria	23
2.3. Cargador	24
2.4. Cronograma de entradas y salidas de buses	25
3. DIGITALIZACIÓN DE REDES	30
3.1. Parámetros y elementos	31
3.2. Procedimientos de digitalización	32
3.3. Carga de un conductor en Power Factory	35
3.4. Ejemplos de elementos cargados en el software	40
3.5. Digitalización de una zona completa	41
3.6. Digitalización del cargador de baterías Heliox en Power Factory	50
4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS	53
4.1. Planteo y parámetros generales para simular	53
4.1.1. Explicación de simulación	57
4.2. Primera simulación: tramo completo sin cargadores ni generación F.V.	60
4.3. Segunda simulación: tramo completo, cargadores y generación fotovoltaica	61
4.4. Tercera simulación: tramo completo, con cargadores y sin generación fotovoltaica	63
4.5. Análisis de calidad de energía	64

4.6. Observaciones	64
4.7. Solución a la sobrecarga: reconfiguración	68
5. CONSUMOS DE ENERGÍA	78
5.1. Cálculo de consumo de energía eléctrica	79
5.1.1. Obtención de la potencia	79
5.1.2. Obtención de la energía	83
5.1.3. Utilización de script para calcular la energía	85
5.2. Análisis de cuadro tarifario	88
5.2.1. Recopilación de datos mes a mes	88
5.2.2. Evaluación tarifaria	94
6. IMPACTO AMBIENTAL	98
6.1. Foro internacional G20	98
6.2. Emisiones de CO2	98
6.3. Situación actual de Argentina frente a los objetivos	101
6.4. Rendimiento energético aproximado de la electromovilidad	102
6.5. Uso de baterías	103
6.5.1. Ventajas	103
6.5.2. Desventajas	104
6.5.3. Reciclado	104
7. CONCLUSIONES	106
7.1. Eficiencia Energética y Sostenibilidad	106
7.2. Análisis de Potencia y Consumo	106
7.3. Impacto en la Calidad de la Energía	106
7.4. Normativas y Estándares Internacionales	107
7.5. Viabilidad Económica y Técnica	107
7.6. Recomendaciones para Futuras Investigaciones	108
7.7. Comentarios finales	108
8. BIBLIOGRAFÍA	109
9. Anexo 1 – Script	112
9.1. Explicación resumida del código	114

RESUMEN

En el presente trabajo se investiga el impacto de la implementación de cargadores ultra rápidos de una flota de buses eléctricos en la red eléctrica de distribución de la ciudad de Mar del Plata.

Este trabajo final de grado surge de la necesidad de transición hacia un sistema de transporte más sostenible, centrándose en la implementación de buses eléctricos. Se destaca la importancia de esta transición no sólo para reducir el impacto ambiental, sino también para promover la inclusión social y la sostenibilidad económica.

En Argentina el 51% de las emisiones de gases de efecto invernadero provienen del sector energético. Es por ello que la Resolución 517/2023 del Ministerio de Economía, que establece el "Plan Nacional de Transición Energética al 2030", alineado con compromisos internacionales como el Acuerdo de París, buscan reducir los niveles de CO₂ en el ambiente. Este plan busca una transición justa y sostenible, actualizándose periódicamente para reflejar la evolución de las políticas energéticas.

Se presentan algunas de las características técnicas necesarias, como por ejemplo la selección del kit de motor y conversión de energía, qué tipo batería y cuantas se utilizan, y, sobre todo, qué cargador se utiliza. En este trabajo se utiliza un cargador ultra rápido de 450 kW del fabricante Heliox Energy.

Todos estos dispositivos se necesitan determinar para luego realizar simulaciones a través del software Power Factory de DigSILENT, en donde se analizan los parámetros eléctricos necesarios para modelizar las redes de Media Tensión y el consumo que el sistema de cargadores demanda. Además, se implementa generación fotovoltaica junto con el sistema de carga para lograr un conjunto más sostenible y casi un 30% autosuficiente.

Se presenta una metodología para la simulación del consumo energético de los cargadores eléctricos, donde se detalla el proceso de extracción de datos de energía a lo largo del día. Se explica el cálculo energético efectuado, y se discuten los resultados obtenidos en las simulaciones.

Luego de los cálculos de corriente de carga sobre el conductor más cargado y de caída de tensión en el punto más alejado del centro de distribución, se logra llegar a un equilibrio sin agregados a la red, con la salvedad de que se necesita modificar su configuración topológica.

También, se realiza un análisis de energía consumida de una de las estaciones y su respectivo análisis tarifario para todo un año de uso del sistema cargador con generación fotovoltaica.

Finalmente, se concluye que la transición hacia vehículos eléctricos no solo es viable desde el punto de vista ambiental, sino que también ofrece beneficios económicos a largo plazo. Se enfatiza la necesidad de un enfoque coordinado entre el gobierno, la industria y la sociedad civil para garantizar el éxito de esta transición.

SUMMARY

This work investigates the impact of implementing ultra-fast chargers for a fleet of electric buses on the electrical distribution network of the city of Mar del Plata.

This final degree project arises from the need for a transition towards a more sustainable transportation system, focusing on the implementation of electric buses. The importance of this transition is highlighted not only to reduce environmental impact but also to promote social inclusion and economic sustainability.

In Argentina, 51% of greenhouse gas emissions come from the energy sector. This is why Resolution 517/2023 of the Ministry of Economy, which establishes the "National Energy Transition Plan to 2030", aligned with international commitments such as the Paris Agreement, seeks to reduce CO₂ levels in the environment. This plan aims for a fair and sustainable transition, updated periodically to reflect the evolution of energy policies.

Some necessary technical characteristics are presented, such as the selection of the motor and energy conversion kit, the type of battery and how many are used, and, most importantly, which charger is utilized. In this work, a 450 kW ultra-fast charger from the manufacturer Heliox Energy is used.

All these devices need to be determined in order to later carry out simulations through DigSILENT's Power Factory software, where the necessary electrical parameters are analyzed to model the Medium Voltage networks and the consumption that the charger system demands. Additionally, photovoltaic generation is implemented alongside the charging system to achieve a more sustainable and almost 30% self-sufficient setup.

A methodology is presented for simulating the energy consumption of electric chargers, detailing the process of extracting energy data throughout the day. The energy calculation performed is explained, and the results obtained from the simulations are discussed.

After calculating the charging current on the most loaded conductor and the voltage drop at the farthest point from the distribution center, a balance is achieved without adding to the grid, with the caveat that its topological configuration needs to be modified.

Furthermore, an analysis is carried out of the energy consumed by one of the stations and its respective tariff schedule for an entire year of using the charging system with photovoltaic generation.

Finally, it is concluded that the transition to electric vehicles is not only feasible from an environmental perspective but also offers long-term economic benefits. The need for a coordinated approach between the government, industry, and civil society is emphasized to ensure the success of this transition.

1. ESTADO DEL ARTE

La implementación del transporte público, en particular con buses eléctricos, ofrece una serie de beneficios significativos tanto a nivel local como global.

- **Sostenibilidad ambiental:** los buses eléctricos representan una opción más ecológica en comparación con los vehículos tradicionales de combustibles fósiles. Al utilizar electricidad como fuente de energía, se reducen notablemente las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación del aire. Contribuyen así a la lucha contra el cambio climático y mejoran la calidad del aire en la ciudad.
- **Reducción de la dependencia de combustibles fósiles:** la adopción de buses eléctricos reduce la dependencia de combustibles fósiles, lo que puede fortalecer la seguridad energética del país y disminuir la volatilidad de los precios del petróleo.
- **Menor ruido y vibraciones:** la operación silenciosa de los buses eléctricos, en comparación con los vehículos de combustión interna, contribuye a la reducción del ruido urbano y mejora la calidad de vida en entornos urbanos.
- **Posible ahorro de costos a largo plazo:** a pesar de su posible mayor costo inicial, los buses eléctricos podrían resultar más económicos a largo plazo debido a la reducción de los gastos de mantenimiento y, de llegar a ser posible, el menor costo de la electricidad en comparación con los combustibles fósiles.
- **Mejora del acceso al transporte:** el transporte público, en general, facilita el acceso a diversas áreas de la ciudad, especialmente para quienes no poseen vehículos privados. Esto contribuye a una sociedad más inclusiva y equitativa, permitiendo un fácil desplazamiento hacia el trabajo, la educación y otros servicios.
- **Reducción del tráfico y congestión:** los buses eléctricos, al transportar a un gran número de personas simultáneamente, contribuyen a disminuir la cantidad de vehículos privados en las carreteras y reducir la congestión del tráfico en la ciudad.
- **Impulso a la innovación tecnológica:** la adopción de buses eléctricos fomenta la investigación y el desarrollo de tecnologías avanzadas y eficientes, beneficiando no solo al sector del transporte, sino también a otras industrias y sectores.
- **Imagen positiva para la ciudad o país:** la implementación de transporte público sostenible, como los buses eléctricos, demuestra un compromiso con la protección del medio ambiente y el bienestar ciudadano. Esto puede mejorar la imagen pública, atraer inversión y fomentar el turismo, aspecto particularmente significativo en una ciudad turística como Mar del Plata. [1]

En conclusión, la integración del transporte público, especialmente con la inclusión de buses eléctricos, es esencial para promover la sostenibilidad ambiental, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos, reducir costos a largo plazo y construir una ciudad más habitable y amigable con el medio ambiente.

1.1. Ejemplos y casos de éxito

La necesidad de la electromovilidad es innegable, respaldada por argumentos fundamentales que abordan cuestiones clave en la actualidad. Desde una perspectiva ambiental, social y económica, la transición hacia vehículos eléctricos se erige como una respuesta imperativa a los desafíos contemporáneos.

Por ello, se presentan algunos ejemplos de proyectos que se han realizado en ciudades de nuestro país y de algunos países cercanos, de nuestro continente.

1.1.1. Ciudad de La Plata, Buenos Aires, Argentina

El Centro Tecnológico Aeroespacial (CTA), perteneciente a la Universidad Nacional de la Plata (UNLP) y la empresa Nueve de Julio construyeron un colectivo o bus eléctrico, con una autonomía de 200 km. Aunque aún no está habilitado para el transporte de pasajeros debido a la necesidad de aprobación de la “Ley de electromovilidad”. En la Figura 1.1.1.1 se puede observar la parte externa del colectivo. [2]



Figura 1.1.1.1 – Colectivo eléctrico construido en La Plata. Fuente: [2]

Las características técnicas de este vehículo son las siguientes:

- Modelo: RDD3400
- Número de serie: RT20211201ZYF-01
- Potencia promedio: 186 kW (241,38 CV) (a 330 A)
- Torque promedio: 1.670 nm (170,2 kgm) (a 330 A)
- Potencia pico: 290 kW (388,89 cv) (a 700 A)
- Torque pico: 3.480 nm (354,8 kgm) (a 700 A)
- Consumo: 0.8 kWh / km (estimado)
- Autonomía: 200 km (estimada)
- Capacidad: 180 kWh
- Tipo de impulsión: 3 fases – sincrónico
- Tensión de trabajo: 540 V
- Celdas: 168 unidades
- Peso total: más de 1.500 kg

Algunos de los datos mostrados se utilizan en los siguientes capítulos del presente trabajo. Debido a la cercanía geográfica y temporal del proyecto de la ciudad de La Plata, se utiliza como principal ejemplo a seguir para los cálculos del presente trabajo.

Los datos más importantes a utilizar son:

1. El consumo de energía por distancia, aproximadamente 1 kWh / km.
2. El tipo y el consumo del motor.
3. La autonomía del bus.

1.1.2. Ciudad de Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina

El 8 de noviembre del 2017 se lanza el Programa de Prueba Piloto de Buses de Tecnologías Limpias y convocatoria a buses eléctricos y/o híbridos. En el mismo se realizó una prueba piloto de dos colectivos idénticos de Yutong carga lenta, con una batería de 324 kWh, y un cargador de 150 kW. [3]

Los datos obtenidos de las pruebas se observan en la Figura 1.1.2.1

Línea	59	
Fabricante	Yutong - Colcar	
Telemetría	Yutong + planilla manual	
Consumo energético [kWh]	41232	44923
Distancia recorrida [km]	42423	43157
Velocidad media [km/h]	15.6	15.4
Consumo medio específico [kWh/km]	0.97	1.04
Tiempo de funcionamiento motor [h]	2719	2713

Figura 1.1.2.1 – Resultados de las pruebas de ambos colectivos eléctricos. Fuente: [3]

Se puede observar que al igual que en el caso anterior el consumo de energía expresado en kilowatt por kilómetro es cercano a la unidad.

1.1.3. Medellín, Colombia

Se presenta un trabajo de grado en el que se realiza un estudio técnico y económico que evalúa la viabilidad del reemplazo de una flota de buses eléctricos para realizar el trayecto de la ruta Circular Sur 302. [4]

Los datos obtenidos en este trabajo son:

- Energía de recorrido: 25,68 kWh
- Distancia de recorrido: 20,937 km
- Consumo promedio: 1,23 kWh/km (donde se tiene en cuenta el freno regenerativo).

1.1.4. Santiago, Chile

En el marco de la modernización del transporte público en Santiago, el Ministerio de Transportes implementó un nuevo modelo de gestión con el objetivo de introducir 200 autobuses eléctricos en la RED Metropolitana. La iniciativa anticipa una mayor integración de unidades eléctricas en el sistema.

Hasta agosto de 2020, más de 650 autobuses eléctricos, aproximadamente el 10% de la flota de la RED Metropolitana, han sido homologados según el estándar RED.

METBUS encabezó la llegada de los primeros 100 autobuses eléctricos en Chile, marcando un hito significativo en la electromovilidad para el transporte público en la capital. [5]

Las características técnicas de dichas unidades se observan en la Figura 1.1.4.1.

CONSUMO ENERGÉTICO BUSES PROPULSIÓN ELÉCTRICA TRANSPORTE PÚBLICO URBANO SANTIAGO

Bus			Capacidad Baterías [kWh]	Capacidad Pasajeros	Consumo [kWh/km]	Autonomía [km]
Clase	Marca	Modelo				
B2	BYD	K9 FE	276,5	81	1,57	176,1
B2	YUTONG	ZK6128BEVG	324,4	87	1,48	219,7
B2	FOTON	eBus U12 QC	151,55	90	1,67	90,9
A1	BYD	K7	156,6	45	1,13	138,6
A1	FOTON	eBus U8,5 QC	129	47	1,24	104,0
B2	ZHONGTONG	LCK6122EVG	351,237	88	1,58	222,3
B2	KING LONG	XMQ 6127G PLUS	374,65	90	1,74	215,0

Figura 1.1.4.1 – Características técnicas de flota de buses implementada en Santiago.
Fuente: [5]

Se puede observar que los valores de consumo de kWh/km son mayores a los otros casos, debido a la cantidad de pasajeros que pueden transportar.

1.2. Legislación nacional sobre electromovilidad

Como se mencionó previamente, la electromovilidad debe ser utilizada, aprovechada y fomentada por diversas ventajas. Para ello se debe tener en cuenta el rol que asume el estado y los entes reguladores y promulgadores de normas y leyes, como pueden ser las normas IRAM (Instituto Argentino de Normalización y Certificación), ISO (por sus siglas en inglés, “*International Standarization Organization*”) e IEC (por sus siglas en inglés, “*International Electrotechnical Commission*”) por ejemplo.

1.2.1. Proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable

En octubre del año 2021, se lanza un proyecto de ley desde el Ministerio de Desarrollo Productivo, donde se desea promover la movilidad sustentable. Esta ley establece un régimen destinado a promover el diseño, investigación, innovación, desarrollo y producción de vehículos propulsados por fuentes de energía sustentables en el país. El objetivo primordial es incentivar el uso de vehículos con fuentes de energías no convencionales de producción nacional, abarcando diversos tipos de movilidad terrestre. A partir de 2041, se prohíbe la comercialización de vehículos con motor de combustión interna nuevos. Además, se espera obtener un ahorro acumulado de 10.7 Millones de toneladas de CO2 equivalente para el año 2030. [6]

Este régimen de beneficios, con una duración de 20 años, abarca tanto la demanda como la oferta. Para la demanda, se establecen descuentos directos y beneficios fiscales al adquirir vehículos de movilidad sustentable. En cuanto a la oferta, se implementa un régimen con beneficios estáticos y dinámicos para estimular proyectos productivos relacionados con la movilidad sustentable. [6]

Se crea la Agencia Nacional de Movilidad Sustentable, enfocada en la investigación y promoción del desarrollo científico y tecnológico en este ámbito, así como en monitorear tendencias internacionales y cambios normativos. [6]

El Fondo Fiduciario de la Movilidad Sustentable (FODEMS) garantiza la financiación necesaria para el régimen a lo largo de sus 20 años, obteniendo fondos de diversas fuentes, como impuestos a los combustibles y dióxido de carbono, el Tesoro, ONG y multilaterales interesados en

promover la movilidad sustentable. Este fondo también respalda la financiación de la Agencia, los beneficiarios y el pago de bonos verdes asociados al régimen. [6]

En Argentina, el sector del transporte representa el 30% de la demanda total de energía. De acuerdo con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI), este sector es responsable del 15% de los GEI y del 24% de las emisiones anuales de CO₂. La eficiencia energética de la movilidad sustentable, especialmente la eléctrica, supera significativamente a la de la combustión interna, resultando en un menor consumo de energía y emisiones para la misma cantidad de carga transportada por kilómetro. En la Figura 1.2.1.1 se observa el porcentaje de eficiencia energética de tres tipos de fuentes. [6]

Eficiencia energética de vehículos según tipo de motor

- Mayor porcentaje implica menor pérdida de energía -

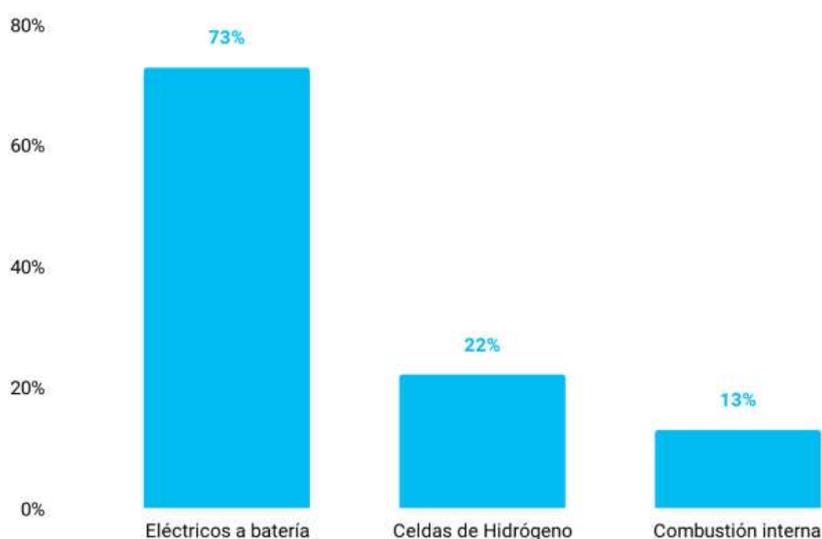


Figura 1.2.1.1 – Comparativa de eficiencias energéticas entre los tipos de fuente de impulsión. Fuente: [6]

Mientras que la movilidad convencional se limita al uso de combustibles hidrocarburos, la movilidad sustentable integra diversas fuentes de energía de la matriz nacional, como la hidroeléctrica, nuclear, eólica y fotovoltaica. Este enfoque diversificado no solo contribuye a reducir las emisiones contaminantes, sino que también aprovecha las distintas fuentes de energía disponibles en el país.

1.2.2. Ley de Promoción de Producción Nacional de Vehículos Eléctricos e Híbridos

En abril del 2023 la Secretaría de Asuntos Estratégicos, Mercedes Marcó del Pont, y el Secretario de Industria y Desarrollo Productivo, José Ignacio de Mendiguren, presentaron los lineamientos del Proyecto de Ley de Promoción de Producción de Vehículos Eléctricos e Híbridos ante el consejo consultivo de la cadena automotriz y sindicatos del sector. La iniciativa busca impulsar la producción nacional de estos vehículos, promoviendo el desarrollo de proveedores locales de electro partes. El proyecto contempla la industrialización del litio para la producción de baterías, la inserción en nuevos mercados de exportación y la regulación de tecnologías de reconversión de vehículos convencionales a eléctricos. También se enfoca en la formación profesional y capacitación para garantizar la preservación de empleos en el sector. El evento contó con la participación de representantes de empresas automotrices, cámaras empresarias, sindicatos y autoridades del gobierno. [7]

1.2.3. Decreto 51/2018

El 16 de enero de 2018, se publica el Decreto 51/2018, que establece alícuotas para el Derecho de Importación Extrazona (D.I.E.) en el ámbito del Mercosur. Este decreto se centra específicamente en la industria automotriz y la incorporación de nuevas tecnologías en motores, como los híbridos y eléctricos, con el propósito de reducir el impacto ambiental. [8]

En el decreto se establece un cupo de importación para ómnibus eléctricos, ofreciendo beneficios arancelarios a aquellos que presenten un plan de producción local. Además, se promueve activamente el desarrollo de infraestructura para vehículos híbridos y eléctricos, con reducción de aranceles para cargadores. La Autoridad de Aplicación designada es la Secretaría de Industria y Servicios del Ministerio de Producción. [8]

1.2.4. Ministerio de transporte - Resolución 635/2022

El 26 de septiembre de 2022, se publica la Resolución 635/2022 en el Boletín Oficial, donde se aprueba el Plan Nacional de Transporte Sostenible [1]. El objetivo principal de este plan es impulsar la transición y eficiencia energética en el transporte, fomentando la movilidad sostenible y fortaleciendo la capacidad de adaptación al cambio climático. El Ministerio de Transporte, a través de la Unidad de Gabinete de Asesores, será la Autoridad de Aplicación del plan, encargada de formular normativas, desarrollar programas y coordinar convenios con diversas entidades. [9]

El plan subraya la importancia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector del transporte, considerando el gas natural como una alternativa viable en Argentina. Además, se alinea con acuerdos internacionales sobre cambio climático y busca la colaboración activa de provincias, municipios y entidades públicas para su implementación. [9]

1.2.5. Plan Nacional de transición energética a 2030

En mayo de 2023, se lanza el Plan Nacional de Transición Energética a 2030 en Argentina, estableciendo la visión, objetivos y metas para la transformación del sector energético. Este plan aborda desafíos, barreras y presenta un escenario proyectado hasta 2030. El documento define lineamientos estratégicos, áreas de acción y medidas de política energética existentes, proponiendo también medidas adicionales. [10]

Se resalta la importancia del sector energético para el desarrollo del país, pero se reconoce la necesidad crítica de abordar las emisiones de gases de efecto invernadero. A pesar de que Argentina tiene una baja contribución global en emisiones, el plan busca impulsar una transformación hacia un sistema más limpio y sostenible, alineado con los objetivos del Acuerdo de París y el desarrollo resiliente. La responsabilidad de la descarbonización se aborda según el principio de "responsabilidades comunes pero diferenciadas capacidades". [10]

Además, el plan contempla una estrategia para impulsar la movilidad sostenible, dividida en dos áreas de acción. La primera se centra en respaldar estrategias clave en el sector del transporte, tales como la planificación de la movilidad urbana sostenible, la promoción de vehículos eléctricos y la adaptación al cambio climático. El objetivo central es la sostenibilidad, con la meta de reducir el impacto del transporte en el cambio climático. Una medida adicional considera la posibilidad de reducir la demanda de pasajero-kilómetros mediante actividades de conexión remota, con un enfoque específico en la sostenibilidad. [10]

La segunda área de acción se concentra en el reemplazo gradual de los combustibles fósiles. Supervisada por el Ministerio de Transporte, esta medida impulsa la modernización de la flota vehicular, tanto pública como privada, abarcando vehículos livianos, camiones y autobuses. Esto se logra a través de la transición tecnológica hacia vehículos híbridos o eléctricos. Los objetivos perseguidos son la inclusión y la sostenibilidad, buscando respaldar económicamente a la población en la transición vehicular para reducir el impacto ambiental. Además, se establecen

mecanismos de acción que incluyen medidas de coordinación y estímulo para la renovación de la flota vehicular en los sectores público y privado. [10]

1.2.6. Ministerio De Economía - Secretaría De Energía - Resolución 517/2023

En junio de 2023, el Ministerio de Economía de Argentina emitió la Resolución 517/2023, aprobando el "Plan Nacional de Transición Energética al 2030". La resolución reconoce la importancia crítica de la transición energética para abordar los desafíos ambientales, en consonancia con compromisos internacionales como el Acuerdo de París sobre el cambio climático. Se destaca que el 51% de las emisiones de gases de efecto invernadero en Argentina provienen del sector energético. [11]

Además de lo mencionado previamente, el plan busca cumplir con los compromisos climáticos nacionales e internacionales, promoviendo una transición justa y sostenible hacia un desarrollo integral. Se hacen referencias a leyes, decretos y resoluciones anteriores relacionadas con el cambio climático, la adaptación y mitigación. [11]

La resolución instruye a diversas subsecretarías a comunicar y coordinar con diferentes entidades, incluyendo las cámaras del Congreso, el Consejo Federal de Energía y la sociedad civil. Además, se establece la obligación de actualizar periódicamente el plan, reflejando la evolución de la política de transición energética, con la primera actualización programada antes de diciembre de 2024 y las siguientes cada cinco años. [11]

1.3. Normas Internacionales

Como se menciona anteriormente, los entes reguladores de normas desempeñan un papel crucial en la construcción, diseño y desarrollo de cualquier proyecto. En este trabajo, se hace uso primordialmente de la norma IEC 61851. La elección se fundamenta en que esta norma proporciona un marco de referencia reconocido y aceptado a nivel global, asegurando la validez y calidad de la investigación. Al seguir normas internacionales, se establece un estándar que facilita la comparación y evaluación de los resultados.

Las normas internacionales también contribuyen a la consistencia y coherencia en la presentación de la información, simplificando la comprensión por parte de otros investigadores, profesionales y lectores en general. Este enfoque promueve la comunicación efectiva de los resultados y facilita el intercambio de conocimientos a nivel internacional.

1.3.1. Norma IEC 61851-1

La norma IEC 61851-1 establece rigurosos requisitos para los sistemas de carga conductiva de vehículos eléctricos, abarcando desde la construcción y requisitos mecánicos hasta aspectos cruciales de seguridad y protección contra sobrecargas. Además, especifica requisitos detallados para el equipo de desconexión o conmutación de emergencia. [12]

Requisitos de Construcción:

La norma detalla la construcción de conjuntos de cables, asegurando que no puedan usarse como extensiones de cable. Los conjuntos de cables pueden incluir uno o más cables, con aislamiento resistente al desgaste y flexibilidad en todo el rango de temperatura necesario. También establece requisitos de resistencia mecánica para el equipo de suministro de vehículos eléctricos. [12]

Equipo de Desconexión o Conmutación de Emergencia:

Se especifican requisitos para este equipo, utilizado para desconectar la red de suministro del equipo de suministro de vehículos eléctricos o para desconectar enchufes o conjuntos de cables del suministro de red. [12]

1.3.1.1. Modos de Carga

La norma identifica varios modos de carga, cada uno con su propio enfoque y nivel de seguridad.

- Modo 1: Conexión a una toma doméstica estándar con un cable sin protección adicional. Considerado menos seguro debido a la falta de protección contra descargas eléctricas y la ausencia de comunicación entre el vehículo y el equipo de carga.
- Modo 2: Conexión a una toma estándar con un cable que incorpora protección adicional. Incluye un control piloto para la comunicación y proporciona una mayor seguridad en comparación con el Modo 1.
- Modo 3: Conexión a una infraestructura de carga dedicada con un conector específico y un equipo de carga dedicado. Ofrece comunicación bidireccional, protección contra descargas eléctricas y sistemas de protección adicionales. Considerado el método más seguro y versátil, especialmente para aplicaciones de carga pública y comercial.
- Modo 4: Conexión a una infraestructura de carga dedicada con un conector y equipo dedicado que puede suministrar corriente continua (DC) o alterna (AC). Incluye comunicación bidireccional, protección contra descargas eléctricas y sistemas de protección avanzados. Adecuado para aplicaciones de carga rápida y flotas, proporcionando un alto nivel de control y seguridad durante el proceso de carga. [13]

En la Figura 1.3.1.1.1 se observa una forma gráfica de los cuatro modos de carga.

MODOS DE CARGA

La carga del vehículo puede ser de cuatro modos distintos según la norma IEC 61851-1, que se ha asimilado operacionalmente en la conectividad y comunicación entre el cargador y el vehículo.



Figura 1.3.1.1.1 – Modos de carga según norma IEC 61851. Fuente: [13]

1.3.2. Norma IEC 61851-23

La norma IEC 61851-23 para Estaciones de Carga de Vehículos Eléctricos de Corriente Continua (CC) se centra en el sistema de carga conductiva para vehículos eléctricos, específicamente abordando las estaciones de carga de corriente continua. Su objetivo principal es establecer requisitos y pautas para estas estaciones, promoviendo la uniformidad internacional y asegurando la seguridad, interoperabilidad y eficiencia de estos sistemas.

- Diseño: la norma establece requisitos técnicos para el diseño de las estaciones de carga de CC, abarcando aspectos como capacidad de carga, tensión y corriente de salida, eficiencia y precisión de la medición. Proporciona pautas para la selección de componentes clave, como convertidores de potencia, sistemas de control y comunicación, y establece requisitos de seguridad para evitar riesgos eléctricos como sobrecalentamiento, sobrecarga y cortocircuitos.

- **Instalación:** se enfoca en los requisitos para la instalación de estas estaciones, incluyendo consideraciones sobre ubicación, conexión a la red eléctrica y protección contra sobretensiones. Proporciona instrucciones detalladas para la instalación de componentes como cables, conectores y sistemas de comunicación, y establece requisitos de seguridad para prevenir riesgos como incendios y explosiones.
- **Funcionamiento:** establece requisitos operativos para estas estaciones, incluyendo la comunicación con el vehículo, la medición de la energía, y protección contra sobrecarga. Proporciona reglas para la operación de componentes clave, como sistemas de control y comunicación. Además, establece requisitos de seguridad para asegurar un funcionamiento seguro, abordando riesgos específicos relacionados con la operación de estas estaciones. [14]

1.3.3. Norma IEC 61851-24

La norma IEC 61851-24 establece requisitos para la comunicación digital entre una estación de carga de vehículos eléctricos de corriente continua y un vehículo eléctrico, con el propósito de controlar la carga de corriente continua. A continuación, se presenta un resumen detallado de los aspectos clave de la norma:

- **Alcance y campo de aplicación:** La norma delinea los requisitos específicos para la comunicación digital entre la estación de carga y el vehículo eléctrico. Aborda aspectos como la compatibilidad de la batería, el cálculo del tiempo de carga, y la emisión y recepción de señales para el inicio y finalización de la carga, entre otros aspectos relacionados con el control de la carga.
- **Requisitos de comunicación:** Se detallan los pasos y requisitos para el control de la carga antes, durante y después del proceso de carga. Esto incluye la emisión y recepción de señales, el procesamiento de información sobre la batería, el tiempo de carga máximo, la configuración del vehículo, entre otros aspectos relevantes.
- **Consideraciones de seguridad:** La norma aborda aspectos de seguridad vinculados con la comunicación digital. Esto incluye la verificación de la tensión de la línea de potencia de corriente continua, el cierre y apertura segura de contactores del vehículo eléctrico, y la finalización segura de la comunicación digital.
- **Modo de carga:** este se aplica al modo de carga 4, según la definición de la norma IEC 61851-23. El modo de carga 4 implica la carga de corriente continua mediante un conector de carga específico. Este estándar establece los requisitos para la comunicación digital entre la estación de carga y el vehículo eléctrico durante este proceso. [15]

La estación de carga suministra corriente continua al vehículo a través de un conector diseñado específicamente para este propósito. Este modo es crucial para sistemas de carga de alta potencia y es fundamental para la carga rápida de vehículos eléctricos, permitiendo una transferencia eficiente de energía a las baterías.

La norma IEC 61851-24 detalla los pasos y requisitos para el control de la carga antes, durante y después del proceso de carga de corriente continua en vehículos eléctricos. Esto incluye la emisión y recepción de señales, el procesamiento de información sobre la batería, el tiempo de carga máximo, la configuración del vehículo, entre otros aspectos relevantes.

Antes del inicio de la carga, la estación y el vehículo intercambian información para confirmar los parámetros necesarios, como la capacidad de la batería y los detalles de carga. Durante la carga, la comunicación continua ajusta la corriente y la tensión para garantizar una carga segura y eficiente.

Después de la carga, se intercambia información para confirmar que esta se completó correctamente y que la batería está en un estado seguro y listo para su uso.

1.4. Cargadores

1.4.1. Tipos de carga

- Voltaje constante: se carga la batería a través de un transformador y rectificador conectados a la red.
- Corriente constante: se varía la tensión para mantener la corriente constante.
- Corriente no controlada: la corriente varía con el nivel de tensión que acumula la batería.
- Carga por pulsos: se aplican pulsos controlados de corriente para cargar la batería.
- Carga de pulso negativo: además de pulsos controlados como en el caso anterior, se aplican pequeñas descargas.
- Carga IUI: la carga se divide en tres pasos, corriente constante (I), tensión constante (U) y nuevamente corriente constante (I).
- Carga de goteo: se utiliza para evitar la descarga de la batería.
- Carga de flotador: la carga y la batería se vinculan eléctricamente en paralelo. Cuando el suministro de energía deja de actuar, la energía a la carga es suministrada por la batería.
- Carga aleatoria: la carga y descarga se realizan de maneras aleatorias. [16]

1.4.2. Tipos de cargadores

Plug-in

El sistema plug-in ha emergido como la opción dominante, impulsado por la creciente autonomía de las baterías y la limitada disponibilidad de alternativas. La estandarización de modelos plug-in entre diversos fabricantes ha simplificado enormemente la compatibilidad, marcando un avance significativo.

La innovación clave reside en el sistema de carga rápida plug-in, que permite alcanzar el 80% de la capacidad de la batería en tan solo 30 minutos. Este avance reduce drásticamente los tiempos de carga en comparación con sus predecesores, que requerían entre 5 y 2 horas.

La principal ventaja de los sistemas plug-in radica en su facilidad de uso en los terminales de autobuses. A diferencia de otras opciones, como pantógrafos o carga por inducción, los plug-in no demandan obras civiles extensas y se pueden instalar sin ocupar espacio adicional en los paraderos. La potencia necesaria dependerá del número de cargadores instalados en un terminal específico. [17]

Pantógrafo

Aunque los cargadores pantógrafo ofrecen una eficiente gestión de la autonomía al reducir costos y peso mediante menos baterías, su adopción en buses eléctricos se ve limitada por el constante avance en baterías más eficientes, ligeras y económicas. Además, la complejidad de la infraestructura eléctrica y civil se presenta como un obstáculo significativo, ya que requieren espacio en la vía pública, generando complicaciones en términos de permisos y seguridad.

Estos cargadores, que incluyen versiones de carga rápida en paradas (3-5 minutos) y carga lenta en terminales (30 minutos), representan un avance notable. Este progreso se alinea con mejoras en las baterías para soportar ciclos de carga rápida durante la vida útil del bus, así como la oferta de fabricantes para buses compatibles con pantógrafo. Sin embargo, su implementación se limita

a rutas fijas, con potencias que oscilan entre 150 y 350 kW, e incluso mayores. La clave para superar estos desafíos reside en la continua innovación y la colaboración entre sectores para optimizar la infraestructura y facilitar su integración. [17]

Por inducción

Los avances en eficiencia de baterías han transformado la carga por inducción, con cargadores que ofrecen potencias entre 100 y 200 kW. La implementación de esta tecnología requiere que los buses eléctricos estén equipados con sistemas compatibles.

Este innovador sistema permite la carga inalámbrica de vehículos eléctricos en movimiento mediante inducción electromagnética, utilizando una carretera segmentada de recarga. Por ejemplo, en Corea del Sur, la aplicación revolucionaria Online Electric Vehicle (OLEV) desarrollada por el Korea Advanced Institute of Science and Technology utiliza la tecnología de "Campo magnético en forma de resonancia". Esto permite que el bus reciba electricidad de manera inalámbrica mientras se desplaza, eliminando la necesidad de detenerse para cargar. Con una eficiencia máxima del 85%, el bus puede recibir 20 kHz y 100 kW de electricidad, manteniendo una separación de 17 cm entre la base del vehículo y la calle. Esta tecnología promete una movilidad más eficiente y continua para los buses eléctricos. [17]

En la siguiente figura (Fig. 1.4.2.1) se observa un resumen de los tipos de cargadores.

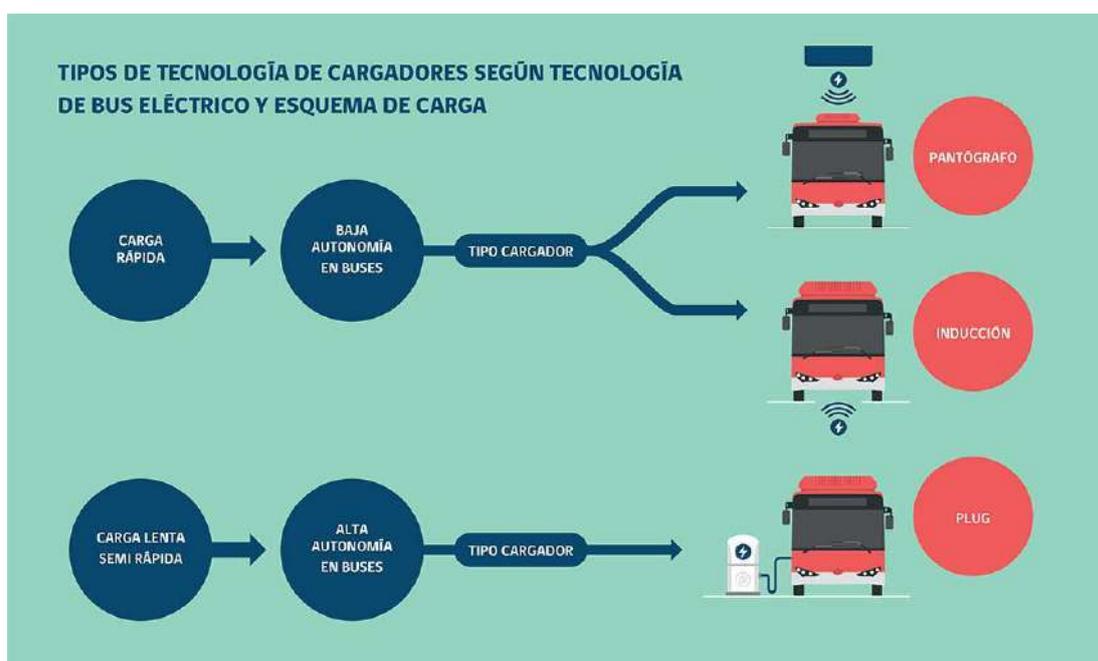


Figura 1.4.2.1. – Tipos de cargadores utilizados. Fuente: [17]

1.5. Cargadores comerciales de batería para EV

El tiempo de carga de los vehículos eléctricos varía según el modelo y la potencia de carga admitida. En términos generales, la velocidad de carga disminuye a medida que la batería se acerca a su capacidad máxima. Aunque la velocidad de carga rápida es un factor importante, para la mayoría de los usuarios con distancias diarias cortas, la disponibilidad de la infraestructura adecuada puede hacer que el tiempo de carga sea menos crucial. [18]

Figuras comparativas de curvas de carga en porcentaje de autos eléctricos a distintas potencias se presentan con el objetivo de visualizar las variaciones en la velocidad de carga en diferentes escenarios. Estas comparativas ofrecen una perspectiva clara sobre cómo la potencia de carga impacta el proceso de carga de los vehículos eléctricos.

1.5.1. BMW

BMW i3



Figura 1.5.1.1 – Curva de carga BMW i3. Fuente [19]

BMW iX3

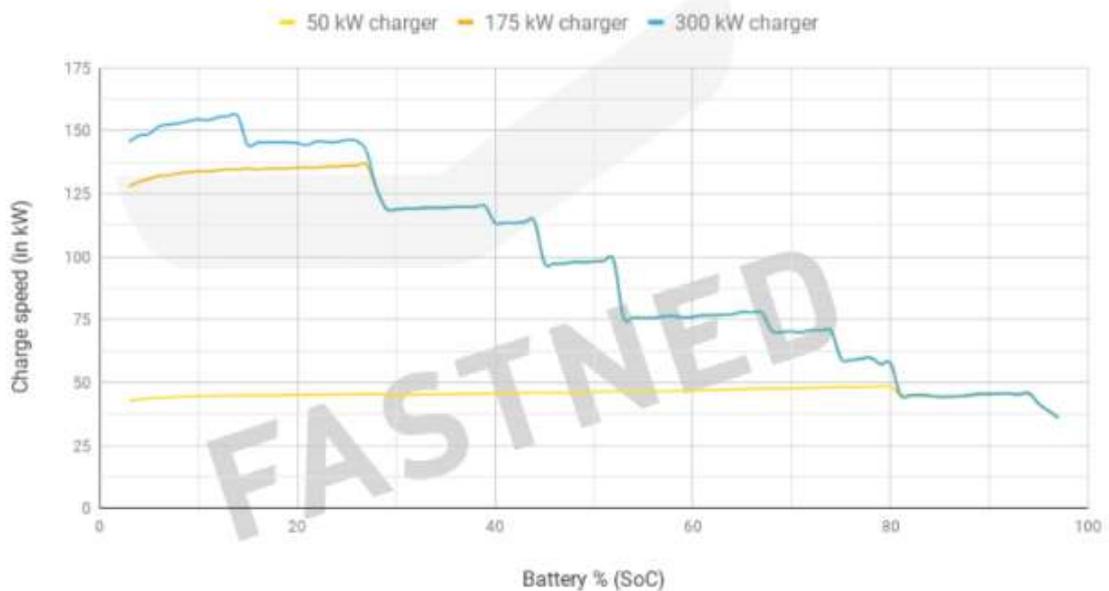


Figura 1.5.1.2 – Curva de carga BMW iX3. Fuente: [19]

En ambas figuras se observa que la carga rápida de estos cargadores se limita a cierto porcentaje de carga de batería, esto se debe al sistema de protección mencionado previamente. Donde la carga rápida se utiliza hasta casi el 80% de la batería y luego se reduce la potencia de la carga aplicada.

En la figura 1.5.1.2 se puede observar como la carga 300 kW se realiza de manera progresiva y escalonada aplicando cada vez menos potencia.

1.5.2. Citroën

En las figuras 1.5.2.1, 1.5.2.2 y 1.5.2.3 se observan otras curvas de carga para modelos de marca Citroën.

Citroën ë-C4

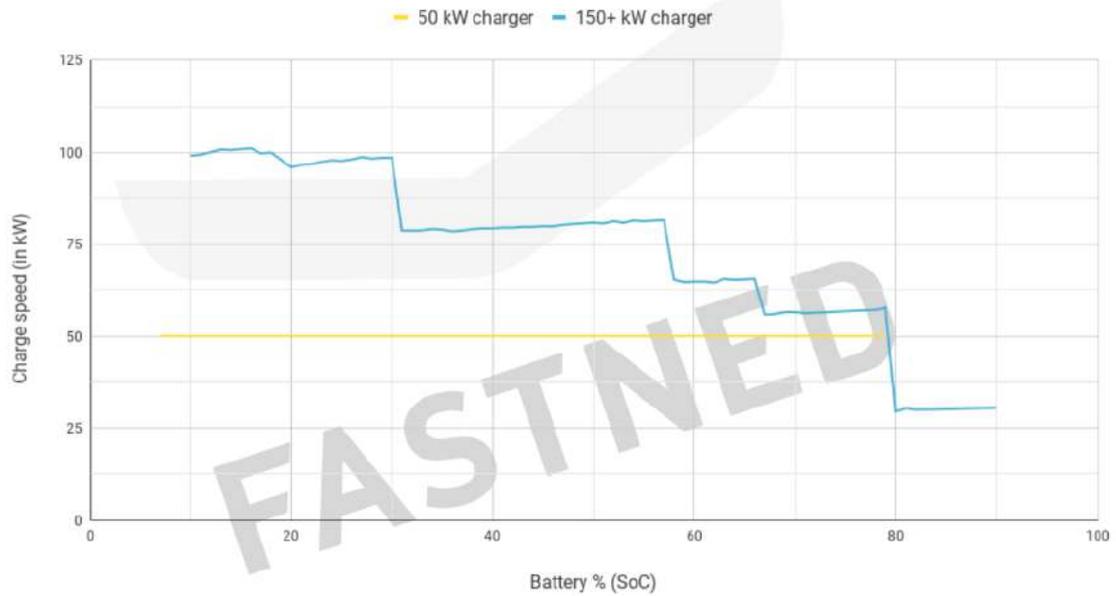


Figura 1.5.2.1 – Curva de carga Citroën E-C4. Fuente: [20]

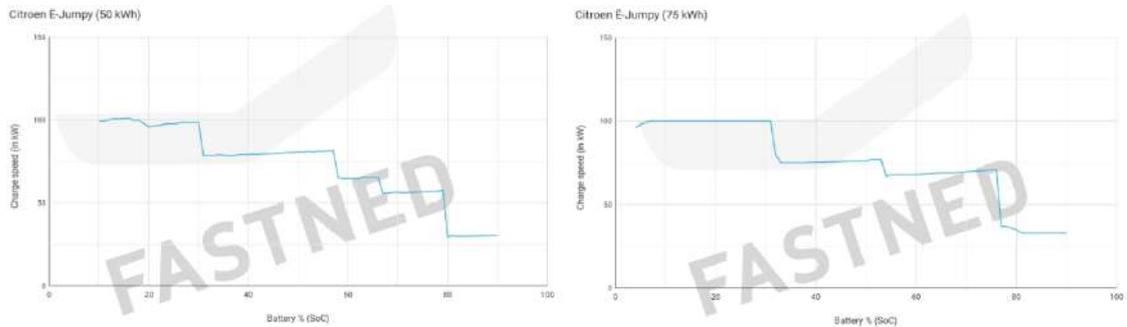


Figura 1.5.2.2 – Curva de carga Citroën E- Jumpy. Fuente: [20]

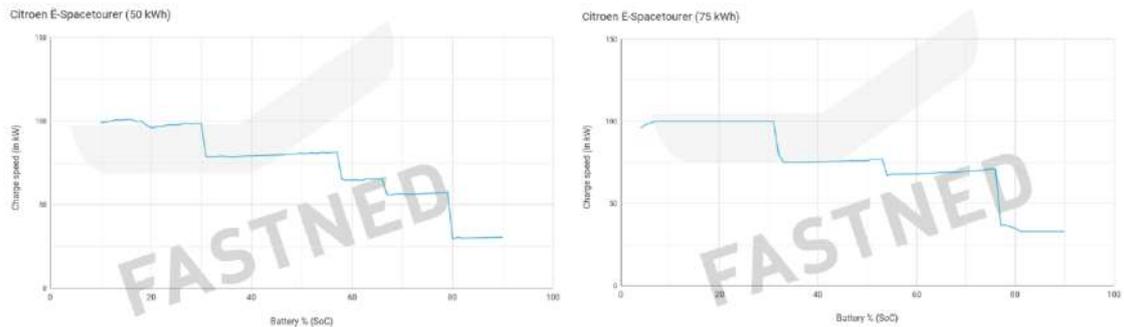


Figura 1.5.2.3 – Curva de carga Citroën E- Spacetourer. Fuente: [20]

Como en las figuras 1.5.1.1 y 1.5.1.2, en las figuras 1.5.2.1, 1.5.2.2 y 1.5.2.3 se observa como la potencia de carga disminuye en rangos cercanos al 80% de la carga de la batería.

2. CRONOGRAMA DE CARGAS

Este análisis se lleva a cabo tomando como referencia la Ordenanza 16789 [21], publicada por la Municipalidad del Partido de General Pueyrredón. Esta establece las condiciones mínimas que las empresas deben cumplir. Es decir, la cantidad de vehículos que debe haber y la frecuencia horaria a cumplir por los mismos.

La línea seleccionada para la construcción del cronograma es la 553, que destaca por ser la que cubre la mayor distancia en un día hábil común. Con un total de 90 salidas y una distancia total de 57,22 km por recorrido, la línea completa alcanza una notable cifra de 5149,8 km por día.

En la Figura 2.1 se presenta el recorrido completo de la línea 553 de la ciudad de Mar del Plata.

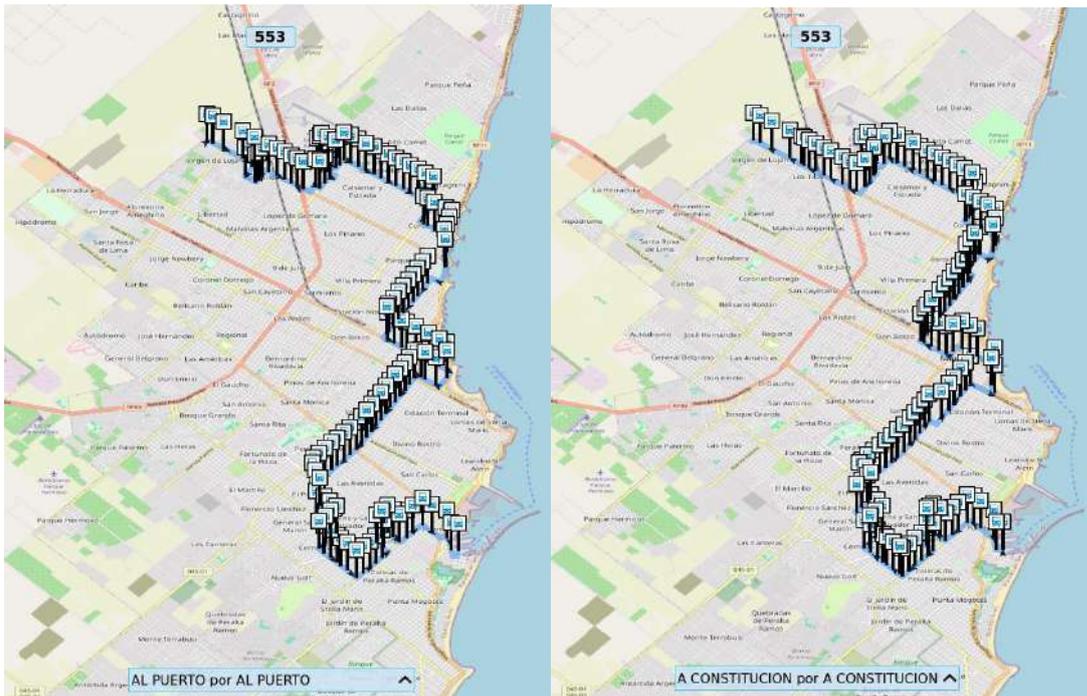


Fig. 2.1 - Recorrido completo de la línea 553 de ida (izquierda) y de vuelta (derecha). Fuente: [45].

Para realizar el cronograma se debe tener en cuenta el tiempo necesario para cargar el equipo de baterías. Es por ello que primero se necesita escoger qué equipo utilizar, su capacidad y la energía necesaria que debe brindar.

La Figura 2.1.1 presenta de manera detallada las condiciones mínimas a satisfacer para la línea 553, mostrando el número de buses que deben circular por hora y día. Estas especificaciones son esenciales para la elaboración del cronograma, proporcionando una guía precisa para asegurar el cumplimiento de los estándares establecidos.

2.1. Condiciones iniciales

FRANJA	LINEA	553			
HORARIA	Frec. Minuto	Serv. X hora			
00:00 - 01:00	60	1	13:00 - 14:00	10	6
01:00 - 02:00	60	1	14:00 - 15:00	15	4
02:00 - 03:00	60	1	15:00 - 16:00	15	4
03:00 - 04:00	60	1	16:00 - 17:00	10	6
04:00 - 05:00	60	1	17:00 - 18:00	10	6
05:00 - 06:00	20	3	18:00 - 19:00	12	5
06:00 - 07:00	15	4	19:00 - 20:00	12	5
07:00 - 08:00	12	5	20:00 - 21:00	15	4
08:00 - 09:00	13	4,5	21:00 - 22:00	15	4
09:00 - 10:00	15	4	22:00 - 23:00	20	3
10:00 - 11:00	15	4	23:00 - 24:00	20	3
11:00 - 12:00	12	5	Total Serv.		89,5
12:00 - 13:00	12	5			

Figura 2.1.1 - Diagrama de frecuencias mínimas. Fuente: [21].

Además, se cuenta con la información de los tiempos, velocidades y distancias medias del ramal. (Fig. 2.1.2)

Es relevante destacar que, según la ordenanza, se estipula que quince coches son necesarios para cumplir el cronograma propuesto. Sin embargo, luego se demuestra que esta cantidad no resulta suficiente para cumplir con las frecuencias establecidas.

Línea o ramal	Frec. Hora	Longitud	T 1/2 vuelta	Vel com	Coches	Reserva
553	Pico 10 min	1/2 vuelta 28,61	95 min	24	15	2

LONGITUDES EN KM	Nro. De Serv. día habil normal	Km recorridos
TOTAL		
57,22	89,5	5121,19

Figura 2.1.2 - Diagrama operativo y de distancias. Fuente: [21].

Se sabe que el tiempo de vuelta completo es de 190 minutos y que en el mismo se contempla la pausa que realiza el conductor para realizar un mantenimiento del bus a mitad del recorrido. Entendiéndose el recorrido como el trayecto que realiza el bus contando la ida y la vuelta al establecimiento de partida.

Como se muestra en el capítulo previo, el consumo de un e-bus es aproximadamente 1 kWh/km, siendo esta la eficiencia energética de un vehículo eléctrico. Este parámetro se utiliza para medir cuántos kilowatts-hora kWh de energía se consumen por cada kilómetro recorrido. En otras palabras, indica cuánta energía eléctrica necesita el vehículo para desplazarse un kilómetro.

2.2. Análisis de la situación

Como se observa en la figura 2.1.2, según la ordenanza la distancia total recorrida es de 57,22 km, y debido a que no aclara si es exacta o tiene algún margen de error, en el presente trabajo se utiliza una distancia mayor por precaución a que no sea la real. Además, de esta manera se prevé corte de calles y desvíos de las unidades, paradas no contempladas o cualquier otro tipo de circuito no establecido.

Se asume una distancia mayor a la brindada por la ordenanza, esta es de 70 km de recorrido, por lo tanto, se obtiene un consumo de 70 kWh. En este trabajo se utiliza un motor de características similares al de 540 VDC [2]. Empleado por el “El Centro Tecnológico Aeroespacial” mencionado en el capítulo previo, ya que demostraron que es funcional y eficaz. Además, se utilizan baterías de Litio-ferrofosfato (LiFePO4 o LFP) debido a que es lo más recomendable para autobuses eléctricos. [22]

Las características se observan en la Figura 2.2.1, en rojo se observan las más importantes.

Item	Parameter	
Nominal Capacity	280Ah	
Nominal Voltage	3.2 V	
Internal Resistance	≤0.18mΩ	
Charging (CC-CV)	Continuous Charging Current	1C
	Maximum Charging Current	3C
	Charging Upper Limit Voltage	3.65V
Discharging	Continuous Discharging Current	1C
	Maximum Discharging Current	3C
	Discharging Cut-off Voltage	2.5V
Recommended SOC Usage Window	SOC: 10%~90%	
Operation Thermal Ambient	Charging	0°C ~ 65°C
	Discharging	-35°C ~ 65°C
Storage Thermal Ambient	Short-term (within 1 month)	-20°C ~ 65°C
	Long term (within 1 year)	-20°C ~ 55°C
Storage Humidity	< 70%	
Battery Weight	Around 5.34kg	
Shell Material	Aluminum	
Cell Dimensions	207 x 174 x 72 mm	

Figura 2.2.1 - Características de la batería. Fuente: [23]

2.2.1. Cálculo de energía necesaria

Por lo tanto, si se desea obtener un valor de 540 V para la alimentación del motor, la cantidad de baterías se calcula según la siguiente ecuación (2.2.1.1)

$$CantBat = Tensión_{Motor} / Tensión_{Bat} = 540 \text{ V} / 3.2 \text{ [V/batería]} = 169 \text{ Baterías. (ec. 2.2.1.1)}$$

Dichas baterías se colocarán en serie para lograr la tensión necesaria.

Dando una capacidad de pack de baterías:

$$Capacidad \text{ Pack} = CantBat * Tensión_{Bat} * CorrienteMáxBat \quad (ec. 2.2.1.2)$$

$$Capacidad \text{ pack} = 169 \text{ [Bat]} * 3,2 \text{ [V/Bat]} * 280 \text{ Ah} = 150.528 \text{ Wh} = 150,5 \text{ kWh (ec. 2.2.1.2)}$$

Teniendo la energía necesaria para realizar dos recorridos si se desea.

Cada batería tiene una capacidad nominal de 280 Ah con una característica de carga máxima de 3C. El valor "C" es una forma de expresar la corriente de carga o descarga de una batería en relación con su capacidad nominal. Se utiliza para estandarizar y comunicar la tasa de carga o descarga de una batería de manera que sea fácil de entender y comparar entre diferentes baterías. La ecuación 2.2.1.3 se utiliza para calcular la corriente de carga o descarga en Amperios A basada en el valor "C". [24]

La corriente máxima de carga o descarga de la batería es la siguiente:

$$I_{Máx} \text{ A} = Valor \text{ "C"} * Capacidad \text{ de la batería} \quad (ec. 2.2.1.3)$$

$$I_{Máx} = 3 \text{ [1/A]} * 280 \text{ Ah} = 840 \text{ A [6]} \quad (ec. 2.2.1.3)$$

Este valor es el valor máximo de corriente a la cual las baterías podrán cargarse.

Como se observó en el capítulo anterior, la carga ultrarrápida solo funciona hasta el 70 u 80% aproximadamente. La carga completa lleva más tiempo debido a que se utiliza menos potencia luego de superar este rango. Además, la capacidad de aceptación de carga es mejor en el rango intermedio y se reducen las tensiones en la batería.

Esto también quiere decir que para mayor duración de vida útil de las baterías de litio el valor de carga máxima debe ser del 70%. Al cargar la batería, el voltaje aumenta rápidamente. Este fenómeno se asemeja a levantar un objeto pesado con una banda elástica, donde el objeto, o la carga, se retrasa. Dependiendo del tiempo de carga, la batería de iones de litio alcanza aproximadamente el 70 por ciento de su capacidad cuando llega a la tensión máxima por celda, un límite de voltaje habitual en este tipo de baterías. En esta etapa, la corriente empieza a reducirse y la aceptación de carga se vuelve más lenta. [27]

Por lo tanto, de la autonomía y capacidad calculada se debe utilizar solo el 70%, siendo de 105,35 kWh. Si solo se deben utilizar 70 kWh, entonces la batería sólo debe cargarse hasta el 46,5 % (70 kWh/150,5 kWh).

Por lo tanto, el tiempo de carga necesario para cargar el 46,5% de la batería a 840 A será de:

$$Tiempo = \text{Capacidad de la batería} * \text{Factor Carga} / I_{M\acute{a}x} \quad (ec. 2.2.1.4)$$

$$Tiempo = 280Ah * 0,465 / 840 A = 0,155 h \Rightarrow 9,3 \text{ minutos} \quad (ec. 2.2.1.4)$$

En el caso que se cargue únicamente para 57,2 km \Rightarrow 58 km el tiempo de carga es de 7 minutos.

2.3. Cargador

El cargador a utilizar es un Heliox de 450 kW y con carga de hasta 900 A. Las características se observan en la Figura 2.3.1, siendo datos extraídos de la hoja de datos.

General

Charging standard	IEC61851-1/23/24
Communication standard	DIN70121 / ISO15118-1/2/3 ed1 (incl. V2ICP/VDV261 support)
Compliance and safety	CE / EN 55011 / IEC61000-6-2
Power factor above 50 % rated	> 0.99
Average THD V, THD I	2%, 5%
Peak efficiency	96%
Dielectric withstand	3000 V
Network cellular	4G modem, LAN
Back office	OCPP 1.6J/2.0, Chargesight
Temperature range	-30 to 50 °C
Operational noise level	< 55 dB(A) @ 2 m
System weight	4000 kg
Protection	IP54 / IK10
Environment operating	ISO 12944: C4 H
Formation	Line / Block
Roof Design	Gabled / Shed

Input

Input connections	3P + PE or 3P + PE + N
Input power rating; full load / idle	485 kVA / 500 VA
Input line-line voltage range	400 V AC +/- 10 %, 50 Hz (MV integration optional)
Input maximum AC current per phase	800 A, inrush current limited

Output

Output DC voltage range	460 - 800 V
Rated DC output power	450 kW
Maximum DC output current	900 A, bidirectional ready

Figura 2.3.1 – Hoja de datos con características del cargador. Fuente: [26]

La razón detrás de la selección de este cargador radica en su excepcional capacidad de carga, la cual no es común encontrar en el mercado actual. Además, este proyecto aprovecha una oportunidad singular al utilizar esta alta potencia para cargar un solo vehículo, a diferencia de otros en los que se cargan varios vehículos simultáneamente, pero con tiempos considerablemente más largos. Esto permite alcanzar tiempos de carga muy breves, equiparables al tiempo utilizado al cargar con los combustibles tradicionales los vehículos que no son eléctricos.

En la figura 2.3.1 del catálogo se observa que este cargador cumple con las normas IEC de carga mencionadas y explicadas en el capítulo anterior.

2.4. Cronograma de entradas y salidas de buses

Con las energías calculadas, los tiempos necesarios para alcanzarlas y las frecuencias a cumplir se elabora un cronograma que incluye los horarios de las salidas y entradas, el número de colectivos o coches (inicialmente limitado a quince), el tiempo de espera (posterior al recorrido completo) para la recarga y la ventana horaria disponible para que el colectivo pueda realizar otro trayecto.

Se sabe que el tiempo de vuelta completa es de 190 minutos y que luego de volver se deben esperar unos 7 a 9,3 minutos para una carga. Por lo tanto, el tiempo mínimo a esperar para que un coche realice otro recorrido debe ser de 197 minutos aproximadamente.

En la Tabla 2.4.1 se puede observar toda la información que se recolectó y calculó.

Tabla 2.4.1 – Cronograma de salidas, entradas, número de bus y hora de finalización de carga.
Fuente: elaboración propia.

Salida hh:mm	Llegada hh:mm	N° Colectivo	Minutos de espera disponibles min	Tiempo de carga min	Disponibilidad a las hh:mm
00:00	03:10	1	10	10	3:20
01:00	04:10	2	10	10	4:20
02:00	05:10	3	10	10	5:20
03:20	06:30	1	15	10	6:40
04:20	07:30	2	6	6	7:36
05:00	08:10	4	16	14	8:24
05:20	08:30	3	9	9	8:39
05:40	08:50	5	15	10	9:00
06:00	09:10	6	10	10	9:20
06:15	09:25	7	10	10	9:35
06:30	09:40	8	10	10	9:50
06:45	09:55	1	10	10	10:05
07:00	10:10	9	10	10	10:20
07:12	10:22	10	13	13	10:35
07:24	10:34	11	16	10	10:44
07:36	10:46	2	19	14	11:00
07:48	10:58	12	19	10	11:08
08:00	11:10	13	19	10	11:20
08:13	11:23	14	30	10	11:33
08:26	11:36	4	5	5	11:41
08:39	11:49	3	16	10	11:59
08:52	12:02	15	15	10	12:12
09:05	12:15	5	14	14	12:29
09:20	12:30	6	11	10	12:40
09:35	12:45	7	8	8	12:53
09:50	13:00	8	5	5	13:05

10:05	13:15	1	10	10	13:25
10:20	13:30	9	10	10	13:40
10:35	13:45	10	5	5	13:50
10:50	14:00	11	15	14	14:14
11:05	14:15	2	15	10	14:25
11:17	14:27	12	18	14	14:41
11:29	14:39	13	36	10	14:49
11:41	14:51	4	9	9	15:00
11:53	15:03	14	77	10	15:13
12:05	15:15	3	15	10	15:25
12:17	15:27	15	13	10	15:37
12:29	15:39	5	6	6	15:45
12:41	15:51	6	9	9	16:00
12:53	16:03	7	7	7	16:10
13:05	16:15	8	15	14	16:29
13:15	16:25	16	55	10	16:35
13:25	16:35	1	15	10	16:45
13:30	16:40	17	60	10	16:50
13:40	16:50	9	10	10	17:00
13:50	17:00	10	10	10	17:10
14:00	17:10	18	62	10	17:20
14:15	17:25	11	5	5	17:30
14:30	17:40	2	10	10	0.75
14:45	17:55	12	5	5	18:00
15:00	18:10	4	14	10	18:20
15:15	18:25	13	11	10	18:35
15:30	18:40	3	8	8	18:48
15:45	18:55	5	5	5	19:00
16:00	19:10	6	14	10	19:20
16:10	19:20	7	16	14	19:34

16:20	19:30	14	30	10	19:40
16:30	19:40	8	8	8	19:48
16:40	19:50	15	-	14	20:04
16:50	20:00	1	15	10	20:10
17:00	20:10	9	20	10	20:20
17:10	20:20	10	25	10	20:30
17:20	20:30	16	-	10	20:40
17:30	20:40	11	20	14	20:54
17:40	20:50	17	-	10	21:00
17:50	21:00	2	15	10	21:10
18:00	21:10	12	20	14	21:24
18:12	21:22	18	-	10	21:32
18:24	21:34	4	11	10	21:44
18:36	21:46	13	14	10	21:56
18:48	21:58	3	22	14	22:12
19:00	22:10	5	30	14	22:24
19:12	22:22	19	-	10	22:32
19:24	22:34	6	26	10	22:44
19:36	22:46	7	34	10	22:56
19:48	22:58	8	-	14	23:12
20:00	23:10	14	-	14	23:24
20:15	23:25	1	15	10	23:35
20:30	23:40	9	-	14	23:54
20:45	23:55	10	-	14	0:09
21:00	00:10	11	-	14	0:24
21:15	00:25	2	-	14	0:39
21:30	00:40	12	-	14	0:54
21:45	00:55	4	-	14	1:09
22:00	01:10	13	-	14	1:24
22:20	01:30	3	-	14	1:44

22:40	01:50	5	-	14	2:04
23:00	02:10	6	-	14	2:24
23:20	02:30	7	-	14	2:44
23:40	02:50	1	-	14	3:04

En aquellos casos en que sea posible, el tiempo mínimo de carga se establece en 10 minutos, con un límite máximo de 14 minutos. Esto ocurre debido a la ausencia de recorridos adicionales (el coche ya no vuelve a salir ese día) o a la presencia de intervalos de carga inferiores a los 7 minutos (el coche tuvo que salir antes para cumplir la frecuencia), ya sea de recorridos previos o posteriores.

Cabe destacar que estos tiempos de 10 y 14 minutos son máximos, ya que no se anticipa que las baterías alcancen el 0% después de los recorridos debido a un exceso en la estimación de la distancia a recorrer. Por lo tanto, es probable que los tiempos reales de carga necesarios sean menores. No obstante, se consideran los escenarios más desfavorables, es decir, con los tiempos más prolongados posibles.

Se parte del supuesto de que los tiempos son considerablemente elevados (de 7 a 9,3 minutos) en comparación con los intervalos disponibles antes de emprender un nuevo recorrido (los minutos de espera son menores a 7). Ante esta situación, se proponen dos soluciones.

La primera implica cargar las baterías dos veces: al inicio, en la estación, y a la mitad del recorrido, lo cual implica la instalación de más cargadores (el doble).

La segunda alternativa consiste en aprovechar los momentos de espera más prolongados (cuando los tiempos de espera son superiores a 9,3 minutos) para cargar la batería más allá del 46,5%, hasta alcanzar el 70%. De esta manera, luego de realizar el recorrido, la siguiente recarga requiere menos tiempo para alcanzar el 46,5%.

Por ejemplo, para el colectivo 2, se observa en la Tabla 2.4.1 lo siguiente:

Tabla 2.4.2 – Primeras salidas del colectivo 2. Fuente: elaboración propia.

Salida	Llegada	Colectivo	Min. de espera	T. de carga	Disponibilidad la hh:mm
01:00	04:10	2	10	10	04:20
04:20	07:30	2	6	6	07:36
07:36	10:46	2	19	12	10:58

Tiene 10, 6 y 19 minutos de espera disponibles antes de tener que salir nuevamente. Por lo tanto, la primera carga será de 10 minutos, suficiente para realizar un poco más que un recorrido. La segunda de 6 minutos, insuficiente para realizar un recorrido, ya que se necesitan 7 minutos de recarga, pero previamente se cargó en exceso (10 minutos) por lo que completará el recorrido. Y la tercera de 14 minutos (o el tiempo necesario hasta alcanzar el 70% de la batería). Siendo esta la solución más económica, sin necesidad de otros cargadores o forzar la vida útil de la batería.

En la tabla 2.4.1 se puede observar que se necesitan 19 coches para poder cumplir el cronograma de horarios y frecuencias mínimas exigidas, demostrando que no se puede realizar esta operación con 15 coches como se observa en la Figura 2.1.2. Y esto no se debe a los tiempos de carga de las baterías, sino, a la falta de coches para realizar los recorridos mínimos exigidos en la ordenanza. Por lo tanto, la cantidad mínima de coches no es de 15, sino de 19.

Este cronograma se elabora con la finalidad de permitir que los primeros buses realicen la cantidad máxima de viajes en un día. Se sugiere iniciar al día siguiente con el orden inverso de los buses con el fin lograr una utilización y desgaste parejo para los 19 coches. Esto puede lograrse de manera sencilla reemplazando el número de bus en la Tabla 2.4.1 por su complemento. Es decir, asignando el 1 con el 19, el 2 con el 18, el 3 con el 17, y así sucesivamente.

La cantidad de salidas y entradas del día 1 y 2 (también día 3 y 4; y 5 y 6 si se quiere) puede verse en la Tabla 2.4.3.

*Tabla 2.4.3 – Cantidad de salidas, entradas, número de bus del día 1 y 2, 3 y 4, 5 y 6.
Fuente: elaboración propia.*

Bus	Día 1 (salidas)	Día 2 (salidas)	Total de salidas en dos días
1	8	1	9
2	7	2	9
3	7	2	9
4	6	2	8
5	6	3	9
6	6	4	10
7	6	5	11
8	5	5	10
9	5	5	10
10	5	5	10
11	5	5	10
12	5	5	10
13	5	6	11
14	4	6	10
15	3	6	9
16	2	6	8
17	2	7	9
18	2	7	9
19	1	8	9

3. DIGITALIZACIÓN DE REDES

A fin de digitalizar las redes de M.T. involucradas, es decir, las que alimentarán a los cargadores rápidos, modelar y simular dichas redes, se utilizará el software PowerFactory, desarrollado por la empresa DIGSILENT. Se trata de una aplicación de ingeniería que opera en computadoras y se enfoca en analizar sistemas eléctricos de potencia utilizados en transmisión, distribución y la industria. Su propósito principal es mejorar la eficiencia en la planificación y operación de estos sistemas eléctricos. [28]

Este software se concibió como una solución integral de ingeniería que reúne una amplia gama de herramientas para el análisis de sistemas de energía en un solo programa ejecutable. Entre sus funciones destacadas se encuentran:

- Funciones esenciales de PowerFactory: incluyen la capacidad de definir, modificar y organizar casos de análisis, rutinas numéricas fundamentales y funciones de generación de informes y documentación.
- Gestión unificada de datos y representación gráfica mediante un único diagrama interactivo de una sola línea.
- Base de datos centralizada de componentes y casos relacionados con sistemas de energía.
- Funcionalidades integradas de cálculo, como la capacidad para calcular parámetros de líneas y máquinas basándose en datos geométricos o de placas de identificación.
- Configuración de la red de sistemas de energía con acceso SCADA interactivo o en línea.
- Interfaz versátil compatible con sistemas de cartografía basados en computadora.

Un aspecto clave es que PowerFactory utiliza una única base de datos que almacena todos los datos necesarios para todos los equipos involucrados en un sistema de energía, incluyendo información sobre líneas, generadores, protección, armónicos y controladores. Esto permite que PowerFactory realice de manera eficaz una variedad de simulaciones de potencia dentro de un entorno de software único. Algunas de las simulaciones que puede realizar incluyen el análisis de flujo de carga, cálculos de cortocircuitos, análisis de armónicos, coordinación de protecciones y cálculos de estabilidad.

3.1. Parámetros y elementos

Se utiliza información de las redes de M.T. de Mar del Plata brindada por una empresa distribuidora de energía eléctrica local. [29]

Aunque se modeliza toda la red de la ciudad, para los cálculos se utiliza solo una parte reducida. Esto se debe a que se sectoriza y se desarrolla el trabajo en la parte superior de la red, donde tres terminales de colectivos están geográficamente cercanas entre sí. Esta configuración podría generar una posible sobrecarga en el sistema actual, representando el peor caso posible a considerar.

La red reducida cuenta aproximadamente con los siguientes elementos:

- 149 subestaciones distribuidas estratégicamente para optimizar la cobertura y minimizar las pérdidas de energía.
- 3 centros de distribución principales.
- 52 dispositivos de protección, que incluyen interruptores, seccionadores sin carga, seccionadores bajo carga y conmutadores.
- 372 tramos de línea, con una distancia total de 82,1 km. De estos, 6,164 km corresponden a tendido subterráneo, lo que representa un 6,72% (25 cables) del total. La distancia

promedio de los conductores es de 220 m, siendo mayormente de cobre y algunos de aluminio.

- La red opera a 13,2 kV y 50 Hz, con tendidos tipo cruceta. Los conductores están ubicados a 9 m de altura (como se observa en la figura 3.3.3).
- Los transformadores son de 450 kVA y están cargados entre un 80% y un 90%.

3.2. Procedimientos de digitalización

Para iniciar a digitalizar se debe crear un proyecto nuevo y luego colocar una imagen del mapa de Mar del Plata [30] con las redes de M.T. existentes en el entorno de diseño de Power Factory. Dicho mapa contiene la red a escala, es un archivo “.DWB” que puede visualizarse con el software AutoCAD.

Se crea un nuevo proyecto con el nombre deseado, como se observa en la Fig. 3.2.1, sin modificar nada observando la frecuencia en 50 Hz.

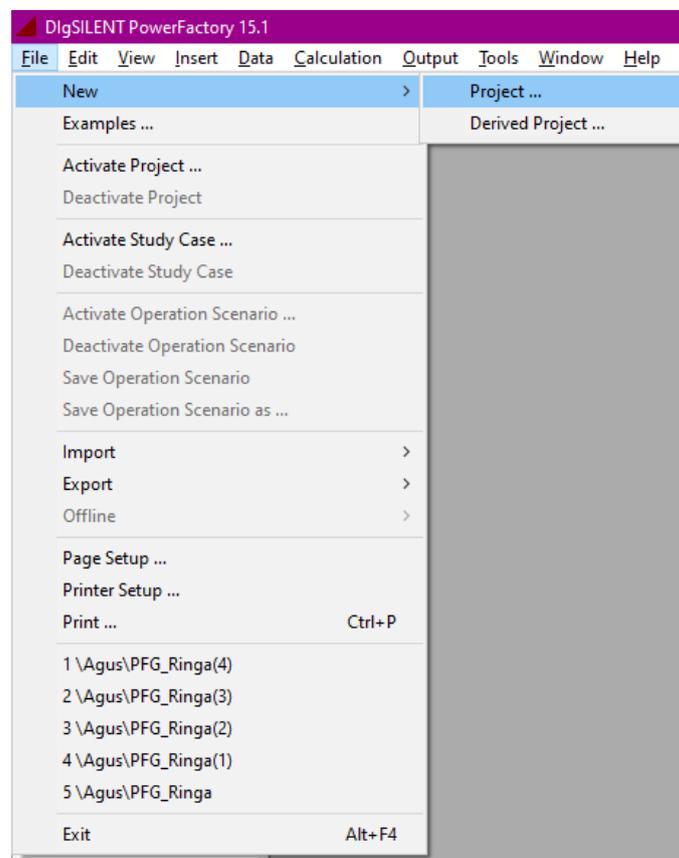


Figura 3.2.1 – Creación de proyecto en Power Factory. Fuente: elaboración propia.

En consecuencia, aparece el entorno de cálculo, detallado en la Fig. 3.2.2, donde se dibuja la red y se configuran sus parámetros.

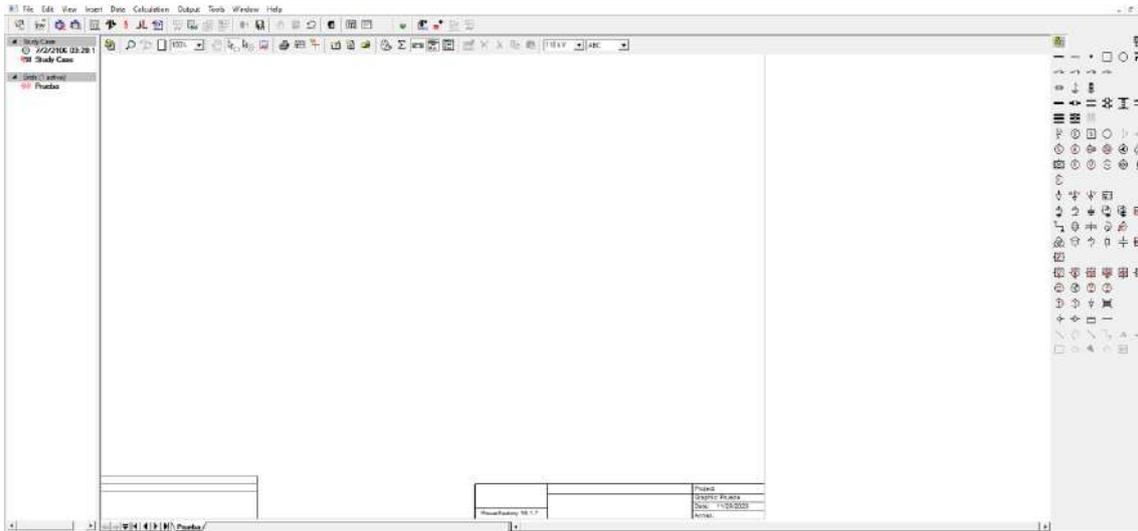


Figura 3.2.2 – Entorno gráfico de Power Factory. Fuente: elaboración propia.

Para colocar el mapa en el entorno gráfico se procede siguiendo los pasos a continuación detallados en la Fig. 3.2.3.

1. Clic derecho en el entorno, se selecciona *Layers*.
2. Se hace visible *Background*.
3. Luego en configuración, se selecciona *Background* y luego se busca el archivo en la carpeta de instalación.
4. Se selecciona “mdpExportacion”, se da en OK y se visualiza el mapa.

Previo a mostrar el paso a paso gráfico, es pertinente aclarar algunos detalles:

- Se trabaja con el software en inglés.
- En otros idiomas puede que el posicionamiento de los textos, las toolbars y/o botones gráficos sea otro.
- El punto 4 puede variar según el nombre que se le coloque al archivo, en este caso se utiliza “mdpExportacion”.
- Se recomienda no colocar espacios ni signos como “-” o “/”.
- Todos los archivos a utilizar deben estar preferentemente dentro de la carpeta de instalación del software.
- Antes de realizar cualquier tipo de exportación o importación, se debe revisar el tipo de archivo.
- Se recomienda realizar copias de seguridad del trabajo con otro nombre y en otra ubicación distinta.

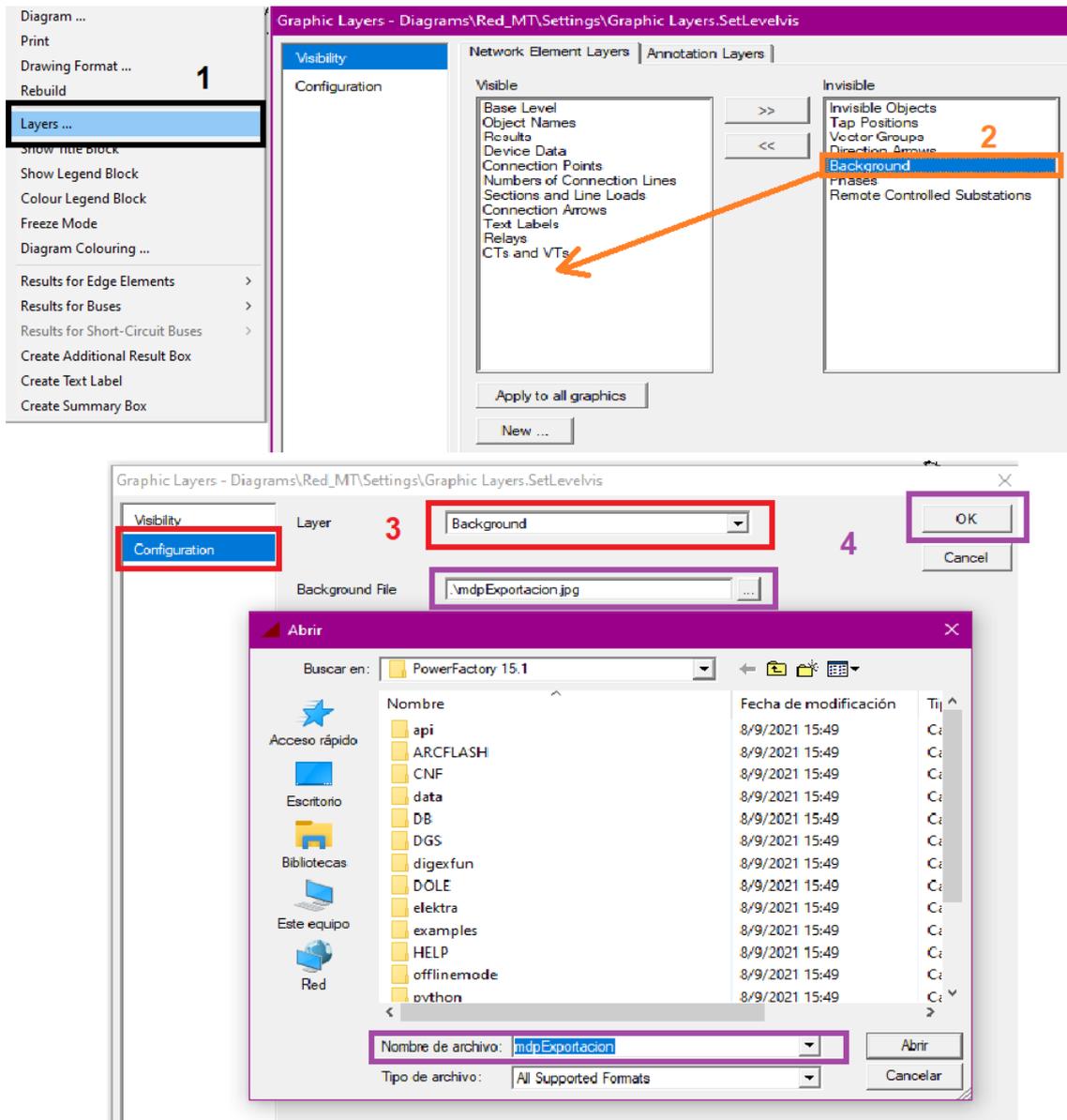


Figura 3.2.3 – Colocación del mapa con las líneas de MT. Fuente: elaboración propia.

El entorno queda preparado para confeccionar la red eléctrica de forma ordenada como se observa en la Fig. 3.2.4. Se ajusta la tensión nominal en 13,2 kV, de esta forma todos los elementos a dibujar quedan ajustados a la misma.

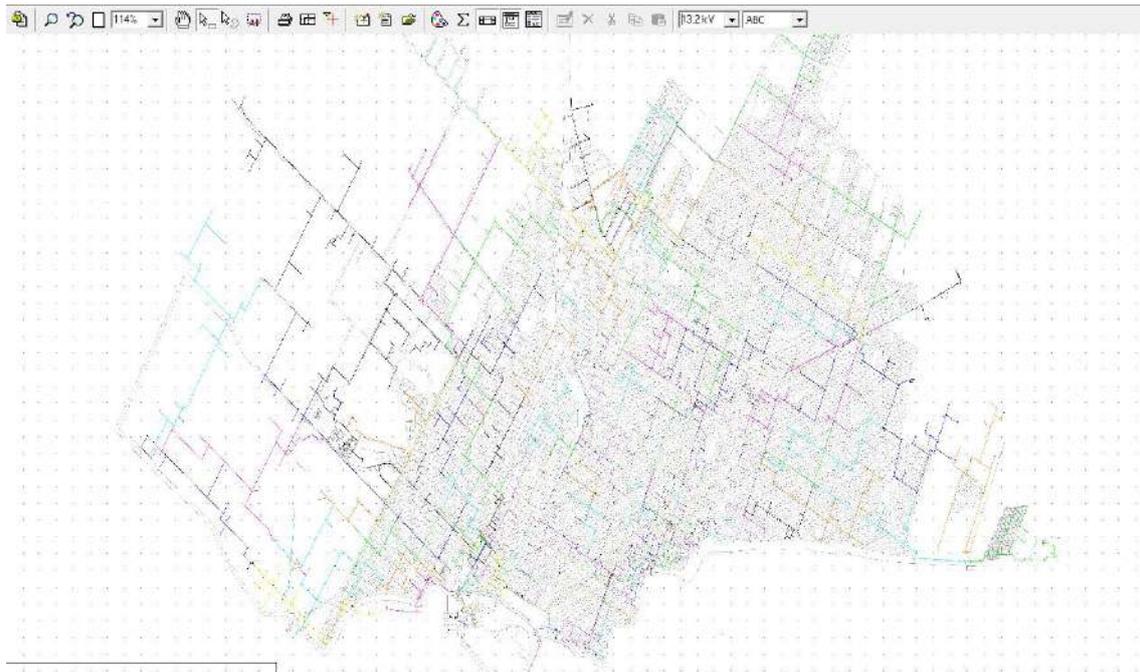


Figura 3.2.4 – Visualización del mapa en Power Factory. Fuente: elaboración propia.

Esto se realiza para dibujar sobre el mapa y poder tener una distribución real de los componentes de las líneas de media tensión, tanto espacial como geográficamente.

Posteriormente, es necesario cargar los datos de las líneas. Tanto desde el punto de vista eléctrico como geométrico, se deben incorporar las características de los conductores a utilizar. La carga de una línea se realiza de manera análoga a la de cualquier otro elemento a utilizar. La característica de las líneas de M.T. es que siempre se utilizan las de tipo “líneas cortas”, además, Power Factory cuenta con una base de datos en la que cada conductor que se utiliza se guarda con un nombre y característica específica, tanto los parámetros eléctricos, como la distribución geométrica de los conductores.

Aunque se presenta un ejemplo, la simplicidad y similitud en la forma de actuación no requieren una explicación adicional.

3.3. Carga de un conductor en Power Factory

Para cargar un conductor se siguen los siguientes pasos, los cuales se observan en la Fig. 3.3.1:

1. Se abre el *Data Manager*.
2. Luego se accede a la librería del proyecto creado y se selecciona *Equipment Type Library*.
3. Se aprieta clic derecho en las columnas de la derecha y se crea “otros”.
4. Se seleccionará *Tower Type* ya que se carga una línea aérea.
5. Se debe escoger un nombre característico del conductor y fácil de identificar, se puede colocar de la siguiente manera: TipoDeLinea_Sección_Material
6. Se debe cargar todos los datos posibles del tipo de conductor, se recomienda utilizar un catálogo con distintos conductores posibles a utilizar.

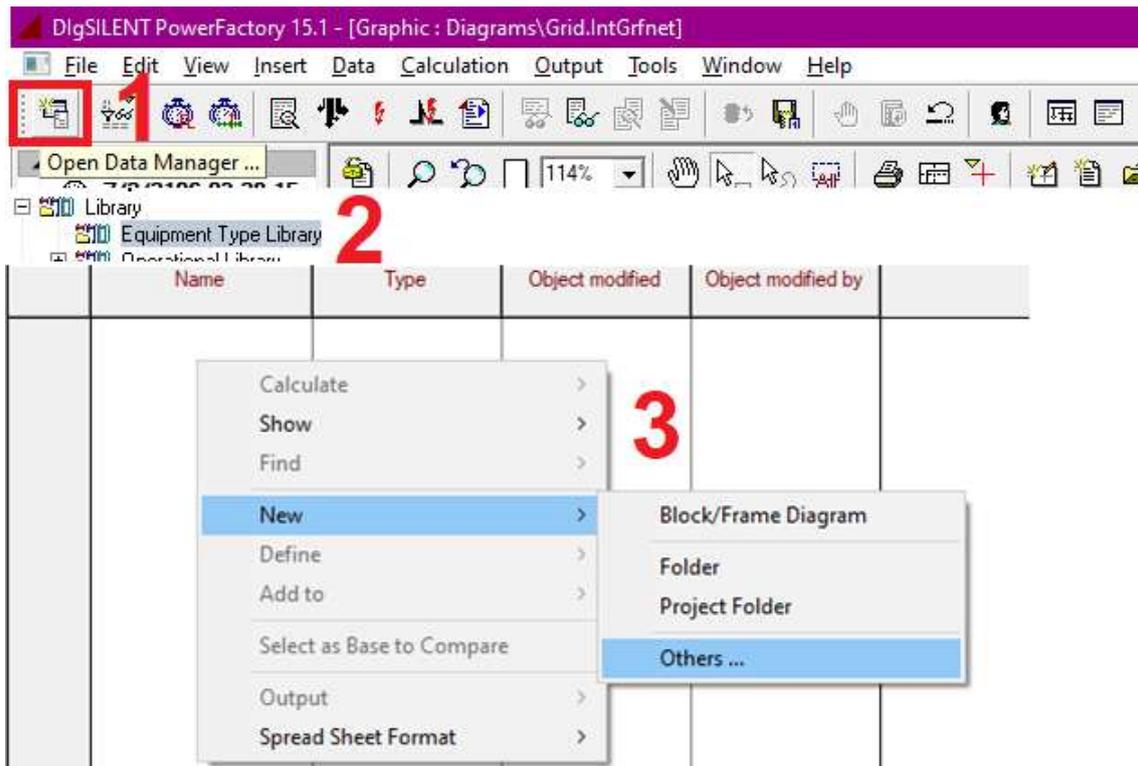


Figura 3.3.1 – Carga de un elemento. Fuente: elaboración propia.

Luego se carga el conductor propio, aquí se muestra la forma para un conductor de cobre de media tensión de 35 mm² del fabricante Prysmian [31].

En los datos básicos generales, se denomina la línea como LMT_MN110_3x35_Cu y se especifica su frecuencia nominal de 50 Hz. Se indica que la línea cuenta con un solo circuito (Number of Line Circuits=1) y no tiene hilo de guardia (Number of Earth Wires=0). Asimismo, se incorporan como entradas los parámetros geométricos y la conductividad del terreno. (Fig. 3.3.2)

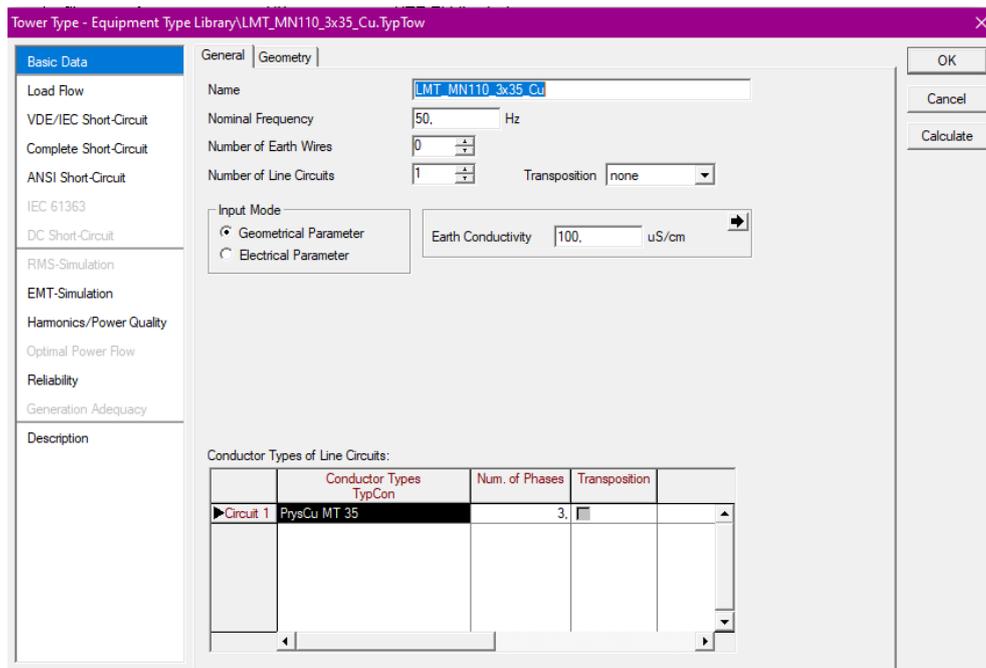


Figura 3.3.2 – Carga de datos del conductor. Fuente: elaboración propia.

Luego se carga la geometría de la línea, es decir, la disposición en el espacio, la distancia entre fases y la altura de las mismas. (Fig. 3.3.3)

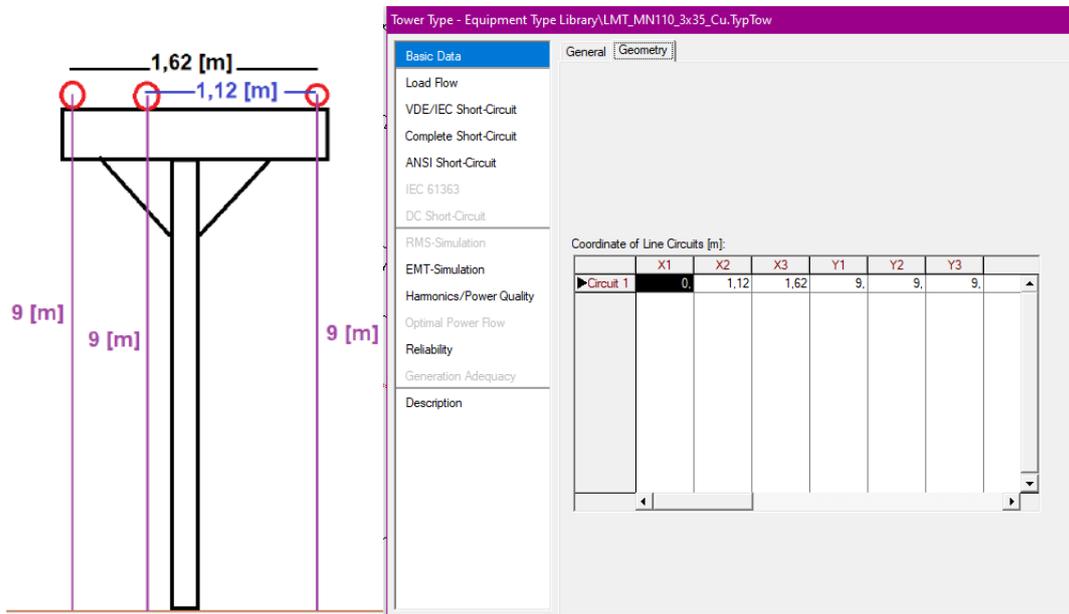


Figura 3.3.3 – Carga de geometría del conductor y ejemplo gráfico de la disposición de los conductores. Fuente: elaboración propia.

Por último, se observa luego de cargar los datos del conductor los resultados calculados por el software. Tanto las impedancias como las admitancias. (Fig. 3.3.4)

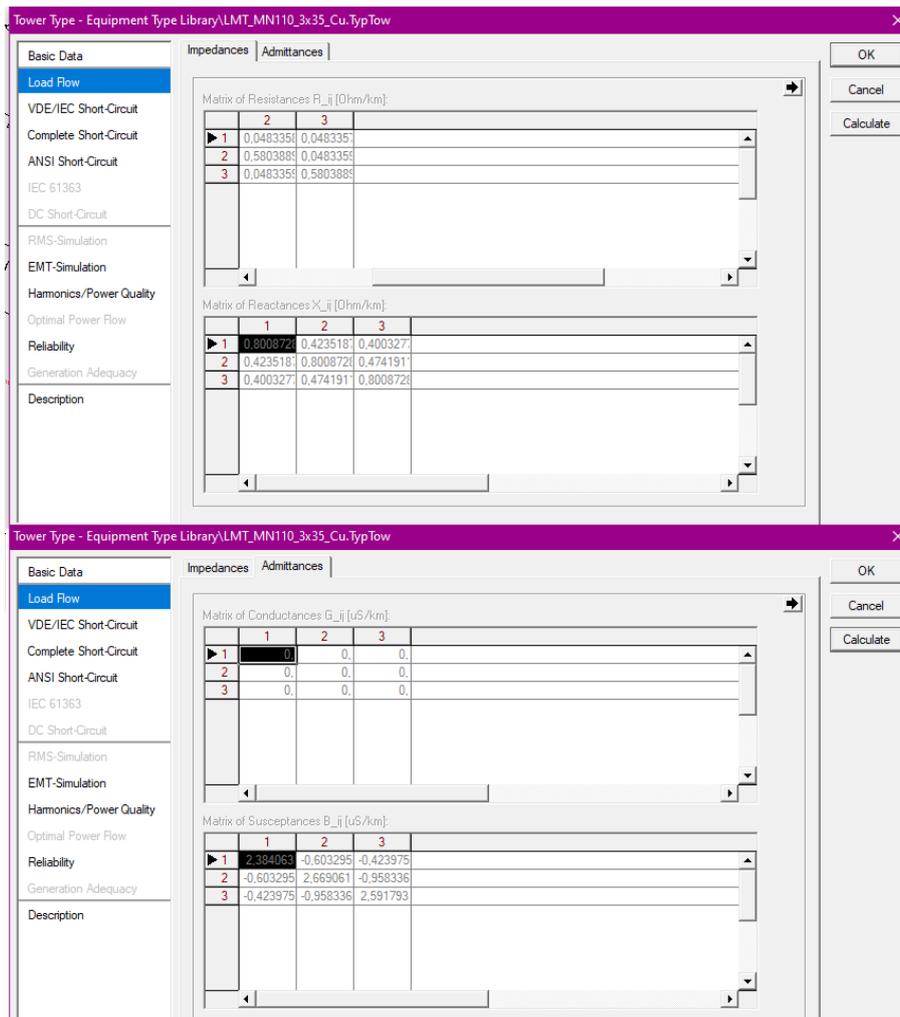


Figura 3.3.4 – Datos del conductor calculados por Power Factory. Fuente: elaboración propia.

Ahora se pueden cargar las características del conductor, provista del catálogo. Asignando un nombre (PrysCu MT 35), su tensión y corriente nominal (13,2 kV y 0,18 kA respectivamente), la cantidad de subconductores (1), el modelo de conductor (Solid conductor), su resistencia a 20°, el Radio Medio Geométrico (GMR), y su diámetro externo. Además, podemos escoger si se desea aplicar el efecto Skin. Por último, se carga la temperatura operacional del conductor y el material del mismo (Copper). (Fig. 3.3.5)

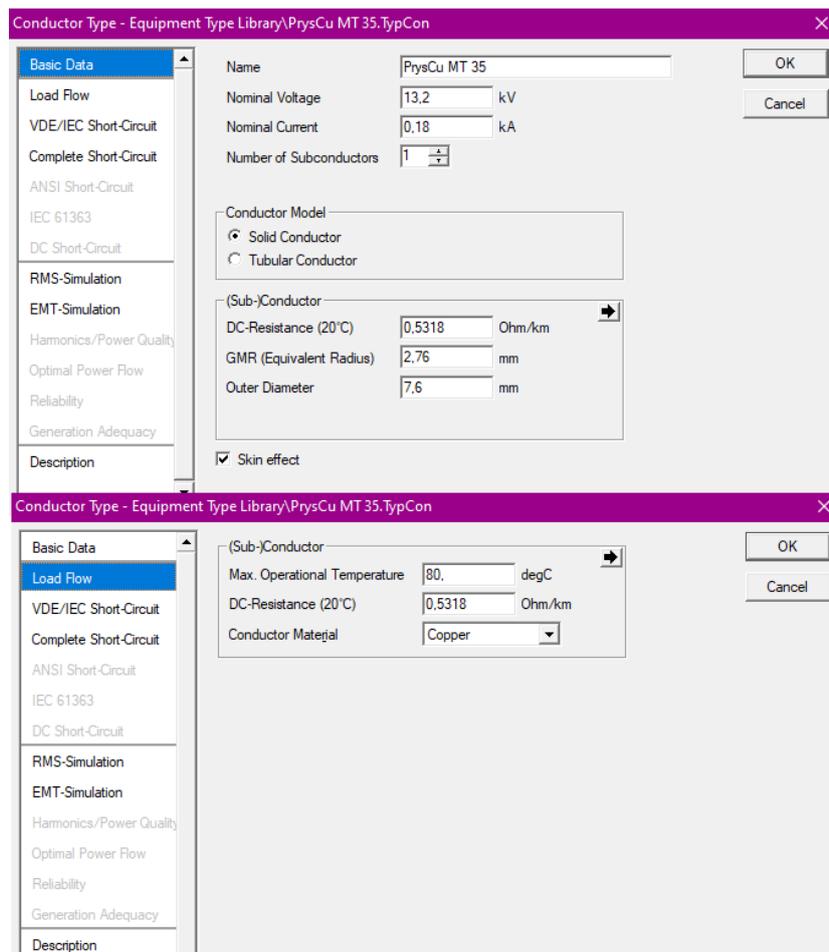


Figura 3.3.5 – Conductor de 35 mm² Prysman. Fuente: elaboración propia.

Se cargan los datos necesarios para el cálculo de flujo de potencia, es decir para la red en estado estable. Los elementos cargados y utilizados en este trabajo se observan en la Figura 3.3.6.

☞	Trafo_MT/BT_80	↗	LMT_RetenaxCu3x35
☞	Trafo_MT/BT_630	↗	LMT_RetenaxCu3x25
☞	Trafo_MT/BT_500	↗	LMT_Retenax 3x185 Al
☞	Trafo_MT/BT_400	⚡	LMT_Prysal3x50
☞	Trafo_MT/BT_315	⚡	LMT_Prysal3x25
☞	Trafo_MT/BT_250	⚡	LMT_Prysal3x120
☞	Trafo_MT/BT_200	⚡	LMT_MN110_3x95_Al
☞	Trafo_MT/BT_160	⚡	LMT_MN110_3x70_Al
☞	Trafo_MT/BT_100	▶ ⚡	LMT_MN110_3x50_Cu
∨	T1R-Monofasica	⚡	LMT_MN110_3x35_Cu
∨	Sodio	⚡	LMT_MN110_3x35_Al
⚡	Prysal MT 95	⚡	LMT_MN110_3x25_Cu
⚡	Prysal MT 70	↗	LBT_RetenaxPreenAl3x95/50
⚡	Prysal MT 50	↗	LBT_RetenaxPreenAl3x70/50
⚡	Prysal MT 25	↗	LBT_RetenaxPreenAl3x50/50
⚡	Prysal MT 120	↗	LBT_RetenaxPreenAl3x35/50
⚡	PrysCu MT 50	↗	LBT_RetenaxPreenAl3x35/35
⚡	PrysCu MT 35	↗	LBT_RetenaxAl3x70/50
⚡	PrysCu MT 25	∨	HelioxCargador
⚡	PrysAl MT 35	∨	Carga_BT_Trif_5kW
⚡	LV Load Type	∨	CargaTrif_Desbal_3-6-9kW
↗	LMT_RetenaxCu3x70	—	Busbar-BT-0.4Kv
↗	LMT_RetenaxCu3x50	—	Busbar MT-13.2kV

Figura 3.3.6 – Elementos cargados en este trabajo. Fuente: elaboración propia.

3.4. Ejemplos de elementos cargados en el software

Se observa en las siguientes Figuras 3.4.1, 3.4.2 y 3.4.3 un ejemplo de cada elemento cargado.

En la figura 3.4.1 se puede observar un cable subterráneo Retenax de cobre de 3x70 mm² de casi 700 m de longitud, con una corriente nominal de 240 A, y una impedancia de secuencia positiva de casi 0,19 Ω.

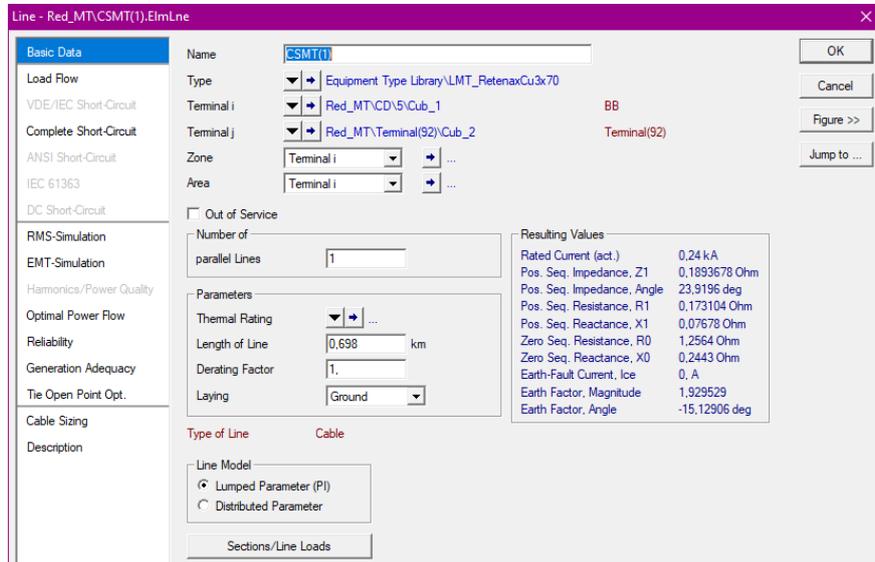


Figura 3.4.1 – Datos cargados de un cable subterráneo. Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.4.2 se observa una subestación, la 9999, la misma es una single bus bar de 13,2 kV y se sabe que es de 450 kVA, cargada a un 80% de capacidad aproximadamente.

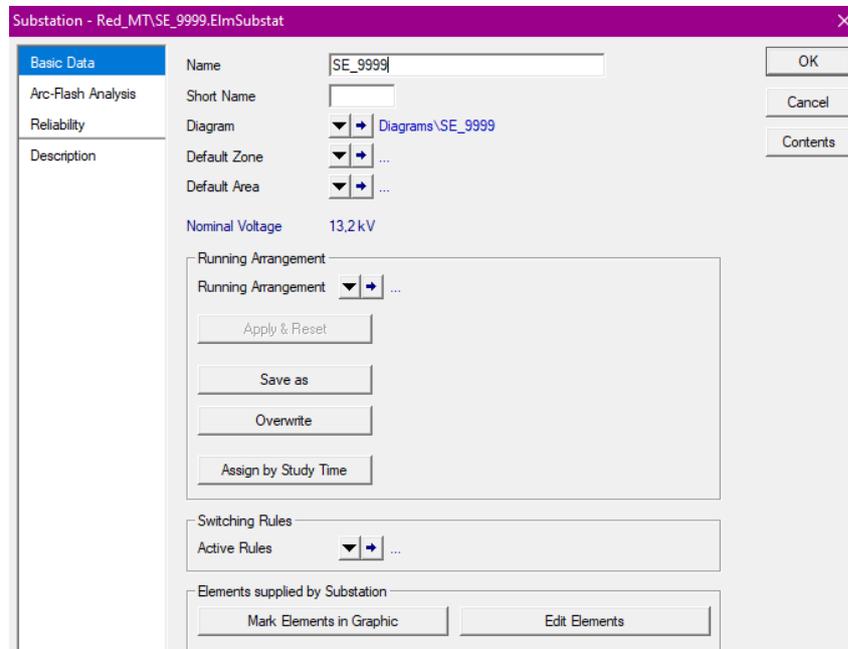


Figura 3.4.2 – Datos cargados de un transformador. Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.4.3 se observa una de las cargas balanceadas, perteneciente a la S.E. 889, la misma es de 400 kVA, ya que representa la carga del 88% de la S.E. tal y como se dijo anteriormente. Con un FP=0,9.

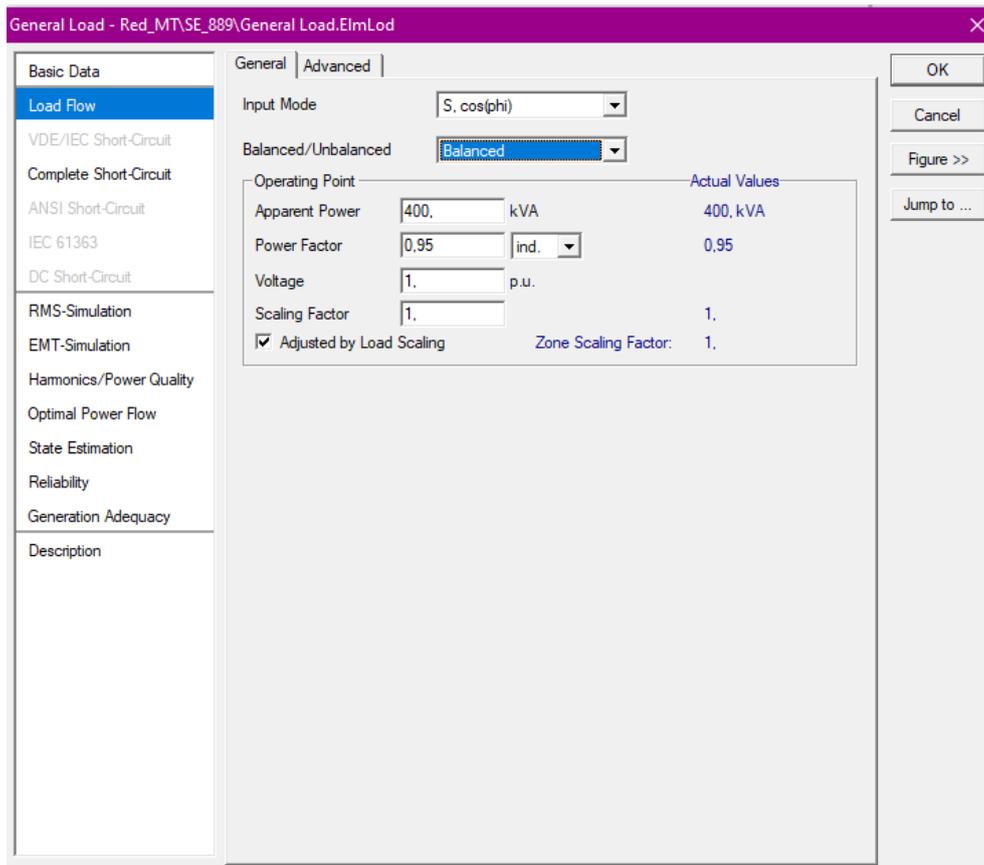


Figura 3.4.3 – Datos cargados de una carga eléctrica. Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que las cargas son de 400 kVA debido a que las S.E. son de 450 kVA, ya que la empresa distribuidora de energía eléctrica local informó que las S.E. se encuentran cargadas entre un 80 y 90%.

3.5. Digitalización de una zona completa

La zona a digitalizar abarca las líneas de media tensión y subestaciones que alimentan a los cargadores, por lo tanto, en las zonas donde ingresen y egresen los colectivos.

Como ejemplo se explica cómo se digitaliza la red que alimenta a “Cabecera Línea 221”, lugar de estacionamiento e inicio de recorrido, a cielo abierto con taller aledaño. Lo cual se replica en las demás zonas de egresos de colectivos, terminales y/o talleres. (Fig. 3.5.1 y 3.5.1)

Lo primero a realizar es la identificación de la zona a digitalizar, luego de encontrar la subestación (S.E.) que alimenta se debe buscar cuál centro de distribución o estación transformadora (E.T.) alimenta dicha subestación.

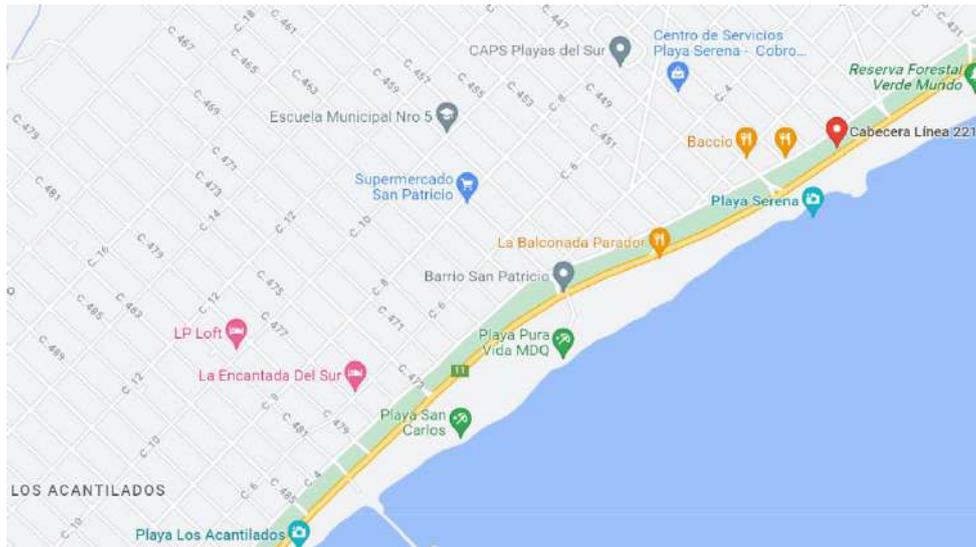


Figura 3.5.1 – Ubicación de Cabecera Línea 221. Fuente: Google Maps.

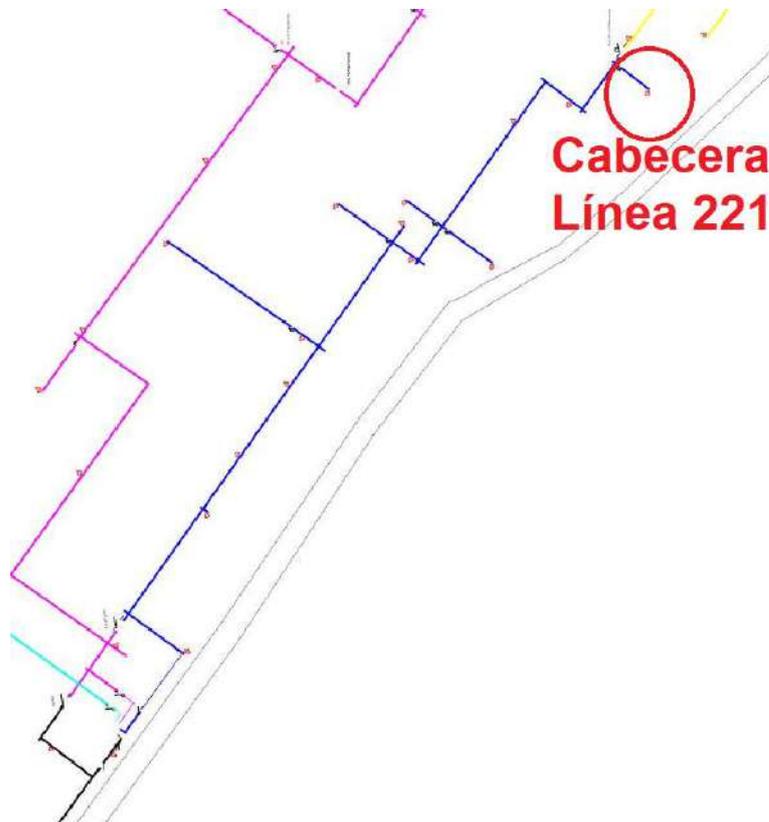


Figura 3.5.2 – Cabecera Línea 221 ubicada en mapa con zonas eléctricas. Fuente: [30]

Al localizar la S.E. a utilizar y la E.T. se comienza a digitalizar desde la E.T. hasta los extremos alejados.

El proceso de digitalización implica la utilización del archivo CAD, el cual está a escala. Se toman todas las distancias para los tramos de línea del archivo CAD para trasladarlas al modelo de Power Factory al cargar la información de las líneas. Además, este archivo contiene datos sobre el tipo de conductor y la topología inicial, es decir, el estado de todos los seccionadores.

El resultado final de la digitalización se esquematiza en la Fig. 3.5.3.

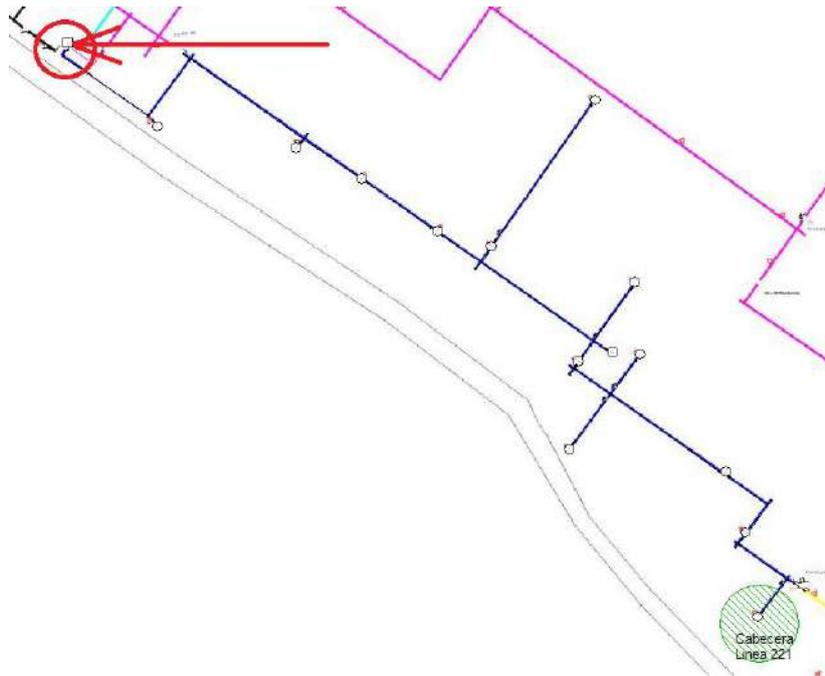


Figura 3.5.3 –Estación transformadora y red de media tensión que alimenta a la subestación 'Cabecera Línea 221' digitalizada en Power Factory. Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que la línea a dibujar arranca desde la E.T. arriba a la izquierda en el rectángulo negro hasta la S.E. abajo a la derecha resaltado con un círculo verde.

A continuación, se explica la metodología de digitalización, en la Figura 3.5.4 se observan los distintos elementos a utilizar que brinda la barra de herramientas de Power Factory.

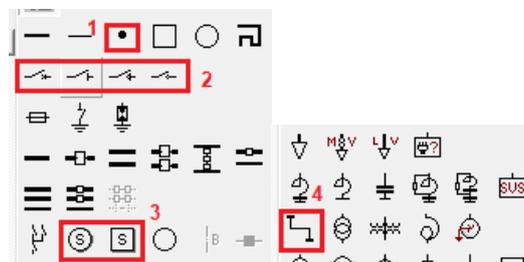


Figura 3.5.4 – Toolbar del entorno de digitalización. Fuente: Power Factory 15.1

Los dispositivos que se utilizan se enmarcan en rojo.

En 1 se tiene un Nodo, es un punto donde podemos hacer las conexiones entre conductores, dispositivos de maniobra y/o protección y final de línea.

En 2 se encuentran los dispositivos de control y/o maniobra, entre ellos están de izquierda a derecha: interruptor, seccionador sin carga, seccionador bajo carga y conmutador.

En 3 se tiene a la izquierda las S.E. y a la derecha las E.T.

En 4 se encuentra el conductor a utilizar, esquemáticamente no diferencia entre subterráneo o aéreo, esa característica es configurable luego.

Se selecciona que la tensión a trabajar será de 13,2 kV y con secuencia ABC. (Fig. 3.5.5)

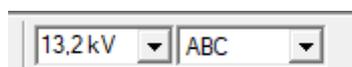


Figura 3.5.5 – Condiciones de tensión y fase. Fuente: Power Factory 15.1

Se coloca la E.T. seleccionando que sea *Single bus Bar*, es decir una barra simple, al comienzo de la línea y se le asigna un nombre tanto a la E.T. como el diagrama asociado a la misma. Se elige este tipo de configuración de barras porque es el que modela correctamente la conexión de los transformadores de distribución a la red. (Fig. 3.5.6)

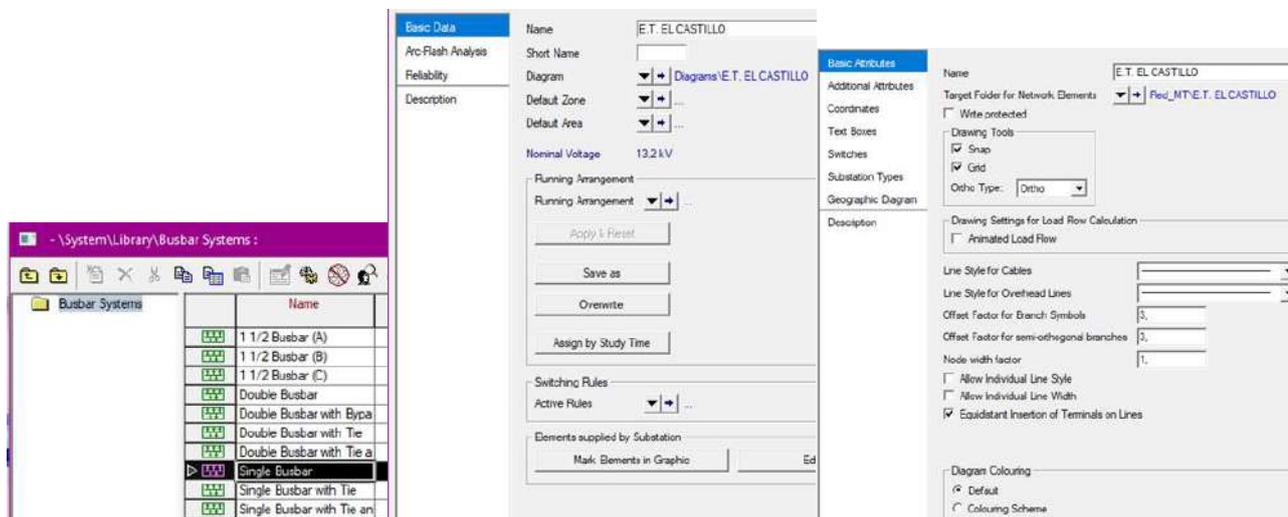


Figura 3.5.6– Configuración de la E.T. Fuente: elaboración propia.

Luego se coloca un nodo antes del dispositivo de maniobra, y luego del dispositivo de maniobra otro nodo, para así poder conectar la primera línea desde la E.T. hasta el primer nodo. (Fig. 3.5.7)



Figura 3.5.7 – Ejemplo de colocación de dispositivo de maniobra: elaboración propia.

Dicha línea debe configurarse de la siguiente manera, como se observa en la Fig. 3.5.8.

1. Clic derecho en la línea y *Edit data*.
2. Se le asigna el nombre de LAMT, que significa Línea Aérea Media Tensión.
3. En tipo se escoge por tipo de proyecto y se escoge tipo torre.
4. Se selecciona la línea que previamente cargamos como LMT_MN110_3x70_A1, que es para de media tensión y la escogemos.
5. Se le asigna la distancia en kilómetros del tramo de conductor que en este caso son 95 m que equivalen a 0,095 km (dato obtenido en el mapa .DWB) y se da a OK.

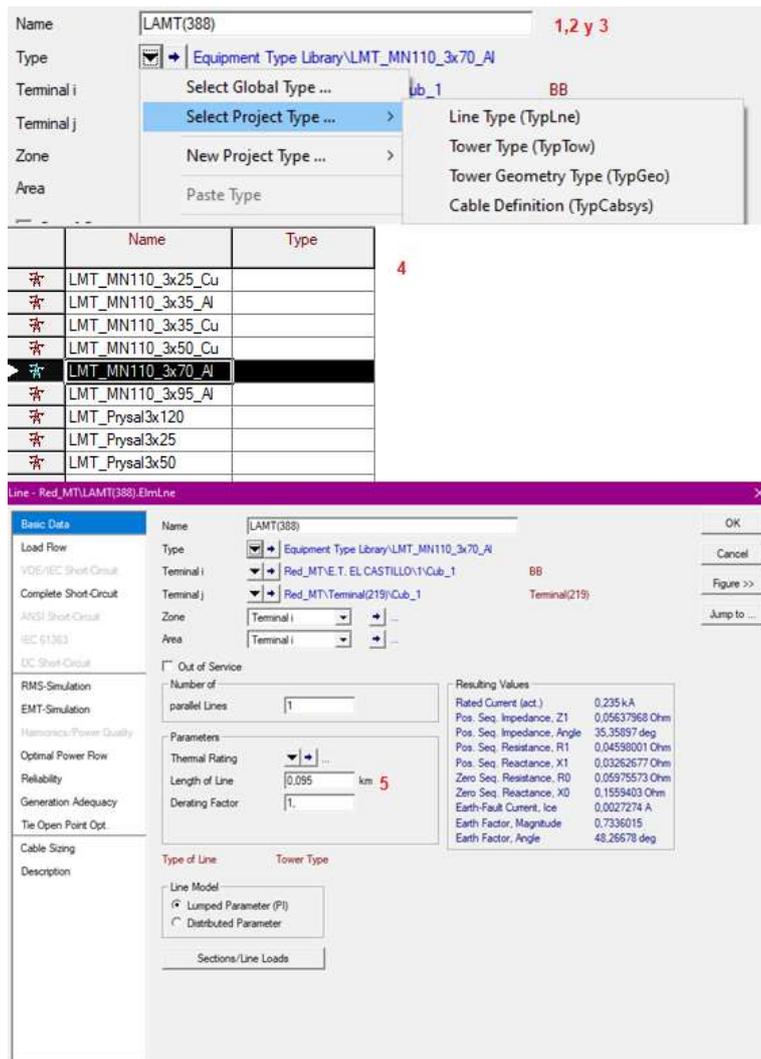


Figura 3.5.8 – Configuración del conductor. Fuente: elaboración propia.

Se observa en la Fig. 3.5.8 que esta línea se auto-nombra “LAMT(389)”, ya que se colocaron 388 conductores previamente siguiendo este mismo método.

Luego se coloca el dispositivo de control seccionador bajo carga entre los dos nodos colocados, como se observa en la Fig. 3.5.9.

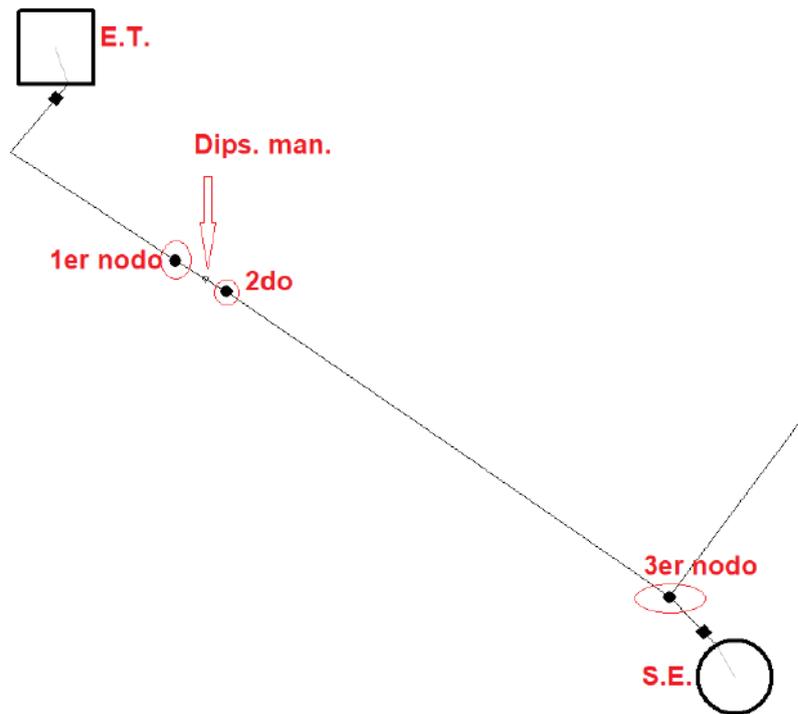


Figura 3.5.9 – Conexión entre la E.T. el conductor, los nodos y el dispositivo de maniobra. Fuente: elaboración propia.

Luego del segundo nodo colocado se coloca otro tercer nodo aguas abajo para poder hacer el puente que iría hacia la S.E. allí colocada y para continuar la digitalización del resto de la línea.

La conexión entre el segundo y tercer nodo se hace mediante un conductor de mayor longitud que el anterior. Este conductor tiene las siguientes características vistas en la Fig 3.5.10.

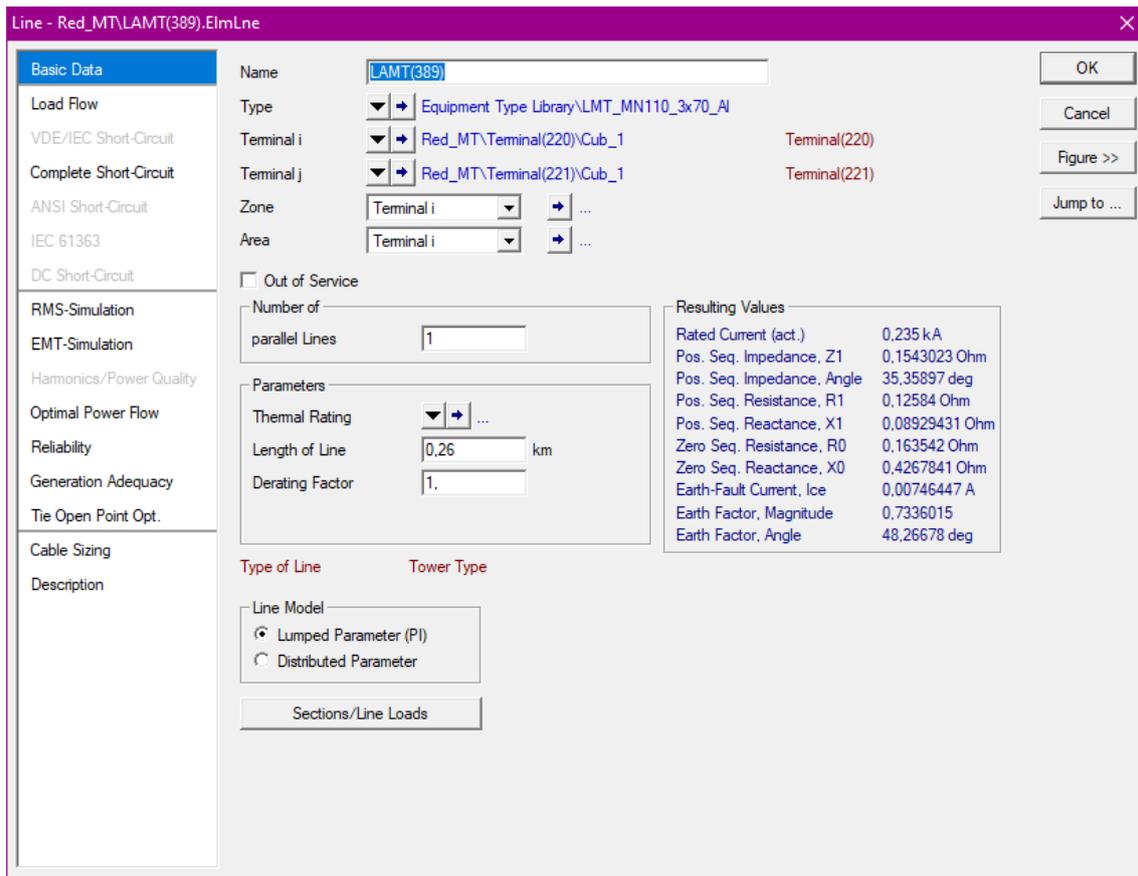


Figura 3.5.10 – Conexión entre el segundo y tercer nodo. Fuente: elaboración propia.

Una vez realizada esta conexión se puede colocar la primera S.E. de la línea. Al colocar esta S.E. también se debe escoger *Single Bus Bar*.

Luego de colocarse se le asigna un nombre y al diagrama el mismo nombre. (Fig. 3.5.11)

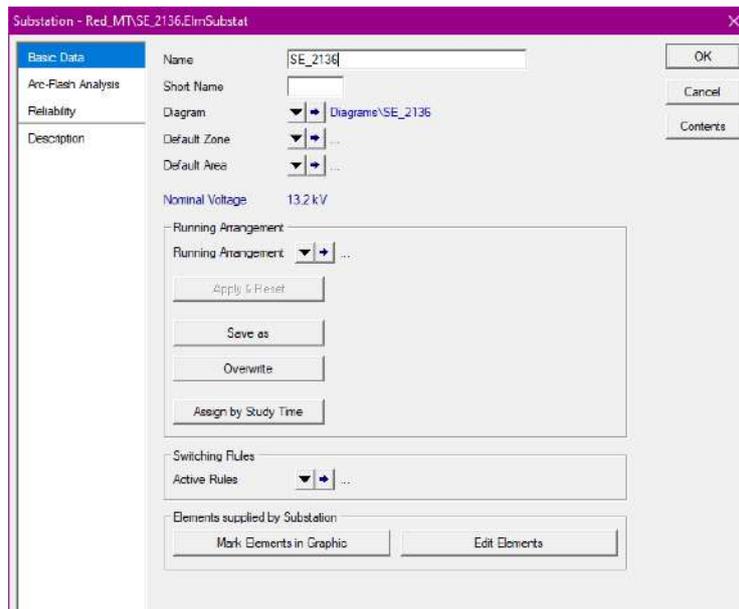


Figura 3.5.11 – Colocación de S.E. 2136. Fuente: elaboración propia.

El nombre de la S.E. también se encuentra en el archivo “.DWB” [29].

Al terminar solo quedaría realizar la conexión del conductor entre el tercer nodo y la S.E. (Fig. 3.5.12)

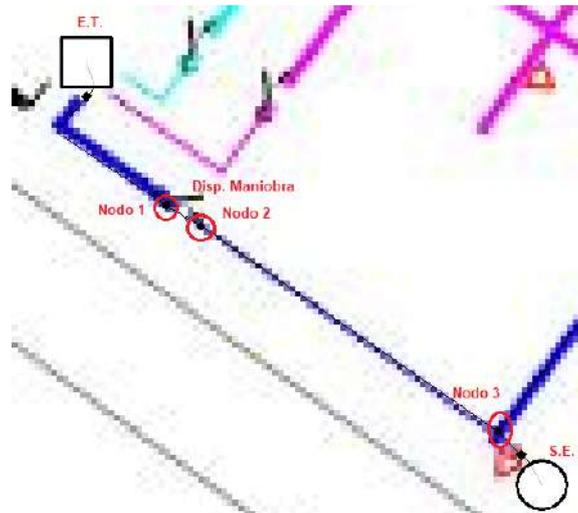


Figura 3.5.12 – Conexión hasta la primera S.E. Fuente: elaboración propia.

Como se ve gráficamente el conductor del nodo 3 a la S.E. tiene una longitud muy acotada de 10 m. (Fig. 3.5.13)

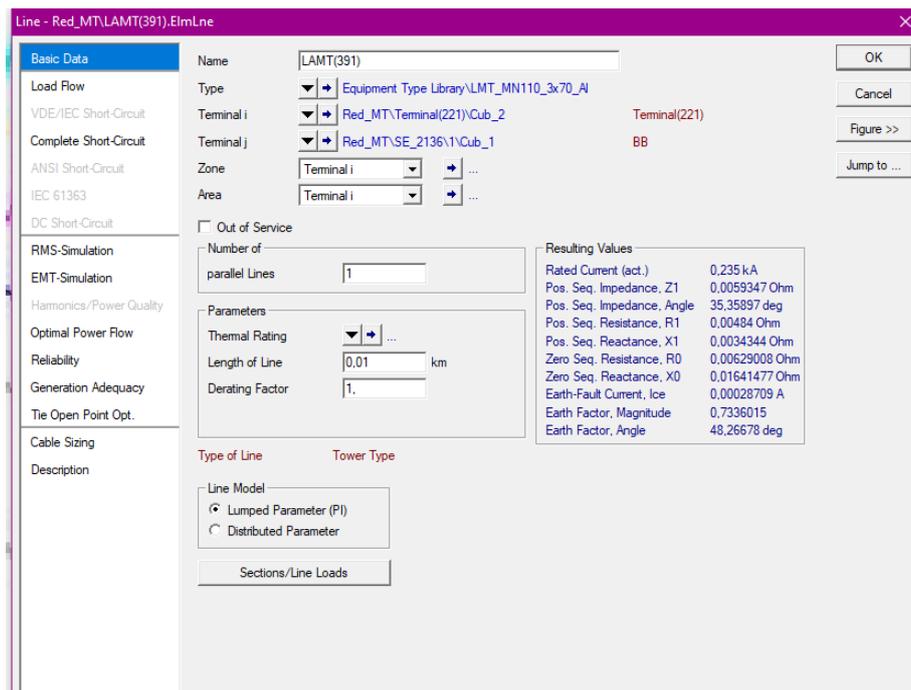


Figura 3.5.13 – Conductor de nodo 3 y S.E. Fuente: elaboración propia.

Luego se realiza lo mismo hasta finalizar la línea. Dando como resultado lo mostrado en la Figura 16.

Este mismo procedimiento se realiza en todas las zonas de Mar del Plata, donde solo se digitaliza las zonas afectadas por la inserción de los cargadores. Dando los siguientes resultados. (Fig. 3.5.14)

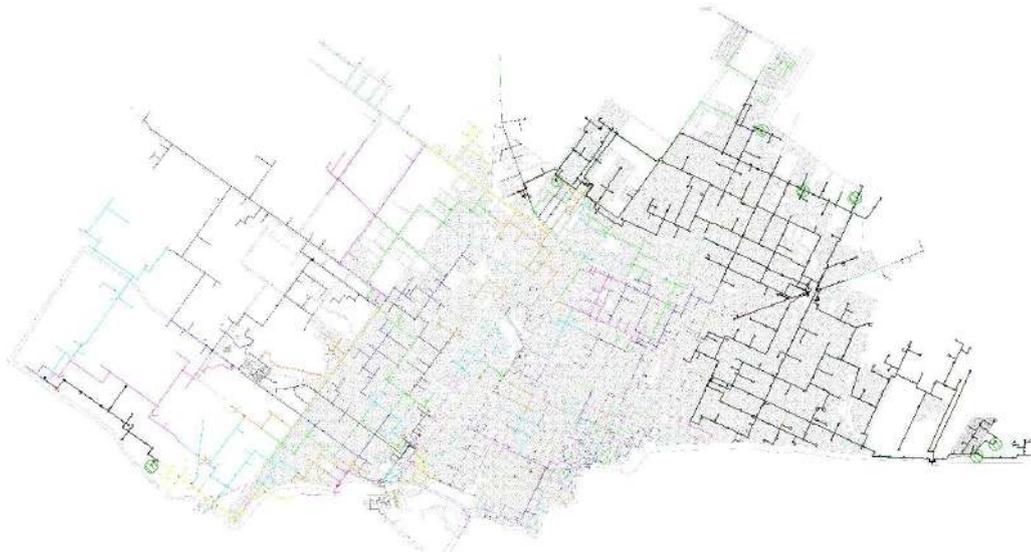


Figura 3.5.14 – Resultado final de digitalización. Fuente: elaboración propia.

Mostrando en detalle cada punto de recarga en las Figuras 3.5.15, 3.5.16 y 3.5.17.

En la figura 3.5.15 se observan dos estaciones de carga que se utilizan luego para los cálculos y simulación. Además, se observa el C.D. que las alimenta.



*Figura 3.5.15 – Puntos de recarga “Transporte 25 de Mayo” y “UTE el Libertador”.
Fuente: elaboración propia.*

En la figura 3.5.16 se observa el otro punto de carga de la estación Peralta Ramos, y su posible C.D. a utilizar.



Figura 3.5.16 – Punto de recarga “Peralta Ramos”. Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.5.17 se observa el último acercamiento de las líneas digitalizadas. Además, se observa otro punto de recarga, pero no es relevante para los cálculos y simulaciones a realizar.



Figura 3.5.17 – Punto de recarga taller. Fuente: elaboración propia.

3.6. Digitalización del cargador de baterías Heliox en Power Factory

Se muestra como se digitaliza el cargador de baterías en el software de DigSILENT. Este también es una carga como las mostradas anteriormente, pero es una carga variable, ya que como se calculó en el capítulo previo no estará activa todo el día, sino, en momentos puntuales.

Como se observa en la Figura 3.6.1, a simple vista se la coloca como una carga de 450 kW, por lo tanto, para poder cargarle la curva de utilización se debe dar click derecho en la potencia activa (*Active Power*) para luego editar sus características.

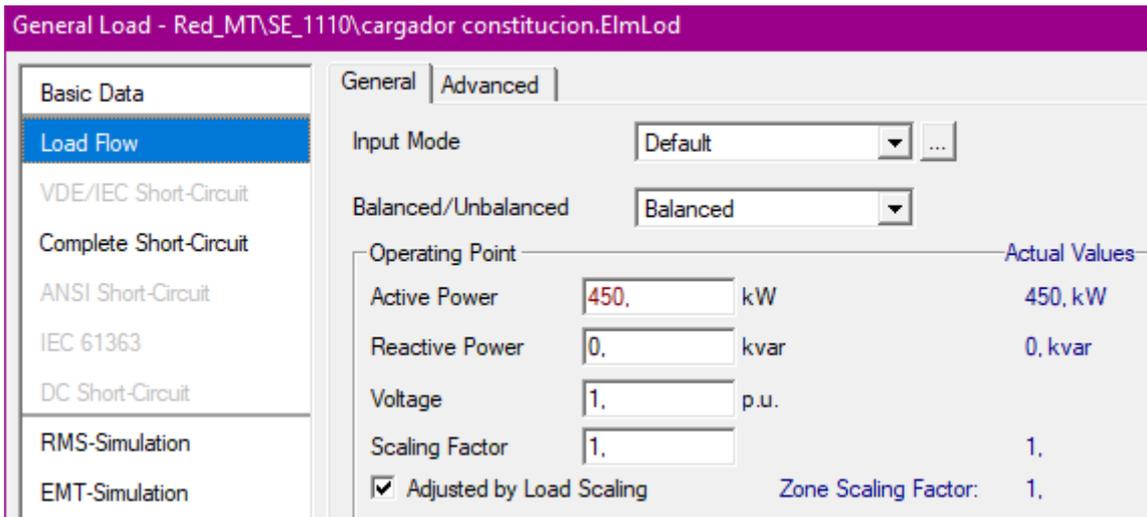


Figura 3.6.1 – Cargador Heliox de la estación UTE. Fuente: elaboración propia.

Luego, como se observa en la Figura 3.6.2, se debe escoger que la fuente de datos es una tabla, la cual es por día y con resolución en minutos con paso de un minuto.

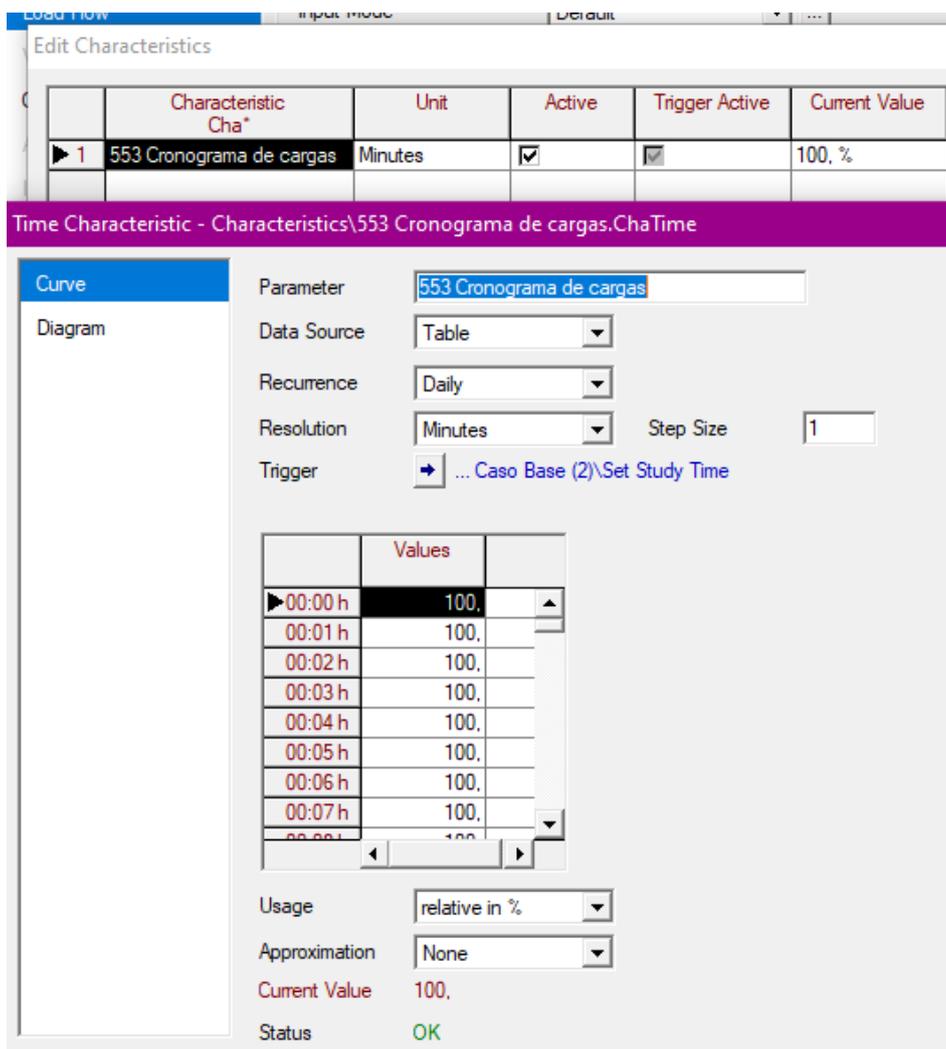


Figura 3.6.2 – Curva de funcionamiento del cargador. Fuente: elaboración propia.

El uso será del 100% debido a que el cargador funcionará a plena capacidad constantemente para obtener la carga ultra rápida, ya que nunca se cargará por encima del 70%, que, como se vio en capítulos previos, luego del 70% la potencia se reduce escalonadamente para proteger la batería.

En este caso, siempre será al 100% de potencia o 0% cuando esté inactivo, el diagrama se puede observar en la figura 3.6.3.

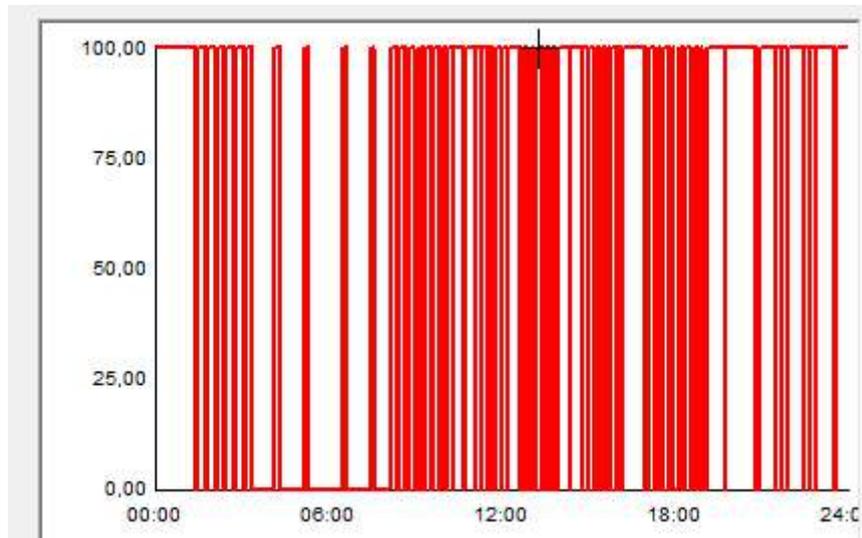


Figura 3.6.3 – Diagrama de funcionamiento del cargador. Fuente: Power Factory 15.1.

4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Se realizan varias simulaciones utilizando la herramienta de simulación cuasi-dinámica (*Quasi-Dynamic Simulation*). Se busca evaluar el desempeño de la red en situaciones operativas críticas. Dada la complejidad, detectar de manera intuitiva escenarios y estados de la red que generen condiciones críticas puede resultar un desafío. Por ende, para identificar estas condiciones, se deben llevar a cabo diversas simulaciones de flujo de carga bajo distintas condiciones operativas, teniendo en cuenta la evolución temporal de la red. Aspectos como la carga eléctrica, fuentes de energía renovable (como la solar) y las variaciones en la red son considerados. Al analizar la variación del flujo de carga a lo largo del tiempo, se debe enfocar en cambios que abarcan desde minutos hasta horas, en lugar de segundos, evitando así un elevado tiempo y recurso computacional para obtener las simulaciones, innecesario si solo se busca examinar las condiciones de flujo de carga en estado estable. [28]

PowerFactory presenta una herramienta denominada Simulación Cuasi-Dinámica, diseñada específicamente para llevar a cabo una serie de cálculos de flujo de carga en momentos diversos. Esto permite seleccionar el período y el paso de la simulación. La herramienta utiliza características de parámetros basados en el tiempo, considerando variaciones, etapas de expansión y cortes planificados.

La simulación cuasi-dinámica es una herramienta valiosa para realizar análisis detallados y eficientes de sistemas eléctricos en condiciones cambiantes a lo largo del tiempo. Además, la simulación se enfoca en la zona donde más cerca se encuentran los puntos de recarga entre sí, ya que es el peor caso existente. Estas son las estaciones “25 de Mayo”, “Peralta Ramos” y “UTE el Libertador”.

Realizar el mismo trabajo para las otras estaciones (“Cabecera 221” y “Punto de recarga taller”) es un trabajo reiterativo y más sencillo, por lo que no se podrán extraer conclusiones o problemáticas a resolver.

4.1. Planteo y parámetros generales para simular

Se simulan tres puntos de recarga juntos, ya que comparten la misma salida de centro de distribución. Por lo tanto, ese tramo estará posiblemente afectado a una sobrecarga, siendo el caso más destacable para simular.

Se observa en la Fig. 4.1.1 que desde el mismo centro de distribución (C.D) inicia la línea. La cual se simula poniendo especial atención en el primer tramo al salir del C.D. mediante un cable subterráneo, y sobre la última subestación SE838 ya que es el punto más alejado del C.D.

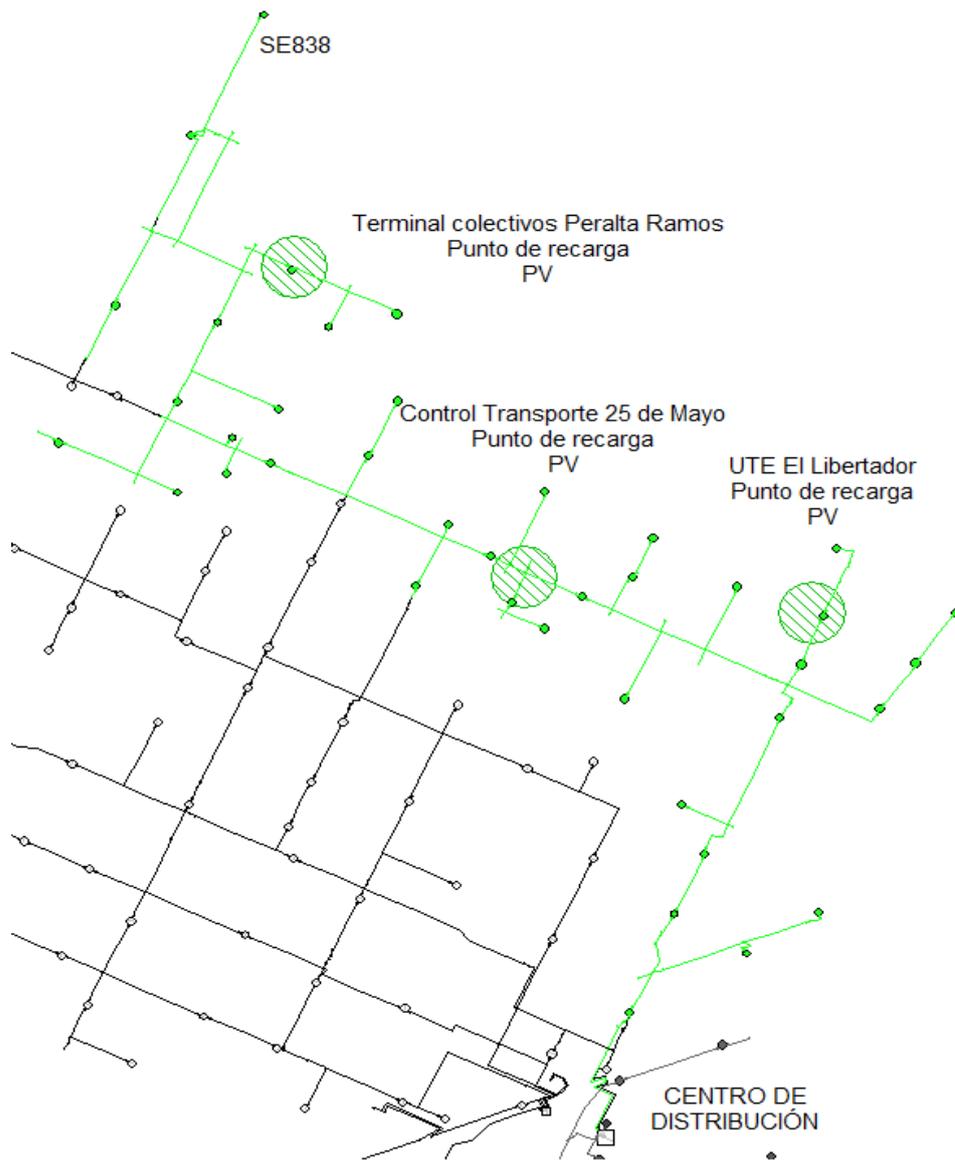


Figura 4.1.1 – Línea utilizada por tres puntos de recarga. Fuente: elaboración propia.

Respecto al cable subterráneo, el parámetro crucial a considerar es la carga, evaluándose la viabilidad de las condiciones para su funcionamiento.

En cuanto a la subestación SE838, se examina la variación de tensión en ese punto para evaluar su impacto, ya que constituye un factor determinante no solo para la calidad de la energía, sino también para las condiciones operativas. Una disminución significativa de la tensión indicaría un deterioro en las condiciones de trabajo de la subestación.

Se observa que dentro de las subestaciones de los puntos de recarga se encuentra el cargador con los datos de carga ya mencionados en el capítulo 3, como también un sistema fotovoltaico brindando una cierta energía. (Fig. 4.1.2)

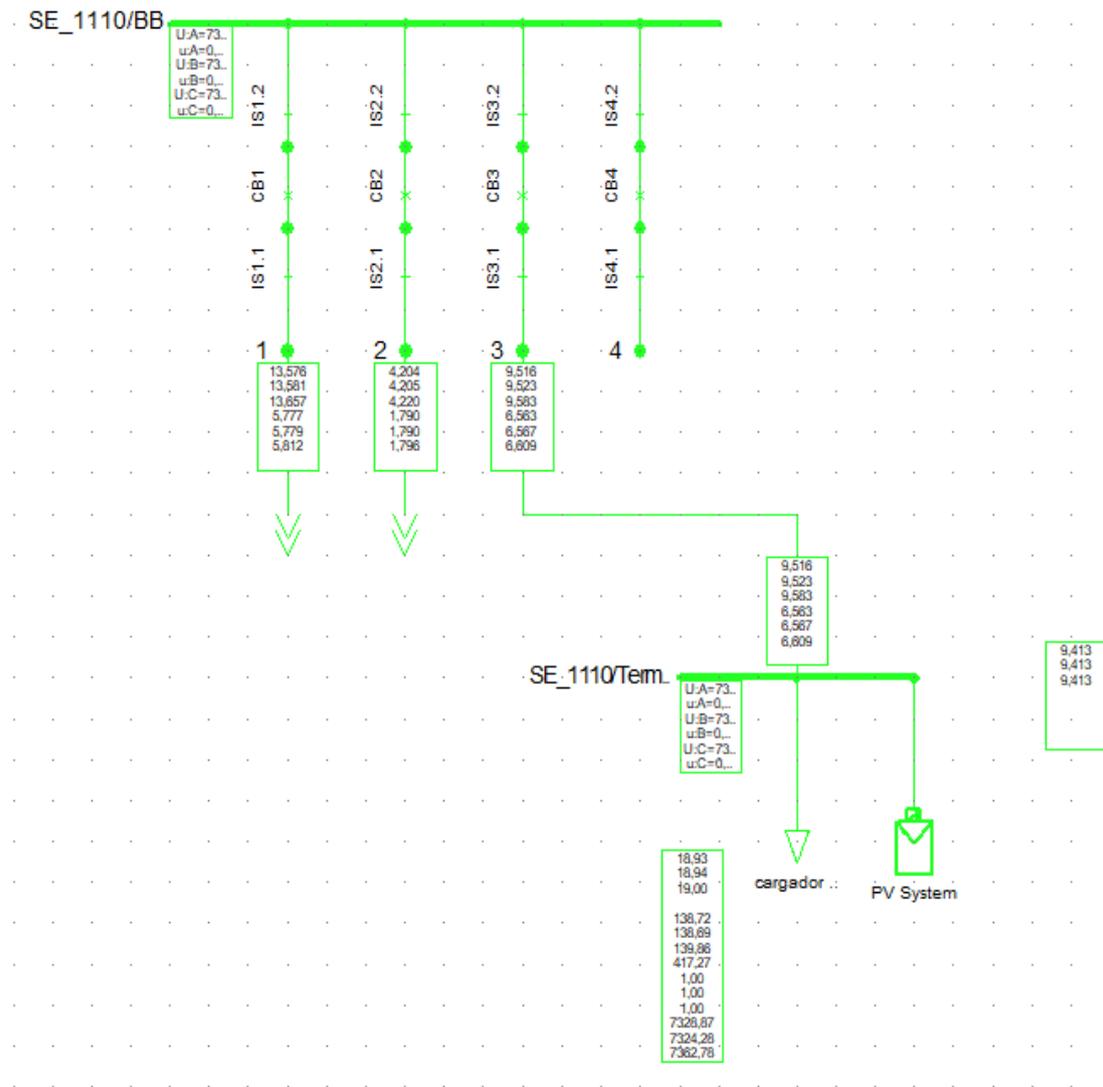


Figura 4.1.2 – Subestaciones en puntos de recarga. Fuente: elaboración propia.

Los parámetros del sistema fotovoltaico se observan en la Figura 4.1.3. La carga de datos de este equipo es similar al cargador mostrado en el capítulo previo, aunque el tipo de dispositivo es distinto, ya que el sistema fotovoltaico no es una carga.

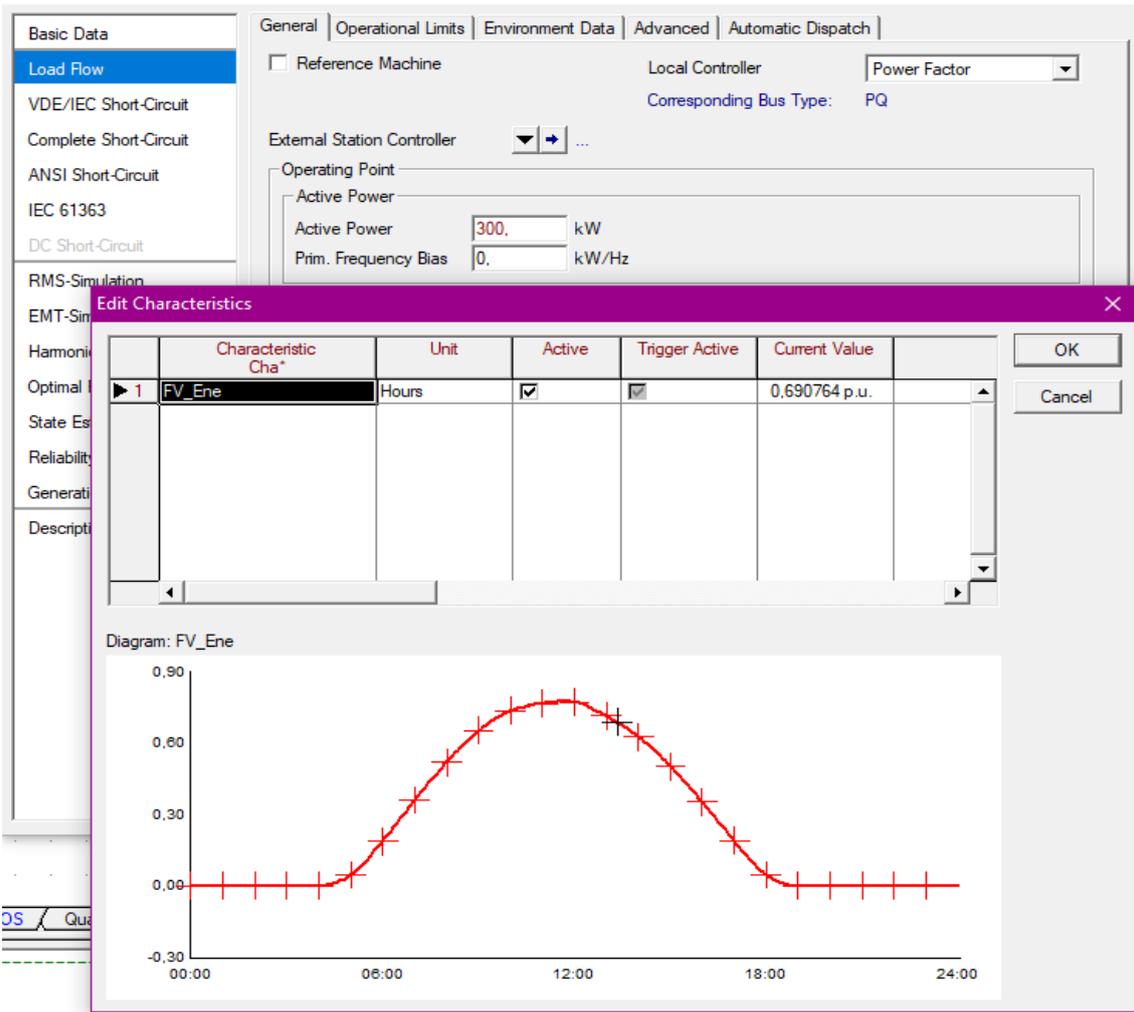


Figura 4.1.3 – Parámetros del sistema fotovoltaico. Fuente: Power Factory.

Se observa que es un sistema fotovoltaico de 300 kW con una curva de generación en valor por unidad, la cual corresponde con un día típico del mes de enero, siendo el mejor de los casos posibles. En contraparte del peor caso posible (sin sistemas fotovoltaicos funcionando). Dichos datos fueron obtenidos por mediciones sobre paneles F.V. realizadas en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Realizando un análisis de toma de datos de todo un año, por lo que además se cuenta con la toma de datos de todos los días de todos los meses.

Estos datos fueron utilizados y comprobados, un ejemplo a dar es un paper llamado “Behavior of Active Losses in a Real Electrical Distribution System with Insertion of Photovoltaic Generation” [46]

El sistema fotovoltaico en Power Factory es simulado como un generador estático, la principal diferencia con el generador estático, es que el sistema fotovoltaico proporciona una opción para estimar automáticamente el punto de ajuste de potencia activa, dada la ubicación geográfica, fecha y hora. [28]

De igual manera, se utilizan los datos brindados por la Facultad de Ingeniería, ya que los datos son más reales y que la utilización del sistema geográfico no está disponible en todas las versiones del software.

4.1.1. Explicación de simulación

Primero se configura el menú de la barra de herramientas para visualizar los dos botones a usar. (Fig. 4.1.1.1)

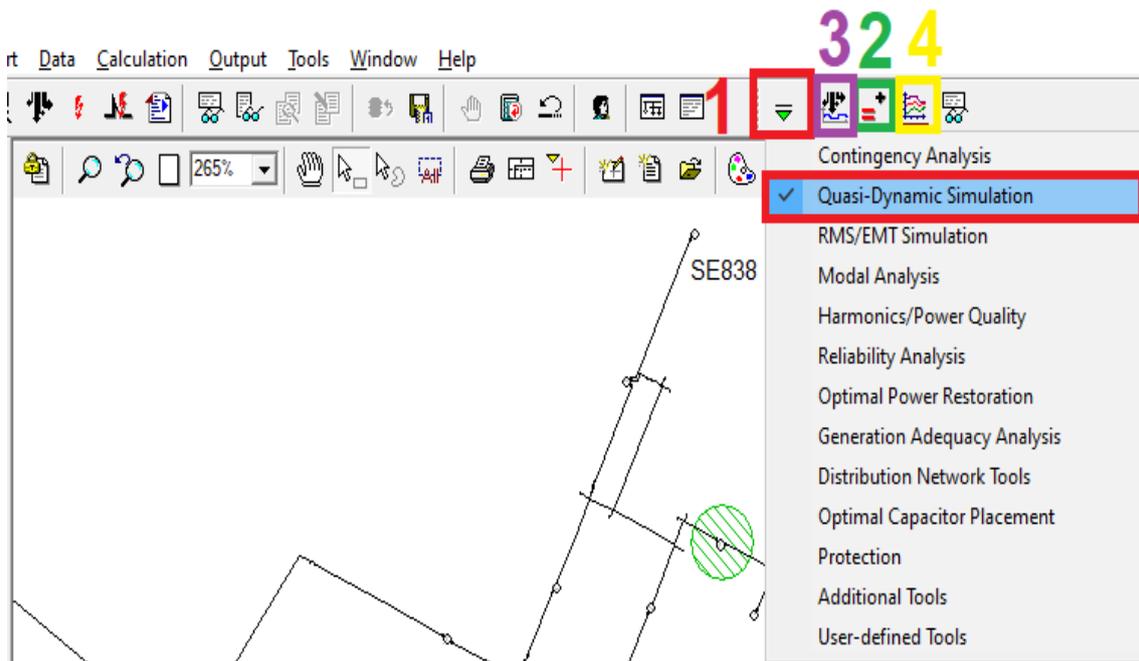


Figura 4.1.1.1 – Barra de herramientas de Quasi-Dynamic Simulation. Fuente: elaboración propia.

Los cuatro botones de la simulación marcados en la Fig. 4.1.1.1 se detallan a continuación:

En 1 se ve que al apretar en la flecha verde se despliega una lista de herramientas, en este caso se elige “Quasi-Dynamic Simulation”.

Luego, en 2 se encuentra el botón del tipo de resultados que esperamos que nos de la simulación, siendo en este caso configurada como en la Figura 4.1.1.2.

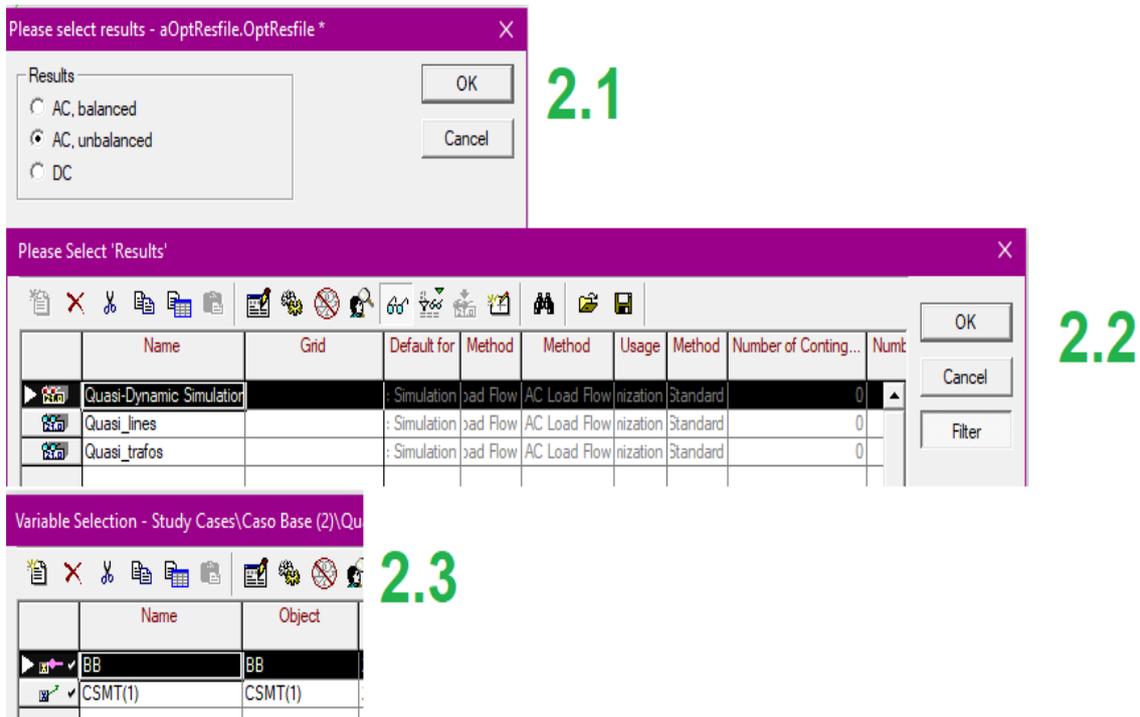


Figura 4.1.1.2 – Configuración de resultados de la simulación. Fuente: elaboración propia.

En 2.1 se observa la primera configuración donde se escoge alterna y desbalanceada (AC, *unbalanced*). Como se busca el peor de los casos, se escoge desbalanceada.

En 2.2 se escoge *Quasi-Dynamic Simulation*.

Luego, en 2.3 se configura qué sector y que datos queremos analizar. En este caso BB es la barra de la SE838 y CSMT es el cable subterráneo en la salida del C.D, los datos a analizar son la tensión de secuencia positiva en valores por unidad (p.u.) y porcentaje de carga respectivamente.

Por último, en 3 se configura y se simula de la siguiente manera. (Fig. 4.1.1.3)

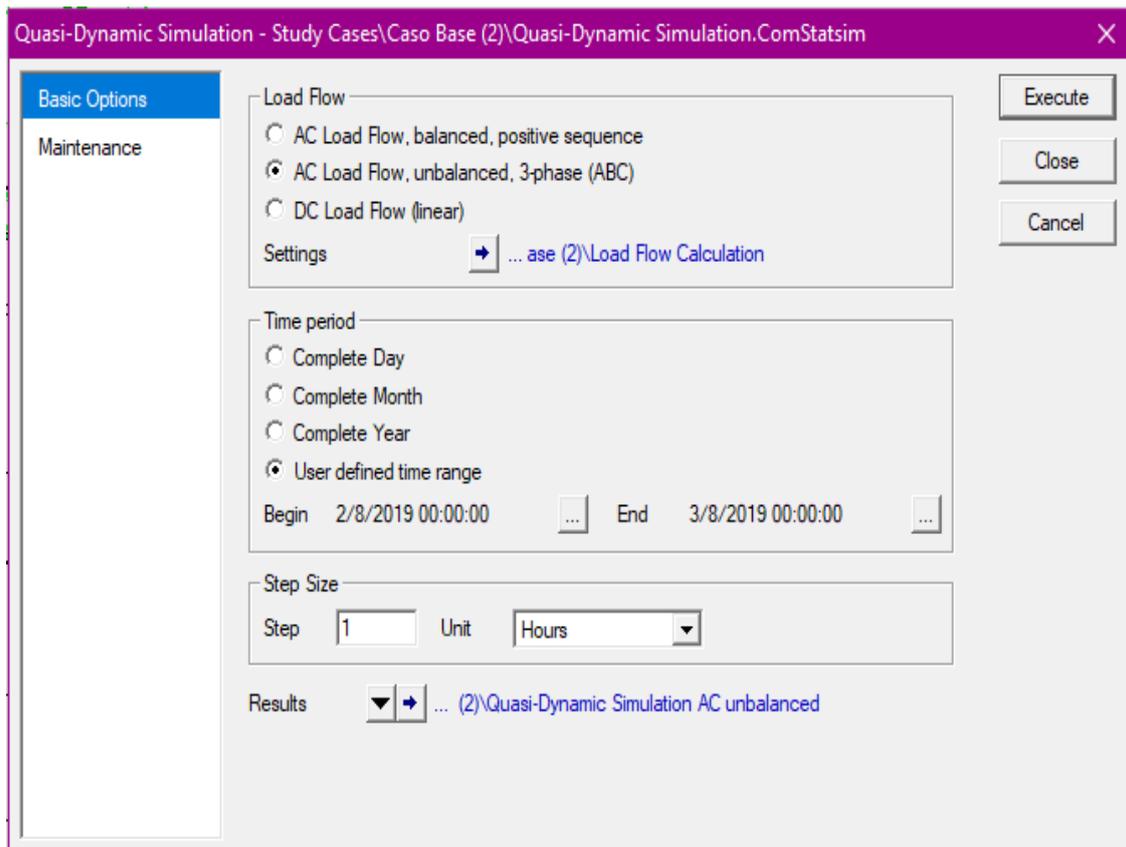


Figura 4.1.1.3 – Herramienta de simulación Quasi-Dynamic Simulation. Fuente: elaboración propia.

Se observa que la carga tiene que ser alterna y desbalanceada y que el tamaño del paso es de una hora. Pasos de tiempos menores requieren mucho más tiempo de simulación o hardware más potentes. Dichos resultados tan específicos no son necesarios para este tipo de trabajo y escapan a los objetivos planteados.

Se ejecuta y se realiza la simulación, la cual no es instantánea debido a la cantidad de datos y cálculos que utiliza.

Para observar gráficamente los resultados de la simulación se utiliza el botón **4**. Configurándose de la siguiente manera. (Fig. 4.1.1.4)

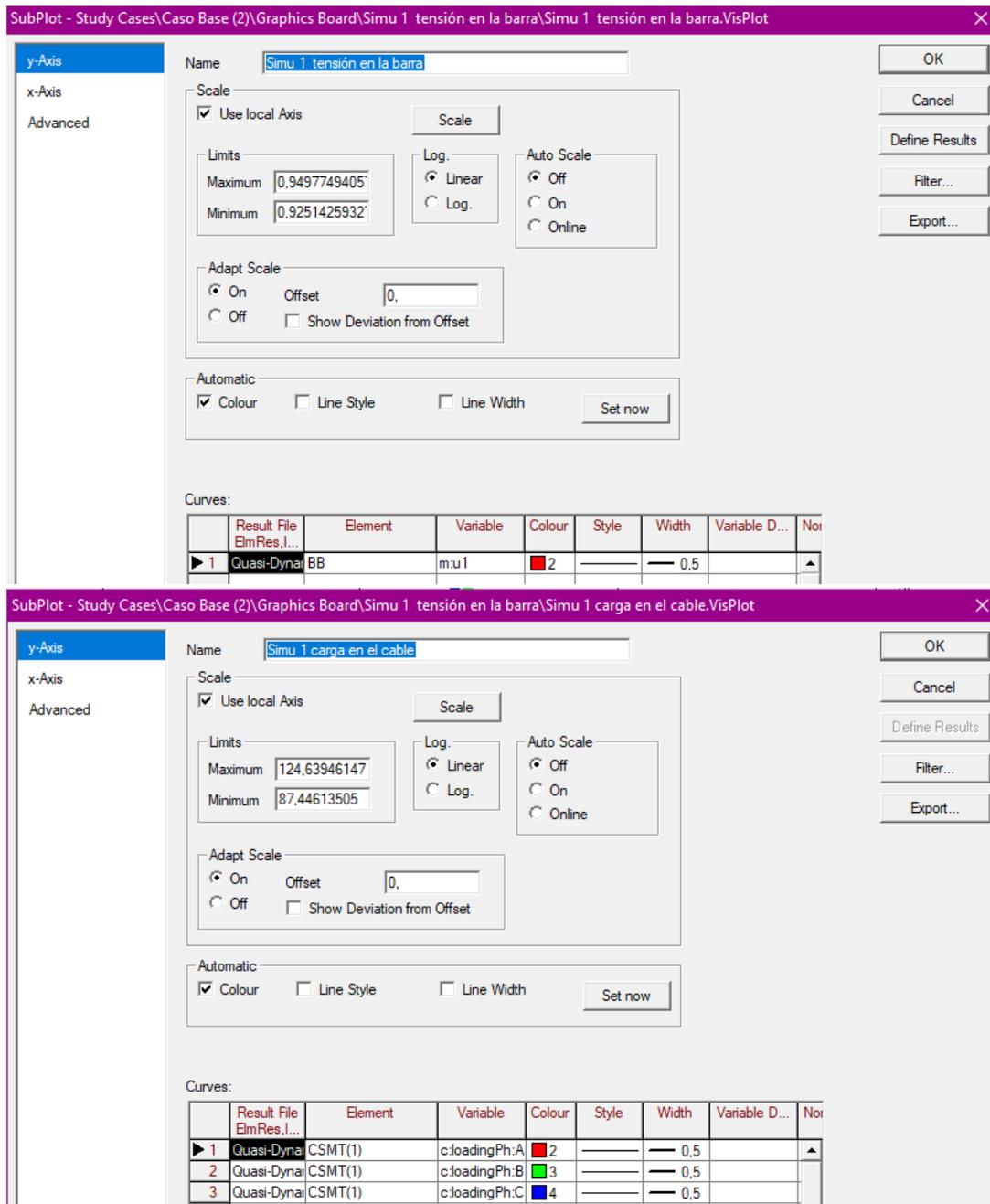


Figura 4.1.1.4 – Configuración de curva de resultados. Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que en ambos casos se configura el resultado de la simulación cuasi-dinámica.

En el primer caso el elemento es la barra y la variable la tensión en ella (en valores p.u.).

En el segundo caso el elemento es el cable subterráneo y las variables son la carga en cada fase.

4.2. Primera simulación: tramo completo sin cargadores ni generación F.V.

Con el propósito de establecer una medida y permitir comparaciones, se simula el escenario base en el cual ni la generación fotovoltaica ni los cargadores están conectados a la red. Los resultados se observan en la Figura 4.2.1.

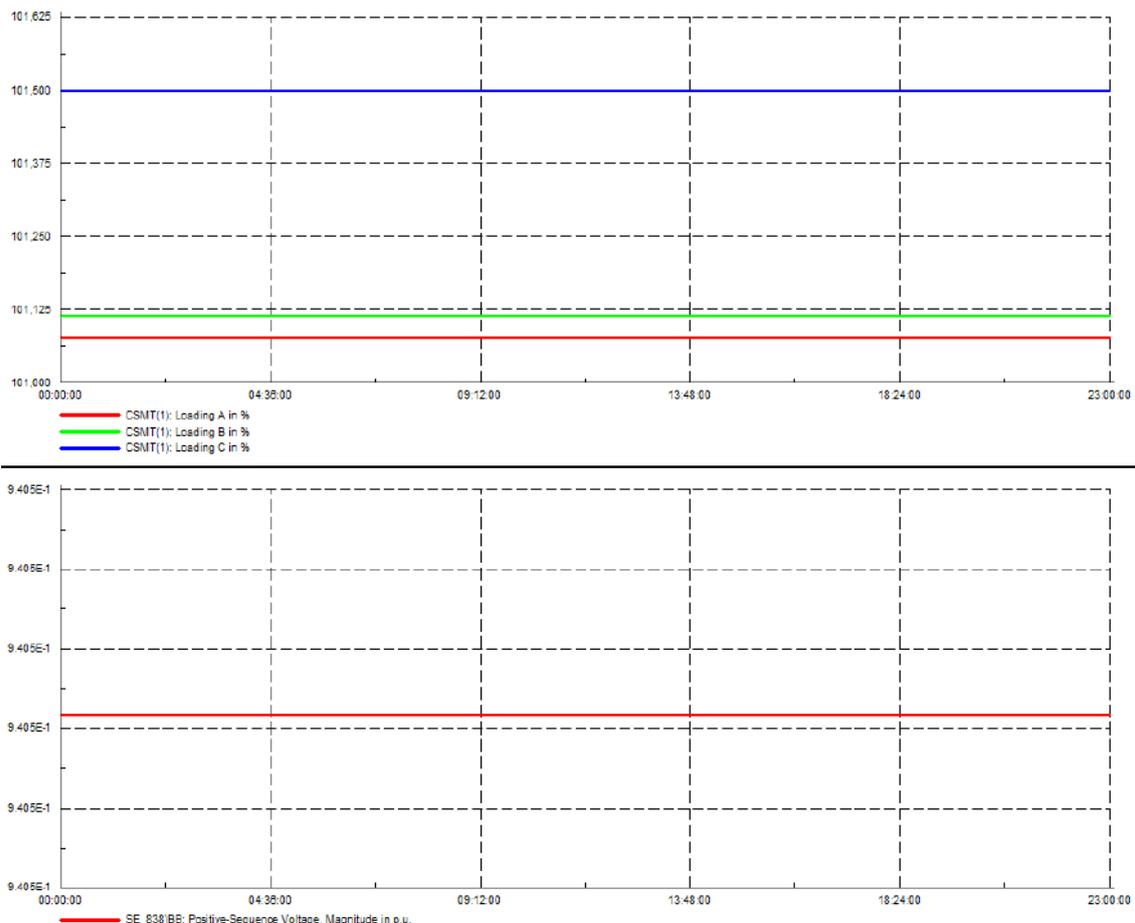


Figura 4.2.1 – Resultados de la primera simulación. Fuente: Power Factory 15.1.

Se puede observar que, en el caso base, la tensión en la barra se mantiene en 94,05%. En cuanto a la carga en el cable subterráneo, se registra un valor máximo de 101,5% para la fase más cargada y 101,05% para la fase menos cargada.

4.3. Segunda simulación: tramo completo, cargadores y generación fotovoltaica

Ahora se simula nuevamente con la herramienta cuasi-dinámica, pero con los cargadores y los sistemas fotovoltaicos en funcionamiento.

Los resultados observados son los siguientes. (Fig. 4.3.1)

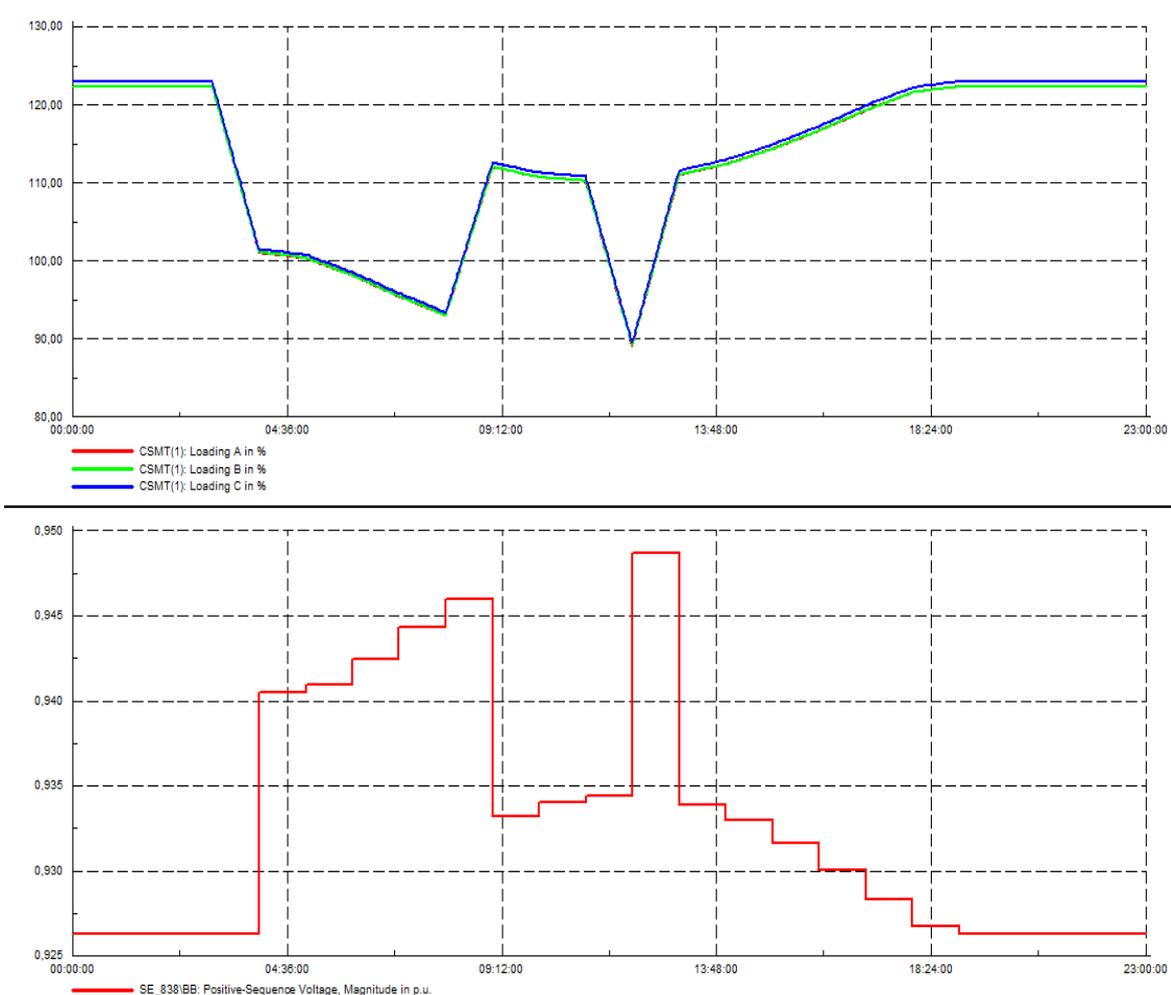


Figura 4.3.1 – Resultados de la segunda simulación. Fuente: Power Factory 15.1.

Se observa que la carga en el cable excede su capacidad operativa normal durante la mayor parte del periodo analizado. El valor mínimo registrado es del 87,44% a las 12:00 horas, mientras que el máximo alcanza el 124,64% desde las 18:40 horas hasta las 03:00 horas del día siguiente.

Adicionalmente, se evidencia que la tensión en la barra no supera el 95% en ningún momento. El valor máximo registrado es del 94,9% entre las 12:00 y 13:00 horas, mientras que el mínimo se sitúa en el 92,5% entre las 19:00 y las 04:00 horas del día siguiente.

4.4. Tercera simulación: tramo completo, con cargadores y sin generación fotovoltaica

Se procede a realizar una nueva simulación, manteniendo constantes todos los parámetros, a excepción de la generación fotovoltaica, la cual será excluida de los tres centros de recarga.

Dando los siguientes resultados. (Fig. 4.4.1)

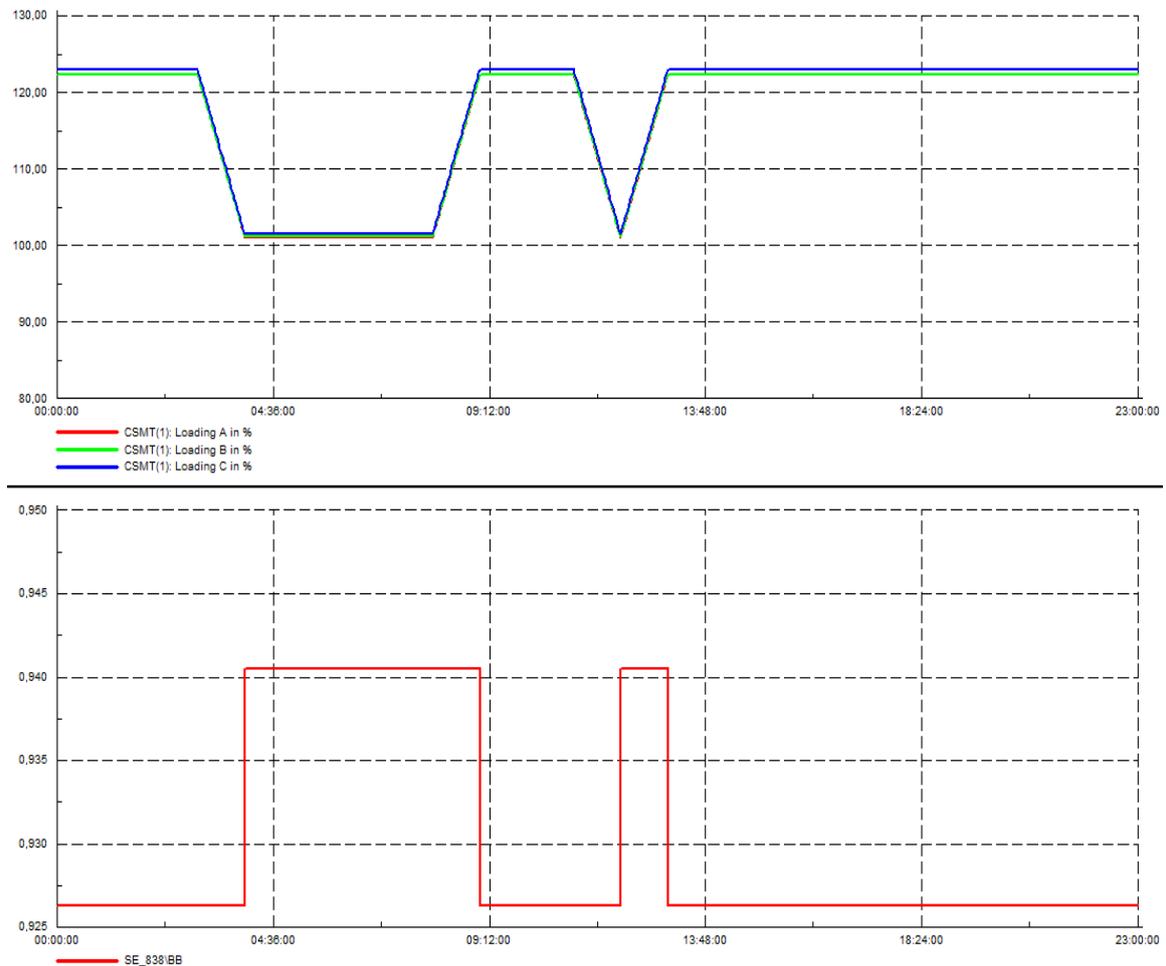


Figura 4.4.1 – Resultados de la tercera simulación. Fuente: Power Factory 15.1.

Se observa que la carga en el cable excede su capacidad operativa normal durante la mayor parte del periodo analizado. El valor mínimo registrado es del 99,98% a las 12:00 horas, mientras que el máximo alcanza el 124,04% desde las 13:00 horas hasta las 03:00 horas del día siguiente, repitiéndose en los horarios entre las 09:00 horas y las 11:00 horas.

Adicionalmente, se evidencia que la tensión en la barra no supera el 94,4% en ningún momento. El valor máximo registrado es del 94,1% entre las 04:00 y las 09:00 horas, y se alcanza nuevamente entre las 12:00 horas y las 13:00 horas, mientras que el mínimo se sitúa en el 92,5% en los horarios restantes.

Para facilitar la visualización de resultados simulados se crea una tabla con los puntos más importantes, es decir, la tensión mínima en la S.E. 838 y la carga máxima en el cable subterráneo. Estos datos se observan en la Tabla 4.4.1.

Tabla 4.4.1 – Resumen de resultados simulados. Fuente: elaboración propia.

	Tensión min % SE 838	Carga máx % en cable sub.
Caso base	94,05 %	101,5 %
Cargadores sin generación	92,5 %	124,04 %
Cargadores y generación	92, 5 %	124, 64 %

4.5. Análisis de calidad de energía

En este caso, no se lleva a cabo una simulación de calidad de energía, como podría ser el análisis de *flicker* y las componentes armónicas generadas en la red, tanto por los cargadores como por los sistemas fotovoltaicos. Esto se debe a la carencia de información detallada proporcionada en las hojas de datos técnicos por parte de los fabricantes. Por lo general, estos datos se obtienen mediante mediciones empíricas, lo cual está más allá del alcance del presente trabajo.

A pesar de la falta de información obtenida, se investigan casos similares obteniéndose la siguiente información:

1. “Los armónicos generados en el proceso de carga del autobús eléctrico son pequeños por lo que no provocan inconvenientes en la red de distribución.” [22]
2. “La emisión de armónicos cumple con los requisitos de la norma IEEE 519-92” [32]
3. Los cargadores poseen un THD de tensión del 2% y de corriente del 5%.

En el primer caso, se extrae información de un trabajo de final de grado que aborda el diseño de la infraestructura eléctrica para estaciones de carga que abastecen a una flota de casi 70 autobuses eléctricos en la ciudad de Cuenca, Ecuador.

En el segundo caso, se lleva a cabo una investigación centrada en la medición y análisis de parámetros de calidad de energía (medición de armónicos y *flicker*) en una subestación de distribución que suministra energía a dos cargadores ultrarrápidos, también de 450 kW y del tipo pantógrafo, destinados a autobuses eléctricos en Lublin, Polonia.

Por último, los datos del tercer punto se obtienen de la hoja de datos del cargador, y estos valores cumplen con los requisitos establecidos por la norma IEEE 519.

Aunque no se puede afirmar con certeza que estos cargadores no afecten la calidad de la energía, la información disponible sugiere que su utilización no tendrá un impacto drástico en la red.

4.6. Observaciones

Según el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) [34] en conjunto con el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) [33], a las empresas distribuidoras se les exige un nivel máximo y mínimo de tensión al suministrar a los clientes, para preservar la calidad de la energía. Dichos valores son presentados en la Tabla 4.6.1.

Tabla 4.6.1 – Variaciones porcentuales de la tensión admitida, medidas en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal. Fuente: [34].

Alta tensión	± 7,0 %
Media tensión	± 8,0 %
Baja tensión	± 8,0 %
Para las zonas Rurales se admitirá, en el punto de suministro, hasta :	± 12,0 %

En el caso base, se evidencia que la tensión en la barra más alejada del centro de distribución es del 94,05%.

Este valor es admisible para una subestación, dado que es menor al 8% exigido por la normativa (siendo de 5,95%). Por lo tanto, se concluye que la red actual sin adición de los elementos presentados en el trabajo cumple correctamente con la normativa.

Adicionalmente, en el caso base, se observa que el valor máximo en la carga del cable subterráneo supera el límite admisible. Esta situación constituye un problema en el estado actual de la red, ya que el cable opera en su capacidad máxima y ligeramente por encima, lo que reduce su tiempo de vida útil y, en consecuencia, afecta la calidad de la red.

Al comparar las simulaciones de cargadores con y sin generación en los casos extremos, no se observa diferencia en los valores mencionados en la Tabla 4.4.1, ya que estos parámetros medidos se mantienen estables. Por lo tanto, la comparación se puede apreciar gráficamente en las Figuras 4.6.1 y 4.6.2.

En la Figura 4.6.1 A, se presenta el resultado de la simulación con generación fotovoltaica, donde se logra reducir la carga del cable subterráneo por debajo del 100% en algunos momentos del día. Por otro lado, en la Figura 4.6.1 B, sin generación, la carga se mantiene siempre por encima del 100%.

Es importante destacar que los momentos máximos de carga corresponden a horarios sin luz solar. Por lo tanto, la generación no altera las condiciones en estos horarios, que se dan entre las 18:40 horas y las 03:00 horas del día siguiente. En este intervalo, las condiciones de carga son similares en ambos casos.

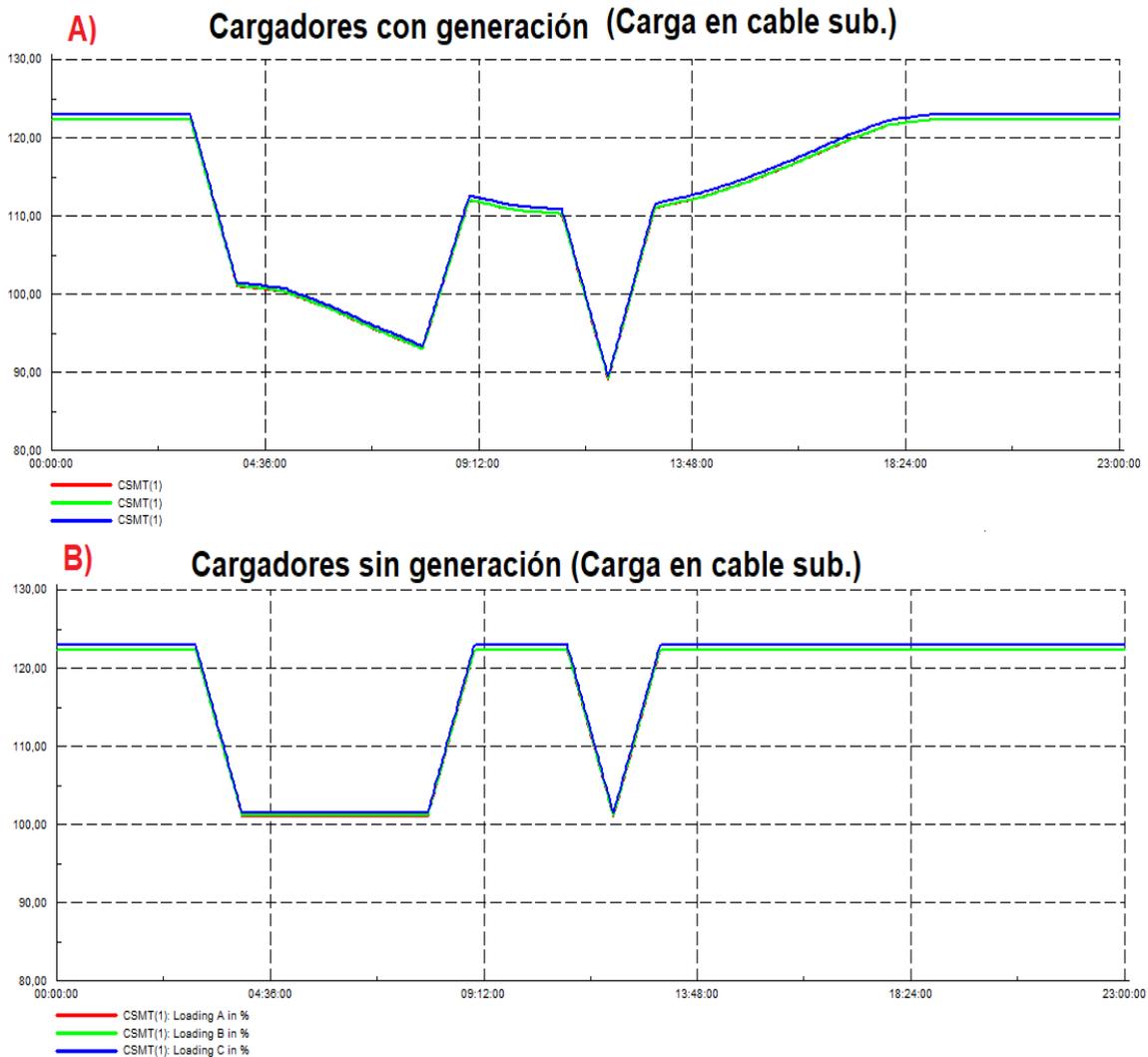


Figura 4.6.1 – Comparación de resultados en la carga del cable subterráneo, con y sin generación. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 4.6.2 A, se muestra el resultado de la simulación con generación fotovoltaica, donde se logra incrementar la tensión de la subestación a un valor mayor, alcanzando un 94,9%. Esto representa un aumento en comparación con el 94,4% obtenido sin generación y, además, es considerablemente superior al 94,05% del caso base. Por otro lado, en la Figura 4.6.2 B, sin generación, la tensión fluctúa únicamente entre dos valores, alcanzando su máximo en 94,4% y su mínimo en 92,5%.

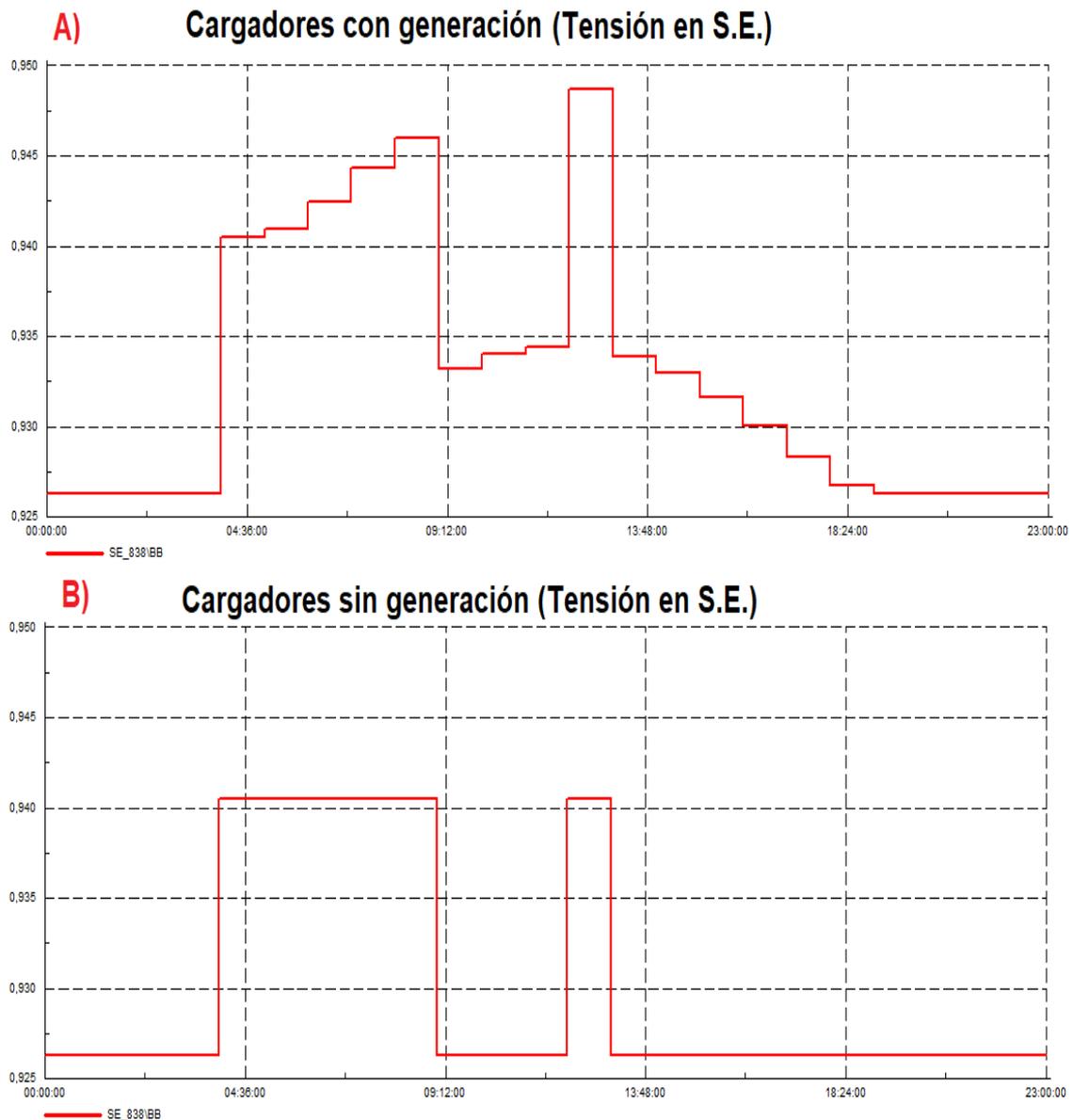


Figura 4.6.2 – Comparación de resultados en la tensión de la S.E. 838, con y sin generación. Fuente: elaboración propia.

Se concluye que el cable subterráneo, en ausencia de la implementación de los cargadores, opera en su máxima capacidad disponible, incluso superando el 100%. Aunque la condición de carga actual del cable subterráneo no plantea un inconveniente significativo para la red, este problema no es relevante ni pertinente abordar ni resolver en el marco de este trabajo.

La conexión de los cargadores a esta red conllevaría niveles inadmisibles de sobrecarga al cable subterráneo existente durante periodos prolongados, lo que hace inviable la utilización de estos cargadores en las condiciones actuales de la red eléctrica.

Asimismo, se observa que, en los tres escenarios analizados, la tensión en la subestación 838 no desciende a valores superiores del 8%, cumpliendo así con los niveles mínimos de tensión exigidos por los entes reguladores.

Se proponen cuatro posibles soluciones para la implementación de estos cargadores:

1. Generar una nueva red independiente, distinta de la simulada en este estudio, mediante la creación de una línea adicional que conecte las tres zonas de carga con el centro de distribución.
2. Establecer un centro de distribución independiente en cada punto de carga.
3. Realizar un reemplazo de los conductores y cables actuales de la red eléctrica por otros con capacidades superiores.
4. Reconfigurar la red para que cada subestación, donde se encuentran los cargadores, quede conectada a distintos C.D. o distintas salidas del mismo.

En los casos uno y dos, se plantea la separación eléctrica de la red de la zona de carga respecto a la red actual, asegurando la independencia y evitando afectar a los usuarios actuales que reciben energía a través de la red existente.

En el tercer caso, se propone el cambio de los conductores y cables actuales de la red por otros de mayor capacidad. No obstante, esta opción implica una obra de mayor costo y tiempo, lo que también se traduce en un mayor costo. Dado que dejar fuera de servicio a los clientes conlleva pérdidas económicas, esta solución se posiciona como la menos favorable entre las tres propuestas.

Respecto al cuarto caso, es el que se propone seguir a continuación, ya que se puede reconfigurar la red utilizando los seccionadores actuales.

4.7. Solución a la sobrecarga: reconfiguración

Para lograr una reconfiguración óptima, se intervienen los seccionadores existentes en las líneas para aislar cada subestación de carga a una salida diferente o a un centro de distribución (C.D.) distinto, evitando así sobrecargar los conductores y cables.

Es importante mencionar que:

1. La reconfiguración se realiza con una opción que brinda Power Factory llamada “Caso Base 2” en la que la modificación de toda la red solo se ve afectado a este archivo interno, mientras que “Caso Base 1” se mantendrá como se planteó previamente, con el fin de conservar ambos casos.
2. En todas las simulaciones se ponen fuera de servicio los sistemas de generación fotovoltaica, garantizando así que se cumpla el objetivo incluso en el peor escenario posible.
3. En esta reconfiguración se presta atención a que no se genere una red anillada y, por lo tanto, no haya S.E. alimentadas por dos lados distintos.

El primer paso consiste en aislar la subestación del punto de recarga de la empresa "25 de mayo". Para ello, se modifican únicamente tres seccionadores. Como se ilustra en la Figura 4.7.1, el seccionador 7577 se abre para desconectarla de la red existente. Luego, se cierra el seccionador 7945 para conectar la subestación a otro C.D. Finalmente, se abre el seccionador 7904 para aislarla de la siguiente subestación, la de la empresa "Peralta Ramos".

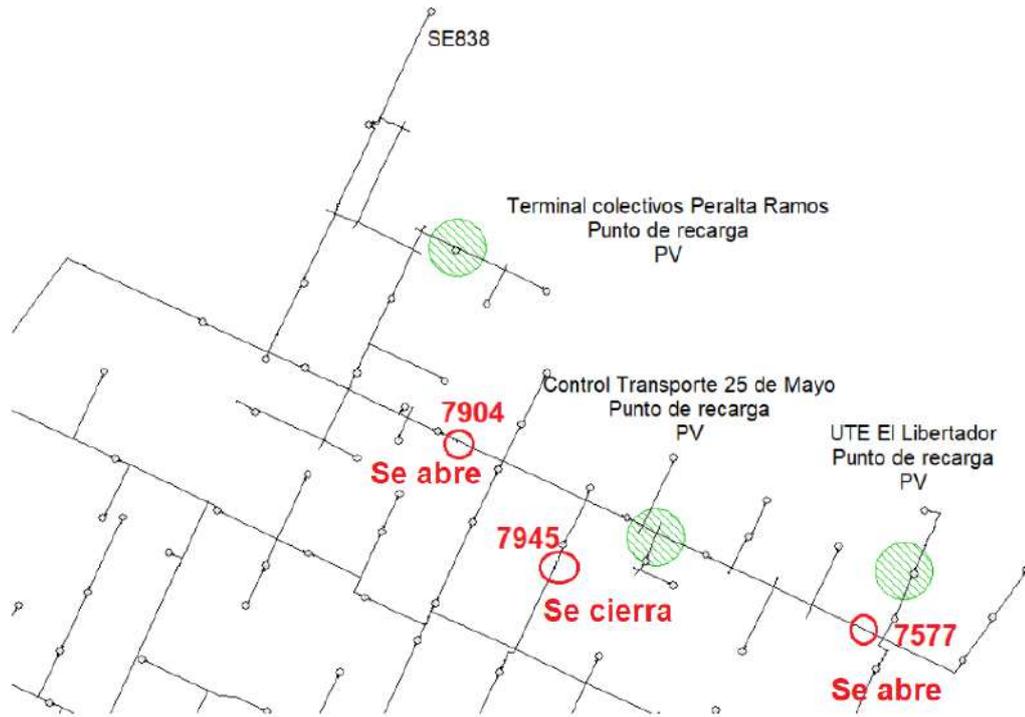


Figura 4.7.1 – Seccionadores a manipular para nueva reconfiguración. Fuente: elaboración propia.

Este enfoque se escoge debido a su proximidad al C.D. actual designado, denominado C.D. (1), lo que minimiza la caída de tensión en los conductores y reduce la carga en el cable subterráneo (CMT 1) en la salida del C.D. La Figura 4.7.2 muestra el nuevo recorrido de la línea, identificado en violeta para diferenciarlo del trazado anterior.

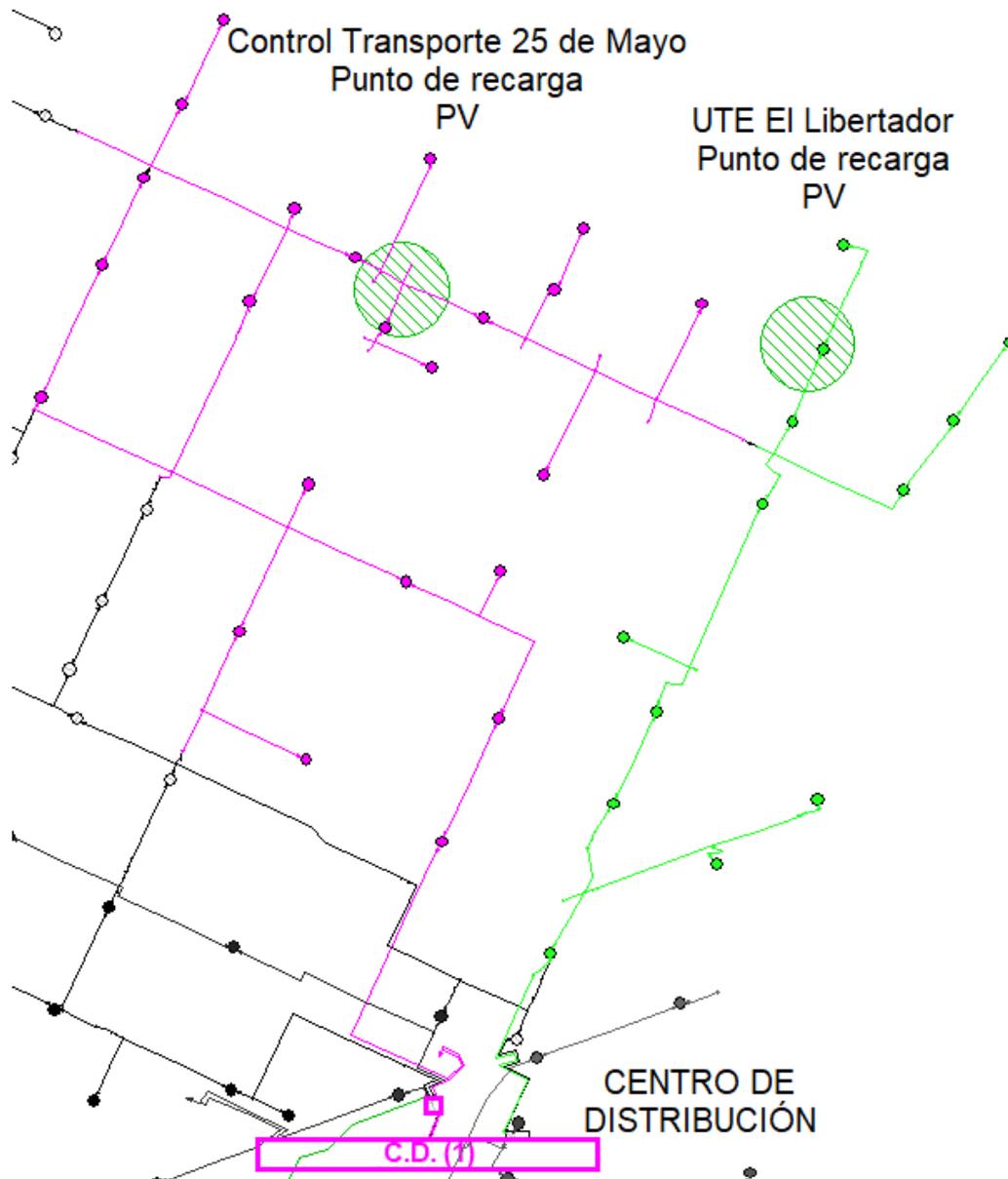


Figura 4.7.2 – Nueva distribución de red. Fuente: elaboración propia.

Al evaluar la carga en el cable subterráneo CSMT (11), se evidencia que no es una ruta viable, ya que los resultados muestran que la carga supera significativamente el 100% de la capacidad de dicho cable. Como se puede apreciar en la Figura 4.7.3, para las tres fases el cable experimenta una sobrecarga constante, siempre por encima del 100%.

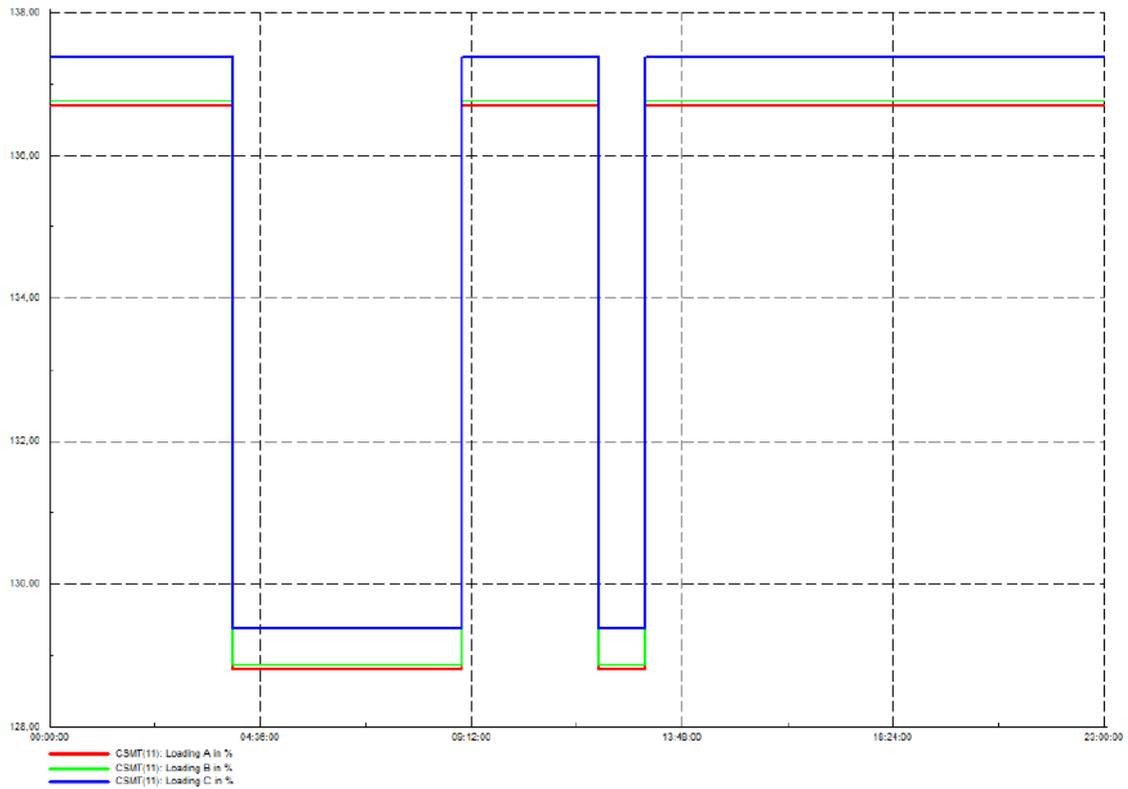


Figura 4.7.3 – Carga porcentual del cable subterráneo CSMT 11. Fuente: PowerFactory 15.1.

Por otro lado, en el tramo marcado en verde, se nota que la carga del cable subterráneo CSMT 1 es notablemente más baja en comparación con los valores previos (Figura 8) a las modificaciones. En la Figura 4.7.4, se ilustra un porcentaje significativamente inferior, aproximadamente del 49%. Es importante destacar que para este tramo verde no se simula la caída de tensión, dado que el caso anterior tenía una distancia mayor pero aún así cumplía con la normativa al estar dentro de los valores permitidos.

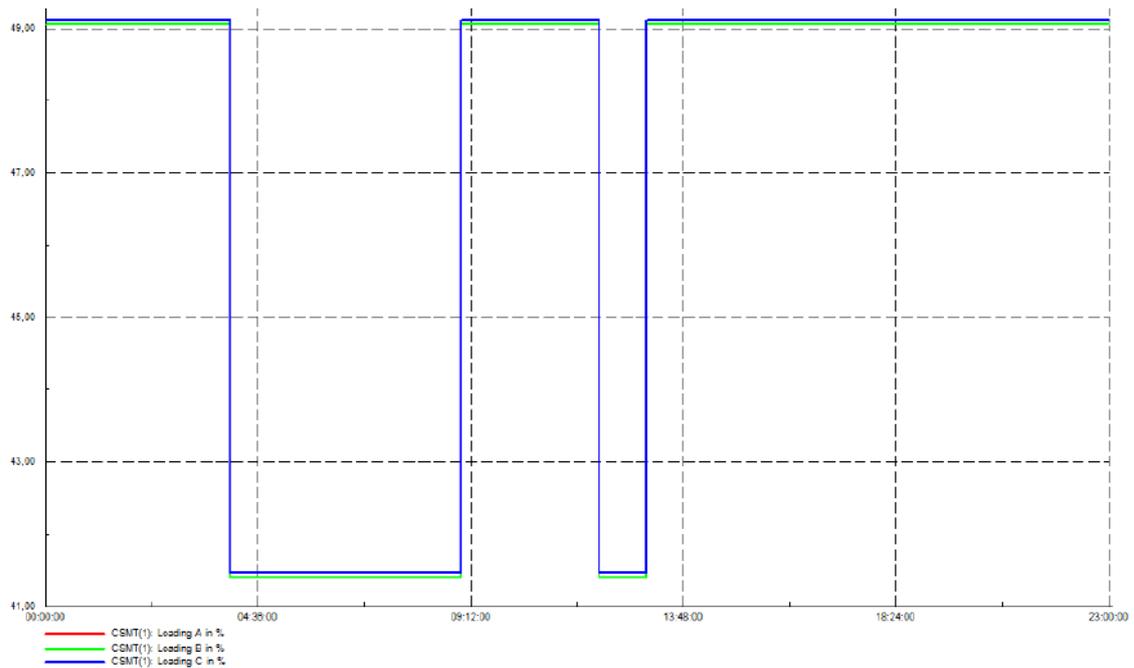


Figura 4.7.4 – Carga porcentual del cable subterráneo CSMT 1. Fuente: PowerFactory 15.1.

Por lo que se concluye que esa sobrecarga no es admisible, y se simula un nuevo camino, conectando la S.E. de la empresa “25 de Mayo” al camino verde nuevamente. Quedando de la siguiente manera (ver figura 4.7.5).

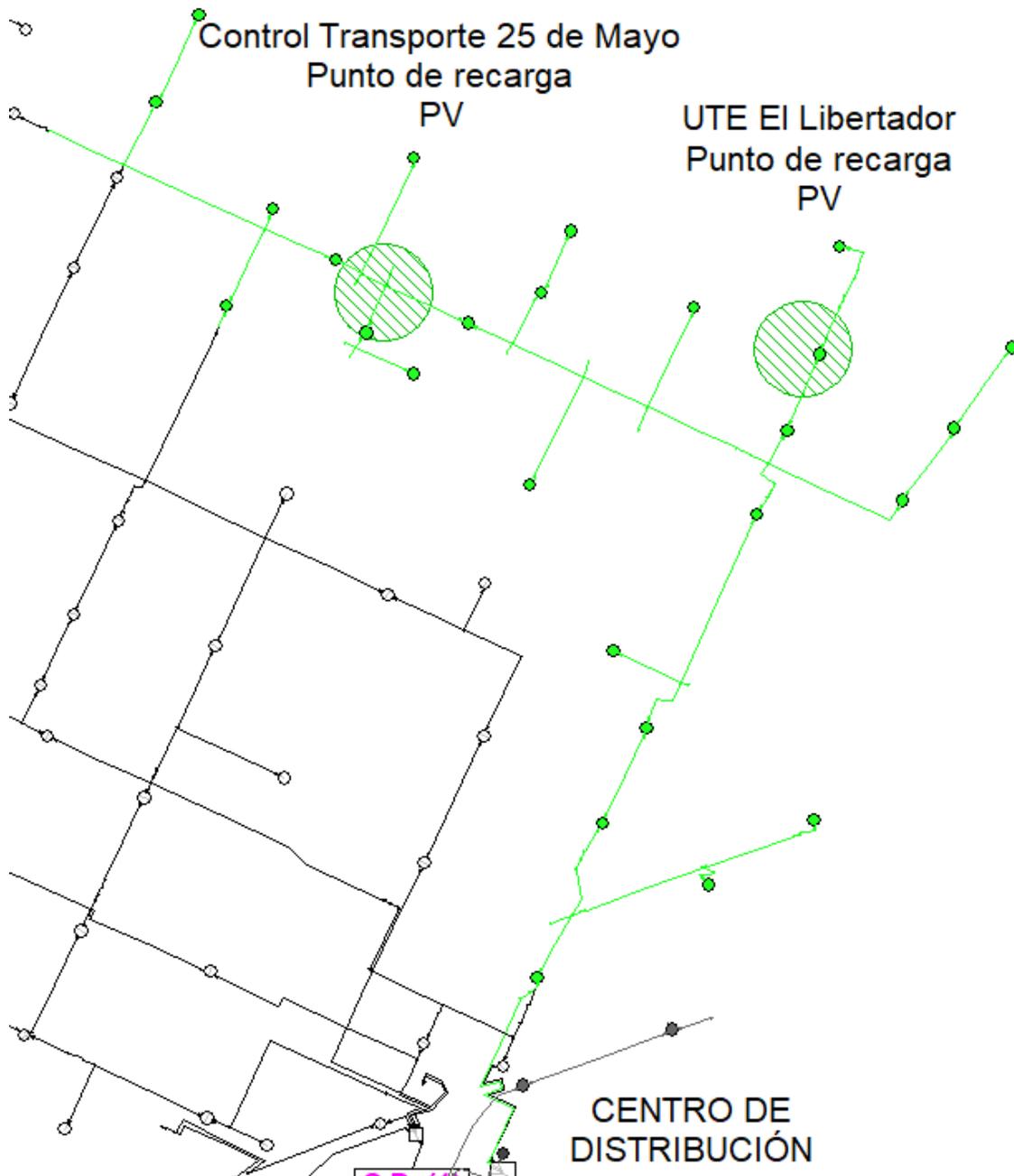


Figura 4.7.5 – Nuevo tramo con dos S.E. de empresas de transporte. Fuente: elaboración propia.

Al simular nuevamente la carga porcentual del cable subterráneo CSMT 1, se obtiene un valor máximo cercano e inferior al 100%, concretamente de 98.74%, alcanzando así el objetivo establecido. Este resultado se puede apreciar claramente en la Figura 4.7.6, que muestra el gráfico correspondiente.

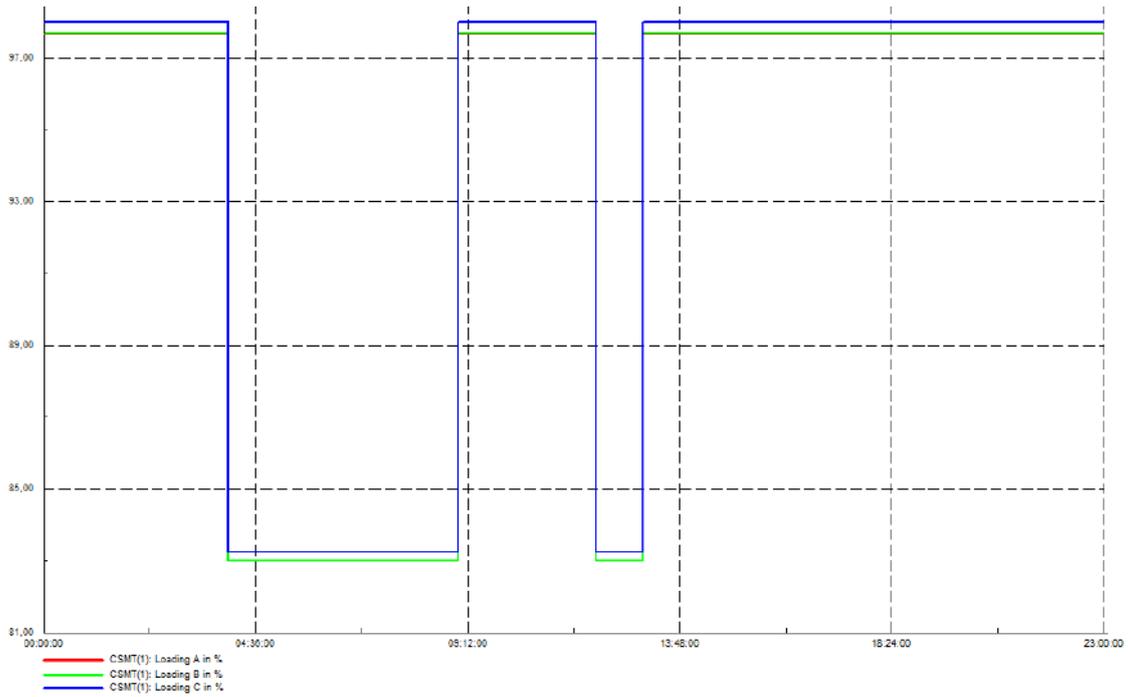


Figura 4.7.6 – Nueva carga del cable CSMT 1 luego de conectar nuevamente la S.E. de la empresa “25 de Mayo”. Fuente: PowerFactory 15.1.

Se realizan dos configuraciones más de la red, accionando los seccionadores se llega a la siguiente configuración de red (ver figura 4.7.7).



Figura 4.7.7 – Tramo desde la “E.T. MDP” hasta la terminal Peralta Ramos. Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que este camino no tiene un gran número de S.E. implicadas, por lo que la carga del cable subterráneo CSMT 6 luego de la salida del C.D. “E.T. MDP” no estará sobrecargado, pero tal vez haya una gran caída de tensión al final de la línea en el punto más lejano, en la barra de la SE232.

En la siguiente figura 4.7.8 se observa la carga del cable porcentual CSMT 6, y en la figura 4.7.9, se observa la caída de tensión en valores por unidad de la barra SE232.

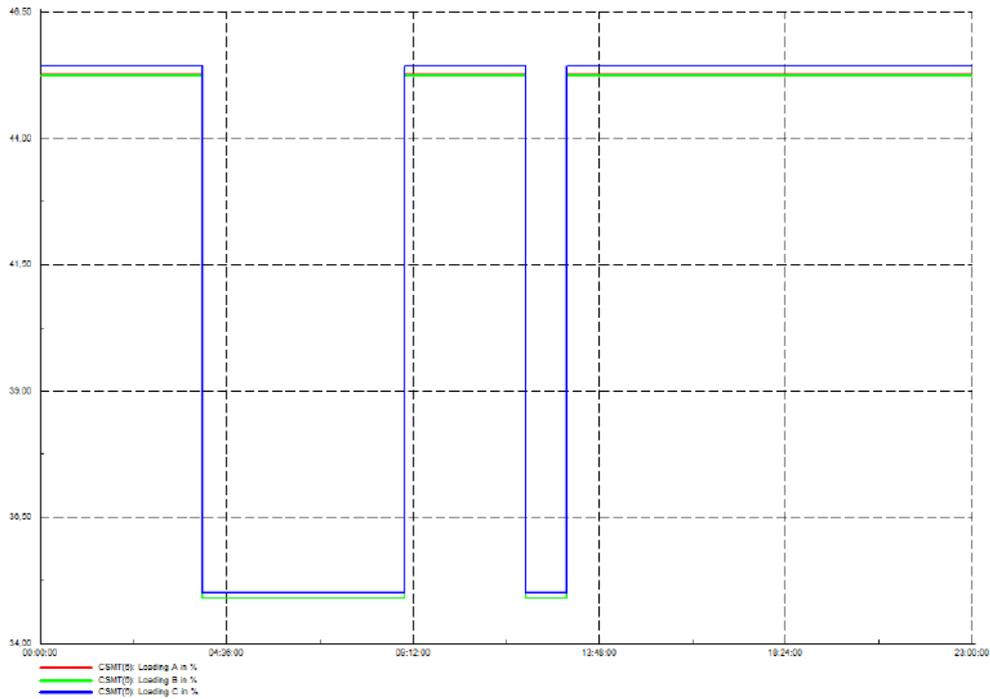


Figura 4.7.8 – Carga porcentual del cable CSMT 6. Fuente: PowerFactory 15.1.

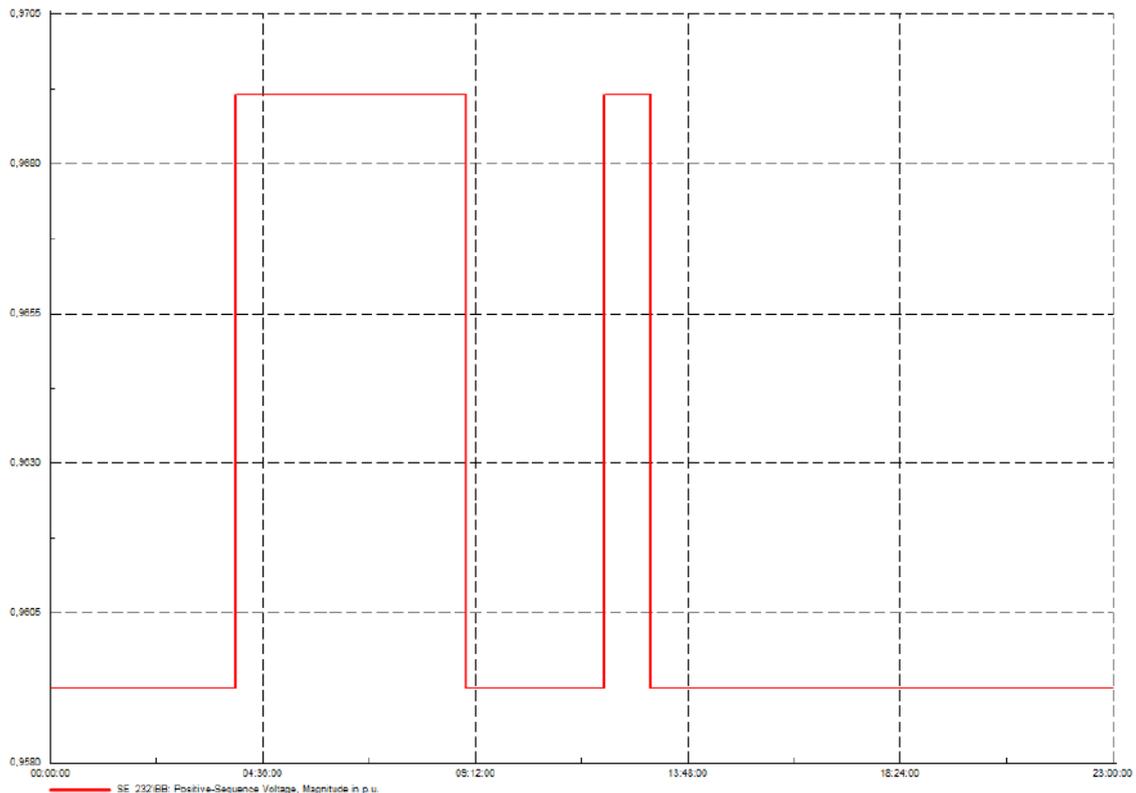


Figura 4.7.9 – Caída de tensión en la barra de la S.E.232. Fuente: PowerFactory 15.1.

Como se observa tanto la caída de tensión como la corriente porcentual se encuentran en valores totalmente admisibles y deseados.

Como último cambio de la red, se simula un tramo combinado con el objetivo de demostrar que no es viable. Al tramo de red de la S.E. de la empresa “25 de Mayo” se le une al último tramo realizado, para analizar la carga porcentual de corriente en el cable CSMT 6. En la figura 4.7.10 se observa el tramo y en la figura 4.7.11 el resultado de la simulación.

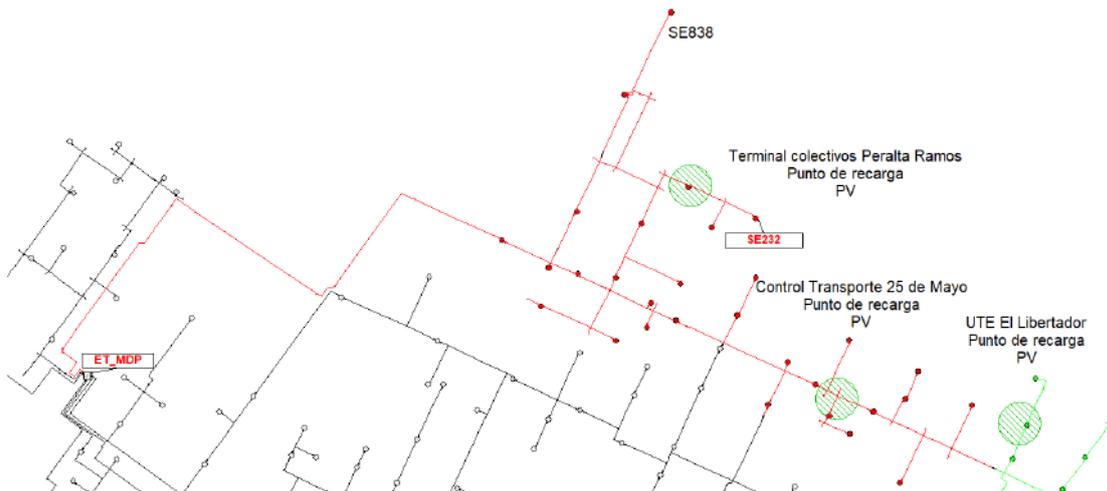


Figura 4.7.10 – Tramo de red que incluye la empresa “Peralta Ramos” y “25 de Mayo”. Fuente: elaboración propia.

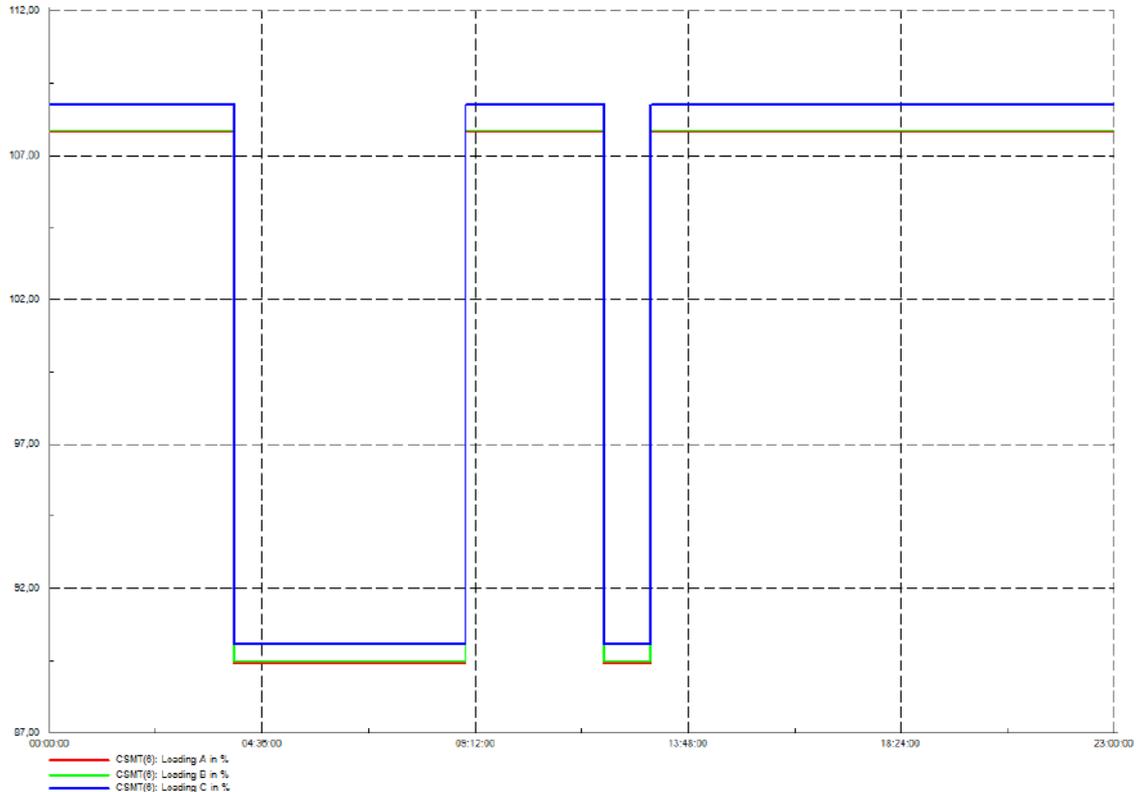


Figura 4.7.11 – Carga del cable CSMT 6 con la introducción del nuevo tramo. Fuente: PowerFactory 15.1.

Se puede observar que la carga máxima supera el 100% de la capacidad del conductor, por lo que este tramo no es viable.

Por lo tanto, la mejor configuración de la red se observa en la figura 4.7.12, y los resultados obtenidos son resumidos en la Tabla 4.7.1.

Tabla 4.7.1 – Resultados finales luego de la reconfiguración de red. Fuente: elaboración propia.

	Tramo verde	Tramo rojo
Carga porcentual del cable	98,74 %	45,96 %
¿Caída de tensión menor a 8%?	Si	Si

Como última observación, se podría aliviar la carga del tramo verde colocando un seccionador adicional después del punto de recarga de la empresa “25 de Mayo” (ver figura 4.7.12, marcado en azul). Esto permitiría cargar más el tramo rojo y reducir la carga del tramo verde.

Cabe destacar que estos resultados se dieron sin generación fotovoltaica, por lo tanto, no solo en verano, sino también en invierno y días nublados no se sobrecargará el sistema de la red actual.

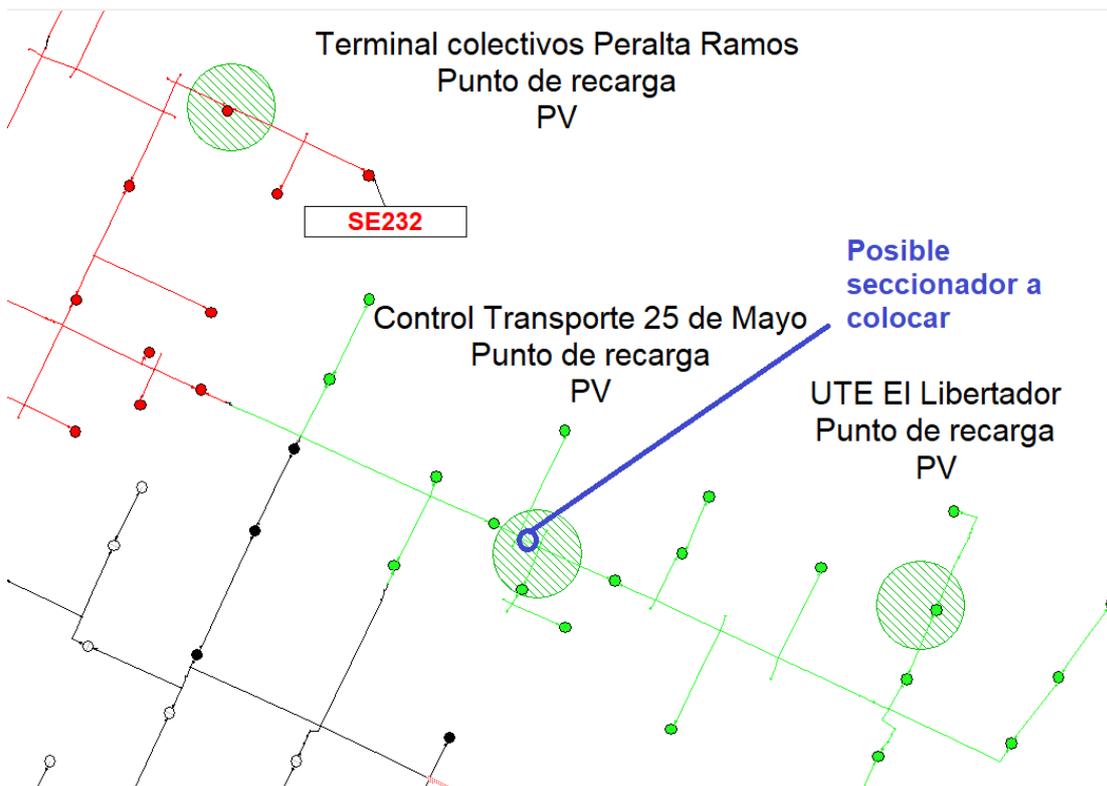


Figura 4.7.12 – Posible implementación de seccionador para equiparar cargas de los tramos de red. Fuente: elaboración propia.

5. CONSUMOS DE ENERGÍA

Como se destaca en el capítulo anterior, la implementación de estos cargadores implica una logística compleja y un alto consumo de energía eléctrica. Por ello, se analiza detalladamente la energía eléctrica utilizada en este proceso, así como la proporcionada por los sistemas fotovoltaicos. Esto subraya el papel crucial que desempeñan en el ámbito energético y los diversos beneficios asociados.

El uso eficiente de la energía eléctrica, especialmente cuando se aprovechan fuentes renovables como los paneles solares, es fundamental por varias razones:

Sostenibilidad ambiental: generar electricidad a partir de fuentes renovables como la energía solar reduce significativamente el impacto ambiental en comparación con la generación basada en combustibles fósiles. Al disminuir la cantidad de electricidad extraída de la red convencional y emplear energía solar, se contribuye a la reducción de la huella de carbono y se promueve la lucha contra el cambio climático.

Disminución de la dependencia de combustibles fósiles: la eficiencia energética y la adopción de paneles solares reducen la necesidad de recurrir a combustibles fósiles para la generación de electricidad. Esto no sólo preserva los recursos finitos de combustibles como el carbón, el gas natural y el petróleo, sino que también disminuye la vulnerabilidad frente a fluctuaciones en los precios de estos recursos y mejora la seguridad energética.

Ahorro económico a largo plazo: a pesar de la inversión inicial requerida para la instalación de paneles solares y sistemas de eficiencia energética, a largo plazo se traduce en ahorros significativos en las facturas de energía. Una vez instalados, los paneles solares generan electricidad de manera rentable a partir de la luz solar, lo que puede reducir drásticamente los costos energéticos durante la vida útil del sistema.

Autonomía energética: al implementar paneles solares y mejorar la eficiencia energética, individuos, empresas y comunidades pueden alcanzar una mayor autonomía energética. Esto implica depender menos de la red eléctrica convencional y tener la capacidad de generar y consumir su propia energía, lo cual es especialmente valioso en áreas remotas o propensas a cortes de energía.

Estabilidad del sistema eléctrico: al reducir la demanda de electricidad de la red convencional, especialmente durante períodos de alta demanda, se alivia la presión sobre el sistema eléctrico, lo que puede ayudar a prevenir apagones y mejorar la estabilidad del suministro eléctrico en general.

Por lo que el uso eficiente de la energía eléctrica y la adopción de paneles solares no solo benefician al medio ambiente al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también ofrecen ventajas económicas, sociales y de seguridad energética a largo plazo.

5.1. Cálculo de consumo de energía eléctrica

Para llevar a cabo el cálculo energético, se emplea nuevamente PowerFactory, utilizando una serie de herramientas y procedimientos específicos.

El proceso comienza con la medición de la potencia activa consumida por el cargador, seguido de un análisis de integración en el tiempo para determinar la energía activa total consumida. Posteriormente, se realiza el mismo procedimiento para evaluar la energía consumida por el sistema cargador cuando opera en conjunto con el sistema fotovoltaico. La diferencia entre los resultados de estas energías nos proporciona la cantidad de energía que suministra el sistema fotovoltaico. Asimismo, se obtiene información sobre la energía total consumida por los cargadores durante un período de 24 horas. Cabe aclarar que se analizan las tres estaciones de forma independiente, por lo que cada estación tendrá su propio cálculo y resultado definido.

En este análisis se presta atención al conductor que conecta la barra del cargador y el sistema fotovoltaico como se observa en la figura 5.1.1.1.

5.1.1. Obtención de la potencia

En primera instancia se muestra el procedimiento detallado de cómo se obtiene la energía del cargador sin el sistema fotovoltaico, en la primera subestación “UTE”. Luego se muestran los resultados completos de las otras subestaciones y de los sistemas completos (cargador + sistema fotovoltaico).

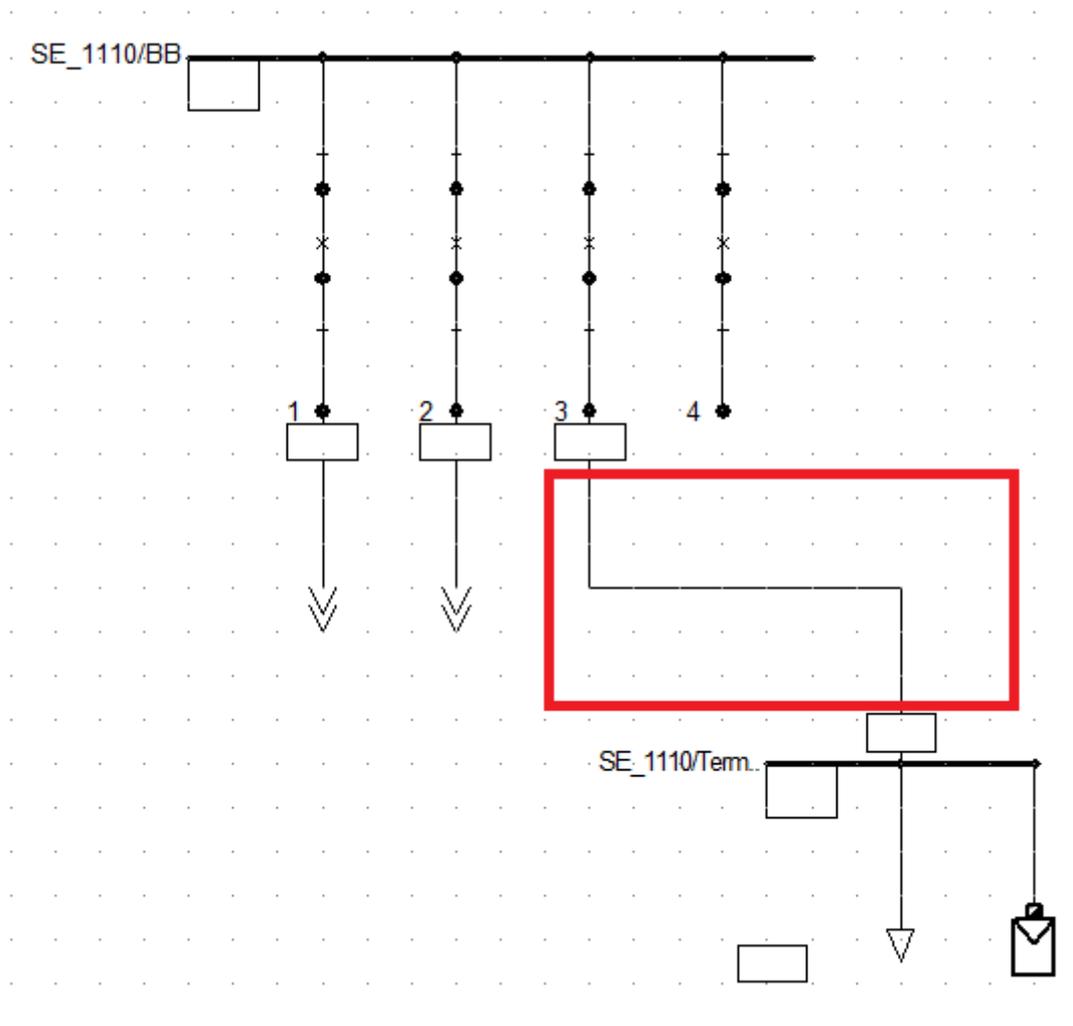


Figura 5.1.1.1 – Conductor a analizar. Fuente: elaboración propia.

Luego se crea la parametrización del tipo de simulación, es decir que se eligen las variables que se van analizar. En este caso es la evolución de la potencia en el tiempo, ya que se necesita para el cálculo de la energía. Cabe aclarar que, a diferencia del capítulo anterior, el paso de la simulación es de 1 minuto, ya que el cálculo de la energía es un parámetro que necesita el tiempo exacto y que amerita este nivel de detalle.

También se elige la simulación tipo balanceada debido a que tanto la carga como los sistemas fotovoltaicos son trifásicos balanceados, a diferencia de la peor condición “desbalanceada” que se utiliza en el capítulo previo.

Para ello se da click derecho en el conductor, luego en “Define” y por último “Results for Quasi-Dynamic Simulation”. Y en este caso la simulación se realiza en “AC, balanced”. Esto se observa en la figura 5.1.1.2.

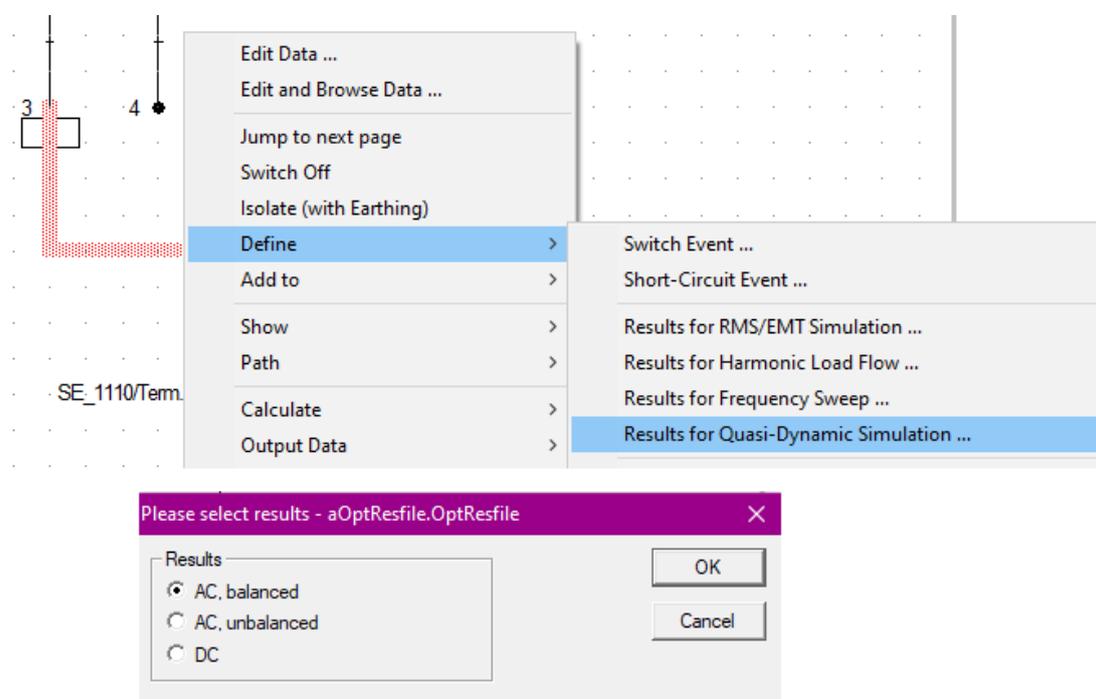


Figura 5.1.1.2 – Creación de parámetros para la simulación. Fuente: elaboración propia.

Allí se abre una ventana de resultados, los cuales se borran todos con excepción de CSMT que es el conductor que vamos a utilizar. Se le da doble click sobre el mismo y se abrirá otra pestaña de selección de variables a obtener en la simulación (ver figuras 5.1.1.3 y 5.1.1.4).

Name	Object	Class Name	Element	Values->Output Wi...	Variable Set	Variable Name	Bu
Areas		ElmArea	Area ...	<input checked="" type="checkbox"/>	3 *		*
Branch Elements		branch	Branch Net El	<input checked="" type="checkbox"/>	3 *		*
CSMT	CSMT		...	<input checked="" type="checkbox"/>	0 *		*
Feeders		ElmFeeder	Feeder ...	<input checked="" type="checkbox"/>	3 *		*
Grids		ElmNet	Grid ...	<input checked="" type="checkbox"/>	3 *		*
PV Systems		ElmPvsys	PV System ...	<input checked="" type="checkbox"/>	0 *		*
Terminals		ElmTerm	Terminal ...	<input checked="" type="checkbox"/>	0 *		*
Zones		ElmZone	Zone ...	<input checked="" type="checkbox"/>	3 *		*

Figura 5.1.1.3 – Ventana de resultados. Fuente: elaboración propia.

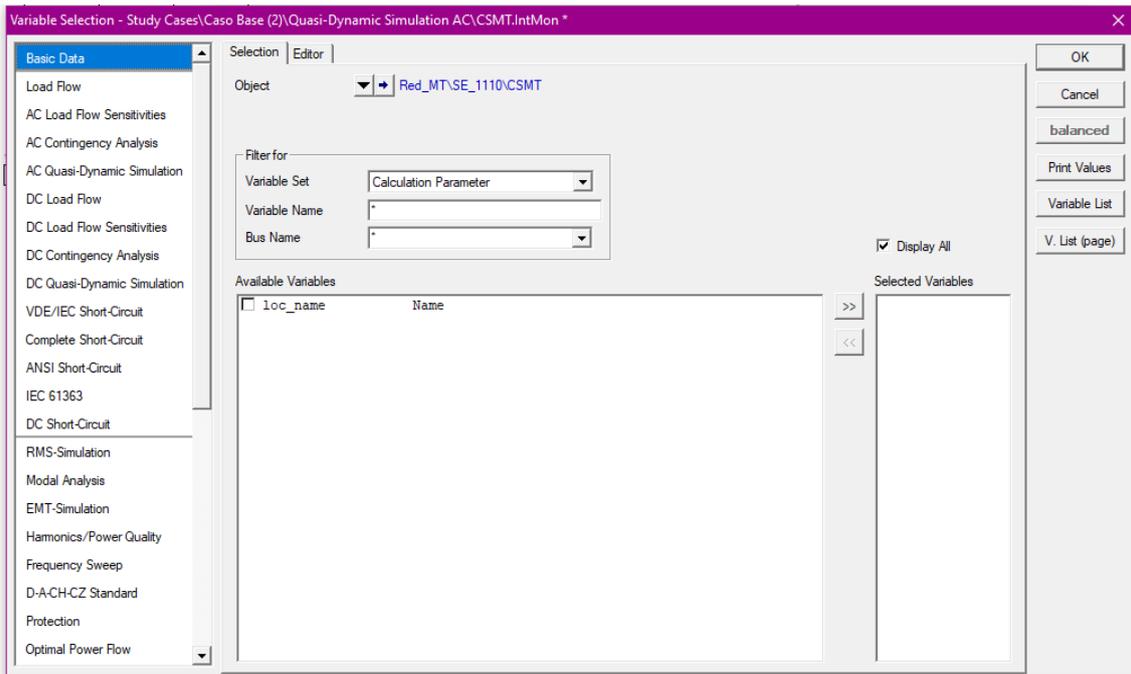


Figura 5.1.1.4 – Ventana de selección de variables. Fuente: elaboración propia.

En el listado se selecciona “AC Quasi-Dynamic Simulation” y el filtro se escoge conjunto de variables “Currents, Voltages and Powers”, se corrobora que sea balanceado (se marca en negrita como “**balanced**”) y se busca el parámetro “P:bus1”, posteriormente se da “OK”. (figura 5.1.1.5).

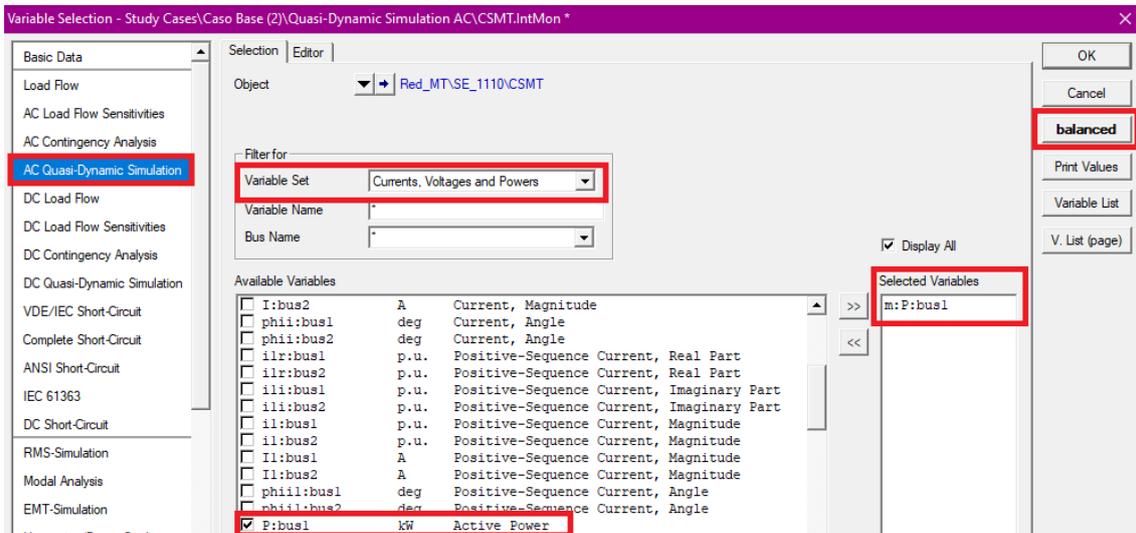


Figura 5.1.1.5 – Elección de la variable de potencia a simular. Fuente: elaboración propia.

Ahora se realiza la simulación como se explica en el capítulo anterior, con la única diferencia que en este caso se debe escoger “AC Load Flow, **balanced**, positive sequence” y “Step” de un minuto como se observa en la figura 5.1.1.6.

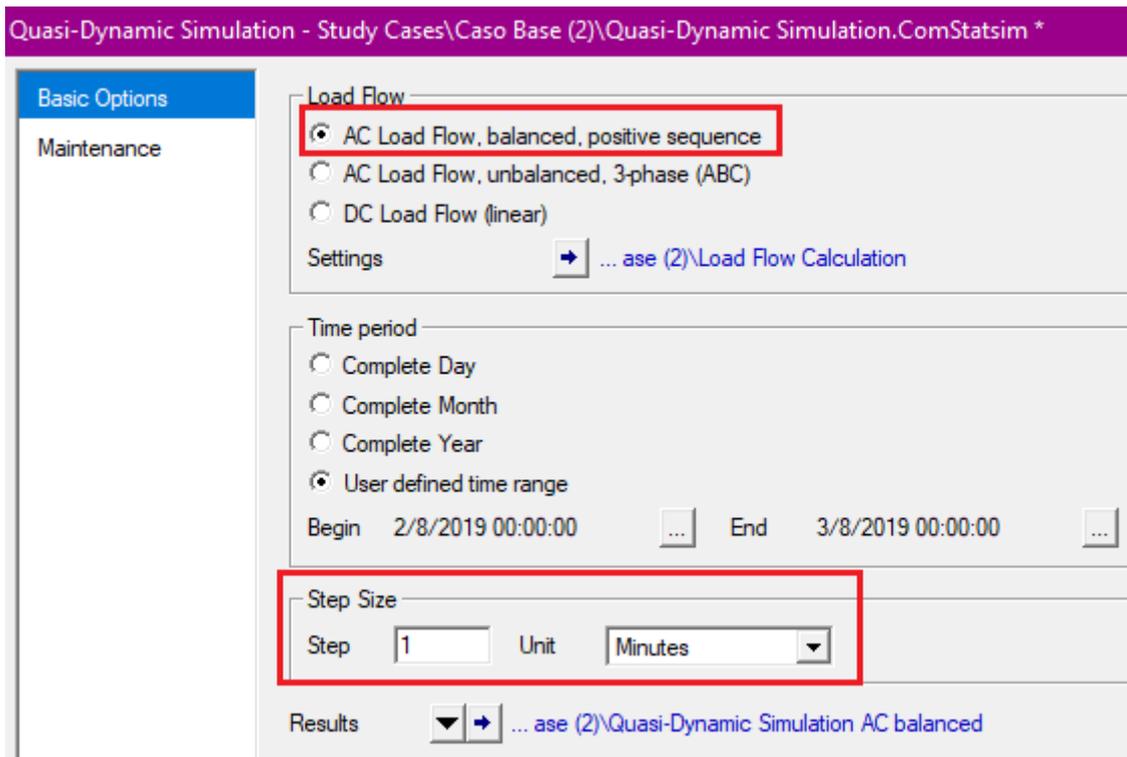


Figura 5.1.1.6 – Parámetro balanceado de simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.

Los resultados gráficos obtenidos se observan en la figura 5.1.1.7.

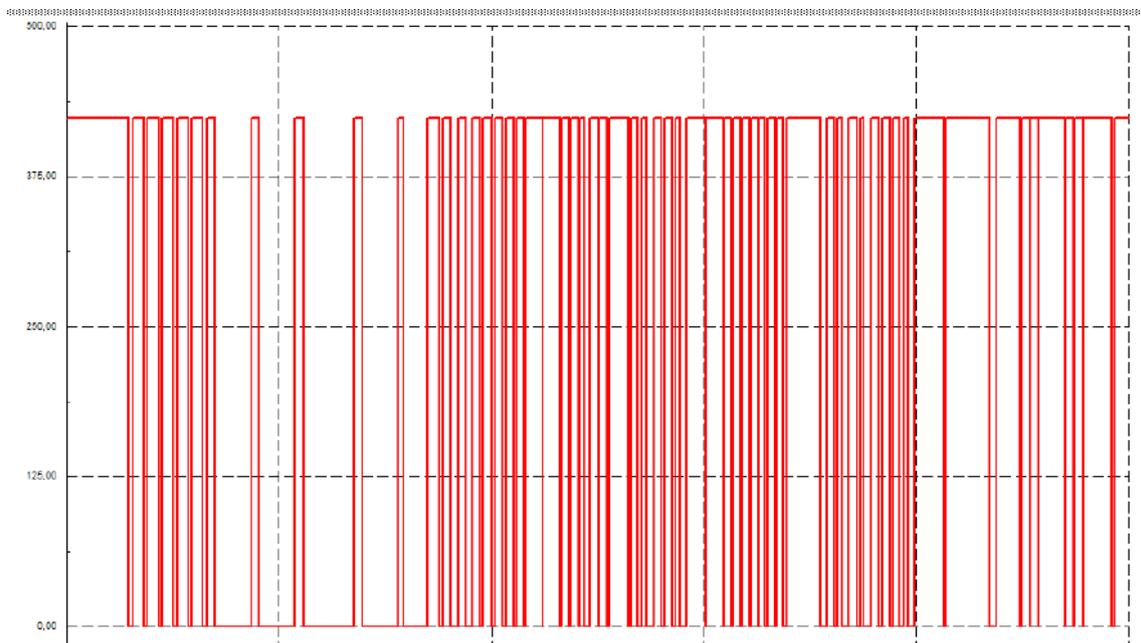


Figura 5.1.1.7 – Resultados de la potencia activa en simulación cuasi dinámica, con sistema fotovoltaico inactivo. Fuente: Power Factory 15.1.

Se puede observar un gráfico similar al visto en el capítulo 3, cuando se muestra el diagrama de funcionamiento del cargador en la Figura 3.6.3. Además, se observa el funcionamiento escalonado del cargador, debido a que siempre opera a máxima potencia.

5.1.2. Obtención de la energía

El objetivo de esta simulación es poder obtener la energía a lo largo de un día, para ello se necesita realizar una integral de la potencia en función del tiempo. En este caso, al operar al 0 y 100% no hay variaciones temporales complejas, por lo que la integración de la potencia a lo largo del tiempo se transforma en una simple multiplicación de la potencia por el tiempo activo.

Es decir, que en este caso, donde el resultado es escalonado y discreto, se puede resumir en una simple suma de multiplicaciones de la potencia por el tiempo.

Para poder calcular los datos de energía a lo largo de un día, se necesitan extraer los datos obtenidos en la simulación, ya que solo se obtiene potencia y tiempo. A modo de ejemplo se simula nuevamente pero modificando el paso de la simulación a una hora para tener una simulación más rápida y con menor cantidad de datos a operar. Ya que mostrar la simulación con paso de un minuto significa mostrar una tabla con 1440 potencias extraídas.

Para eso se siguen los siguientes pasos:

- 1) Se da click derecho en el gráfico objetivo y se selecciona “Export”.
- 2) En la pestaña que se abrió se debe exportar los datos desde “Quasi-Dynamic Simulation AC balanced” que es el nombre que se le da al archivo de simulación creado en la figura 6.
- 3) Se le da el formato deseado para la salida de datos (en este caso separado por comas), nombre y ubicación del archivo al que deseamos (Extracción de energía).
- 4) Se selecciona “Export all variables” y después se filtrará a mano desde el software de cálculo que se desea utilizar.

En la figura 5.1.2.1 se observa el paso a paso gráficamente.

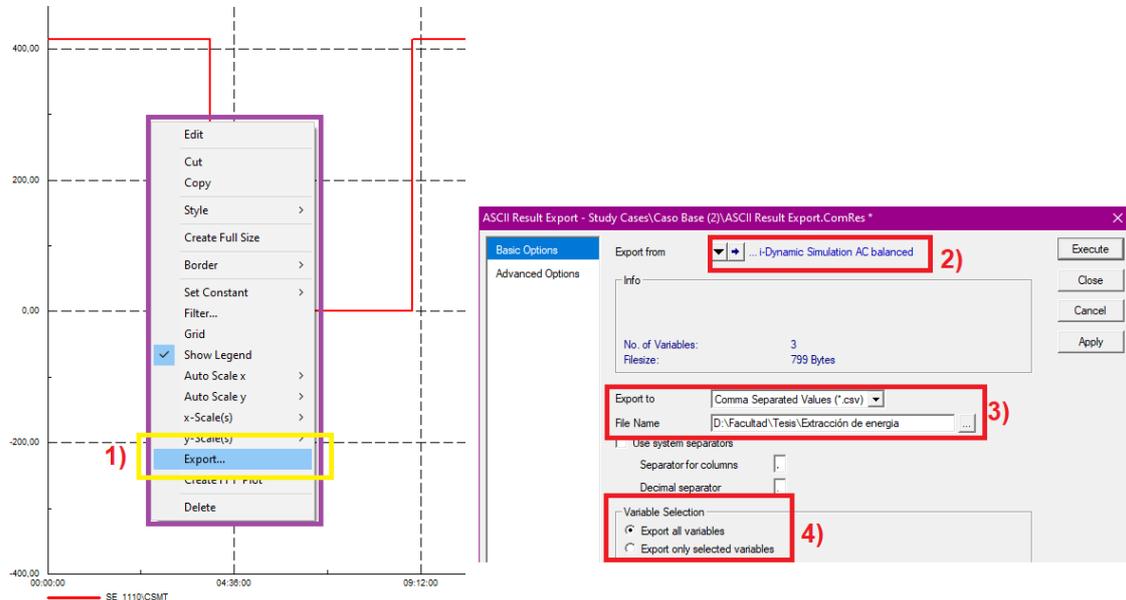


Figura 5.1.2.1 – Extracción de resultados vistos en el gráfico. Fuente: elaboración propia.

La extracción de datos implica obtener la potencia consumida dentro de un intervalo de una hora. Para calcular la energía total consumida en ese lapso, se multiplica la potencia por el tiempo, lo que proporciona la energía consumida durante esa hora. Luego, se suman todas estas energías individuales para obtener la energía diaria consumida por los cargadores.

En la tabla 5.1.2.1 se observan los resultados.

Tabla 5.1.2.1 – Energías calculadas en base a la potencia obtenida en PowerFactory. Fuente: elaboración propia.

Horario	Hs totales h	Potencia activa consumida kW	Energía activa consumida kWh
00.00.0 0	1	414.09	414.09
01.00.0 0	1	414.09	414.09
02.00.0 0	1	414.09	414.09
03.00.0 0	1	414.09	414.09
04.00.0 0	1	0.00	0.00
05.00.0 0	1	0.00	0.00
06.00.0 0	1	0.00	0.00
07.00.0 0	1	0.00	0.00
08.00.0 0	1	0.00	0.00
09.00.0 0	1	414.09	414.09
10.00.0 0	1	414.09	414.09
11.00.0 0	1	414.09	414.09
12.00.0 0	1	0.00	0.00
13.00.0 0	1	414.09	414.09
14.00.0 0	1	414.09	414.09
15.00.0 0	1	414.09	414.09
16.00.0 0	1	414.09	414.09
17.00.0 0	1	414.09	414.09
18.00.0 0	1	414.09	414.09
19.00.0 0	1	414.09	414.09
20.00.0 0	1	414.09	414.09
21.00.0 0	1	414.09	414.09
22.00.0 0	1	414.09	414.09

23.00.0			
0	1	414.09	414.09
Total de energía activa kWh			7453.68

Como se observa en la tabla 5.1.2.1, la energía total diaria consumida por el cargador y que atraviesa el conductor CSMT en la subestación “UTE” es de 7453,68 kWh. Cabe destacar que esta no es la energía real, ya que el paso de simulación es de una hora y no de un minuto como se mencionó previamente.

La energía real calculada con el paso de un minuto, por el método de exportación es de 6839,48 kWh. Dejando en evidencia la importancia de utilizar este paso para la obtención de un resultado más real a la hora de calcular la energía.

5.1.3. Utilización de script para calcular la energía

Para obtener los resultados restantes de las demás empresas, se emplea la herramienta de automatización de pasos denominada "Scripts", proporcionada por PowerFactory. Estos scripts son archivos de programación que, al ejecutarse, llevan a cabo una secuencia de comandos, automatizando así el proceso de obtención y cálculo de datos. El *script* utilizado en este caso fue modificado manualmente y se detalla en profundidad en el "Anexo 1 – Script". A continuación, en la figura 5.1.3.1 se muestra un diagrama en bloque a modo de resumen del funcionamiento del script.

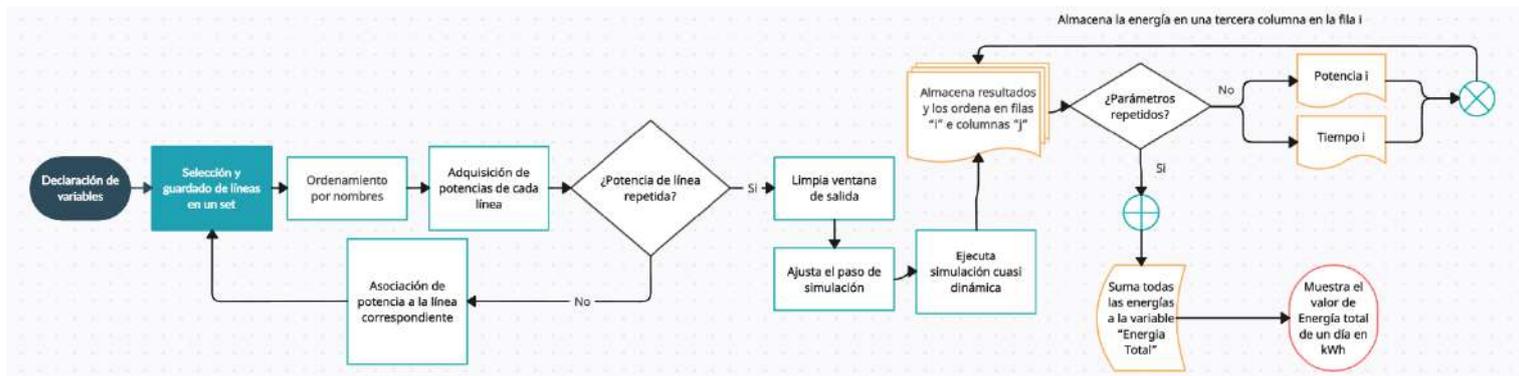


Figura 5.1.3.1 – Resumen gráfico del funcionamiento del script. Fuente: elaboración propia.

A continuación, se enlistan los pasos a seguir para poder acceder a dicha herramienta y en la figura 5.1.3.2 el ejemplo gráfico.

- 1) Se abre el “Data Manager” que puede ser abierto desde la “toolbar” que tiene PowerFactory, desde el menú desplegable en “Window” o desde el comando rápido presionando las teclas “Control” + “D” en el teclado.
- 2) Desde el archivo que estamos trabajando, se abre la librería interna del mismo.
- 3) Allí se encuentra la carpeta de “Scripts”
- 4) Aquí está el *script* utilizado en este trabajo, nombrado como “00_13_Energía_Consumida”

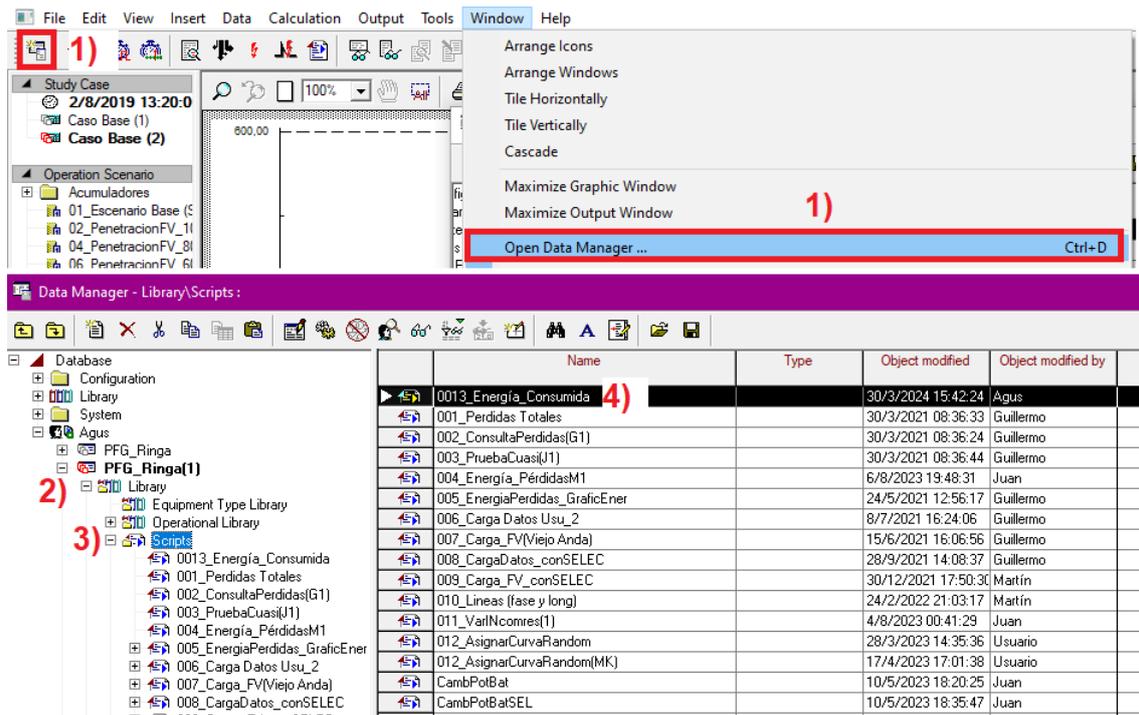


Figura 5.1.3.2 – Acceso a la herramienta de scripts. Fuente: elaboración propia.

Para la ejecución del mismo, se debe dar click derecho y presionar en “Execute”. Arrojando un resultado numérico (a través de la consola de PowerFactory) de 6839,48 kWh como se observa en la figura 5.1.3.3. Coincidiendo con el valor obtenido en la extracción de datos a través del gráfico con el paso de un minuto.

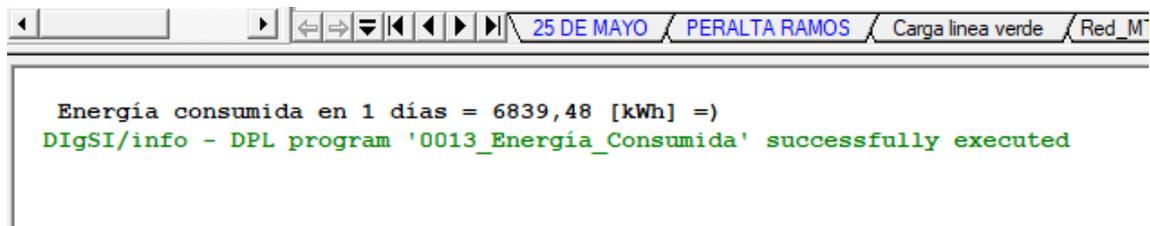


Figura 5.1.3.3 – Consola de PowerFactory con el resultado arrojado luego de la ejecución del script. Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra en la figura 5.1.3.4 la potencia a través del cable CSMT de la subestación UTE, pero con el sistema fotovoltaico en funcionamiento.

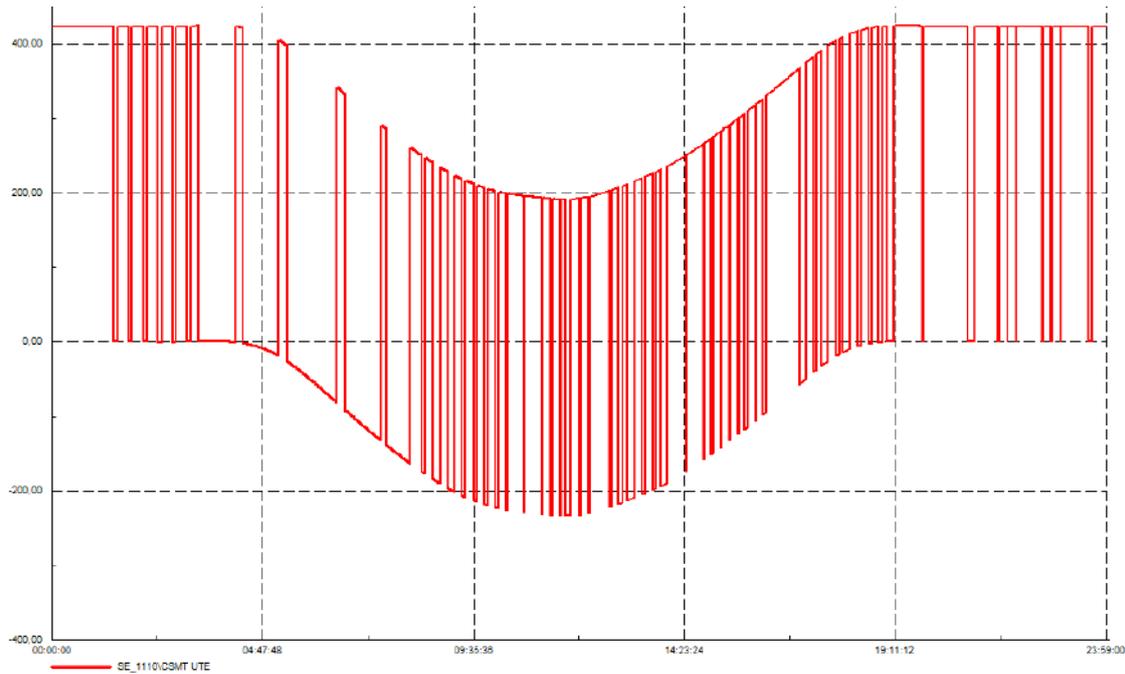


Figura 5.1.3.4 – Potencia del sistema cargador con el sistema fotovoltaico del mes de enero.
Fuente: PowerFactory.

Se puede observar que hay intervalos en los que la potencia es negativa, debido a que el cargador no se está utilizando. Por lo que el sistema fotovoltaico está inyectando a la red energía activa.

Los resultados de todas las energías de todas las subestaciones se observan en la tabla 5.1.3.1.

Tabla 5.1.3.1 – Energías obtenidas a través del script de PowerFactory. Fuente: elaboración propia.

Estación	Energías kWh		
	UTE	25 de mayo	Peralta Ramos
Cargador	6839,48	6691,64	6689,5
Cargador y sistema fotovoltaico	4897,06	4768,59	4751,81
Sistema fotovoltaico	1942,42	1923,05	1937,69

Se puede observar que las energías puestas en juego son muy similares y que la energía suministrada por los sistemas fotovoltaicos es casi 2 [MWh] por día, demostrando la gran eficiencia del 28,4% de esos sistemas.

Para la obtención de la energía de los sistemas fotovoltaicos hay dos caminos:

- 1) Simular en forma independiente el sistema de cargador y dejando fuera de servicio el fotovoltaico y luego viceversa.
- 2) Simular el sistema de cargador, luego agregarle el sistema fotovoltaico y la diferencia de resultados es la energía brindada por el sistema fotovoltaico.

5.2. Análisis de cuadro tarifario

5.2.1. Recopilación de datos mes a mes

Con el fin de tener una idea aproximada del costo de energía eléctrica anual, se procede a elaborar una evaluación tarifaria de energía que detalla las tarifas y precios aplicables para el suministro de energía eléctrica, utilizando el cuadro tarifario de la empresa EDEA, quien suministraría la energía eléctrica de este proyecto.

Este cuadro tarifario proporciona detalles sobre los precios por kilowatt hora kWh consumido, así como los cargos fijos, impuestos y otros costos asociados al servicio eléctrico. Estas tarifas pueden variar según el tipo de usuario (residencial, comercial, industrial), el nivel de consumo, la hora del día o la temporada del año, entre otros factores.

Por lo tanto, se lleva a cabo un análisis de las potencias y energías registradas por los equipos cargadores y el sistema fotovoltaico a lo largo de los 12 meses del año. Este análisis se centra exclusivamente en la estación UTE, que fue la que más energía utilizó en el análisis previo. Nuevamente se realiza con la herramienta casi dinámica con pasos de un minuto, por lo que arroja 1440 resultados que no serán presentados en forma de tabla, pero serán presentados con gráficos representativos.

Posteriormente, se extrae la potencia y energía consumida por el conjunto, ajustando la curva característica de energía del sistema fotovoltaico mes a mes. Como se mencionó previamente, gracias a los datos brindados por la Facultad de Ingeniería, solo hay que reconfigurar el sistema fotovoltaico para que su curva característica sea la representativa del mes. Y luego simular y extraer datos de la potencia y los horarios mes a mes.

El objetivo es obtener una estimación más precisa de la energía consumida a lo largo del año. Es importante tener en cuenta que la única variable a considerar es la adquisición de energía del sistema fotovoltaico, dado que las condiciones climáticas pueden variar durante el año. Por otro lado, el funcionamiento del cargador permanece constante a lo largo de todos los meses.

Dado que el procedimiento de extracción de datos ya se ha explicado anteriormente en el apartado 5.1.2, aquí se presentan únicamente los resultados finales obtenidos.

Para realizar los gráficos primero se extraen los datos de potencia y los horarios, luego se los multiplica para obtener la energía. Después de obtener cada energía en cada minuto se las divide en las tres categorías:

1. Energía Pico, de 18:00 hasta las 23:00 horas
2. Energía Valle, de 23:00 hasta las 05:00 horas
3. Energía Resto, de 05:00 y las 18:00 horas

Esta información es crucial para optimizar costos, evitar penalizaciones, planificar el consumo de manera eficiente y promover la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Los resultados de un día de cada mes de las energías y potencias son presentados en la Tabla 5.2.1.1.

Tabla 5.2.1.1 – Potencias y energías diarias diferidas por mes. Fuente: elaboración propia.

Enero						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Máx kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1774.03	1675.40	1447.63	4897.06	424.07	423.89	409.06

Febrero						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Máx kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1773.78	1679.87	1742.62	5196.28	423.50	423.50	421.05

Marzo						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Máx kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	2185.94	5644.50	423.50	423.50	423.50

Abril						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Máx kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	2484.72	5943.28	423.50	423.50	423.50

Mayo						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Máx kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	2783.48	6242.04	423.50	423.50	423.50

Junio						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Máx kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	2932.86	6391.42	423.50	423.50	423.50

Julio						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Max kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	2932.86	6391.43	423.50	423.50	423.50

Agosto						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Max kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	2634.12	6092.68	423.50	423.50	423.50

Septiembre						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Max kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	2335.26	5793.83	423.50	423.50	423.50

Octubre						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Max kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1778.69	1679.87	1886.93	5345.49	423.50	423.50	416.08

Noviembre						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Max kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1775.89	1679.17	1591.51	5046.57	423.50	423.50	400.79

Diciembre						
Energía Pico kWh	Energía Valle kWh	Energía Resto kWh	Energía total kWh	Pot Pico Max kW	Pot Valle máx kW	Pot Resto Máx kW
1767.70	1678.84	1450.66	4897.20	423.50	423.50	398.48

En la Tabla 5.2.1.1 se presentan los horarios correspondientes a un día típico de un mes determinado. Se destaca que los meses de verano muestran una mayor captación de energía en comparación con los días de invierno, lo que evidencia las variaciones en la producción del sistema fotovoltaico.

Además, se observa que la energía pico y valle es prácticamente la misma en todos los meses, ya que el sistema fotovoltaico actúa mayormente en los horarios donde se encuentra la categoría de la energía resto, la cual si varía mucho en los meses de verano comparado con los de invierno. Lo mismo sucede con las potencias máximas en los horarios de pico, resto y valle.

La energía total es la suma de estas tres energías, la misma llega a un máximo de 6391.43 kWh en un día típico de julio y a un mínimo de 4897.06 kWh de enero.

A continuación, se presenta una serie de gráficos obtenidos a partir de los resultados de la simulación, a manera de resumen de lo obtenido.

En la Figura 5.2.1.1 se puede observar la variación de la energía total de un día típico de cada mes, se puede observar la gran diferencia entre los meses de verano e invierno.

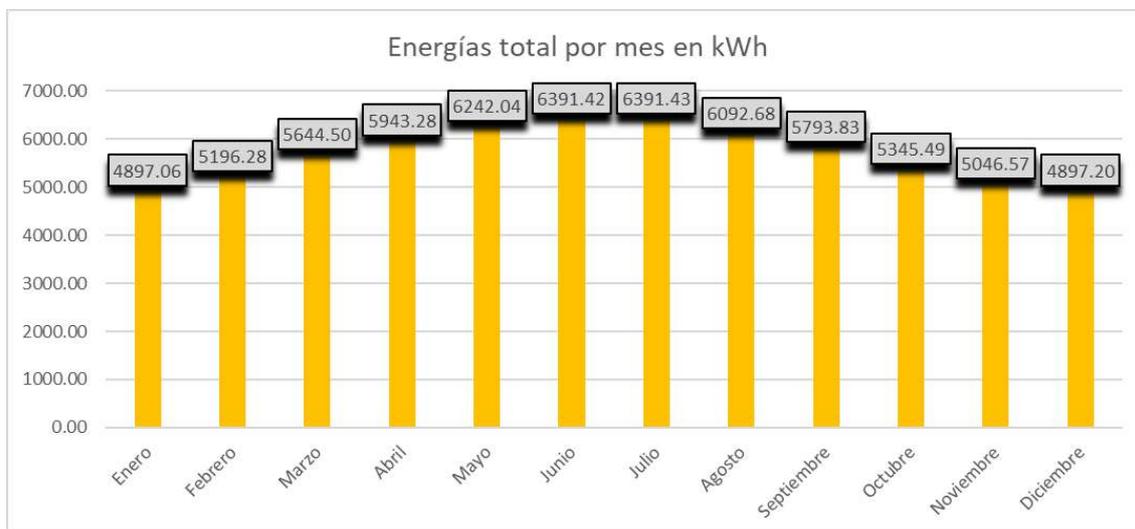


Figura 5.2.1.1 – Energías totales de un día típico de cada mes. Fuente: elaboración propia.

En la figura 5.2.1.2, 5.2.1.3 y 5.2.1.4 se observan las energías pico, resto y valle respectivamente de un día típico de cada mes.

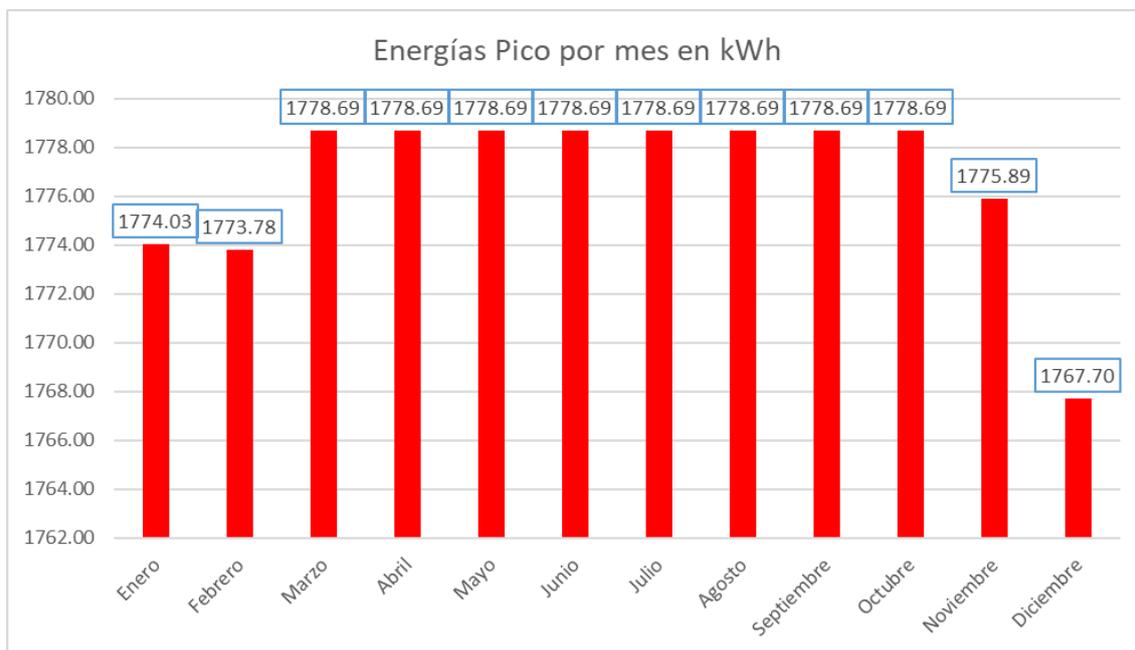


Figura 5.2.1.2 – Energías pico totales de un día típico de cada mes. Fuente: elaboración propia.

Si bien se observa una diferencia gráfica, viendo y analizando los valores se nota una proximidad entre estos, siendo el valor máximo de 1778,69 kWh y el mínimo de 1767,7 kWh, una diferencia de casi 11 kWh.

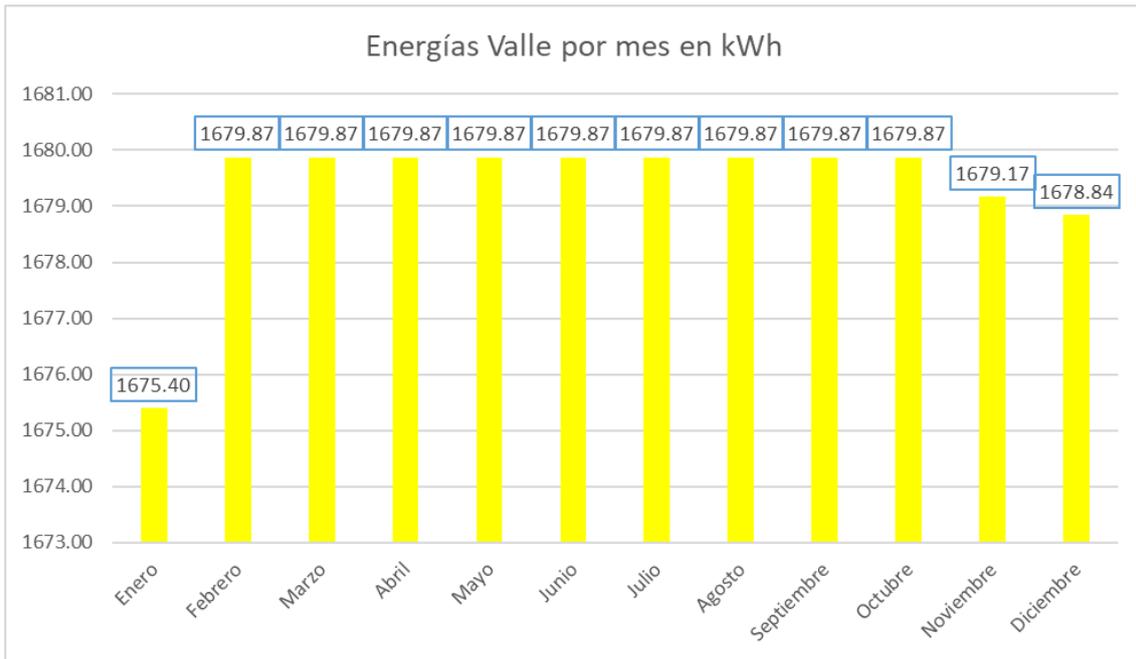


Figura 5.2.1.3 – Energías valle totales de un día típico de cada mes. Fuente: elaboración propia.

Al igual que con la figura 5.2.1.1, la figura 5.2.1.2 muestra valores muy similares entre sí, nuevamente con una diferencia de casi 4 kWh.

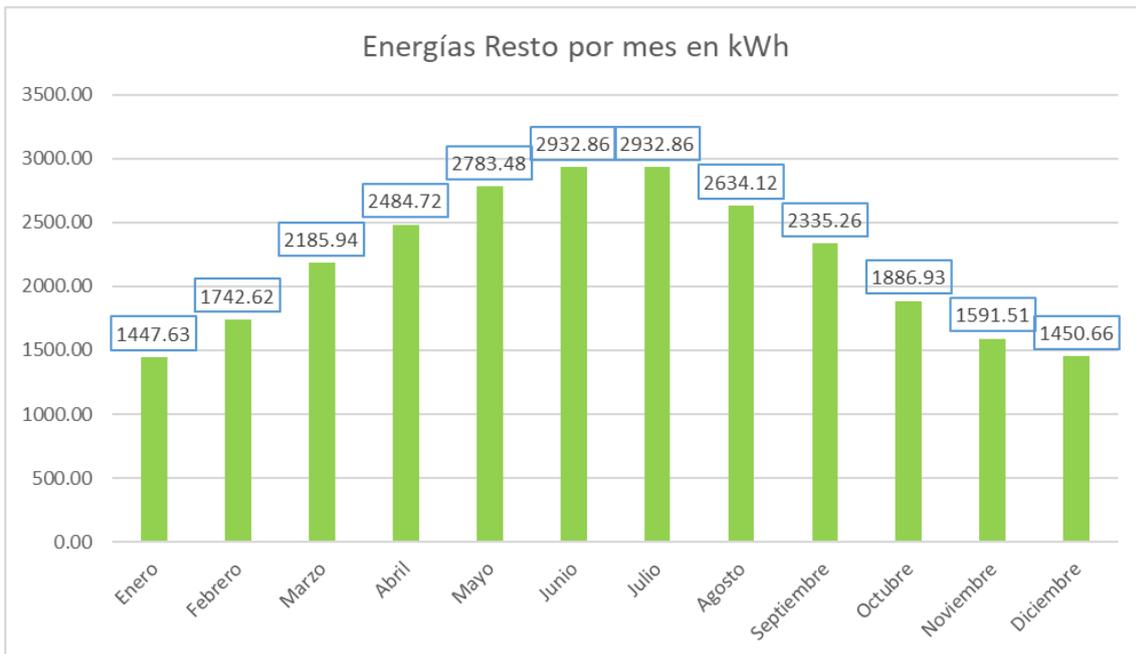


Figura 5.2.1.4 – Energías valle totales de un día típico de cada mes. Fuente: elaboración propia.

A diferencia de la figura 5.2.1.2 y 5.2.1.3, la figura 5.2.1.4 no solo muestra la diferencia gráfica de la variación de los resultados, sino que también los valores varían mucho mes a mes. Ya que como se mencionó previamente, el sistema fotovoltaico actúa mayormente en el rango de 05:00 a 18:00 horas. Llegando un máximo de 2932,86 kWh en junio y julio, y al mínimo en el mes de enero de 1447,63 kWh.

A continuación, se presentan las Figuras 5.2.1.5 A y 5.2.1.5 B, mostrando el aporte de cada energía (Pico, Valle y Resto) a la energía total de un día típico de cada mes.

En la Figura 5.2.1.5 A se puede observar una tabla con los valores correspondientes reales y en la Figura 5.2.1.5 B una tabla similar pero con los porcentajes de aporte de cada energía a la total.

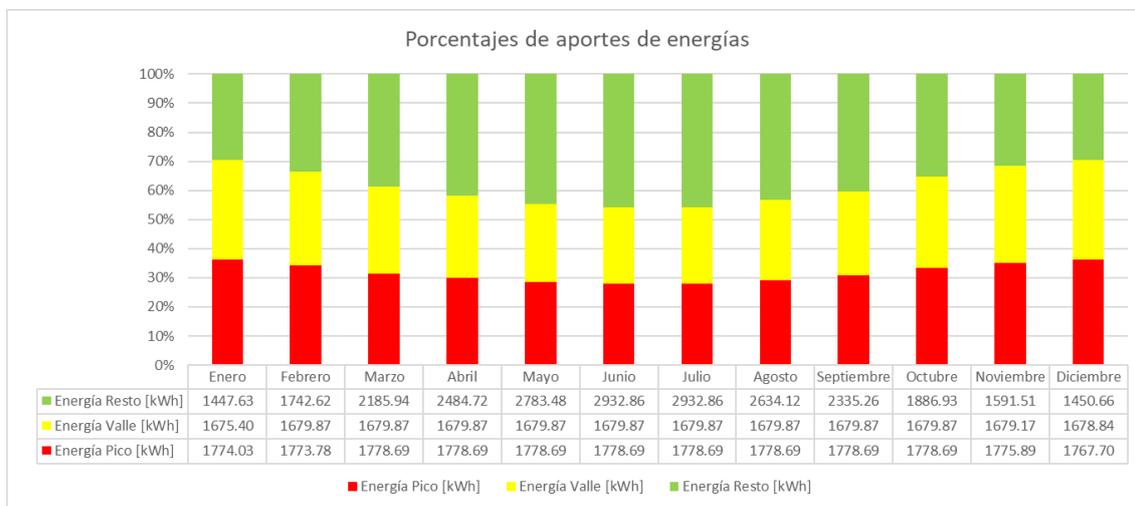


Figura 5.2.1.5 A – Porcentaje de aporte de cada energía a la energía total de un día típico de cada mes. Diferenciada con los valores reales. Fuente: elaboración propia.

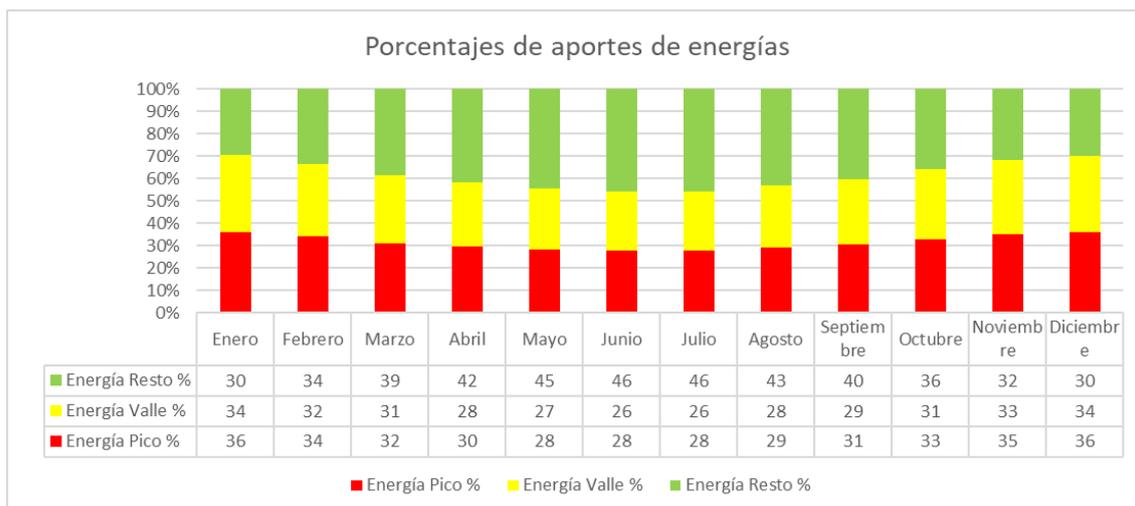


Figura 5.2.1.5 B – Porcentaje de aporte de cada energía a la energía total de un día típico de cada mes. Diferenciada con los porcentajes de cada aporte. Fuente: elaboración propia.

5.2.2. Evaluación tarifaria

Luego de la obtención de datos, se realiza la evaluación tarifaria con el fin de obtener el costo total aproximado de energía eléctrica anual. Para ello se deben realizar una serie de cálculos.

La primera parte consiste en escoger una Potencia Pico y fuera de pico a contratar, para así obtener el costo fijo de contratar estas potencias. Luego, se debe calcular el costo variable que depende de las energías.

Para realizar el cálculo de la potencia pico y fuera de pico a contratar, se utiliza una planilla de cálculo en Excel. Esta utiliza la herramienta Solver para minimizar los costos al seleccionar las potencias pico y fuera de pico a contratar. Excederse de estas potencias conlleva a un costo

adicional por exceso de consumo, mientras que utilizar potencias muy por debajo resultaría en un gasto fijo elevado e innecesario.

Por un lado, si la potencia máxima en cada banda (pico y fuera de pico) no supera a la contratada, el precio es el del cuadro tarifario, mientras que si la potencia máxima en cada banda supera a la contratada el precio es el del cuadro tarifario más un 50% de recargo como penalidad por exceder la misma para el valor excedido, por lo tanto, en definitiva es 1.5 veces el valor del cuadro tarifario para esa potencia excedida (para la diferencia entre la contratada y la consumida).

Solver es una herramienta de optimización que busca la mejor solución para un problema dado, ajustando las variables de entrada para cumplir con ciertas restricciones y minimizar o maximizar un resultado específico. En este caso, se utilizan los valores máximos de potencia pico, de resto y de valle, junto con las tarifas actualizadas de EDEA hasta marzo de 2024, para minimizar el costo anual de manera iterativa y determinar las potencias pico y fuera de pico óptimas a contratar.

Debido a la utilización de estos cargadores, las empresas de transporte entran en la categoría T3, como usuarios de media tensión con un consumo superior a 300 kW. Como se puede observar en la Figura 5.2.2.1, EDEA proporciona todos los valores fijos por potencia pico y fuera de pico, así como los valores variables por consumo de energía en horario pico, valle y resto.

T3 - Grandes demandas (Suministros \geq 50 KW de demanda)		
	T3BT	T3MT
Suministros > 50 KW de demanda (usuarios finales)		
Cargo fijo	19382.43	28237.69 \$/mes
Cargo por potencia en pico	8086.63	6395.54 \$/KW-mes
Cargo por potencia fuera pico	5100.58	4376.77 \$/KW-mes
Usuarios finales suministros entre 50 y 300kw de demanda		
Cargo variable por energía demandada en pico	58.1538	56.8033 \$/kWh
Cargo variable por energía demandada en resto	56.4247	55.1107 \$/kWh
Cargo variable por energía demandada en valle	55.4322	54.1447 \$/kWh
Suministros \geq 300kw de demanda (usuarios finales)		
Cargo fijo	19382.43	28237.69 \$/mes
Cargo por potencia en pico	8086.63	6395.54 \$/KW-mes
Cargo por potencia fuera pico	5100.58	4376.77 \$/KW-mes
Usuarios finales suministros \geq 300kw de demanda		
Cargo variable por energía demandada en pico	58.5411	57.0642 \$/kWh
Cargo variable por energía demandada en resto	56.6077	55.4032 \$/kWh
Cargo variable por energía demandada en valle	55.6162	54.4347 \$/kWh

Figura 5.2.2.1 – Cuadro tarifario de EDEA, usuario T3, baja y media tensión (mayo 2024).

Fuente: [35]

Con los datos de potencia obtenidos en la Tabla 5.2.1.1 y los valores tarifarios proporcionados en la Figura 5.2.2.1, se emplea la planilla de cálculo Excel. Cabe aclarar que dicho cuadro y los costos de energía son de mayor del 2024.

En la Figura 5.2.2.2 se muestra que el costo fijo total anual asciende a \$ 55.123.603,52. Este resultado se logró minimizando el costo total utilizando la herramienta "Solver", ajustando los valores de potencia pico y fuera de pico contratada, los cuales son iguales y tienen un valor de 423 kW.

En la tabla 5.2.2.2 se muestra el valor final con los impuestos aplicados. Todos los valores porcentuales están referidos al calculado anteriormente, dando un costo total de \$244.359.996.

Tabla 5.2.2.2 – Cálculo de impuestos y valor final. Fuente: elaboración propia.

Cf	\$ 55,123,603.52	
		\$
Cv	114,923,923.10	
CT antes de imp	\$ 170,047,527	
Perc IIBB	0,7%	\$ 1,190,332.69
IVA Rins	27%	\$ 45,912,832.19
IVA perc	3%	\$ 5,101,425.80
Ley 11769 art 74	0,001%	\$ 1,700.48
Ley 11769 art 75	6%	\$ 10,202,851.60
Ley 11769 FDO	6%	\$ 10,202,851.60
Ley prov 7290	1%	\$ 1,700,475.27
Total imp		\$ 74,312,469.61
Total con imp		\$ 244,359,996

Como se menciona previamente, estos valores se calculan teniendo en cuenta el cuadro tarifario de EDEA consultado en mayo del año 2024.

6. IMPACTO AMBIENTAL

Identificar los impactos negativos posibilita la evaluación y anticipación de posibles consecuencias adversas al medio ambiente, abordando aspectos como la contaminación del aire, del agua y la pérdida de biodiversidad, entre otros.

Mitigar estos impactos implica el desarrollo de estrategias y medidas para reducir o minimizar los efectos negativos identificados, asegurando que sea más sostenible y tenga menos consecuencias perjudiciales.

La alineación con principios de sostenibilidad es crucial en un contexto más amplio, dado que considerar el impacto ambiental es fundamental para adoptar prácticas sostenibles. La sostenibilidad es cada vez más valorada en diversos campos y sectores, y un análisis de impacto ambiental demuestra compromiso con estos principios. Esto es especialmente importante en una sociedad cada vez más consciente del medio ambiente, donde las decisiones de los consumidores están influenciadas por prácticas sostenibles.

6.1. Foro internacional G20

La meta de emisiones cero de carbono para el año 2050 implica que las economías del G20 aspiran a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a un nivel neto igual a cero para ese año. Esto significa que cualquier cantidad de gases de efecto invernadero liberados a la atmósfera debe ser compensada o eliminada de alguna manera, de modo que el balance neto sea cero. [40]

Realizar la transición a una electromovilidad sustentable es fundamental para alcanzar dicho objetivo. Es esencial para promover la sostenibilidad ambiental, mejorar la calidad de vida de los ciudadanos, reducir los costos a largo plazo y construir ciudades más habitables y respetuosas con el medio ambiente. [40]

6.2. Emisiones de CO2

Se presenta una tabla de emisiones de CO2 en kilo tonelada [kT] (Tabla 6.2.1) y otra de emisiones de CO2 del consumo de combustible líquido (% del total) (Tabla 6.2.2) de Argentina. Las emisiones de dióxido de carbono son las que provienen de la quema de combustibles fósiles y de la fabricación del cemento. Incluyen el dióxido de carbono producido durante el consumo de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y de la quema de gas.

Tabla 6.2.1 – Emisiones de CO2 - Argentina. Fuente: [36]

Año	Emisiones de CO2 [kT]
1990	100313.9
1991	105906.6
1992	107921.1
1993	110256.5
1994	111909.9
1995	112886.7
1996	122545.9
1997	126118.7
1998	132669.9
1999	134502
2000	132265.5
2001	125255.2
2002	117462.1

2003	127653.5
2004	141376.4
2005	145995.4
2006	154917.5
2007	162820.2
2008	167231.8
2009	156567.5
2010	167226.3
2011	176641.6
2012	177955.3
2013	183255.7
2014	179600.7
2015	185550
2016	183158.7
2017	179267.3
2018	176894.6
2019	168162
2020	154535.9

Se observa un aumento desde el 1990 hasta el 2013, luego, una leve fluctuación para finalmente descender hasta el año 2020 (Fig. 6.2.1).

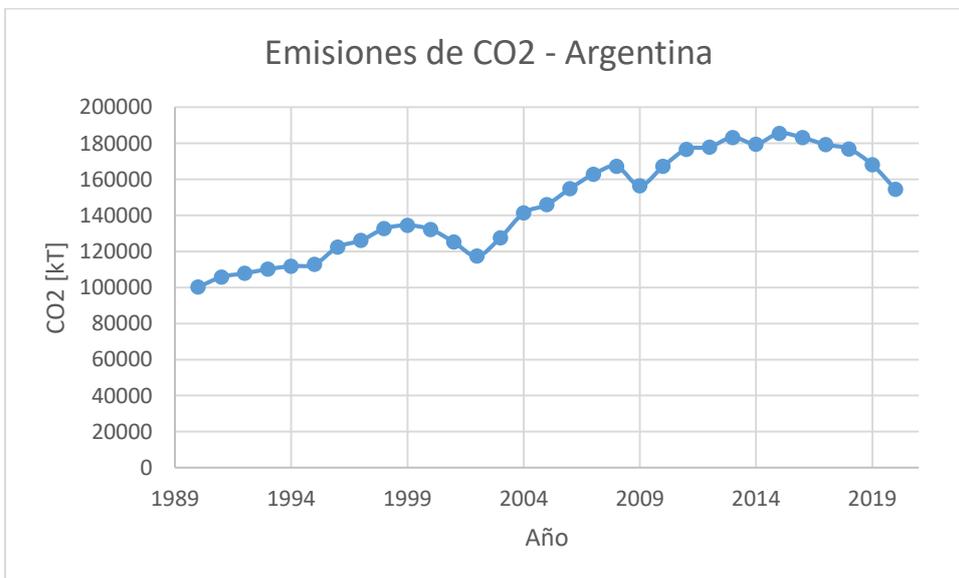


Figura 6.2.1 – Emisiones de CO2 - Argentina. Fuente: elaboración propia.

Tabla 6.2.2 – Emisiones de CO2 del consumo de combustible líquido (% del total) – Argentina. Fuente: [37]

Año	Emisiones de CO %
1990	59.24
1991	61.28
1992	63.68
1993	67.21

1994	67.26
1995	62.89
1996	65.98
1997	66.92
1998	69.63
1999	72.07
2000	66.88
2001	63.71
2002	57.54
2003	59.41
2004	67.87
2005	71.86
2006	81.98
2007	78.02
2008	88.73
2009	82.45
2010	90.22
2011	86.98
2012	85.66
2013	90.84
2014	87.59
2015	91.62
2016	88.79

Se aprecia que casi el total de la emisión de CO2 es debido a los combustibles líquidos. Además, se observa un aumento significativo constante a lo largo de los años. (Fig. 6.2.2)

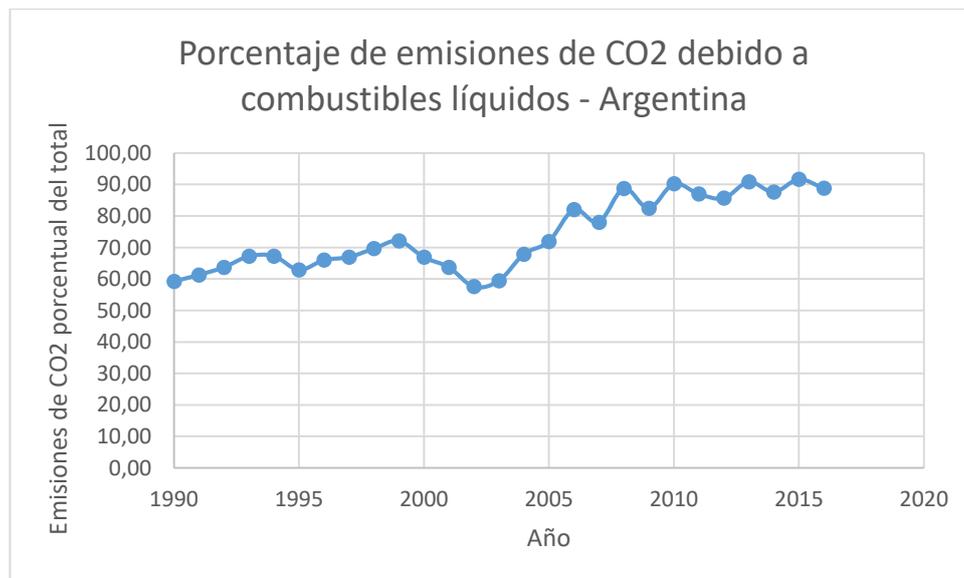


Figura 6.2.2 – Emisiones porcentuales de CO2 del total para combustibles líquidos - Argentina.
Fuente: elaboración propia.

En 2019 se consumió un tercio de la demanda energética del país en el sector de transporte, utilizando los siguientes combustibles [38]:

- 39% de gasoil
- 36% de nafta
- 12% de gas natural
- 9% de biocombustibles
- 4% de otros combustibles.

Los porcentajes de emisiones de GEI del sector de transporte se aprecian a continuación. (Fig. 6.2.3)

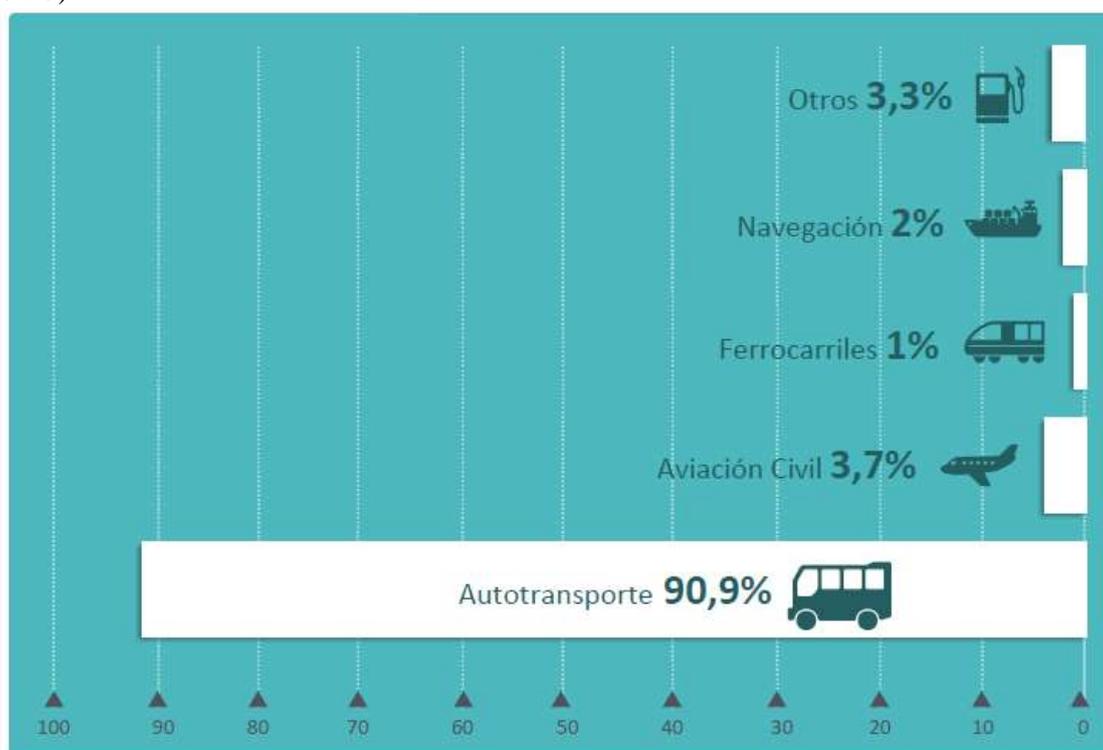


Figura 6.2.3 – Emisiones porcentuales de GEI del sector de transporte - Argentina. Fuente: [38]

Según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero realizado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en el año 2021 en Argentina el 13% de las emisiones totales de los gases de efecto invernadero son debidos al transporte con un 0,06% de consumo eléctrico debido al transporte. [39]

6.3. Situación actual de Argentina frente a los objetivos

En diciembre de 2020 Argentina presentó la segunda “Contribución Determinada a Nivel Nacional” (NDC, por sus siglas en inglés). Con el objetivo de no superar la emisión neta de 359 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente en 2030. Pero, en el año 2021 se propuso una meta más ambiciosa de no superar los 349 millones de toneladas. Esto se debe a la mejora de la ciencia disponible del país y de asumir un compromiso mayor. [40]

Climate Action Tracker (CAT) evalúa de manera crítica las políticas y objetivos climáticos de Argentina, calificándolos como "críticamente insuficientes". Esto significa que estas políticas son, en su mayoría, mínimas o nulas y no están alineadas con el límite de temperatura de 1,5°C

establecido por el Acuerdo de París. Incluso la NDC actualizada de Argentina en 2021 no escapa a las críticas, siendo catalogada como "Muy insuficiente" en comparación con los esfuerzos internos requeridos y "Críticamente insuficiente" en términos de su contribución justa al cambio climático global. [41]

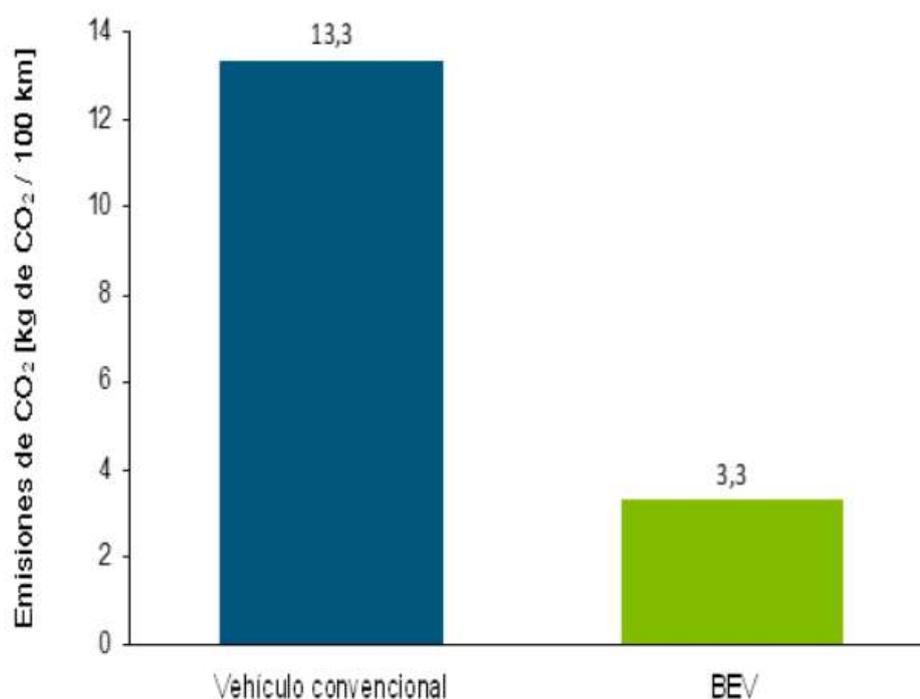
Además, dice que la evaluación de Argentina para el objetivo climático de 2030 no es más alentadora, recibiendo la etiqueta de "altamente insuficiente" en comparación con las trayectorias de emisiones nacionales modeladas y "críticamente insuficiente" en relación con su contribución equitativa a la acción climática. [41]

Por otro lado, las políticas y acciones actuales de Argentina también son tachadas de "altamente insuficientes", ya que, en lugar de reducir, conducen a un aumento de las emisiones. Para lograr cumplir con su objetivo de NDC, Argentina se vería obligada a mejorar significativamente sus políticas actuales, que en la actualidad solo son compatibles con un escenario de calentamiento de más de 3°C e incluso hasta 4°C. [41]

6.4. Rendimiento energético aproximado de la electromovilidad

Los vehículos convencionales exhiben una eficiencia global del 25%, pero esta cifra mejora al 30% con los híbridos. En contraste, los vehículos eléctricos puros (BEV) logran una eficiencia del 77% cuando se alimentan con electricidad de origen renovable, y del 42% con un mix basado en gas natural. Por otro lado, los vehículos híbridos enchufables presentan una eficiencia mixta que oscila entre el 31% y el 49%. A pesar de su mayor costo inicial, los vehículos eléctricos resultan más económicos a medida que se acumulan kilómetros, especialmente si se experimenta una reducción en los costos de las baterías. Además, los vehículos eléctricos son más eficientes y generan menos emisiones que los vehículos convencionales. [42]

En la figura 6.4.1 se pueden ver valores estimados de las emisiones de CO₂ entre un vehículo convencional y un BEV.



[7]

Figura 6.4.1 – Emisiones de CO₂ de un vehículo convencional vs. un vehículo eléctrico puro.

Fuente: [42]

Cabe destacar que los datos brindados en este gráfico no son datos reales de Argentina, sino que surgieron teniendo en cuenta la matriz energética española, que hace unos años era similar a la Argentina, pero actualmente está más diversificada con mayor participación de energía renovable y menos dependencia de combustibles fósiles.

En la siguiente tabla 6.4.1 se observa la comparación de emisiones de CO2 de vehículos impulsados con distintos tipos de combustible: electricidad, petróleo y electricidad, petróleo y diésel.

Tabla 6.4.1 – Total de CO2 emitido por km de acuerdo a Procedimiento Mundial Armonizado para Vehículos Ligeros (WLTP, por sus siglas en inglés). Fuente: [43]

Vehicle	1.	2.	3.	4.
Engine	electric	petrol and electric	petrol	diesel
Average CO2 emissions (g/km)	0,00	81,31	191,00	161,00
Vehicle manufacture	27,00	33,00	30,00	30,00
Vehicle maintenance	4,00	5,00	5,00	7,00
Battery production	16,00	4,00	0,00	0,00
Fuel/energy production	125,70	70,57	9,28	6,74
Total	172,70	193,88	235,28	204,74

Como se observa, las emisiones de CO2 son mucho menores para vehículos eléctricos, dejando en evidencia la gran eficiencia ambiental que conlleva realizar la transición a una electromovilidad.

6.5. Uso de baterías

6.5.1. Ventajas

Como se detalla en capítulos anteriores, se emplean baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO4), que ofrecen diversas ventajas medioambientales en comparación con otras tecnologías de baterías de ion de litio. A continuación, se presenta un análisis detallado de las cuestiones medioambientales asociadas a su uso.

- Materiales más sostenibles y menor impacto ambiental en la extracción: en contraste con algunas baterías de iones de litio que utilizan materiales más escasos extraídos en condiciones menos sostenibles, el fosfato de hierro es un material relativamente abundante y extraído de manera más sostenible.
- Mayor vida útil, durabilidad y reducción de residuos: tienden a tener una vida útil más extensa y ciclos de carga-descarga más prolongados, reduciendo la generación de residuos a lo largo de la vida útil de un vehículo eléctrico.
- Menor riesgo de incendios y seguridad mejorada: son reconocidas por su seguridad y menor propensión a problemas como incendios o explosiones, disminuyendo los riesgos asociados con la gestión de desechos peligrosos y los costos de prevención de accidentes.
- Reciclaje y disposición: el litio, hierro y fosfato, son reciclables, facilitando el proceso de reciclaje y la recuperación de materiales al final de la vida útil de la batería, lo que reduce la cantidad de residuos electrónicos.

- Menor contenido de cobalto: en comparación con algunas baterías de iones de litio que contienen grandes cantidades de cobalto, estas tienen un contenido de cobalto mucho menor, lo que beneficia ambientalmente al reducir los problemas asociados con su extracción y procesamiento.
- Alta eficiencia de carga y descarga: tienden a ser altamente eficientes en los procesos de carga y descarga, minimizando las pérdidas de energía durante el ciclo de vida de la batería y reduciendo la necesidad de recursos energéticos para su recarga.
- Aspectos de producción y cadena de suministro: la disponibilidad de materias primas es generalmente más estable y menos sujeta a fluctuaciones en comparación con otras tecnologías de baterías, como las de iones de litio, que dependen en gran medida del suministro de cobalto y otros minerales.

6.5.2. Desventajas

A pesar de las notables ventajas medioambientales de las baterías de fosfato de litio y hierro (LiFePO₄), existen desafíos y problemas asociados con su gestión de residuos y reciclaje. A continuación, se analizan algunas desventajas:

- Complejidad de la cadena de reciclaje: al igual que otras baterías de ion de litio, son dispositivos complejos con múltiples capas y materiales, lo que complica el desmontaje y la separación eficiente de estos componentes, afectando la cadena de reciclaje.
- Problemas en la recolección y logística: aunque la conciencia sobre la importancia del reciclaje de baterías está en aumento, la infraestructura para la recogida y el manejo adecuado de las baterías LiFePO₄ puede ser limitada en algunas regiones, lo que podría dar lugar a una disposición inadecuada y al riesgo ambiental potencial.
- Riesgo de contaminación química: aunque se considera que son menos riesgosas que algunas baterías de iones de litio, aún contienen componentes químicos que pueden ser perjudiciales para el medio ambiente si no se manejan adecuadamente, planteando riesgos ambientales durante el desmantelamiento y la disposición inadecuada.
- Efectos económicos y logísticos: el proceso de reciclaje de baterías, en general, puede ser costoso, y la falta de instalaciones de reciclaje especializadas y rentables puede desmotivar la participación en el reciclaje, llevando a la disposición inapropiada y al desperdicio de recursos valiosos.
- Falta de leyes o procedimientos: la falta de estándares y regulaciones uniformes a nivel global dificulta la implementación de prácticas de reciclaje coherentes y eficientes, dando lugar a enfoques dispares en diferentes regiones y países.
- Rendimiento variable en la reutilización de materiales: aunque muchas de las materias primas son reciclables, la eficiencia en la recuperación puede variar, dificultando la recuperación completa y la reutilización de algunos materiales durante el proceso de reciclaje.
- Vida útil y almacenamiento antes del reciclaje: las baterías retiradas de vehículos eléctricos pueden requerir almacenamiento a largo plazo antes de su reciclaje, presentando desafíos en términos de seguridad y manejo de materiales potencialmente peligrosos.

6.5.3. Reciclado

El reciclaje de baterías de iones de litio es esencial para la sostenibilidad, asegurando una disposición adecuada al final de su vida útil. El proceso implica aspectos técnicos que permiten dar una "segunda vida" a estas baterías. Se emplean dos tipos de procesos: físicos y químicos.

Procesos físicos:

1. Desmontaje: separación de componentes como carcasa, electrolito y colectores de corriente.
2. Trituración y Separación: triturado de componentes y separación mediante flotación, separación magnética y densidad.
3. Clasificación: clasificación de materiales en fracciones según sus propiedades físicas. [44]

Procesos químicos:

1. Procesos hidrometalúrgicos: utilización de ácidos y solventes para extraer componentes metálicos.
2. Procesos pirometalúrgicos: fusión a altas temperaturas para recuperar metales en forma de aleaciones. [44]

Fases clave en el reciclaje:

1. Preselección: evaluación inicial del estado de las baterías.
2. Recuperación de energía: extracción segura de la energía almacenada.
3. Desmontaje: separación manual o automatizada de componentes.
4. Descontaminación: tratamiento para eliminar sustancias químicas peligrosas.
5. Liberación: separación de componentes mediante trituración.
6. Separación: procesos físicos y químicos para separar y purificar materiales.
7. Refinación metalúrgica: refinado térmico o químico de materiales separados. [44]

Comparación de métodos de reciclaje:

1. Pirometalúrgicos: más costosos en energía y materiales, pero producen metales vendibles.
2. Hidrometalúrgicos: potencialmente más eficientes al obtener materiales de alta calidad, aunque son más complejos. [44]

Reciclado directo del futuro: se busca un proceso de "reciclado directo" para evitar la transformación en masa negra, aumentando la eficiencia y reduciendo residuos. El diseño mecánico de baterías considera el desmontaje, facilitando el reciclaje y la recuperación de materiales. [44]

Segunda vida de las baterías: la reutilización de baterías al final de su vida útil implica recuperarlas para otros fines como almacenamiento de energía. Puede prolongar la vida útil total de la batería y reducir el impacto ambiental, pero su viabilidad depende de la aplicación y uniformidad en el mercado.

7. CONCLUSIONES

El presente trabajo ha explorado de manera exhaustiva el diseño, análisis y simulación de sistemas de carga para autobuses eléctricos, abordando tanto los aspectos técnicos como los económicos y ambientales. A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes, organizadas por áreas clave de investigación:

7.1. Eficiencia Energética y Sostenibilidad

La simulación de la energía total generada y consumida a lo largo de un ciclo operativo de los autobuses eléctricos ha mostrado que la variabilidad estacional impacta significativamente en la disponibilidad de energía. En particular, se ha observado que, durante los meses de mayor radiación solar, la generación de energía fotovoltaica puede cubrir hasta un 30% de la demanda energética de la flota, lo que subraya la importancia de integrar fuentes renovables en el diseño de sistemas de carga. Además, en tiempos donde no se utiliza el cargador, el sistema está inyectando en la red la energía generada.

La implementación de sistemas de gestión de energía es crucial para optimizar el uso de la energía generada, permitiendo la programación de cargas durante períodos de baja demanda y maximizando la utilización de energía solar.

Otra alternativa posible, es analizar el beneficio de inyectar a la red contra el beneficio de almacenar esa energía generada en otro sistema, para luego utilizarla dentro de la empresa o en cargas de baterías. Se podría investigar distintos tipos de almacenamientos de energía o destinos en donde esa energía pueda usarse y no inyectarse.

Por otro lado, en este trabajo se encontró que para la línea 553 deben cargarse las baterías 90 veces al día, distribuido en 19 buses, donde cada bus contiene 169 baterías. Las mismas se cargan en tiempos menores a 14 minutos dando una autonomía mayor a 70 km.

7.2. Análisis de Potencia y Consumo

El análisis detallado del consumo energético de los autobuses eléctricos, basado en la ecuación de energía, ha permitido determinar que cada autobús requiere un promedio de 70 kWh para un recorrido de 70 km. Este dato es fundamental para dimensionar adecuadamente la capacidad de las baterías y la infraestructura de carga.

La capacidad de pack de baterías calculada (150,5 kWh) demuestra que es posible operar una flota de autobuses eléctricos con un diseño de batería que no solo cumple con los requisitos de energía, sino que también optimiza el espacio y el peso, factores críticos en el diseño de vehículos eléctricos.

Además, se pudo realizar el cronograma cumpliendo los requisitos mínimos exigidos por la ordenanza municipal. Logrando tiempos más eficientes a los que se implementan actualmente en los recorridos.

Los tiempos de carga obtenidos fueron de máximo 14 minutos y mínimos de 7 minutos, tiempos totalmente equiparables al utilizado en la carga de combustibles actuales. Además, de realizar cargas secuenciales sin exigir la vida útil de las baterías y haciendo una rotación de cada bus para un desgaste parejo de las unidades.

7.3. Impacto en la Calidad de la Energía

Los estudios relevados de calidad de la energía en subestaciones que alimentan a cargadores ultrarrápidos han revelado que, aunque se generan armónicos y fluctuaciones de tensión, estos se mantienen dentro de los límites establecidos por la norma IEEE 519. Esto sugiere que la

infraestructura de carga puede ser implementada sin comprometer la calidad del suministro eléctrico, lo que es esencial para la estabilidad de la red.

En caso de que los cargadores generen armónicos o fluctuaciones de tensión, se recomienda la instalación de filtros pasivos en los sistemas de carga para mitigar estos efectos y mejorar la calidad de la energía. Esto permitirá garantizar un suministro más estable y confiable. Además, dado que el sistema implementado es fácil de medir y controlar, y se trata de una carga conocida, su monitoreo y gestión resultan más simples.

Un filtro pasivo es un dispositivo utilizado en sistemas eléctricos para reducir o eliminar armónicos y otras interferencias no deseadas en la corriente o voltaje. Está compuesto por elementos pasivos como resistencias, inductores y capacitores, que no requieren alimentación externa. Su función principal es mejorar la calidad de la energía, suavizando las fluctuaciones y evitando que los armónicos afecten el rendimiento de los equipos conectados al sistema.

Se pudo observar que la red actual de la ciudad de Mar del Plata está preparada para soportar la inserción de la electromovilidad de la línea 553, sin tener que alterar o realizar cambios drásticos en la infraestructura actual. No es necesario, por ejemplo, colocar líneas paralelas o cambiar los conductores actuales para cumplir con las cargas exigidas, solo realizar una redistribución alterando el estado de los seccionadores ya instalados.

No obstante, es importante señalar que, en caso de que se requiera cargar vehículos de múltiples líneas urbanas desde las mismas cabeceras donde están instalados los puntos de carga rápida, será necesario reforzar la infraestructura de los distribuidores actuales. Esto se debe a que, como se observó en este estudio, las líneas y transformadores están operando cerca de sus límites de capacidad. De hecho, fue indispensable proponer una reconfiguración de la red para poder cumplir con los objetivos planteados en este proyecto.

7.4. Normativas y Estándares Internacionales

La adopción de la norma IEC 61851-1 ha sido fundamental para establecer un marco de referencia que asegura la seguridad y la interoperabilidad de los sistemas de carga. Esta norma proporciona directrices claras sobre los requisitos mecánicos y eléctricos, lo que facilita la implementación de tecnologías de carga en diferentes contextos.

La investigación ha demostrado que el cumplimiento de estas normativas no solo es un requisito legal, sino que también mejora la confianza de los usuarios y operadores en la infraestructura de carga, promoviendo su adopción.

7.5. Viabilidad Económica y Técnica

Si bien este trabajo no se realizó un análisis de costo completo, puede decirse que aunque la inversión inicial en infraestructura de carga y baterías es considerable, los costos operativos a largo plazo se reducen significativamente. Como se observó en el apartado 6.4, los vehículos eléctricos puros logran una eficiencia del 77% cuando se alimentan con electricidad de origen renovable, lo que resalta la viabilidad económica de la transición hacia el transporte eléctrico.

Además, el objetivo principal no es lograr una rentabilidad económica sobre los combustibles actuales, sino, poder demostrar que se puede realizar una transición energética a una electromovilidad sostenible y amigable con el ambiente.

La utilización de baterías de Litio-ferrofosfato (LiFePO₄) ha demostrado ser una opción óptima debido a su alta densidad energética, larga vida útil y seguridad, lo que las convierte en una elección preferida para aplicaciones en transporte público.

Se obtuvo que el gasto económico de la utilización de energía eléctrica con el distribuidor EDEA para la utilización de estos sistemas en una de las estaciones es de \$244.359.996 pesos argentinos anuales (costo referido a mayo del año 2024). Si consideramos que se realizan 90 servicios diarios de alrededor de 70 km por servicio, esto da un total de 2299500 km recorridos al año, es decir, un valor aproximado de 107 pesos por kilómetro recorrido para unidades que pueden llevar alrededor de 40 pasajeros sentados.

7.6. Recomendaciones para Futuras Investigaciones

Se sugiere que futuras investigaciones se enfoquen en el desarrollo de tecnologías actuales, como así también realizar un análisis de costos más detallado. El cual se pueda actualizar en función de las nuevas tecnologías y los costos actualizados dentro y fuera del país, tanto de los insumos como los servicios.

Además, se recomienda realizar estudios de caso en diferentes ciudades y contextos geográficos para evaluar el rendimiento de los sistemas de carga y su impacto en la red eléctrica, así como en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

7.7. Comentarios finales

En conclusión, la transición hacia un sistema de transporte público basado en autobuses eléctricos no solo es viable desde un punto de vista técnico y económico, sino que también representa un paso crucial hacia la sostenibilidad ambiental. La implementación de infraestructuras adecuadas y el cumplimiento de normativas internacionales y municipales son esenciales para garantizar el éxito de esta transición, contribuyendo así a un futuro más limpio y eficiente en el ámbito del transporte. La investigación realizada en esta tesis proporciona un primer estudio para la implementación de sistemas de carga de autobuses eléctricos en la ciudad de Mar del Plata, sentando las bases para futuros estudios en el sector.

Otro trabajo futuro a investigar, sería el de la implementación de todas las estaciones de autobuses de la ciudad de Mar del Plata. Buscando los kilómetros y el gasto energético real que utilizan, evaluando su impacto en la red eléctrica de la ciudad, y evaluando el costo de su implementación y el impacto ambiental.

Otras de las expectativas a la hora de analizar este trabajo es poder generar conciencia de que la transición es posible y necesaria para preservar el ambiente, mejorar la calidad de vida y la imagen de la ciudad.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Plan Nacional De Transporte Sostenible, Ministerio de Transporte de la Nación, Argentina, 2022.
- [2] «UNLP-CTA: el colectivo eléctrico nacional cuenta con 186 kW de potencia, 1.670 Nm de par y 200 km de autonomía» [En línea] Available: <https://autoxarg.com.ar/2023/06/27/unlp-cta-el-colectivo-electrico-nacional-cuenta-con-186-kw-de-potencia-1-670-nm-de-par-y-200-km-de-autonomia/> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [3] Prueba piloto de Buses Eléctricos, Secretaría de Transporte, Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, Argentina, 2021.
- [4] Paula Andrea Restrepo Uribe, «Metodología Para La Implementación De Buses Eléctricos Con Baterías Litio-Titanato En La Ruta Circular Sur 302 De Medellín», Medellín, 2018.
- [5] «Buses eléctricos RED» [En línea] Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/transporte-de-pasajeros/buses-electricos-red> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [6] Dr. Matías Kulfas, «Proyecto de Ley de Promoción de la movilidad sustentable», Ministro de Desarrollo Productivo, Argentina, 2021.
- [7] «El gobierno presentó el proyecto de Ley de Promoción de Producción Nacional de Vehículos Eléctricos e Híbridos» [En línea] Available: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-presento-el-proyecto-de-ley-de-promocion-de-produccion-nacional-de-vehiculos> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [8] «Decreto 51-2018», Poder Ejecutivo Nacional, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, 2018.
- [9] «Resolución 635-2022», Plan Nacional De Transporte Sostenible, Argentina, 2022.
- [10] «Plan Nacional de transición energética a 2030», Subsecretaría de Planeamiento Energético, Argentina, 2023.
- [11] «Resolución 517-2023», Ministerio De Economía, Secretaría De Energía, Argentina, 2023.
- [12] «Electric vehicle conductive charging system –Part 1» IEC 61851-1-2017, International Electrotechnical Commission, 2017.
- [13] «Cargadores Eléctricos: Conceptos Generales» [En línea] Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/sistemas-de-carga/cargadores-electricos> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [14] «Electric vehicle conductive charging system – Part 23: DC electric vehicle charging station» IEC 61851-23-2014, International Electrotechnical Commission, 2014.
- [15] «Electric vehicle conductive charging system – Part 24: Digital communication between a d.c. EV charging station and an electric vehicle for control of d.c. charging» IEC 61851-24-2014, International Electrotechnical Commission, 2014.
- [16] Javier Logroño Diéguez, «Cargador De Batería Para Vehículos», España, 2017.
- [17] «Cargadores para buses eléctricos» [En línea] Available: <https://energia.gob.cl/electromovilidad/recursos-e-informacion-tecnica/cargadores-para-buses-electricos> [Último acceso: 18 agosto 2024].

- [18] My Recarga «Como reacciona cada vehículo eléctrico a las cargas rápidas» [En línea], España, 2020.
- [19] «BMW» [En línea] Available: <https://support.fastned.nl/hc/en-gb/articles/204784718-BMW> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [20] «Citroën» [En línea] Available: <https://support.fastned.nl/hc/en-gb/articles/215884498-Citro%C3%ABn> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [21] «Ordenanza N° 16789», Municipalidad del Partido de General Pueyrredon, Argentina, 2005.
- [22] Wilder Lenin Alvear Muevecela, «Diseño del sistema eléctrico en baja tensión para estaciones de carga de autobuses eléctricos», Ecuador, 2019.
- [23] «CATL New LiFePO4 Battery 280Ah Prismatic Cell» [En línea] Available: <https://www.evliithium.com/catl-battery-cell/catl-lifepo4-battery-280ah.html> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [24] «What Is C-rate?» [En línea] Available: <https://batteryuniversity.com/article/bu-402-what-is-c-rate#:~:text=Charge%20and%20discharge%20rates%20of,provide%201A%20for%20one%20hour.> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [25] «Kit de conversión EV, motor eléctrico RDD3400 de 180Kw y 1600Nm para sistema de tren eléctrico de 12m» [En línea] Available: <https://spanish.alibaba.com/product-detail/EV-conversion-kit-1600Nm-180Kw-electric-1600496424567.html> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [26] Heliox Energy, «Ultra-Fast Charging 450 kW», 2022.
- [27] «Ultra-fast Charging» [En línea] Available: <https://batteryuniversity.com/article/ultra-fast-charging> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [28] DIgSILENT GmbH, «DIgSILENT Power Factory 15 User Manual,» Gomaringen, Germany, 2014.
- [29] «mdp_media.DWB», Red digitalizada de Mar del Plata, Argentina, 2023.
- [30] «mdpExportacion.JPG», Imagen de las redes de Media Tensión de Mar del Plata, Argentina, 2023.
- [31] Prysmian Group «Catálogo de cables para Baja y Media Tensión», Italia, 2023.
- [32] Aleksander Chudy, Paweł A. Mazurek «Ultra-fast charging of electric bus fleet and its impact on power quality parameters», Polonia, 2023.
- [33] Ente Nacional Regulador de la Electricidad «Informe Preliminar Semestral Sobre el Desempeño de EDENOR S.A. y EDESUR S.A.», Argentina, 2023.
- [34] Ente Nacional Regulador de la Electricidad «Normas De Calidad Del Servicio Público Y Sanciones», Argentina, 2017.
- [35] Empresa Distribuidora de Energía Atlántica «Cuadro Tarifario», Argentina, 2024.
- [36] Grupo Banco Mundial. «Emisiones de CO2 - Argentina - Total», Estados Unidos, 2024.
- [37] Grupo Banco Mundial. «Emisiones de CO2 - Argentina - Porcentual», Estados Unidos, 2024.
- [38] Plan Nacional de Transporte Sostenible «Impacto ambiental del transporte», Ministerio de Transporte, Argentina, 2022.

- [39] «Cambio climático en la República Argentina», Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Argentina, 2022.
- [40] «Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030», Argentina Presidencia, Argentina, 2021.
- [41] «Climate Action Tracker - Argentina» [En línea] Available: <https://climateactiontracker.org/countries/argentina/> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [42] «La eficiencia energética del vehículo eléctrico» [En línea] Available: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/4-2-la-eficiencia-energetica-del-vehiculo-electrico/> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [43] «Emission performance assessment of passenger car engines: A comparative analysis» [En línea] Available: <https://wladzasadzenia.pl/media/pages/nr/25-2023/334029ba09-1701763646/emission-performance-assessment-of-passenger-car-engines-a-comparative-analysis.pdf> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [44] «Reciclaje de baterías: cómo recuperar más del 95% de una batería de litio» [En línea] Available: <https://ncpower.es/reciclaje-de-baterias-como-recuperar-mas-del-95-de-una-bateria-de-litio/> [Último acceso: 18 agosto 2024].
- [45] «Recorrido completo de la línea 553 de ida y de vuelta» [En línea] Available: https://apps1.mardelplata.gob.ar/app_cuando_llega/web/cuando.php [Último acceso: 22 septiembre 2024].
- [46] G. F. di Mauro, M. M. Serna, J. M. Vignerte, C. A. Agüero and J. L. Strack, «Behavior of Active Losses in a Real Electrical Distribution System with Insertion of Photovoltaic Generation» 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), San Juan, Argentina, 2022, pp. 1-8, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940060.

9. Anexo 1 – Script

En este trabajo se emplea la herramienta de automatización de pasos denominada "Scripts", proporcionada por PowerFactory. Estos scripts son archivos de programación que, al ejecutarse, llevan a cabo una secuencia de comandos, automatizando así el proceso de obtención y cálculo de datos.

Esta serie de procesos deben escribirse en el lenguaje de programación utilizado por PowerFactory, el mismo se denomina *DIgSILENT Programming Language* (DPL, por sus siglas en inglés). Además, se puede utilizar *Python* ya que se tiene un amplio conjunto de funciones y compatibilidad con entornos virtuales de Python.

DPL tiene una sintaxis similar a C, el mismo admite acceso ilimitado a objetos, parámetros y funcionalidades de PowerFactory. Y también, un API (interfaz de aplicación) similar a C++ para una automatización externa completa de PowerFactory.

El script utilizado en este caso fue obtenido de trabajos anteriores y modificado para las necesidades actuales de cálculo de energía requerida. A continuación, se muestra el script utilizado con los comentarios pertinentes a ciertas líneas de programación.

Las líneas que comienzan con “!” son líneas de comentarios, no tienen efecto en la utilidad del código creado.

!Declaración de variables

int Filas, Columnas, i, j;

double SumaPot, Energia, Energia_Cargador, Step;

string Result_Name;

set S, ST;

object O, T, Graphic_Board, QDS;

!Selecciona todas las líneas y las pone en el set S

S = SEL.AllLines();

!Ordena por nombre

S.SortToName(0);

!Bucle que toma cada línea y agrega su potencia al conjunto de variables a analizar

O = S.First();

while (O) {

fff.AddVars(O, 'm:P:bus1'); !agrega la variable del objeto a los resultados

```
O = S.Next(); }
```

```
!Ejecuta Simu QuasiDinamica
```

```
QDS = GetCaseObject('ComStatsim');
```

```
QDS.Execute();
```

```
!Limpia la ventana de salida
```

```
ClearOutput();
```

```
!paso de la simulación Quasi, en horas, en este caso 1 minuto
```

```
Step = 1 / 60;
```

```
!Carga el archivo de resultados fff
```

```
LoadResData(fff);
```

```
!Identifica la cantidad de filas y columnas del archivo fff
```

```
Filas = ResNval(fff, 0);
```

```
Columnas = ResNvars(fff);
```

```
!for anidado para leer y sumar todas las energías
```

```
SumaPot = 0;
```

```
for (i = 0; i < Filas; i += 1) {
```

```
    for (j = 1; j < Columnas; j += 1) {
```

```
        GetResData(Energia, fff, i, j);
```

```
        !printf('%0.2f', Energia);
```

```
        SumaPot = SumaPot + Energia;
```

```
    }
```

```
}
```

```
!Obtiene la energía del cargador en el período
```

```
Energía_Cargador = SumaPot * Step;
```

```
!Informa el resultado en la ventana
```

```
printf("\n Energía consumida en %0.0f días = %0.2f kWh =", Filas * Step / 24,  
Energía_Cargador);
```

9.1. Explicación resumida del código

Este programa selecciona todas las líneas cargadas y las ordena por nombre, agrega variables de potencia asociada a cada línea, y luego ejecuta una simulación cuasi-dinámica. Después de la simulación, limpia la ventana de salida, define el paso de tiempo de la simulación que en este caso es de un minuto, y carga los datos de los resultados, es decir cada potencia en cada minuto. A continuación, itera sobre las filas y columnas de los resultados para sumar las energías y calcular la energía total del cargador durante el período de simulación. Finalmente, presenta la energía consumida en kilowatt-hora kWh en la ventana de salida.

Básicamente lo que realiza el código propuesto es crear una simulación Cuasi-Dinámica en donde las potencias obtenidas por minuto son almacenadas en un archivo, luego, esas potencias son multiplicadas por el paso, que en este caso fue de un minuto (recordar que al ser datos discretos la energía puede calcularse de esta manera).

Por lo tanto, al tener la multiplicación minuto a minuto de la potencia activa por el tiempo definido se obtiene la energía en ese intervalo, luego, suma todas las energías y da como resultado final la energía consumida, desde la consola de resultados de PowerFactory.