

# Trabajo Fin de Grado

Integración de recursos eléctricos distribuidos  
en redes rurales

Integration of distributed electrical resources in  
rural grids

Autor

**Silvio-Raul Cuc**

Directora

**María Paz Comech Moreno**

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Universidad de Zaragoza

2024

# Integración de recursos eléctricos distribuidos en redes rurales

## RESUMEN

Con un mundo cada vez más concienciado por la huella de carbono, la transición hacia el uso de recursos renovables para la generación de energía eléctrica cobra una gran importancia. Este aspecto está en consonancia con el ODS7 “Energía asequible y no contaminante” y la meta 7.2: “aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”.

Debido a ello, en los últimos años, se ha desarrollado el autoconsumo, que permite a cualquier particular o empresa producir electricidad mediante sistemas de generación renovable consiguiendo un ahorro en su factura eléctrica. En especial, el autoconsumo fotovoltaico ha tenido un crecimiento considerable en los últimos años. Otro aspecto de la descarbonización de la economía es la proliferación del vehículo eléctrico, lo que hace necesario crear una infraestructura adecuada para su recarga. Por otra parte, la no gestionabilidad de la generación mediante renovables hace interesante el desarrollo de sistemas de almacenamiento que acumulen la energía en los periodos en los que existen excedentes de generación y la proporcionen durante los picos de demanda.

Estos nuevos elementos presentan grandes ventajas, pero pueden suponer un impacto en las redes de distribución a las que se conectan, en especial en redes de zonas rurales, más débiles que las redes urbanas debido a su estructura radial y a las largas longitudes que presentan.

El presente Trabajo de Fin de Grado (TFG) presenta el análisis de una red rural en baja tensión ante diversos escenarios a corto y medio plazo que consideran la integración de autoconsumo, carga de vehículo eléctrico y sistemas de almacenamiento. La definición de estos escenarios se basa en distintas predicciones que se describen en *La Hoja de Ruta del Autoconsumo*[1] y en *el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC)*[2], sobre el futuro de los recursos eléctricos distribuidos. Este análisis se ha realizado mediante la simulación de una red basada en datos reales de un municipio de Aragón en el programa DlgSILENT PowerFactory. El principal objetivo es obtener conclusiones acerca de las posibles limitaciones en la integración de los recursos antes descritos sin que sea necesaria la ampliación de la red actual.

El estudio comienza con el análisis de la integración del autoconsumo en la red del municipio, definiendo los escenarios de simulación y comparando los resultados obtenidos en cada uno de ellos. Posteriormente, se analiza el impacto del acoplamiento de almacenamiento de energía para los escenarios de autoconsumo definidos anteriormente en los que se producen excedentes de generación. Por último, se incluyen en la red modelos de cargadores de vehículo eléctrico con potencias de carga estándar (IEC 61851).

El presente TFG se ha elaborado dentro del marco de las actividades de la Cátedra de Innovación Energética Endesa Red de la Universidad de Zaragoza, desde donde se ha facilitado el modelo de la red empleado.



## Contenido

1	Introducción.....	3
1.1	Objeto.....	3
1.2	Contexto.....	4
2	Descripción de la Red.....	8
3	Estudio de la integración del autoconsumo fotovoltaico.....	10
3.1	Modelo de generador fotovoltaico en DlgSILENT PowerFactory.....	10
3.2	Definición de los escenarios.....	10
3.2.1	Escenario a corto plazo.....	10
3.2.2	Escenarios 2030.....	11
3.3	Estudio de los escenarios de autoconsumo.....	12
3.3.1	Escenario a corto plazo.....	12
3.3.2	Influencia de la ubicación de la generación fotovoltaica en el escenario a corto plazo.....	16
3.3.3	Escenarios 2030.....	18
4	Estudio de la implementación de recursos de almacenamiento de energía en los escenarios de autoconsumo.....	21
4.1	Definición de los escenarios.....	21
4.2	Estudio de los escenarios de autoconsumo con almacenamiento.....	22
4.2.1	Escenario Hoja Ruta del Autoconsumo de alta estimación.....	22
4.2.2	Escenario Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.....	25
5	El vehículo eléctrico en el entorno rural.....	29
5.1	Modelo de sistema de carga de vehículo eléctrico en DlgSILENT PowerFactory.....	29
5.2	Descripción de los escenarios.....	29
5.2.1	Escenario límite.....	31
5.2.2	Escenario Autoconsumo + Vehículo eléctrico.....	31
5.2.3	Escenario Batería + Autoconsumo + Vehículo eléctrico.....	31
5.3	Estudio eléctrico.....	31
5.3.1	Escenario límite.....	31
5.3.2	Escenario Autoconsumo + Vehículo eléctrico.....	36
5.3.3	Batería + Fotovoltaica + Vehículo Eléctrico.....	40
6	Conclusiones.....	44
7	Referencias.....	46
Anexo 1.	Cálculos para la definición de los escenarios de simulación.....	48
Anexo 2.	Cálculo de la producción fotovoltaica en DlgSILENT PowerFactory.....	58



Anexo 3.	Elección de las semanas de mayor y menor producción fotovoltaica.....	68
Anexo 4.	Modelo de batería en DigSILENT PowerFactory .....	70
Anexo 5.	Dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento .....	72
A 5.1	Dimensionamiento de la batería para el escenario Hoja Ruta del Autoconsumo de alta estimación .....	72
A 5.2	Dimensionamiento de la batería para el escenario Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.....	73



# 1 Introducción

La transición hacia un modelo energético más sostenible y eficiente ha impulsado la incorporación de tecnologías innovadoras en las redes eléctricas. En particular, la integración de sistemas de autoconsumo, almacenamiento de energía mediante baterías, y la carga de vehículos eléctricos ha demostrado ser una estrategia efectiva para mejorar la resiliencia y sostenibilidad de las redes eléctricas[1]. Este trabajo se centra en el análisis de la implementación de estas tecnologías en una red rural, un entorno que presenta desafíos y oportunidades únicos en la gestión y distribución de energía.

Las redes rurales, a menudo caracterizadas por su baja densidad de población y la dispersión geográfica de los consumidores, enfrentan dificultades significativas en términos de suministro y calidad del servicio eléctrico[3]. En este contexto, la integración de sistemas de autoconsumo, como los paneles solares fotovoltaicos, puede proporcionar una fuente de generación local que no solo reduce la dependencia de la red centralizada, sino que también ofrece beneficios económicos y medioambientales a los usuarios rurales.

Además, el uso de baterías de almacenamiento permite gestionar de manera más eficiente la energía generada localmente, almacenando el excedente para su uso durante períodos de baja producción o alta demanda. Esta capacidad de almacenamiento es fundamental para abordar las fluctuaciones en la generación y el consumo, asegurando un suministro constante y estable en escenarios de alta penetración de generación renovable[4].

Por otra parte, el creciente número de vehículos eléctricos en áreas rurales también plantea nuevas oportunidades y desafíos. La instalación de infraestructura de carga adecuada puede facilitar la transición hacia un transporte más limpio y sostenible, pero, al mismo tiempo que incrementa la demanda sobre la red. Evaluar el impacto de esta carga adicional y encontrar soluciones para integrarla de manera eficiente es esencial para evitar posibles sobrecargas y optimizar el uso de la energía disponible.

## 1.1 Objeto

El objeto del presente trabajo es realizar un análisis exhaustivo y detallado de una red rural de baja tensión a la que se le incorpora las tres tecnologías antes mencionadas: autoconsumo, almacenamiento de energía y carga de vehículos eléctricos. Para ello, se va a realizar la simulación en el programa DiGSILENT PowerFactory de un modelo de red de distribución de baja tensión de un municipio de Aragón. El modelo de la red está basado en datos reales y posibilita la definición de diversos escenarios, cuyo análisis permitirá conocer los posibles impactos que la conexión de estas tecnologías puede producir en la tensión y en la sobrecarga de la red.

La estructura de esta memoria es la siguiente. A continuación, en este capítulo se describe el contexto de este TFG, describiendo las tres tecnologías cuya integración va a ser analizada y las principales características de las redes rurales. En el capítulo 2 se realiza la descripción de la red de estudio dando una explicación de sus características, para dar paso a los estudios de integración de las tres tecnologías: autoconsumo, almacenamiento mediante baterías y vehículo eléctrico. Así, en el capítulo 3, se muestra el estudio del autoconsumo, en el que se describe el modelo del generador fotovoltaico utilizado y se detallan los escenarios a los que se someterá la red en las simulaciones, seguidamente se



comentan los resultados obtenidos y las conclusiones que pueden extraerse de dichos resultados.

Tras el estudio de integración del autoconsumo fotovoltaico, en el capítulo 4, se realiza el Estudio de la implementación de recursos de almacenamiento de energía en los escenarios de autoconsumo. Este estudio utiliza como base los escenarios del estudio anterior, añadiendo recursos de almacenamiento. El capítulo comienza con la explicación del modelo de batería utilizado y los escenarios escogidos para la simulación, continuando con un apartado con resultados y deducciones obtenidos.

Por último, el capítulo 5 incluye un estudio del vehículo eléctrico en el entorno rural, en el que se combina el uso de estos tres recursos eléctricos distribuidos y se expone a la red a simulaciones con escenarios que se explican antes de dar paso a la revelación de resultados.

Al final del documento se redacta un apartado de conclusiones que trata sobre los resultados obtenidos a lo largo de toda la memoria y de los objetivos que se proponen en el proyecto.

## 1.2 Contexto

La creciente presencia de la Generación Distribuida plantea nuevos retos para la gestión y operación de las redes eléctricas. En algunos sistemas, representa ya el 20% de la generación total, con un aumento gradual debido a las políticas energéticas locales. Un ejemplo es Europa, donde las políticas de reducción de emisiones han transformado los mercados eléctricos, reduciendo la dependencia de recursos no renovables. En España, la publicación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que “identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad”[2]. El trabajo presentado en esta memoria se centra en el primero de los puntos indicados y en los retos. En especial, el trabajo se centra en la integración de recursos distribuidos en redes rurales, ya que por lo general son redes con una topología radial que cuentan con una infraestructura más deteriorada y envejecida que las urbanas. Por tanto, las redes rurales presentan mayores limitaciones a la integración de nuevos recursos distribuidos, por lo que es importante analizar los posibles problemas de estabilidad que afectan a la calidad de suministro, ya que supone una limitación a la instalación de dichos recursos o la necesidad de importantes inversiones en dichas redes[5].

A continuación, se detallan algunos fundamentos relativos a las tres tecnologías cuya integración va a ser analizada.

- **Autoconsumo fotovoltaico:**

El autoconsumo eléctrico permite a cualquier persona o empresa producir electricidad renovable para su propio consumo. Parte del consumo eléctrico se cubre con la energía generada por la instalación de autoconsumo, lo que supone un ahorro directo en la factura eléctrica, menor dependencia de los cambios de precios de la electricidad y un menor



consumo de energía fósil, lo que contribuye a reducir las emisiones contaminantes a la atmósfera[6].

En España, actualmente, el autoconsumo, ha alcanzado a las centrales nucleares en generación, siendo estas una gran fuente de energía en el país con aproximadamente 7GW de potencia [7]. Por ello es importante conocer los impactos, tanto positivos como negativos que puede tener esta en la red.

Según la *Hoja de ruta del autoconsumo*[1] la tecnología solar fotovoltaica es predominantemente utilizada en aplicaciones de autoconsumo debido a su modularidad, facilidad de montaje y adaptación a diversos entornos, especialmente en áreas urbanas. Los módulos fotovoltaicos empleados en estas instalaciones suelen ser de silicio, incorporando innovaciones como células PERC, células partidas, células MBB y tecnologías de heterounión. Además, los módulos bifaciales, que generan energía desde ambas caras y aprovechan la radiación solar reflejada, se utilizan principalmente en superficies industriales o en suelos debido a la necesidad de evitar sombras y maximizar el albedo del suelo.

- **Almacenamiento de energía eléctrica en baterías (BESS):**

El crecimiento del autoconsumo en algunas áreas puede provocar congestiones en la red en momentos de mayor generación, por lo que será preciso realizar refuerzos en la red que permitan acomodar ese exceso de generación. Una posible solución que evite los costosos refuerzos es la instalación de sistemas de almacenamiento local, cerca de los puntos en los que se concentra la generación fotovoltaica [8].

De esta forma, la energía puede almacenarse en baterías para su uso en momentos posteriores, lo que convierte a los sistemas de almacenamiento en batería (BESS) en una solución tecnológica avanzada y esencial para la integración de recursos renovables no gestionables. Entre las aplicaciones de los BESS en el sistema de potencia se encuentran:

- Reducción de picos, o la capacidad de gestionar la demanda de energía para evitar un pico repentino corto plazo mediante la carga de la batería en caso de exceso de generación o la descarga de la batería en caso de exceso de demanda.
- Cambio de carga, que permite trasladar el consumo de energía de un periodo a otro, incrementando el consumo durante los periodos en los que la energía es barata mediante la carga de la batería y reduciéndolo en los periodos en los que es cara mediante la descarga de la batería.
- Sistema de respaldo en caso de interrupción de suministro

El funcionamiento de un BESS es sencillo: recibe electricidad de la red o de fuentes renovables, la almacena y la libera según se necesite. Integrado con software avanzado, un BESS no solo almacena energía, sino que también gestiona el consumo mediante inteligencia artificial y análisis de datos. Esto lo convierte en una herramienta eficaz para abordar el cambio climático, ofreciendo flexibilidad en el uso de la energía y adaptándose a las variaciones en la demanda y el suministro. Los sistemas de almacenamiento en batería favorecen la integración de fuentes renovables, reducen las emisiones de carbono y ayudan a disminuir costos para empresas y hogares.



- **Carga de vehículos eléctricos:**

La carga de vehículos eléctricos (EV) ha avanzado considerablemente en los últimos años, impulsada por el aumento de la adopción de vehículos eléctricos y la necesidad de infraestructura de carga eficiente y accesible. En este apartado se proporciona una visión general de las tecnologías, normativas y tendencias actuales en el campo de la carga de vehículos eléctricos que serán necesarios para el desarrollo de este trabajo.

En primer lugar, es necesario conocer los modos de carga existentes:

- o Modo 1: Utiliza una toma de corriente doméstica estándar sin comunicación entre el vehículo y la estación de carga. Aunque es la forma más simple, no es la más segura ni la más eficiente.
- o Modo 2: Emplea un dispositivo de control intermedio (cable con unidad de control) que proporciona una comunicación básica entre el vehículo y la estación, mejorando la seguridad en comparación con el Modo 1.
- o Modo 3: Se realiza a través de estaciones de carga dedicadas que permiten una comunicación avanzada entre el vehículo y la infraestructura de carga. Estas estaciones están diseñadas para ofrecer una carga más rápida y segura. La carga en Modo 3 puede ser de corriente alterna (AC) o continua (DC).
- o Modo 4: Utiliza estaciones de carga rápida de corriente continua (DC), proporcionando tiempos de carga significativamente más cortos. Estas estaciones son capaces de cargar las baterías de los vehículos eléctricos al 80% en 30 minutos o menos.

En segundo lugar, estas son las normativas y estándares vigentes:

- o IEC 61851: Es la norma internacional que define los requisitos para los sistemas de carga de vehículos eléctricos, cubriendo los diferentes modos de carga, la comunicación y la seguridad.
- o IEC 62196: Especifica los conectores y enchufes para vehículos eléctricos, asegurando la compatibilidad entre diferentes estaciones de carga y vehículos.
- o ISO 15118: Define los requisitos para la comunicación entre vehículos eléctricos y estaciones de carga, facilitando la carga inteligente y la gestión de la energía.

En tercer lugar, las infraestructuras de carga actuales:

- o Estaciones de Carga Residenciales: Generalmente se instalan en domicilios particulares y pueden ofrecer carga en Modo 2 o Modo 3. Estas estaciones permiten a los propietarios de vehículos eléctricos cargar sus vehículos durante la noche o en períodos de inactividad.
- o Estaciones de Carga Públicas: Ubicadas en lugares como estacionamientos, centros comerciales y estaciones de servicio, estas estaciones ofrecen opciones de carga rápida (Modo 3 y Modo 4) para facilitar viajes largos y uso



urbano. La infraestructura pública está en expansión para atender la creciente demanda de vehículos eléctricos.

o Estaciones de Carga Rápida: Las estaciones de carga rápida (Modo 4) están diseñadas para ofrecer una carga rápida y eficiente, crucial para la adopción masiva de vehículos eléctricos. Estas estaciones están instaladas en puntos estratégicos para facilitar la movilidad interurbana.

Por último, lugar tenemos las tecnologías emergentes:

o Carga inductiva: Utiliza tecnología de carga sin contacto basada en la inducción magnética. Esta tecnología permite cargar vehículos eléctricos sin necesidad de conectores físicos, ofreciendo comodidad adicional y potencialmente reduciendo el desgaste de los componentes de conexión.

o Carga Bidireccional (Vehicle-to-Grid, V2G): Permite a los vehículos eléctricos no solo recibir energía de la red, sino también devolver energía a la red cuando sea necesario. Esta tecnología puede ayudar a estabilizar la red eléctrica y optimizar el uso de la energía renovable.

o Carga Ultra-Rápida: Tecnologías emergentes están desarrollando estaciones de carga ultra-rápida que pueden cargar vehículos eléctricos a velocidades significativamente mayores, reduciendo aún más los tiempos de carga y aumentando la viabilidad de los vehículos eléctricos para viajes largos[9].

El trabajo que se presenta en esta memoria se centra en estaciones de carga domésticas con Modo 2 de carga.

## 2 Descripción de la Red

El modelo de red en PowerFactory empleado en este trabajo se ha realizado a partir de datos reales, importándolo de un modelo previo disponible en la herramienta CYMDIST proporcionado por la empresa distribuidora. Un esquema de esta red se muestra en la Ilustración 1.

Esta red pertenece a una localidad que cuenta con 1103 habitantes. Se trata de una red de baja tensión que se conecta a la red de media tensión (15kV) en el centro de transformación indicado en la figura. La red de baja tensión consiste en siete circuitos indicados en diferentes colores en la Ilustración 1. El análisis realizado en este trabajo se va a centrar en uno de estos circuitos, el circuito 4, representado en color rosa. Este circuito presenta un número de cargas y una demanda significativamente superior a los demás y la longitud de sus líneas es también superior al resto, por lo que la integración de recursos distribuidos podrá afectar en mayor medida a los índices de carga y variaciones de tensión que en el resto de los circuitos del sistema.

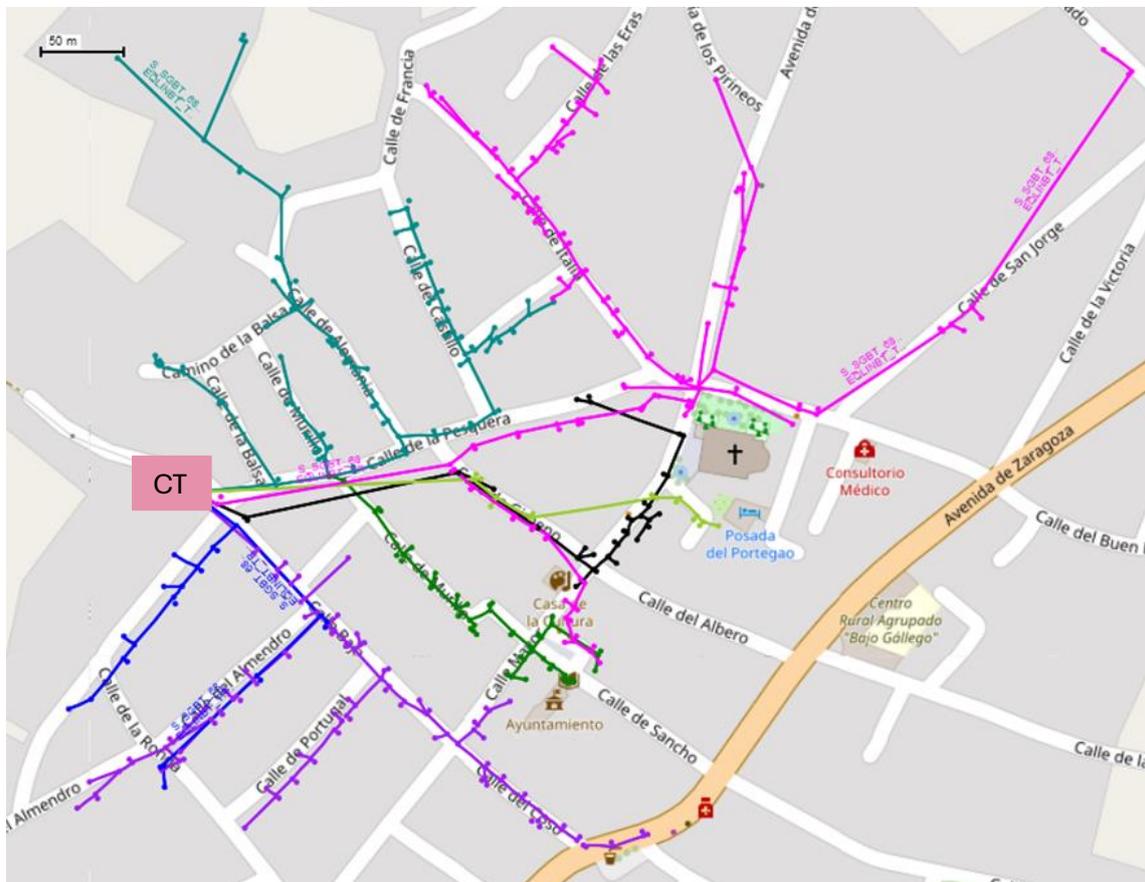


Ilustración 1 Red Eléctrica simulada

El circuito 4 (en color rosa) tiene una tensión nominal de 400 V, con una potencia contratada de consumo de 816,025 kW y cuenta con 148 nudos con 70 consumidores conectados. Estos consumidores se han modelado como cargas que se han definido según la potencia contratada en las acometidas donde están instaladas. Además, estas cargas llevan asociado un factor de uso dependiendo de si son definidas como carga doméstica, de servicio o industrial. Todas las cargas tienen un factor de potencia de valor 0,9. En la Tabla 1 se muestran las características de las cargas dependiendo de su tipo.

Tipo de Carga	f.d.p.	Factor de Uso
Domestica	0,9	0,3
Industrial	0,9	0,7
De Servicio	0,9	0,7

Tabla 1 Factores de uso y factor de potencia según el tipo de carga

Respecto a la conexión de estas cargas, el modelo en CYMDIST, tomado como referencia, empleaba una conexión trifásica para todas las cargas del sistema, lo que no se corresponde con la realidad, ya que las acometidas en baja tensión pueden ser monofásicas o trifásicas. Para poder analizar el sistema considerando este hecho y no disponer de datos reales, se han clasificado las cargas dependiendo de la potencia contratada en la acometida de la siguiente forma:

Potencia de la acometida	Carga Domestica	Carga Industrial	Carga de Servicios
$P < 5 \text{ kW}$	Monofásica	Monofásica	Monofásica
$5 \text{ kW} < P < 10 \text{ kW}$	Monofásica	Trifásica	Trifásica
$10 \text{ kW} < P$	Trifásica	Trifásica	Trifásica

Tabla 2 Condiciones de carga según su potencia y tipo

Tanto para el reparto de las cargas en las tres fases como para la curva de demanda se han utilizado los datos de [10] que se obtuvieron a partir de medidas reales en el centro de transformación proporcionados por la compañía distribuidora de la red de la Localidad, dando como resultante la siguiente demanda de potencia por cada circuito una semana completa de Junio (Lunes a Domingo). Como puede observarse en la figura, la demanda en el circuito analizado, denominado RED 4 en la gráfica, es significativamente superior al resto.

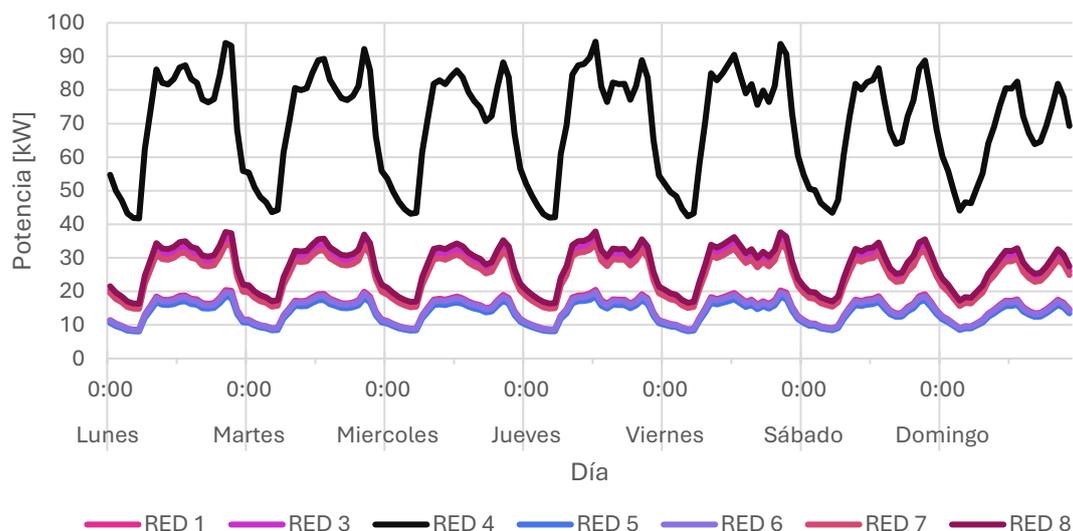


Ilustración 2 Demanda de Potencia por circuito en kW 12/06/2023-18/06/2023

## 3 Estudio de la integración del autoconsumo fotovoltaico

El estudio descrito en este capítulo consiste en el análisis de los flujos de potencia y de las caídas de tensión en diferentes escenarios de integración del autoconsumo. En esta parte del TFG, se han definido dos escenarios de autoconsumo. El primer escenario se ha denominado “Escenario a corto plazo” y está basado en los datos actuales de autoconsumo tomados de [11]. En este escenario se ha estudiado el comportamiento de la red teniendo en cuenta las diferentes estaciones del año y las distintas ubicaciones de los puntos de autoconsumo. El segundo escenario se ha denominado “Escenario 2030” y se ha desarrollado a partir de los objetivos descritos por el *Ministerio para la Transformación Ecológica y el Reto Demográfico* en la *Hoja de ruta del autoconsumo*[1] y por el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)*[2].

A continuación, se describe la definición de estos escenarios y los principales resultados obtenidos de las simulaciones realizadas.

### 3.1 Modelo de generador fotovoltaico en DlgSILENT PowerFactory

En el modelo de PowerFactory, la potencia generada se calcula a partir del recurso solar disponible en la ubicación de la instalación (a través de sus coordenadas), el número de paneles fotovoltaicos y las características de dichos paneles. En el Anexo 2 se detalla cómo se realiza ese cálculo.

En este estudio, en el que se analiza el impacto de este tipo de generación en la red, es importante conocer la producción total fotovoltaica en los puntos de conexión que dependerá de potencia pico instalada y de la potencia de los inversores que conectan los paneles a la red.

En este estudio se ha empleado el mismo panel solar en todas las ubicaciones, y se ha calculado el número de paneles para obtener la potencia pico deseada en cada punto. Los datos de recurso solar se han tomado de la base de datos interna de PowerFactory [12], y se ha introducido además la curva de temperaturas de un año real de la localidad, ya que este factor afecta a la generación de los paneles [13].

### 3.2 Definición de los escenarios

#### 3.2.1 Escenario a corto plazo

Para la definición de este escenario, se ha calculado una estimación de la potencia de autoconsumo fotovoltaico que hay actualmente en la Localidad, basándose este cálculo en la relación potencia de autoconsumo por habitante en España:

Habitantes España (2023)	48.085.361[14]
Autoconsumo en España (2023)	6.955 MW[11]
Habitantes Localidad (2023)	1.103

Tabla 3 Datos para el cálculo de potencia de autoconsumo en la Localidad

Extrapolando estos datos se obtiene que el autoconsumo por habitante en España es de 0,14464 kW lo que resulta en un autoconsumo total en la Localidad de 159,536 kW.

Y una vez obtenido el autoconsumo de toda la red se puede estimar la potencia de autoconsumo conectada a la RED4. Para ello, se ha realizado un reparto de la potencia de autoconsumo obtenida anteriormente en los diferentes circuitos de la red de baja tensión teniendo en cuenta la potencia total contratada en cada uno de ellos, quedando de la siguiente forma:

	kW de la RED	kW de autoconsumo por red
RED1	80,61	11,79
RED3	146,85	21,48
RED4	407,08	59,54
RED5	77,61	11,35
RED6	81,03	11,85
RED7	141,86	20,75
RED8	155,69	22,77

Tabla 4 Potencia en kW de autoconsumo en cada Red

En este estudio se ha tomado el mismo panel en todos los generadores fotovoltaicos, y el número de paneles se ha calculado según la potencia pico que se desee en cada punto. Las características del panel están disponibles en la librería de PowerFactory [12] y son las siguientes:

**Nombre: Aleo 150 L**

	Unidades	Valor
Potencia pico en el punto de máxima potencia (PMP)	W	160
Tensión en el PMP	V	23,4
Corriente en el PMP	A	6,8
Tensión en circuito abierto	V	30,5
Corriente en cortocircuito	A	7,2
Coefficiente de Temperatura	%/degC	-0,43
TONC	degC	47

Tabla 5 Características de los paneles Aleo 150 L

De modo que en el escenario a corto plazo del autoconsumo de la localidad se contempla el uso de 372 paneles distribuidos en la RED4.

Los cálculos realizados para la obtención de estos datos se muestran en el Anexo 1, del punto I al punto V.

### 3.2.2 Escenarios 2030

Para los escenarios 2030 se van a contemplar tres objetivos propuestos por Ministerio para la Transformación Ecológica y el Reto Demográfico en la Hoja de ruta del autoconsumo [1] y por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)[2]

El primer escenario 2030 está basado en la *Hoja de Ruta del Autoconsumo* [1] que fija como objetivo una potencia de autoconsumo en España de 9 GW. Estos datos se pueden extrapolar siguiendo los pasos descritos para el escenario a corto plazo, obteniendo para la RED 4 de la localidad de estudio es necesario añadir 109 paneles solares a los ya incluidos en el escenario a corto plazo, lo que da un total de 482 paneles y 77,12 kW de

potencia de autoconsumo. Los cálculos para el cálculo de este escenario se detallan en el Anexo 1, desde el punto VII al X.

El segundo escenario está basado en la *Hoja de Ruta del Autoconsumo*[1] que fija como objetivo en el escenario de alta penetración una potencia de autoconsumo en España de 14 GW. Extrapolando este dato a la RED 4 implica añadir 377 paneles solares a los ya incluidos en el escenario a corto plazo, lo que da un total de 749 paneles y 119,84 kW de potencia de autoconsumo. Los cálculos para el cálculo de este escenario se detallan en el Anexo 1, desde el punto XI al XIV.

El tercer escenario está basado en el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*[2] que prevé una potencia de autoconsumo en España de 19 GW. Extrapolando de nuevo a la RED 4, es necesario añadir 644 paneles solares a las ya incluidas en el escenario a corto plazo, lo que da un total de 1017 paneles y 162,72 kW de potencia de autoconsumo. Los cálculos para el cálculo de este escenario se detallan en el Anexo 1, desde el punto XV al XVIII.

### 3.3 Estudio de los escenarios de autoconsumo

A continuación, se muestran los resultados más representativos obtenidos del estudio realizado. Estos resultados se han obtenido para dos semanas del año que representan los casos más extremos: la semana de menor producción y la de mayor producción fotovoltaica. En el Anexo 3 se muestran los cálculos realizados para seleccionar dichas semanas.

#### 3.3.1 Escenario a corto plazo

##### 3.3.1.1 Análisis de los flujos de carga

La siguiente figura compara la generación en las semanas de mayor y menor producción con la demanda total (en color azul) en la RED 4 en una semana tipo. Es necesario tener en cuenta que la demanda varía también según la época del año, pero en este estudio se ha considerado constante por falta de datos concretos en las semanas seleccionadas. Tanto en la demanda como en la generación se observa un patrón que se repite siete veces, correspondiendo a los siete días de la semana. En las horas nocturnas, la demanda disminuye y la generación fotovoltaica es nula.

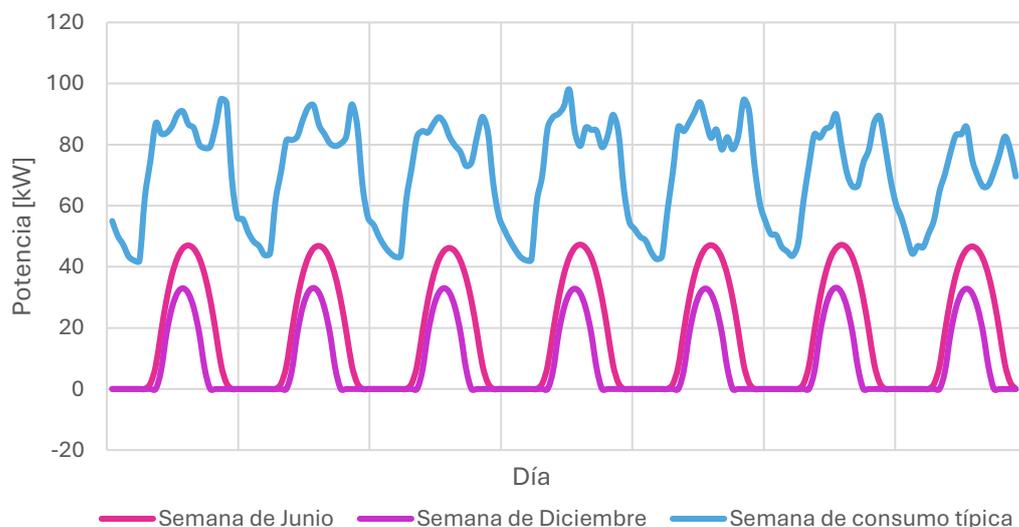


Ilustración 3 Curvas de potencia en kW de la semana analizada

### 3.3.1.2 Análisis de las caídas de tensión

Uno de los principales aspectos a analizar en la integración del autoconsumo en las redes de baja tensión es el de las caídas de tensión. En las redes convencionales, en las que no existe generación distribuida conectada, la intensidad circula desde el centro de transformación (CT) hacia las cargas, lo que hace que las tensiones al final de la línea se reduzcan significativamente. Para evitar que las tensiones en estos puntos caigan por debajo del límite de tensión establecido por la normativa, la práctica habitual es regular las tomas del transformador para que la tensión en el lado de baja tensión del CT sea ligeramente superior a la tensión nominal, pero siempre dentro del rango de operación normal. Al conectar generación fotovoltaica en la red de baja tensión, la dirección de los flujos de potencia puede llegar a variar en determinados momentos en los que la generación sea elevada, pudiendo llegar a provocar sobretensiones.

Es importante, por tanto, analizar los valores máximos y mínimos de tensión tanto cuando existe generación fotovoltaica como cuando no existe. En este estudio se han analizado tres casos: Red sin producción fotovoltaica, red con generación fotovoltaica en la semana de menor producción y red con generación fotovoltaica en la semana de mayor producción. A continuación, se describen los resultados más significativos.

- Valores máximos y mínimos de tensión durante una semana de simulación sin producción fotovoltaica:

La Ilustración 4 muestra los valores máximos (en color rosa) y mínimos (en color morado) de tensión en la red durante una semana en la que se ha supuesto que no existe generación fotovoltaica junto con la demanda de la red (en color azul en la escala mostrada en el lado derecho). Estos valores no se corresponden a la tensión de un único nudo, sino que la aplicación hace una búsqueda de los valores de tensión en todos los nudos de la red y selecciona los valores máximos y mínimos en cada instante.

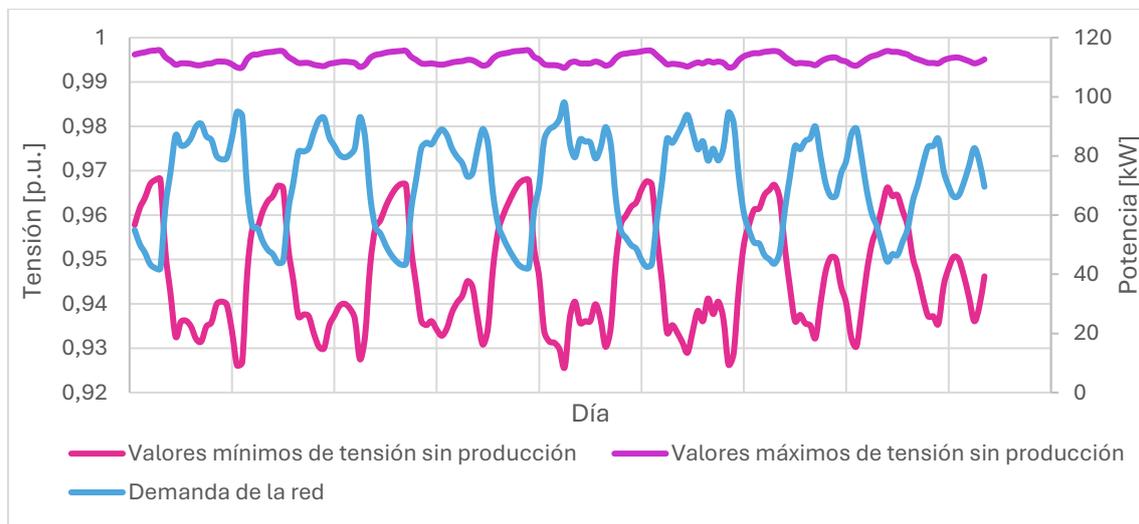


Ilustración 4 Valores máximos y mínimos de tensión en p.u. en nudos de la red sin producción fotovoltaica en la semana analizada

Como se aprecia en la ilustración anterior los momentos de mayor demanda se corresponden con los de menor tensión, tal y como se esperaba ya que la caída de tensión a lo largo del circuito analizado depende de los flujos de corriente a lo largo de las líneas y estos flujos dependen a su vez de la demanda.

También se observan valores de tensión por debajo del límite inferior de 0,95 p.u. Se ha comprobado que los valores más bajos coinciden con los puntos más alejados del centro de transformación, como se muestra en la Ilustración 5. En concordancia a lo que se ha comentado al inicio de este apartado, este resultado coincide con lo esperado, ya que como no existe generación a lo largo de la red de baja tensión, la mayor tensión estará en los puntos cercanos al CT. En esta simulación, la tensión en el lado de baja tensión del CT se ha fijado a 1,0 p.u., en caso de no existir generación en esta red, para solucionar este problema y que las tensiones se sitúen por encima del límite de 0,95 p.u. podría modificarse la toma del transformador del CT para elevar la tensión en el lado de baja.

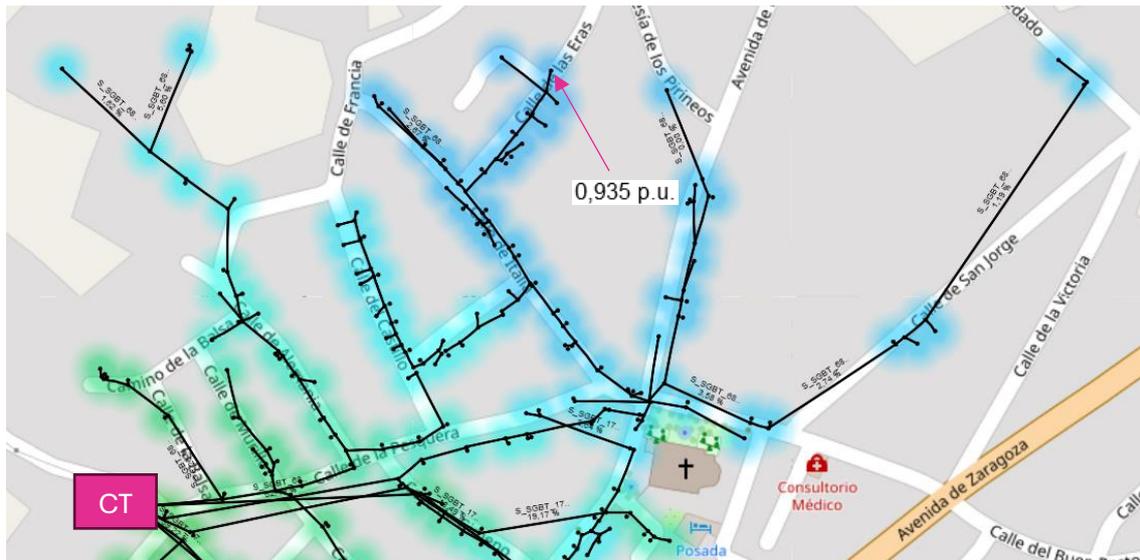


Ilustración 5 Heatmap de la red con los resultados de mínima tensión

En la Ilustración 5 se ha indicado el punto que da el valor de menor tensión mediante una flecha morada

- Valores máximos y mínimos de tensión en la semana de menor producción de año (18 a 24 de diciembre):

La Ilustración 6 muestra los valores máximos (en color azul) y mínimos (en color morado) de tensión en la red durante la semana de menor producción fotovoltaica comparados con los valores de la situación sin generación con una tensión de referencia en el CT de 1 p.u. Además, se muestra la producción fotovoltaica para visualizar los momentos en los que esta se produce (color marrón, escala de la derecha). Los valores máximos son prácticamente equivalentes a la situación anterior sin producción ya que estos valores se dan en puntos de la red que no sufren prácticamente las pérdidas debido a que son los nudos más cercanos al CT.

Una conclusión interesante que puede extraerse de esta figura es que, en este escenario, la generación conectada en la red de baja consigue mejorar los valores de caída de tensión, ya que los paneles suponen una nueva fuente de generación cercana a los puntos de demanda de la red, lo que reduce los flujos de intensidad en las líneas y, por tanto, las caídas de tensión. Esto significa que la integración de autoconsumo puede mejorar la calidad de la red.

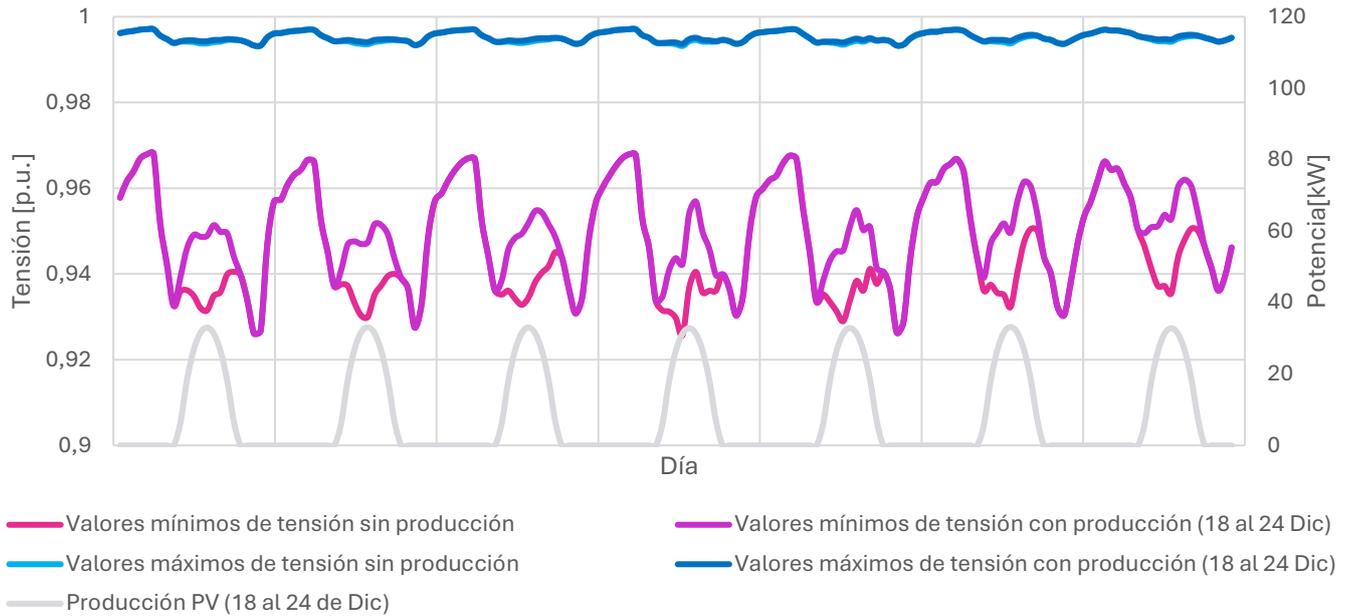


Ilustración 6 Valores máximos y mínimos de tensión en p.u. en nudos de la red en la semana de menor fotovoltaica comparado con el escenario sin producción y la generación fotovoltaica

- Valores máximos y mínimos de tensión en la semana del año con mayor producción de autoconsumo (5 al 11 de junio):

La Ilustración 7 muestra los valores máximos (en color azul) y mínimos (en color morado) de tensión en la red durante la semana con mayor producción fotovoltaica comparándola con los valores para la semana de menor producción. También se muestra la producción fotovoltaica en las dos semanas, la de menor y la de mayor producción.

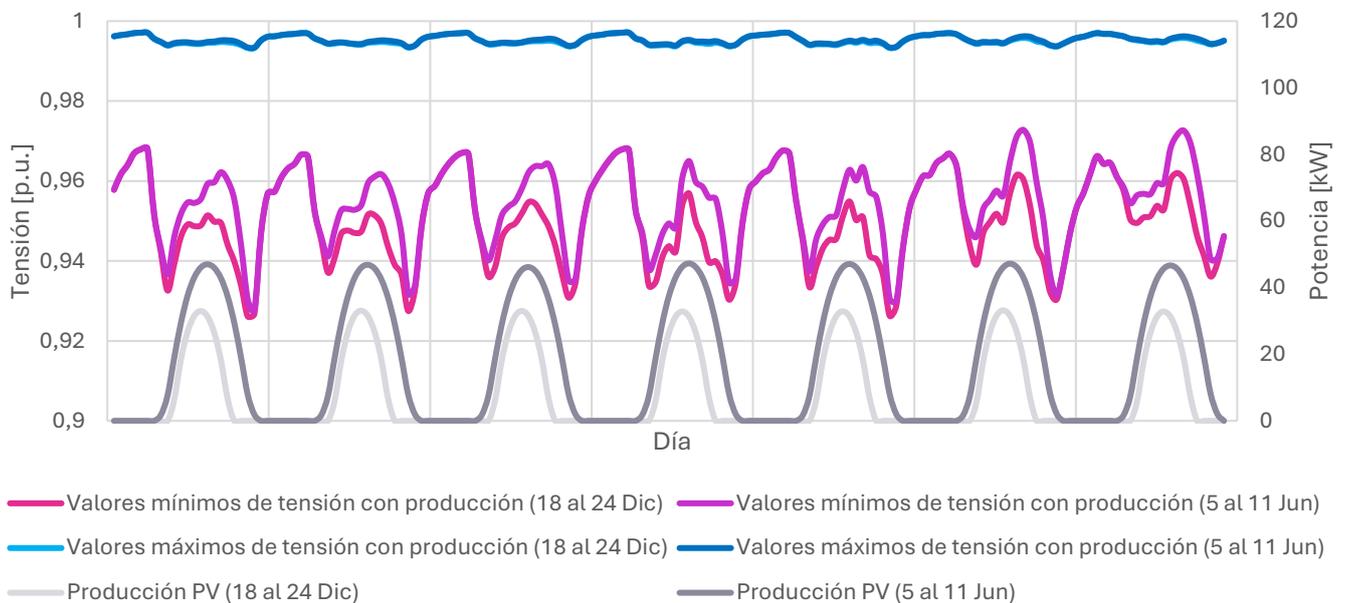


Ilustración 7 Valores máximos y mínimos de tensión en p.u. en nudos de la red en la semana de mayor fotovoltaica comparado con la semana de menor producción.

En este caso al aumentar la potencia de autoconsumo se mejora los valores de tensión mínima durante las horas de producción fotovoltaica.

### 3.3.2 Influencia de la ubicación de la generación fotovoltaica en el escenario a corto plazo

La selección de la ubicación de la generación dentro de la red de estudio se ha realizado de forma aleatoria de manera que no se supera la potencia de uso ( $P_{uso} = P_{contratada} \times \text{Factor de uso}$ ) en cada punto seleccionado y se alcanza el número de paneles en la red. En este apartado se intenta ver cómo pueden afectar distintas configuraciones de las posiciones de los generadores en la red y si esto puede suponer un cambio significativo en la producción y en las caídas de tensión.

Este análisis se va a realizar en la semana de más producción, es decir, del 5 al 11 de junio y se compararán los resultados obtenidos en tres escenarios en los que la potencia total instalada es la misma y sólo se han variado las ubicaciones de los generadores.

#### 3.3.2.1 Análisis de los flujos de carga

La Ilustración 8 compara las tres curvas de potencia de generación mediante autoconsumo de las tres configuraciones:

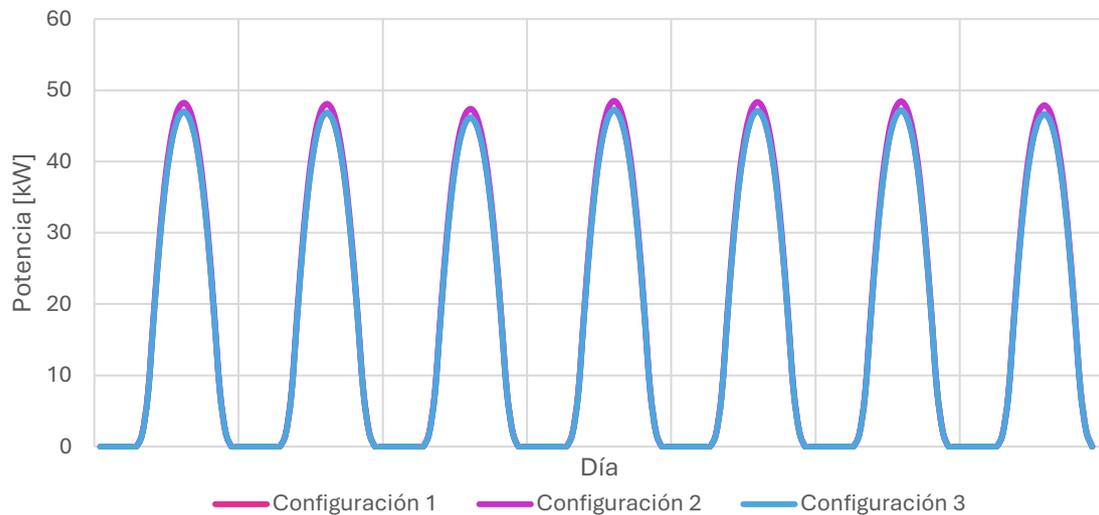


Ilustración 8 Comparación de generación fotovoltaica en las tres configuraciones analizadas

Claramente se observa que no existen apenas diferencias entre las potencias de generación, como era de esperar, ya que al estar en la misma localidad no existen grandes cambios en las variables que afectan a la producción como son la temperatura y la irradiancia.

#### 3.3.2.2 Análisis de las caídas de tensión

Para este análisis se comparan los valores máximos y mínimos de tensión a lo largo de la semana en las tres combinaciones. La Ilustración 9 muestra los valores máximos y mínimos de tensión. Como puede observarse, no existen grandes variaciones entre los resultados obtenidos en las tres configuraciones:

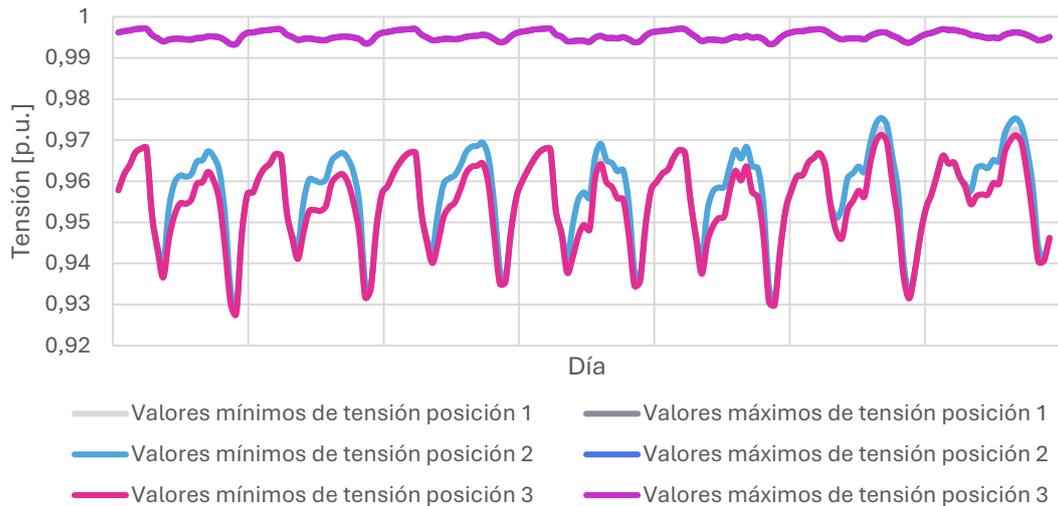


Ilustración 9 Comparación de valores mínimos y máximos de tensión en las tres configuraciones analizadas

Los cambios en las tensiones mínimas son debdo a que la generación en los nudos más vulnerables cambia, entendiendo por vulnerables los puntos donde las tensiones alcanzan los valores límites. Para conocer más acerca de la influencia de la localización de los generadores dentro de la red se va a comparar la tensión para las siguientes dos situaciones.

1. Solamente tienen autoconsumo los nudos cercanos al CT
2. Solamente tienen autoconsumo los nudos alejados del CT

En la Ilustración 10 se nota que el hecho de tener en los puntos vulnerables la generación fotovoltaica influye en la caída de tensión de estos. También se observa que los valores de menor tensión se corresponden con momentos en los que no se aprecia variación entre las tres curvas, es decir, se producen en momentos en los que la generación fotovoltaica es nula, por lo que la instalación de fotovoltaica no puede solucionar los problemas durante esas horas.

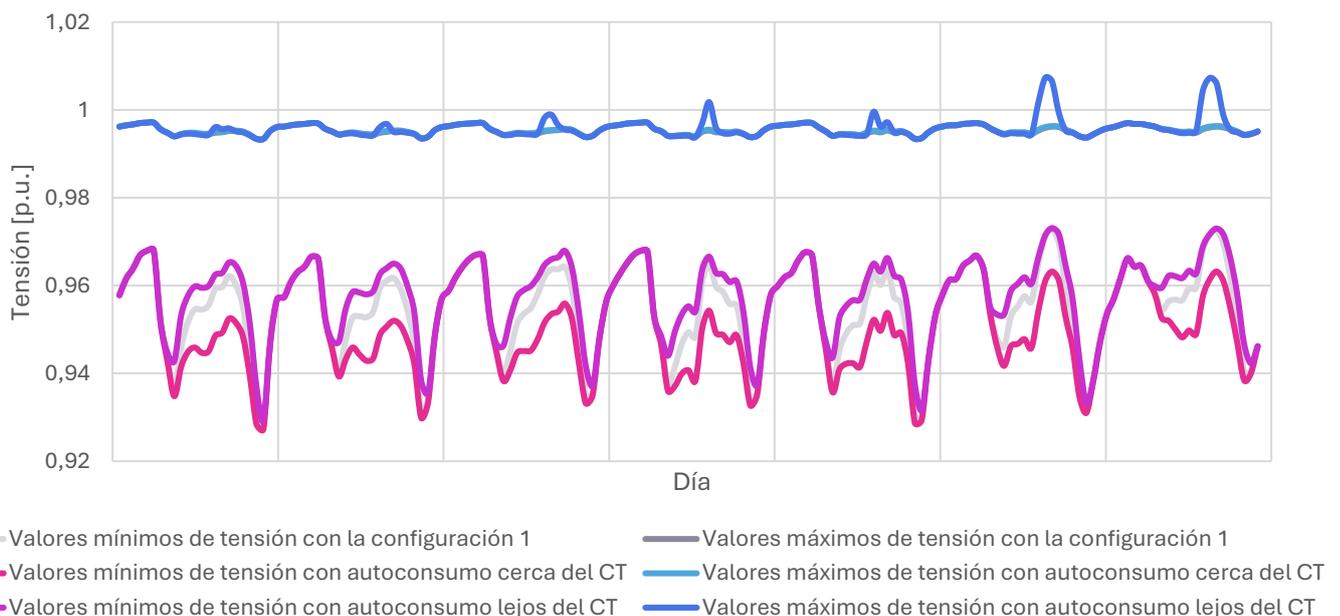


Ilustración 10 Comparación de tensiones en p.u. en las distintas situaciones

### 3.3.3 Escenarios 2030

En este estudio se analizan los escenarios descritos en el apartado 3.2.2 con el objetivo de estudiar el posible impacto en la red de la localidad analizada, en el caso de que se cumplan las previsiones sobre el autoconsumo para el 2030.

#### 3.3.3.1 Análisis de flujos de carga

Para el estudio del flujo de carga de estos escenarios, la Ilustración 11 compara la curva de demanda con la generación fotovoltaica en la semana de mayor producción en estos casos:

- 2023, en color rosa en la figura, que se corresponde con el escenario a corto plazo analizado en el apartado 3.3.1.
- HRA, en color morado, que se basa en los objetivos de potencia de autoconsumo indicados en la Hoja de Ruta del Autoconsumo[1]
- HRA AE, en color azul claro, que se basa en los objetivos de potencia de autoconsumo en el escenario de alta penetración indicados en la Hoja de Ruta del Autoconsumo[1]
- PNIEC, en color azul oscuro, que se basa en las previsiones del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima[2]

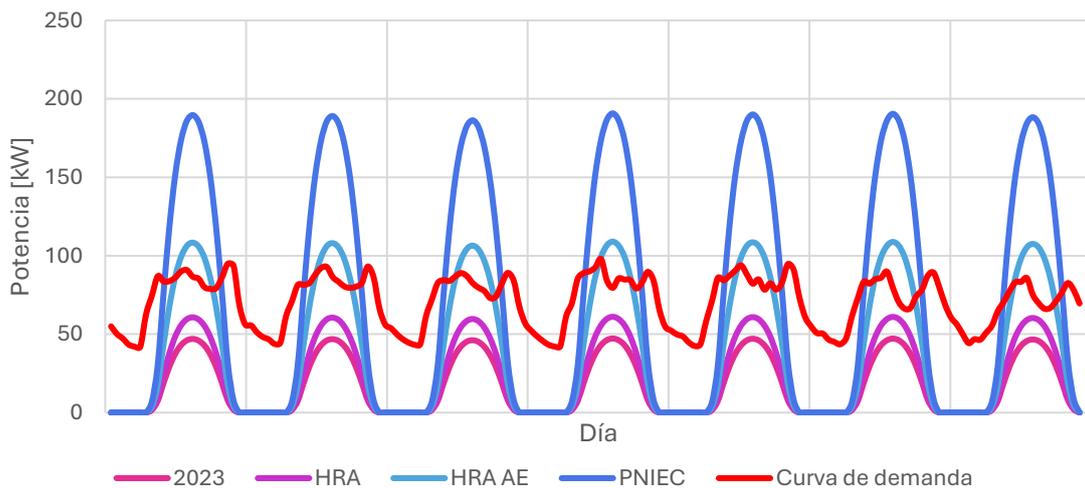


Ilustración 11 Comparación de la demanda con la generación en los escenarios 2030

Como puede observarse en la Ilustración 11, hay dos escenarios en los que la generación supera a la demanda, por lo que se crean excedentes. En la Ilustración 12, se muestra el flujo de potencia activa que circula en la línea del centro de transformación correspondiente al circuito analizado en el escenario denominado PNIEC. Teniendo en cuenta el criterio de signos mostrado en la figura, los valores de potencia activa que se obtienen en esta línea son el resultado de la siguiente ecuación

$$P_{CT} = P_{demanda} + P_{pérdidas} - P_{generación}$$

Así, si la potencia es positiva en la figura, la generación es menor que el resultado de la suma de la potencia demandada más las pérdidas en las líneas y si el resultado es negativo la generación será mayor. En este caso, los valores negativos se corresponden con los periodos en los que existe mayor generación de demanda en el circuito analizado y el excedente es vertido a la red de media tensión.

Como puede observarse, en este caso los valores negativos son superiores en valor absoluto a los valores positivos, por lo que es necesario analizar si este hecho puede afectar al índice de carga de las líneas del circuito produciendo sobrecargas:

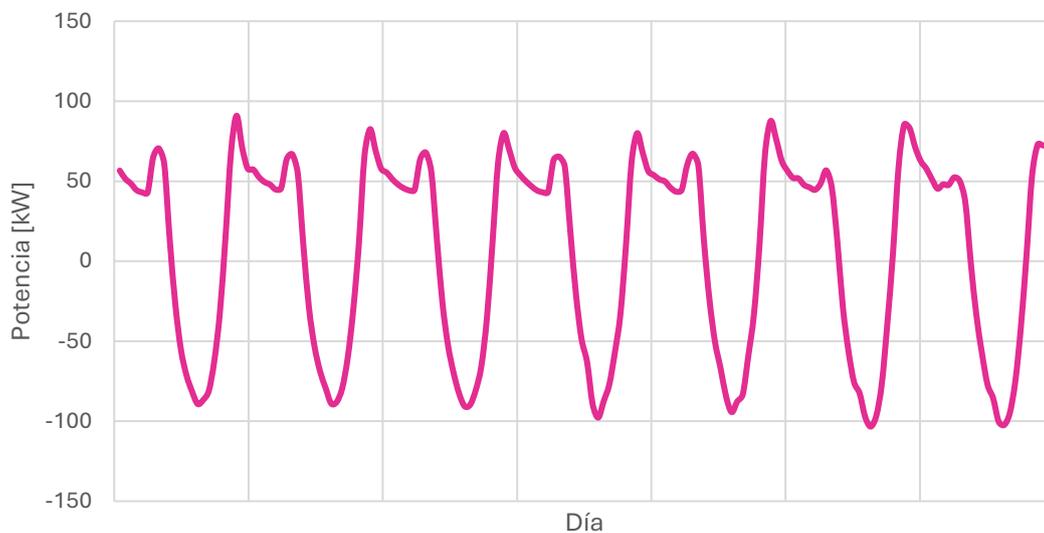


Ilustración 12 Potencia de la línea del CT correspondiente a la RED 4 en la semana analizada

La Ilustración 13 muestra los mayores índices de carga obtenidos en las líneas del circuito analizado en el escenario PNIEC. Para obtener estos resultados, la aplicación hace una búsqueda de los índices de carga en todas las líneas de la red y selecciona los valores máximos en cada instante, por lo que no se corresponden con los valores de una sola línea.

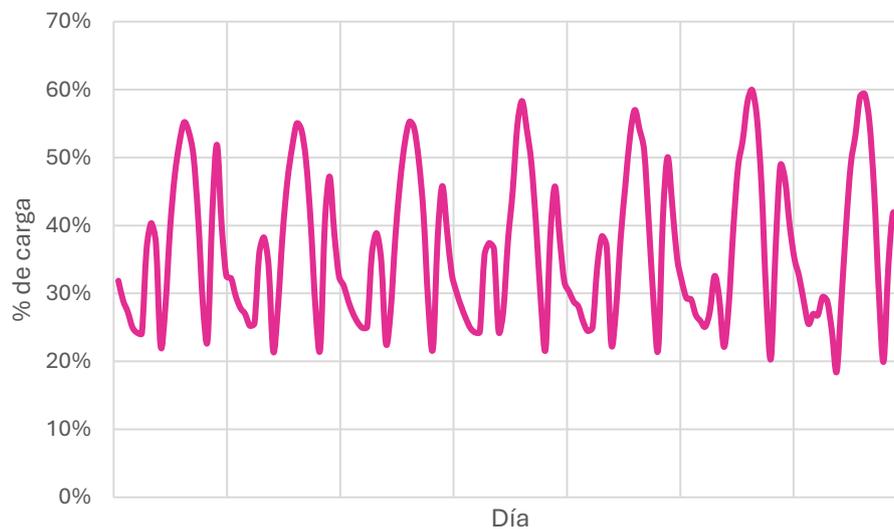


Ilustración 13 Porcentaje de carga en las líneas eléctricas de la red

Según lo mostrado en la Ilustración 13, en la semana con mayor producción del año, en el escenario de mayor estimación de penetración fotovoltaica, el valor máximo de carga de las líneas es del 59,95%, por lo que no se esperan problemas de sobrecarga en el circuito analizado. Este valor máximo se obtiene en la línea del CT cuya potencia activa se ha mostrado en la Ilustración 12.

### 3.3.3.2 Análisis de las caídas de tensión

La siguiente ilustración compara los valores mínimos de tensión, en los nudos de la red, en el escenario a corto plazo (denominado 2023), con los escenarios de 2030 definidos en el apartado 3.2.2. En todas estas simulaciones, la tensión del nudo del CT es de 1,0 p.u.

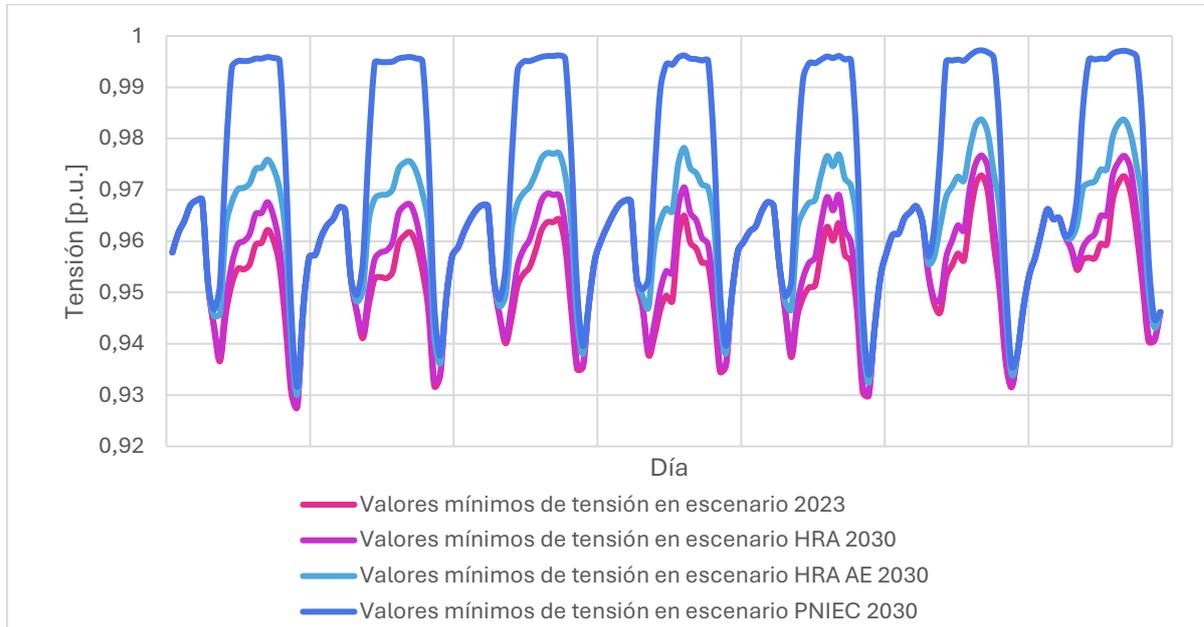


Ilustración 14 Valores mínimos de tensión en p.u. en nudos de la red

El aumento del autoconsumo reduce los valores de caída de tensión, como explica en el apartado 3.3.1.2, pero en los escenarios en los que existen valores de generación superiores a los de consumo, es importante analizar si el aumento de tensión no supera valores seguros. Según los resultados mostrados en la Ilustración 15, se supera el límite de 1,05 p.u. en el escenario del PNIEC analizado en la semana de mayor generación, que resulta desfavorable en lo relativo a las sobretensiones, alcanzando valores de hasta 1,055 p.u.



Ilustración 15 Valores máximos de tensión en p.u. en nudos de la red

Vemos que solo en el escenario de mayor autoconsumo podrían darse tensiones que comprometen la calidad de la red teniendo valores de tensión hasta 1,055 p.u.

## 4 Estudio de la implementación de recursos de almacenamiento de energía en los escenarios de autoconsumo

El uso de baterías para almacenar energía eléctrica ha emergido como una solución clave en la transición hacia un sistema energético más sostenible y eficiente. En un mundo donde la generación de energía renovable, como la solar y la eólica, está en constante aumento, la capacidad de almacenar energía se ha vuelto esencial para mitigar la intermitencia de estas fuentes y garantizar un suministro constante y confiable[4].

Las baterías permiten almacenar el exceso de energía producida en momentos de baja demanda y liberarla cuando es necesario, lo que no solo mejora la estabilidad de la red eléctrica, sino que también aumenta el aprovechamiento de las renovables, reduce la dependencia de combustibles fósiles y disminuye las emisiones de carbono.

Esta tecnología está en rápida evolución, con avances en la eficiencia, durabilidad y reducción de costos, lo que la convierte en un componente fundamental en el futuro energético global.

El modelo de batería en DigSILENT PowerFactory se basa en el modelo de generador estático en el que la potencia absorbida o cedida se calcula dependiendo del flujo de potencia activa que circula por la línea a la que está conectada según se muestra en el Anexo 4.

### 4.1 Definición de los escenarios

Los escenarios empleados en esta parte del estudio se basan en los escenarios de autoconsumo 2030 descritos en el apartado 3.2.2, en especial, en los escenarios en los que se producían excedentes de potencia generada sobre el consumo en la red de la localidad, que son el escenario objetivo de la Hoja de ruta del autoconsumo de alta estimación (HRA AE) y el escenario descrito en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Cabe destacar que el objetivo de los análisis descritos en este capítulo es el de comprobar los posibles efectos, positivos o negativos, que puede tener la inclusión de sistemas de almacenamiento en la calidad de la red de baja tensión analizada, por lo que sólo se ha realizado un predimensionamiento de la batería basado en la energía excedentaria en la semana de mayor producción fotovoltaica. Los cálculos realizados para el dimensionamiento de la batería se muestran en el Anexo 5. Para realizar un correcto dimensionamiento, sería necesario realizar un estudio de viabilidad técnico-económico que abaricara, al menos, un año completo y tuviese en cuenta aspectos tales como el aprovechamiento de la capacidad de la batería a lo largo del año, el número de ciclos de carga y descarga, etc.



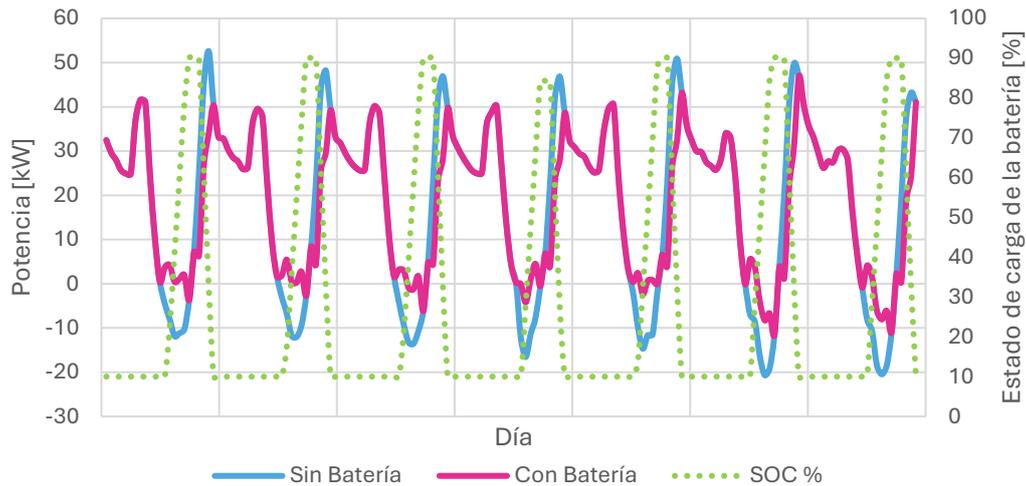


Ilustración 17 Comparación de curvas de potencia de la línea procedente del CT con y sin batería en kW

Para valorar esta reducción, Ilustración 18 compara la energía vertida en la red de media tensión observándose un notable descenso:

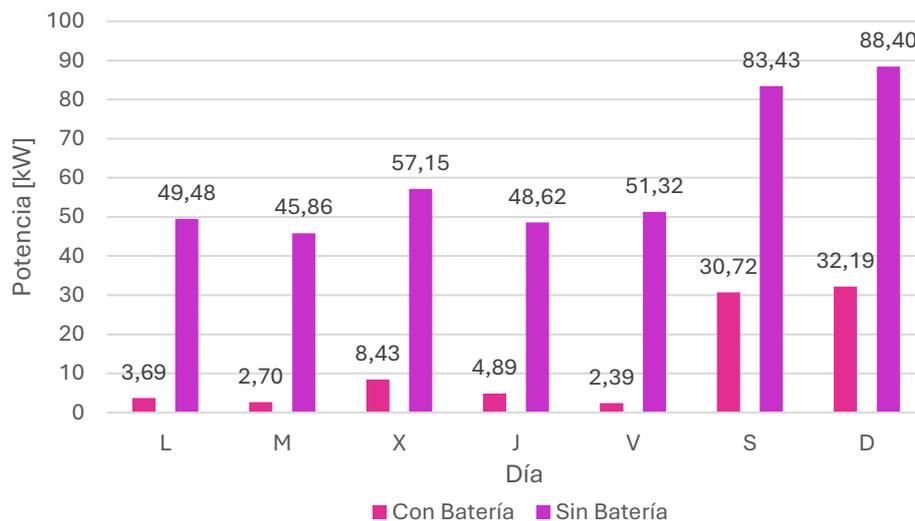


Ilustración 18 Comparación de energía vertida a la red en kWh con batería y sin batería

#### 4.2.1.2 Análisis de las caídas de tensión

Al igual que los estudios descritos en el apartado 3.3.3.2, el análisis de tensión se centra en los valores máximos y mínimos y la curva de tensión en un punto alejado del CT.

La Ilustración 19 compara los valores máximos y mínimos de tensión en la red analizada en el escenario basado en la Hoja Ruta del Autoconsumo de Alta Estimación con y sin sistema de almacenamiento mediante batería. En cuanto a los valores mínimos, se observa que, en general, estos aumentan, ya que, como se ha comentado en el apartado anterior, estos valores se producen en los picos de demanda, que coinciden con el momento de descarga de la batería y por tanto existe una reducción de dichos picos aguas arriba de la batería. Por tanto, la instalación de la batería hace que se reduzca la intensidad que circula por las líneas en los momentos de mayor demanda y, por tanto, la caída de tensión a lo largo del circuito es menor, mejorando el comportamiento de los valores mínimos de tensión, tal y como se observa en la figura.

Respecto a los valores máximos, éstos se producían cuando el excedente de generación fotovoltaica era mayor. La instalación de la batería también hace que disminuyan estos excedentes debido a que en esos momentos se produce la carga de la batería. Al igual que ocurre durante la descarga, la instalación de la batería hace que la corriente que circula por la línea se reduzca y que, por tanto, el incremento en la tensión sea menor.

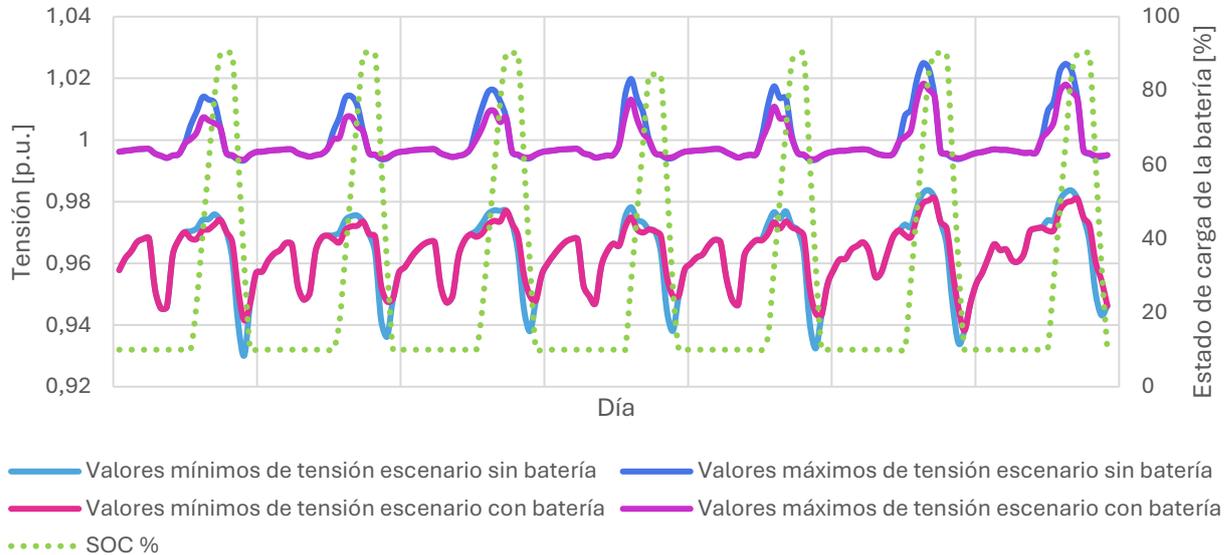


Ilustración 19 Comparación de los valores máximos y mínimos de tensión en p.u. en nudos de la red

Por tanto, como las caídas de tensión dependen de los flujos de intensidad en las líneas aguas arriba del nudo considerado. La conexión de la batería hace que se reduzcan los picos de intensidad debida a la demanda durante las horas en las que no hay recurso solar y el exceso de generación durante las horas de sol en dichas líneas.

La Ilustración 20 compara la evolución de la tensión en el nudo en el que se sitúa la batería en los dos escenarios, mostrando cómo la curva se “suaviza” tras la instalación de la batería. De esta forma, los cambios en la tensión son menos perceptibles en la red y, en consecuencia, la calidad de la red mejora:

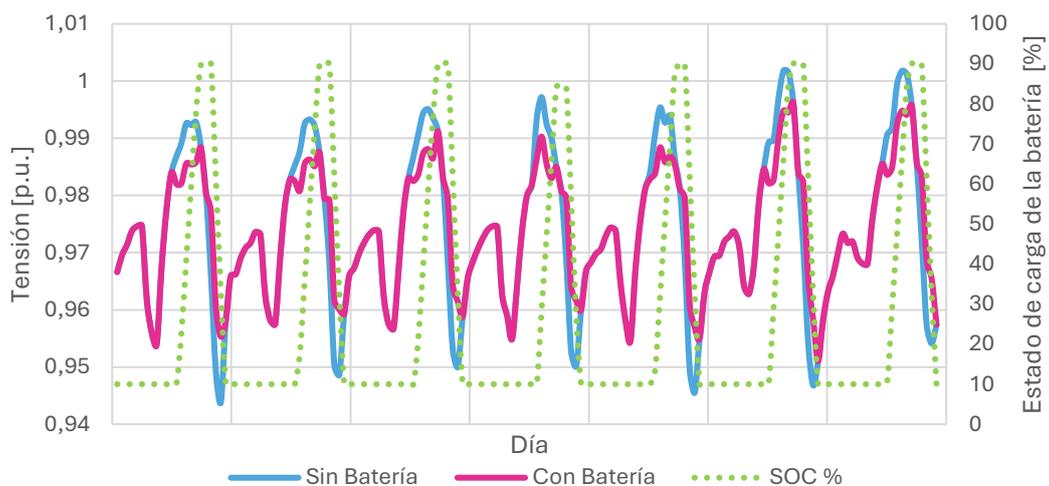


Ilustración 20 Comparación de las curvas de tensión en p.u. en el nudo de la batería

Lo mismo ocurre cuando se compara la tensión en un nudo alejado del CT, es decir, aguas abajo de la batería, tal y como se observa en la Ilustración 21

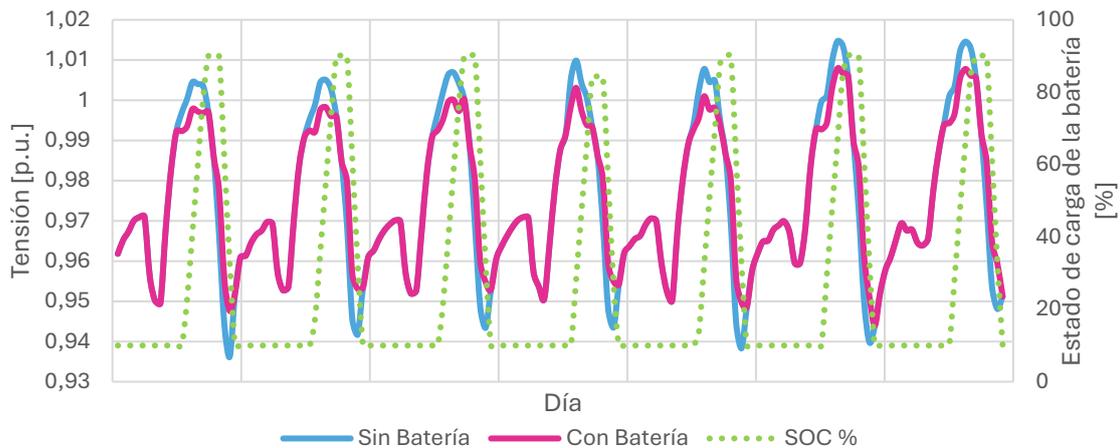


Ilustración 21 Comparación de la curva de tensión en p.u. en un punto alejado del CT

Por lo que se concluye que la conexión de un sistema de almacenamiento como es la batería influye de manera positiva, tanto en el flujo de carga al reducir los picos de la curva de demanda y aprovechar la energía generada en el autoconsumo, como en las tensiones de la red.

## 4.2.2 Escenario Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

### 4.2.2.1 Análisis de flujo de carga

La Ilustración 22 compara el flujo de potencia en la línea del CT correspondiente al circuito analizado con batería (en color rosa) y sin batería (en color azul). Además, en la figura se muestra el estado de carga de la batería (SOC, en color verde y en la escala de la derecha). Como ocurría en el escenario analizado en el apartado anterior, los valores de potencia negativos se han reducido considerablemente al producirse la carga de la batería, que puede comprobarse en la curva SOC, que pasa de su valor mínimo (10 %) a su valor máximo (90 %) en los instantes en los que los valores de potencias son negativos. En los días de la semana en los que la energía excedente es menor que la capacidad de la batería, la potencia vertida a la red de media tensión es prácticamente nula. Además, los picos de demanda en las horas posteriores a la puesta de sol se han reducido.

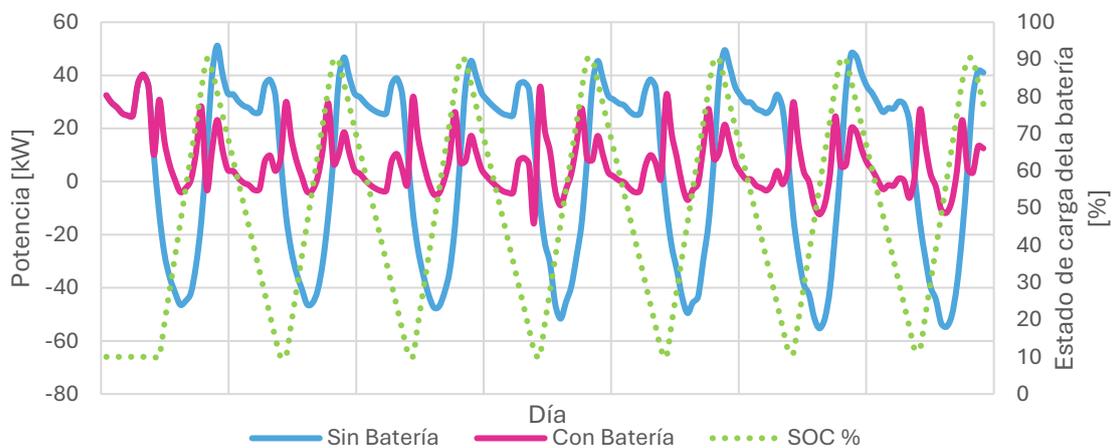


Ilustración 22 Comparación de curvas de potencia de la línea procedente del CT con y sin batería en kW

Del mismo modo, se consigue aprovechar prácticamente toda la potencia sobrante del autoconsumo para recargar la batería y se reducen los picos de demanda.

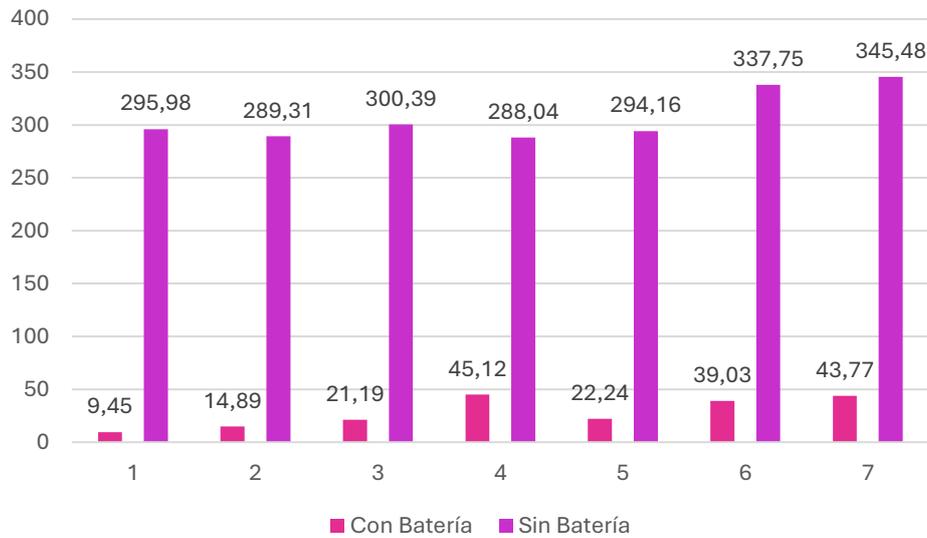


Ilustración 23 Comparación de energía sobrante vertida a la red en kWh con batería y sin batería

En la ilustración anterior se observa la diferencia entre la energía vertida a la red con y sin batería es notable la cantidad de energía que se almacena en la batería, muy superior al caso anterior, debido a que el dimensionamiento de la batería en este caso ha resultado en una capacidad de almacenamiento mucho mayor que en el escenario anterior.

También es interesante ver en este caso como afecta al porcentaje de carga de las líneas, que, aunque no se superaban los niveles seguros de carga, se reduce bastante el porcentaje de carga en las líneas en la que este valor es mayor. En este escenario, se consigue reducir el pico de 59,9% a un 42,3 % en el porcentaje de en carga en líneas de la red, lo que supone una mejora muy notable.

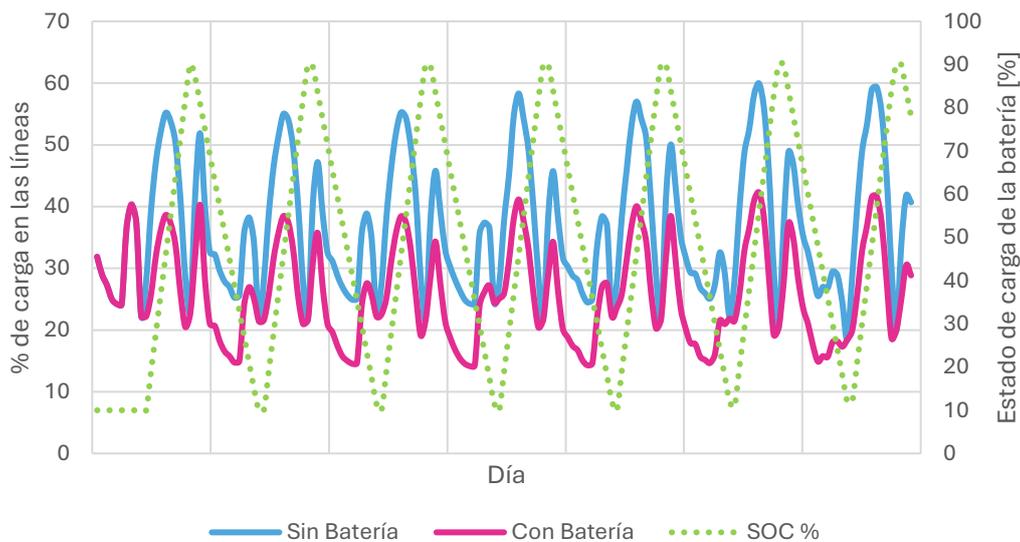


Ilustración 24 Comparación de porcentajes de carga con y sin batería en líneas de la red

#### 4.2.2.2 Análisis de las caídas de tensión

Al igual que en el escenario de la Hoja Ruta del Autoconsumo, se consigue “suavizar” mucho la curva de tensión gracias a la batería, por lo que la conclusión en este escenario es similar al obtenido anteriormente: al añadir una batería a la red capaz de almacenar la energía sobrante del autoconsumo, además de aprovechar mejor el recurso fotovoltaico, se mejora la calidad de la red con tensiones menos oscilantes y se reduce la carga de demanda que presentan las líneas más vulnerables de la red como es por ejemplo la más próxima al centro de transformación.

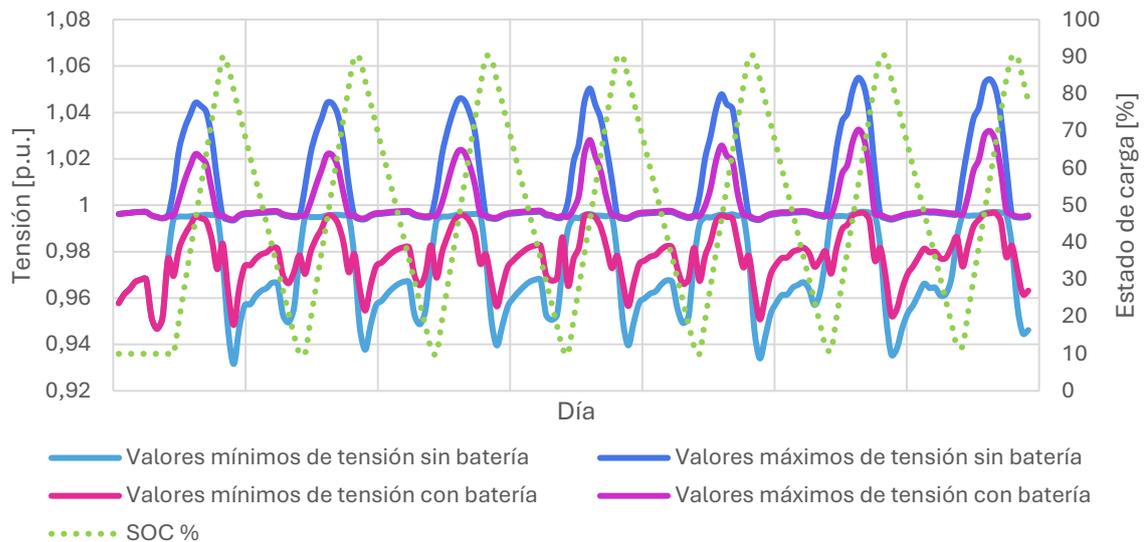


Ilustración 25 Comparación de los Valores mínimos de tensión en p.u. en nudos de la red

En la Ilustración 26 se representa la mejora en los valores de tensión en el nudo en el que se instala la batería y en Ilustración 27 los valores de tensión en el nudo más vulnerable de la red (nudo alejado del CT, ver Ilustración 5) donde se siguen observando las mejoras en la tensión gracias a la batería.

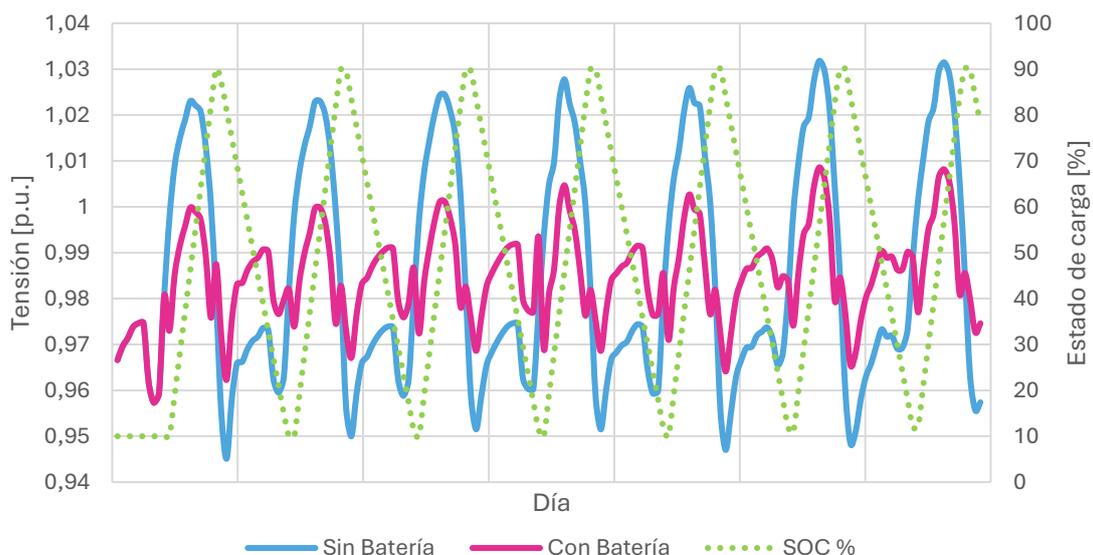


Ilustración 26 Comparación de las curvas de tensión en p.u. en el nudo de la batería

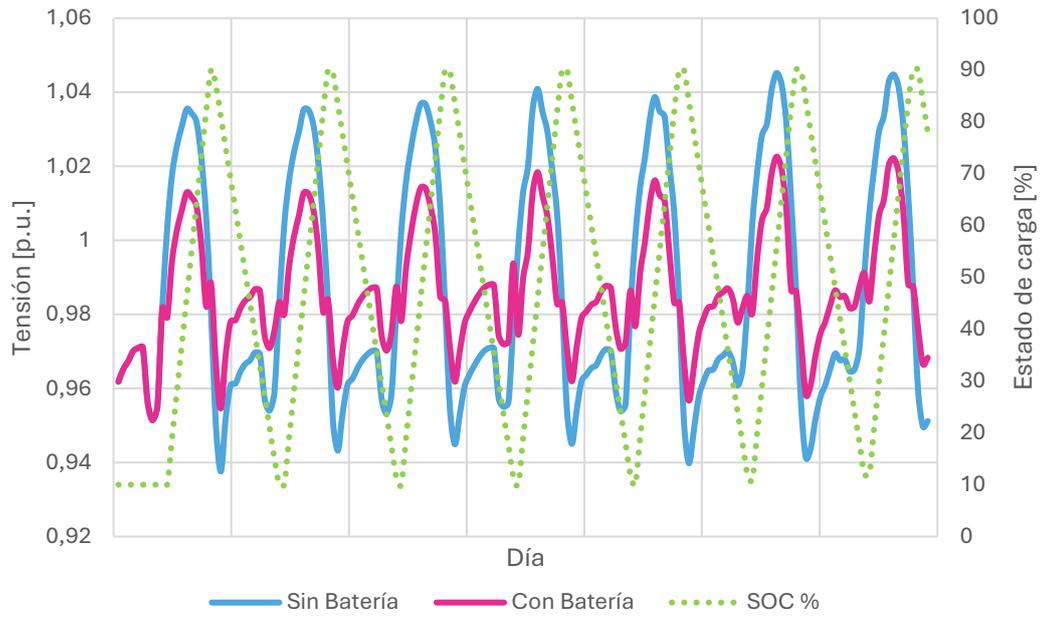


Ilustración 27 Comparación de las curvas de tensión en p.u. en un nudo alejado del CT.

## 5 El vehículo eléctrico en el entorno rural

Los coches eléctricos están ganando popularidad como una alternativa más limpia y sostenible a los vehículos de combustión interna. Sin embargo, su adopción en áreas rurales presenta un conjunto único de desafíos y oportunidades.

En las redes rurales, donde la infraestructura de carga puede ser escasa y las distancias entre poblaciones más largas, la implementación de vehículos eléctricos requiere un enfoque diferente al de las zonas urbanas. A pesar de estos desafíos, los coches eléctricos ofrecen beneficios significativos para las comunidades rurales, como la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, menores costos de mantenimiento y la posibilidad de aprovechar energías renovables locales para la recarga.

Además, su implementación puede impulsar el desarrollo de nuevas infraestructuras y servicios en estas áreas, promoviendo una mayor sostenibilidad y conectividad en las comunidades rurales.

En este capítulo se analiza el impacto de la integración de los sistemas de carga de vehículo eléctrico en la red rural bajo estudio.

### 5.1 Modelo de sistema de carga de vehículo eléctrico en DlgSILENT PowerFactory

Desde el punto de vista de la red, el vehículo eléctrico se comporta como una carga que consume energía sólo en los momentos en los que la batería se está cargando. Para modelar este sistema se ha tomado el modelo de carga general de PowerFactory y se han implementado curvas de demanda para representar el perfil de funcionamiento de los cargadores que será igual a cero en los momentos en los que el vehículo no está conectado a la red o la recarga ha sido completada.

### 5.2 Descripción de los escenarios

Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [2] en España se espera un total de cinco millones y medio de vehículos eléctricos (VE) para el año 2030. Si se extrapola este dato en relación con la población de la localidad analizada nos da un total de 126 vehículos, que a su vez si se reparten entre las redes, la red analizada (Red 4) tendría que albergar 47 vehículos eléctricos en 2030. Los cálculos detallados realizados para obtener estos datos se detallan en el Anexo 1, en sus apartados del XIX al XXI.

Por otro lado, la norma IEC 61851-1[15] especifica aspectos tales como las potencias de recarga de los VE, la tensión nominal, la corriente, etc. Según dicha norma, las potencias de recarga van desde 3,7kW hasta los 240kW. El presente estudio se ha centrado en el uso de recargas domésticas, sin tener en cuenta estaciones de recarga de mayores dimensiones debido a las características de la red analizada. Una potencia de recarga domestica oscila entre 3,7kW en monofásica y 11kW en trifásica, teniendo en cuenta un posible escenario en el que la recarga de los vehículos se produce en los garajes particulares a la tensión 230V, se trataría de recargas de 3,7kW en hogares o locales.

Para calcular el tiempo necesario para la carga de la batería del vehículo se ha tomado como ejemplo el Tesla Modelo 3, que cuenta con una batería de 60kWh[16]. Para completar la carga de este vehículo con una potencia de en el punto de carga de 3,7kW se necesitarán dieciséis horas, suponiendo que la batería está completamente descargada y se carga hasta el 100%. Para el estudio mostrado en esta memoria se ha planteado una carga genérica de 3,7kW que simula la recarga de estos vehículos que tendrán una curva de demanda que comenzará desde las 19:00 h hasta las 8:00h (13 horas en total). representada en la Ilustración 28.

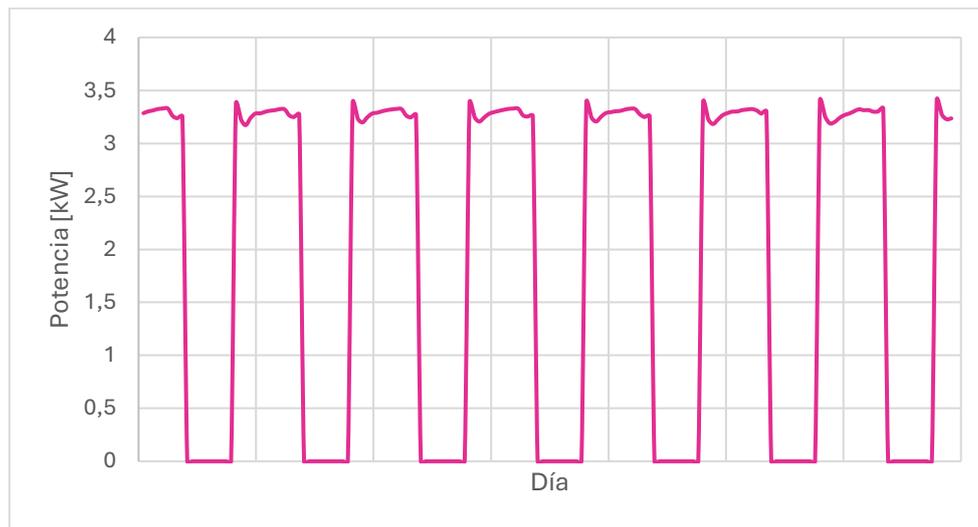


Ilustración 28 Curva de carga de un VE en una semana cargando entre las 19h y las 8h

Para los casos de estudio en los que la red presenta autoconsumo sin actuación por parte de equipos de almacenamiento de energía se utilizará la misma demanda, pero suponiendo que el horario de carga de vehículos para que carguen de día para un mayor aprovechamiento de la energía solar. Este enfoque sería el más optimista desde el punto de vista de aprovechamiento de los recursos. En la Ilustración 29 se representa la diferencia entre estas, de manera que se podrá observar el impacto del autoconsumo cuando actúa a la vez que la carga de VE.

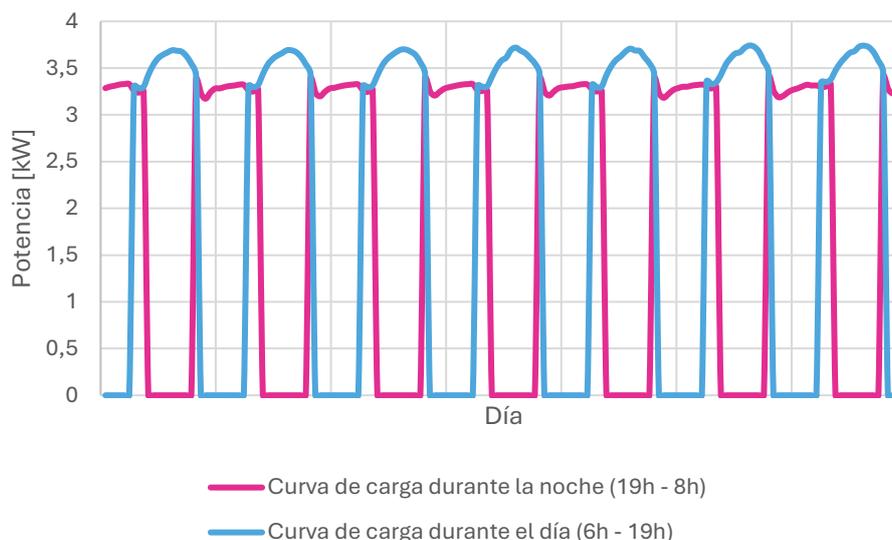


Ilustración 29 Curvas de carga de los VE durante el día y durante la noche

### 5.2.1 Escenario límite

Este escenario busca obtener el número máximo de vehículos que pueden recargar a la vez en la red sin superar los límites de calidad de la red analizada. En este escenario, no existe autoconsumo ni sistema de almacenamiento. La ubicación de los cargadores en la red es totalmente aleatoria y la fase a la que se conecta cada vehículo será la misma a la que se conecta la carga que representa el consumo de los domicilios en los que se ubica el cargador. Como límite de referencia para este estudio se ha tomado el 80% de carga nominal de las líneas de la red y 0,9 p.u. [17] el valor mínimo de tensión en nudos de la red. Este escenario se utilizará como base para la definición de los siguientes escenarios.

### 5.2.2 Escenario Autoconsumo + Vehículo eléctrico

En este escenario se combina la integración de autoconsumo con VE, con el objetivo de comprobar si la red es capaz de albergar más vehículos de los que se presenten en el escenario límite descrito en el apartado 5.2.1 Para el escenario de autoconsumo se han tomado como referencia el escenario PNIEC descrito en el apartado 3.2.2.

### 5.2.3 Escenario Batería + Autoconsumo + Vehículo eléctrico

Finalmente, se analizará la influencia de la conexión de un sistema de almacenamiento basado en baterías en los resultados de los escenarios descritos en los apartados anteriores. Para ello se conectará una batería en el nudo indicado en la Ilustración 16.

## 5.3 Estudio eléctrico

### 5.3.1 Escenario límite

#### 5.3.1.1 Análisis de flujo de carga

Para comenzar el estudio se analiza el número de vehículos que puede albergar cada una de las fases sin superar el 80% del valor de carga en líneas de la red. Para ello, se han conectado un número creciente de vehículos en cada una de las fases hasta que se han superado el valor de referencia antes indicados, obteniendo estos resultados.

- **Fase A:** Si se conectan siete vehículos en esta fase se supera el valor de carga en líneas de la red, concretamente en la línea que sale del CT correspondiente a la RED4. Si se añaden seis vehículos en la fase A se obtiene la siguiente curva para el porcentaje de carga máxima en el circuito analizado:

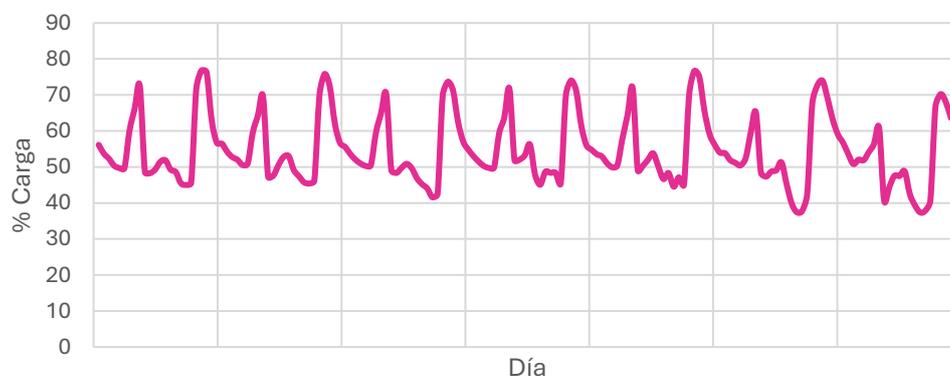
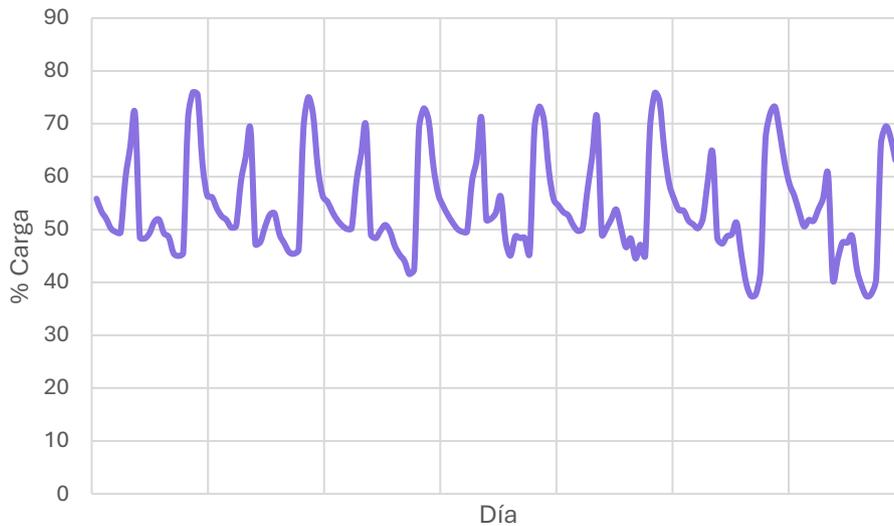


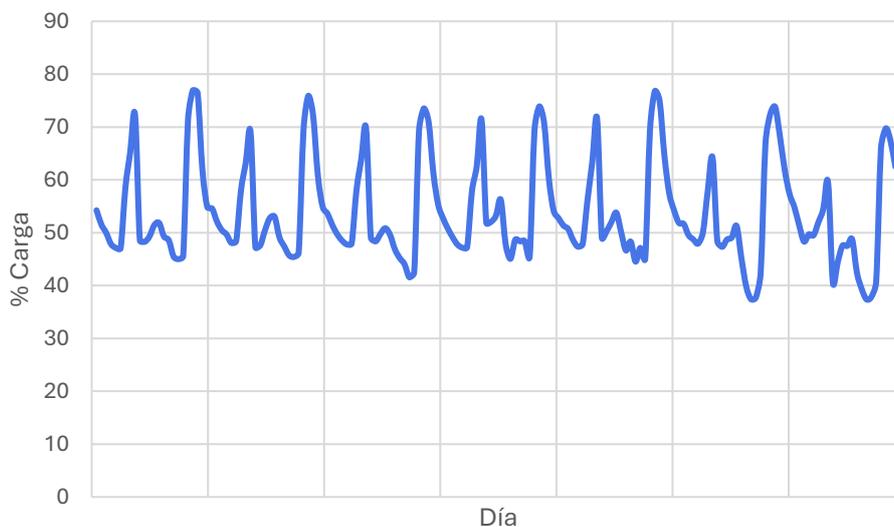
Ilustración 30 Niveles de carga máxima de las líneas de la red con seis VE cargando de forma simultánea en la fase A en la semana analizada

- **Fase B:** También se supera el límite con siete vehículos, por lo que se añadirán seis vehículos a esta fase obteniendo los siguientes resultados:



*Ilustración 31 Niveles de carga máxima de las líneas de la red con seis VE cargando de forma simultánea en la fase B en la semana analizada*

- **Fase C:** Con tan solo seis vehículos conectados a esta fase ya se supera el límite de carga, por lo que se añadirán cinco vehículos:



*Ilustración 32 Niveles de carga máxima de las líneas de la red con seis VE cargando de forma simultánea en la fase C en la semana analizada*

Sumando el número máximo de vehículos obtenido en cada fase se obtiene un total de 17 VE cargando a una potencia doméstica (3,7kW) de forma simultánea. Este valor es muy inferior a los 47 obtenidos para el circuito RED4 según los cálculos mostrados en el Anexo 1.

En el siguiente punto se analiza el comportamiento de la red en cuanto a caídas de tensión con los 17 VE cargando a la vez como primera hipótesis:

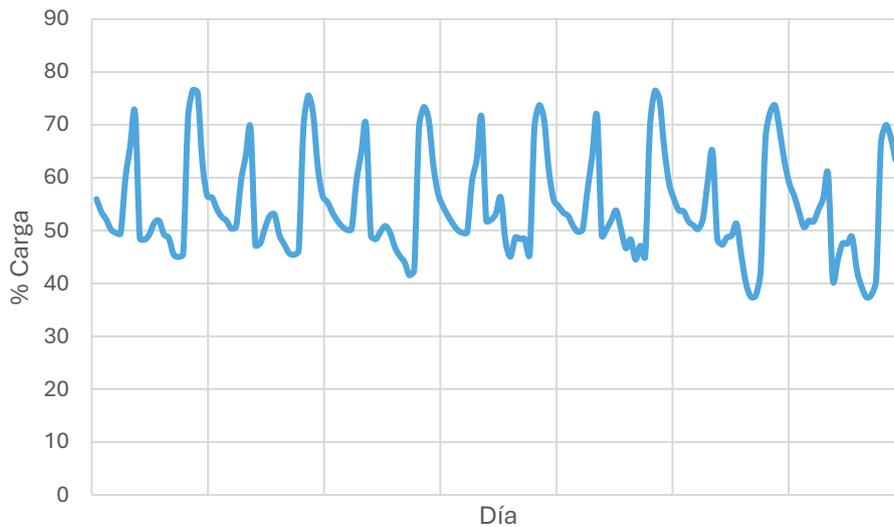


Ilustración 33 Porcentajes de carga de las líneas de la red con 17 vehículos recargando en el circuito.

### 5.3.1.2 Análisis de tensión

La Ilustración 34 compara los valores de tensión en nudos de la red, cuando están cargando 17 VE de forma simultánea con los valores de tensión obtenidos en ausencia de estos.



Ilustración 34 Comparación de valores máximos y mínimos de tensión en p.u. en nudos de la red con VE y sin VE

Como puede observarse, los valores máximos no se ven afectados con la conexión de las nuevas cargas, pero existen valores mínimos por debajo del 90% de la tensión nominal, es decir, por debajo de lo que se indica en la normativa. En caso de que estas tensiones se produjeran, hay un riesgo significativo de que los electrodomésticos y otros dispositivos no funcionen correctamente, se dañen o se vean afectados de forma negativa [18].

Por tanto, la tensión mínima representa el factor limitante para determinar el número máximo de vehículos que pueden conectarse a la red analizada y deberá reducirse todavía más el valor obtenido en el apartado 5.3.1.1 para cumplir el límite de tensión mínima. Esto se consigue reduciendo el número de vehículos a 4 vehículos por fase, con un total 12 vehículos. En la Ilustración 35 se pueden observar los cambios de la tensión en nudos de la red obtenidos con el valor obtenido en la sección anterior (17 vehículos) y con el valor actual (12 vehículos). Los valores máximos de tensión no se ven afectados con el cambio, como puede comprobarse en la ilustración.

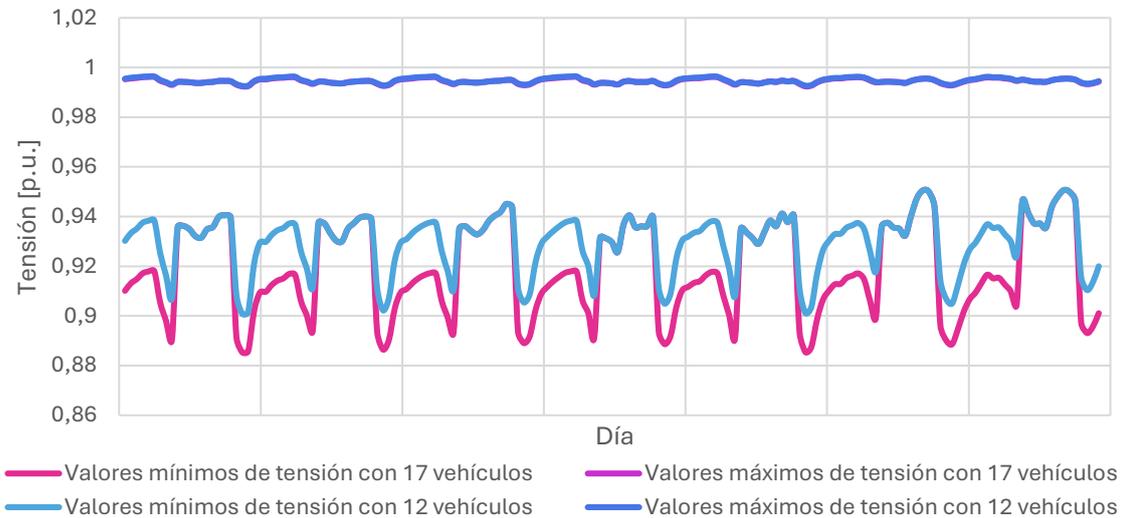


Ilustración 35 Valores máximos y mínimos de tensión en p.u. en la red cuando se reduce el número de vehículos

### 5.3.1.3 Análisis de flujo de carga con 12 vehículos

La Ilustración 36 representa la curva de demanda de la red cuando se le añaden 12 VE cargando de forma simultánea comparada con la curva de demanda cuando no existen vehículos cargando. La diferencia es muy significativa, el aumento de demanda supone incrementos superiores al 50% respecto a la demanda inicial con valores de hasta 90% en algunas horas específicas de la semana.

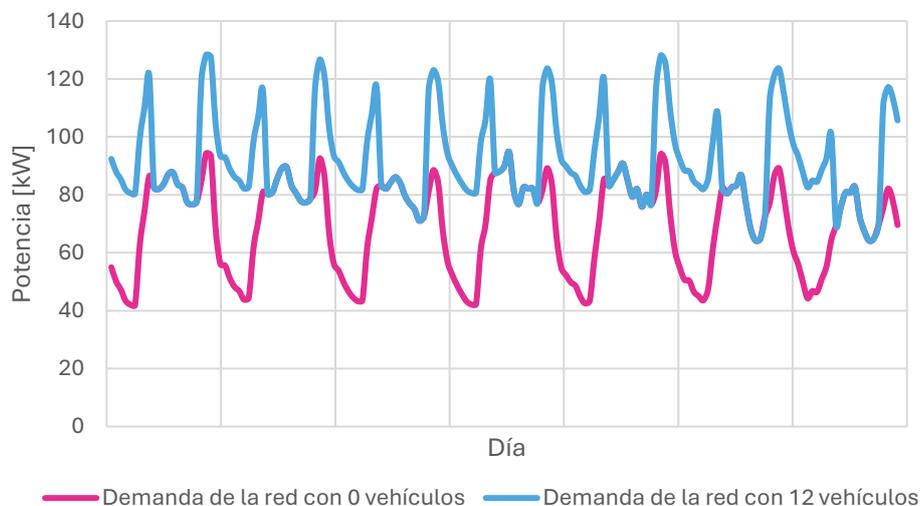
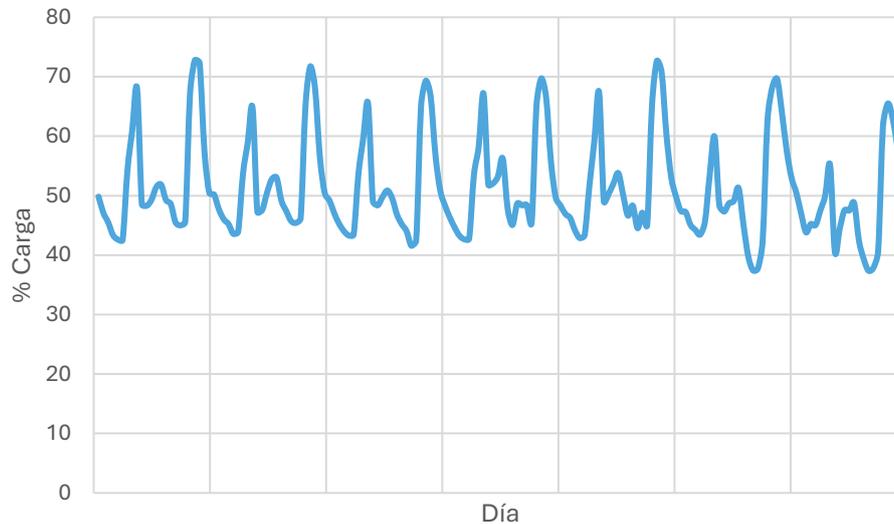


Ilustración 36 Curvas de demanda de la red con 0 y 12 VE cargando a la vez

Para el porcentaje de carga no supone un problema el incremento de demanda, ya que no se producen sobrecargas al reducir el número de vehículos respecto al obtenido en la primera aproximación, manteniéndose por debajo del límite durante toda la semana de simulación. La Ilustración 37 representa los valores de carga mencionados.



*Ilustración 37 Niveles de carga máxima en líneas de la red con 12 vehículos cargando simultáneamente*

Después de este primer estudio, se llega a la conclusión de que la red no sería capaz de soportar una carga masiva de coches eléctricos, dando lugar a posibles problemas en un problema en el futuro.

Después de este primer estudio, se llega a la conclusión de que la red no sería capaz de soportar una carga masiva de coches eléctricos de forma incontrolada, dando lugar a posibles problemas de calidad en el futuro que harían necesaria la inversión en nuevas infraestructuras que hicieran posible la integración de los sistemas de recarga.

Existen soluciones para minimizar el impacto de la creciente demanda de carga de VE, como son, la gestión inteligente de carga (Smart Charging)[19], que evitan picos de consumo programando las cargas o coordinando la carga entre distintos vehículos. Este sistema va de la mano de las Smart Grids que son redes eléctricas inteligentes que integran sensores y sistemas automatizados en la red que puedan detectar y responder a sobrecargas de manera rápida, redistribuyendo la carga o aislando las áreas afectadas[20]. El uso de tarifas variables por parte de las empresas proveedoras, también ayudan alentando a los usuarios a cargar en horas valle, en las que la demanda es menor.

Por otra parte, la generación distribuida o los sistemas de almacenamiento son soluciones que beneficiarían a la incorporación del vehículo eléctrico a las redes. El uso de la fotovoltaica en los hogares puede suministrar energía localmente, reduciendo la intensidad en la red principal si la recarga se produce en los momentos en los que existe recurso solar y el almacenamiento de energía permite cargar durante las horas valle y descargar durante las horas pico para apoyar la red.

En los próximos apartados se analiza la integración de los sistemas de carga de vehículos eléctricos en escenarios en los que se incluye autoconsumo fotovoltaico y sistemas de almacenamiento.

### 5.3.2 Escenario Autoconsumo + Vehículo eléctrico

A continuación, se muestran los resultados obtenidos ante la integración de la recarga de vehículos eléctricos en el escenario de autoconsumo en el escenario 2030 denominado PNIEC (ver apartado 3.2.2). Como se indica en el apartado 5.2 en este escenario la demanda de carga de los VE será durante las horas diurnas para poder representar un mejor aprovechamiento de la fotovoltaica generada.

#### 5.3.2.1 Análisis del flujo de carga

La Ilustración 38 representa la generación fotovoltaica frente a la demanda de la red si la carga de vehículos se realizase de noche. En este caso, se comprueba que el autoconsumo no tendría efecto para contrarrestar los problemas de integración de la carga de VE, pero, con el número de vehículos conectado, se consigue aplanar la curva de demanda reduciendo la diferencia que existe entre los máximos y los mínimos diarios.

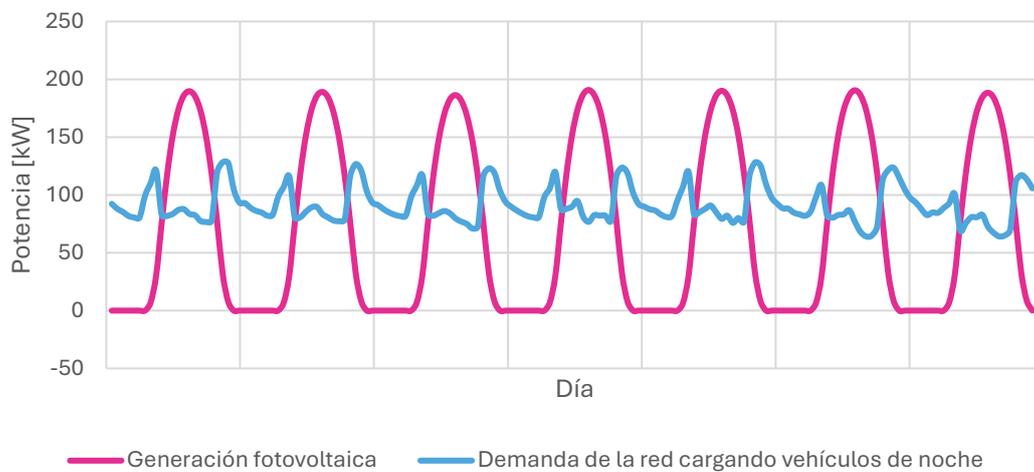


Ilustración 38 Comparación de la potencia generada mediante autoconsumo frente demanda de la red con carga nocturna de VE

En la Ilustración 39 se puede observar que en el caso de que los vehículos carguen de día, la curva de generación fotovoltaica coincide con los picos de potencia de la red y por tanto se produce un mejor aprovechamiento del autoconsumo.

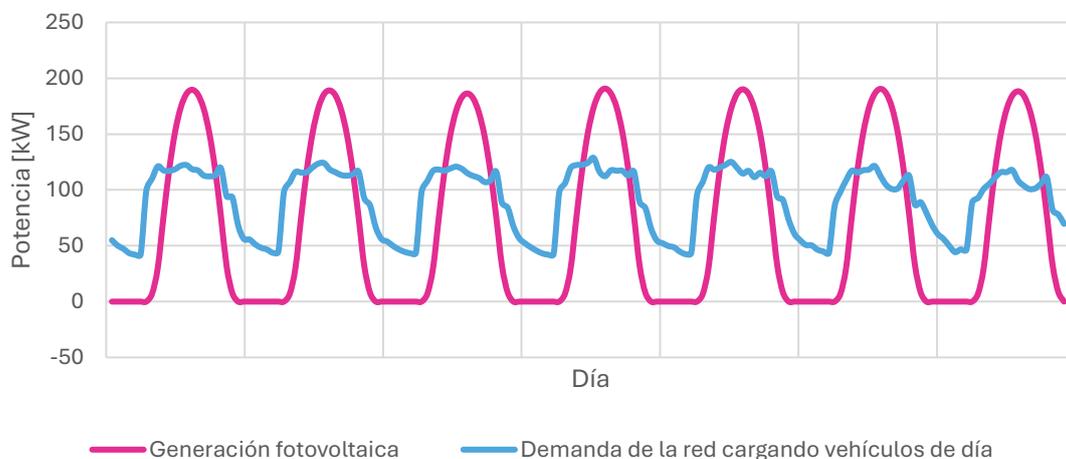


Ilustración 39 Comparación de la potencia generada mediante autoconsumo frente demanda de la red con carga diurna de VE

La Ilustración 40 representa un efecto directo que supone el aprovechamiento de la generación distribuida en la red cuando la carga de los vehículos eléctricos se hace coincidir con el horario de máxima generación. Se observa que el nivel de carga máxima en las líneas del circuito analizado se reduce de forma significativa, evitando superar incluso el 60% carga en las líneas más vulnerables.

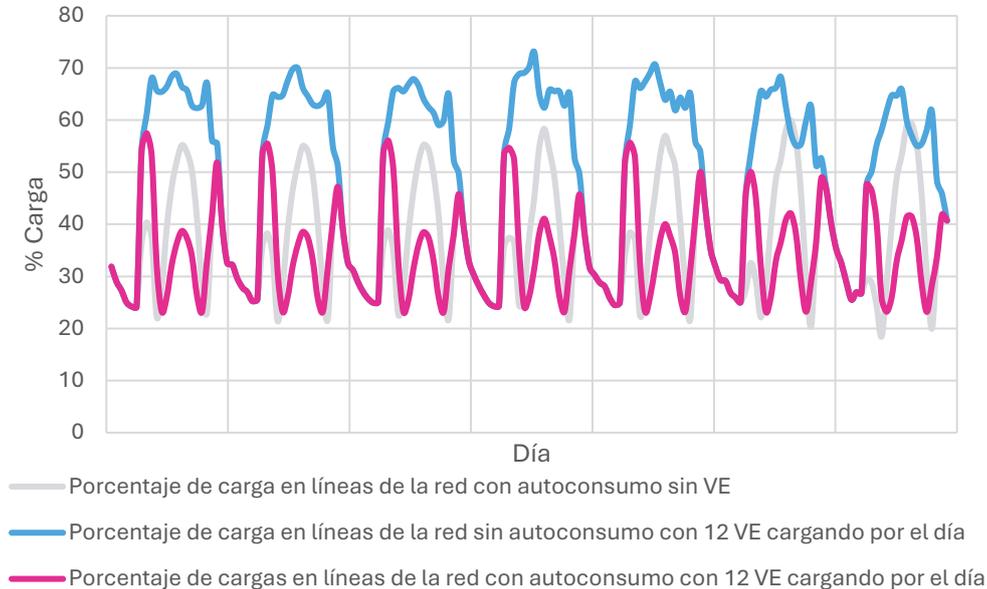


Ilustración 40 Comparación de los niveles de carga máxima en líneas de la red con y sin autoconsumo

En caso de que la carga de los vehículos eléctricos no coincida con el horario de máxima generación ocurre que no se supera el límite de porcentaje de carga en líneas de la red, pero los valores son bastante superiores en comparación cuando si coincide el pico de generación con el pico de carga (Ilustración 41).

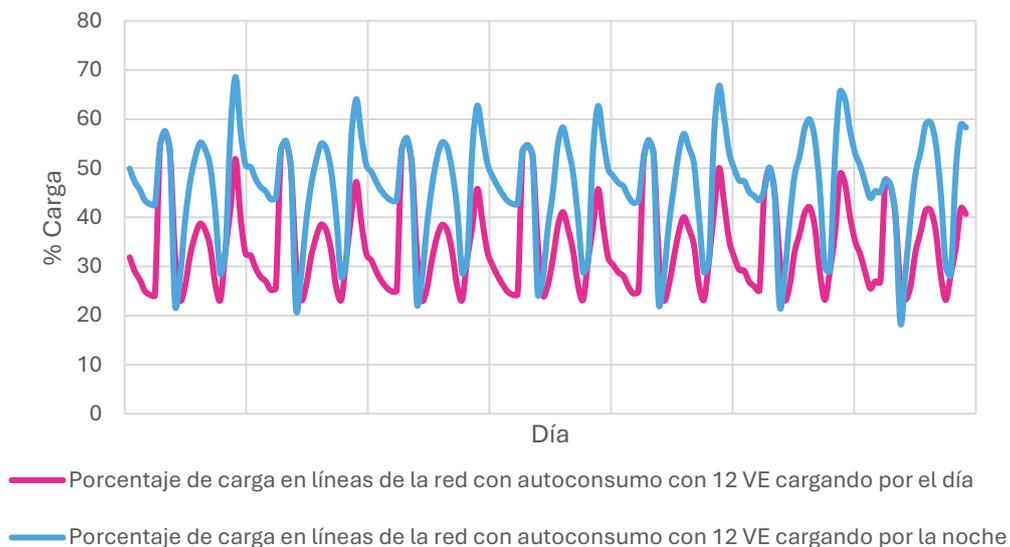


Ilustración 41 Comparación de porcentajes de carga en líneas de la red con 12 VE cargando por el día y por la noche

### 5.3.2.2 Análisis de tensión

Como se puede deducir del escenario límite, la tensión es el factor limitante en cuanto a la cantidad de vehículos que pueden realizar su carga de forma simultánea en esta red, por lo que es importante observar primero los valores de tensión.

En la siguiente ilustración (Ilustración 42) se observa una mejora en los valores de tensión en los nudos de la red cuando se combina el autoconsumo y la carga de vehículos. Esto significa que se podrían conectar más vehículos a la red en caso de que la carga se realice en esos instantes.

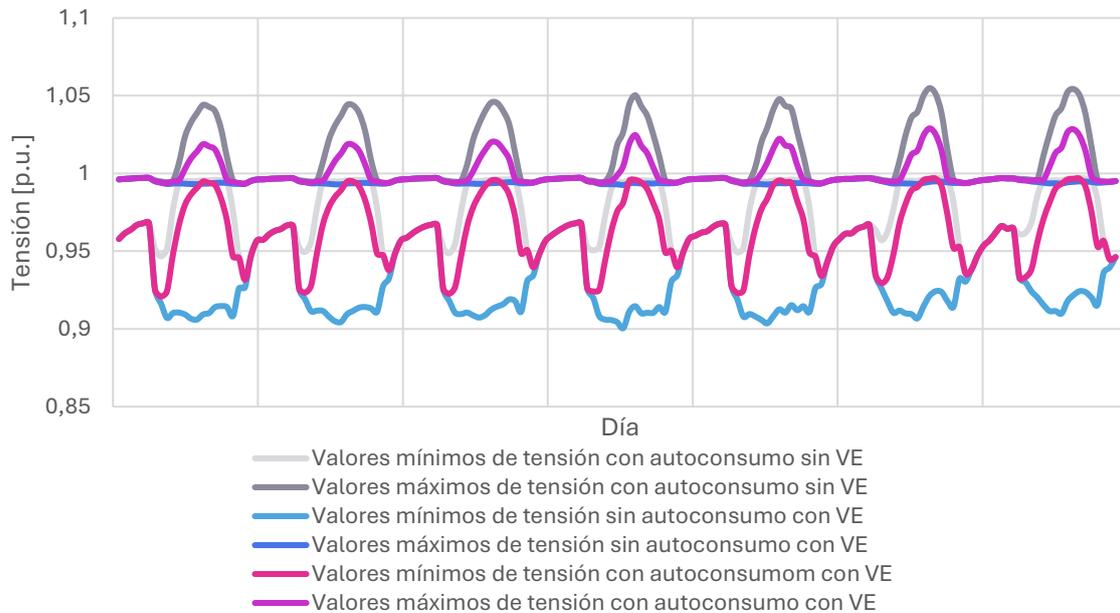


Ilustración 42 Valores máximos y mínimos de tensión con y sin autoconsumo

De acuerdo con las simulaciones realizadas, el número de vehículos puede aumentar a 18 (6 por fase) sin superar el límite de tensión propuesto.

En la Ilustración 43 se observa la diferencia de valores de tensión cuando se añaden estos vehículos, comprobándose que no se obtienen tensiones fuera de los límites establecidos, en el caso de que la generación fotovoltaica coincida con los picos de carga.

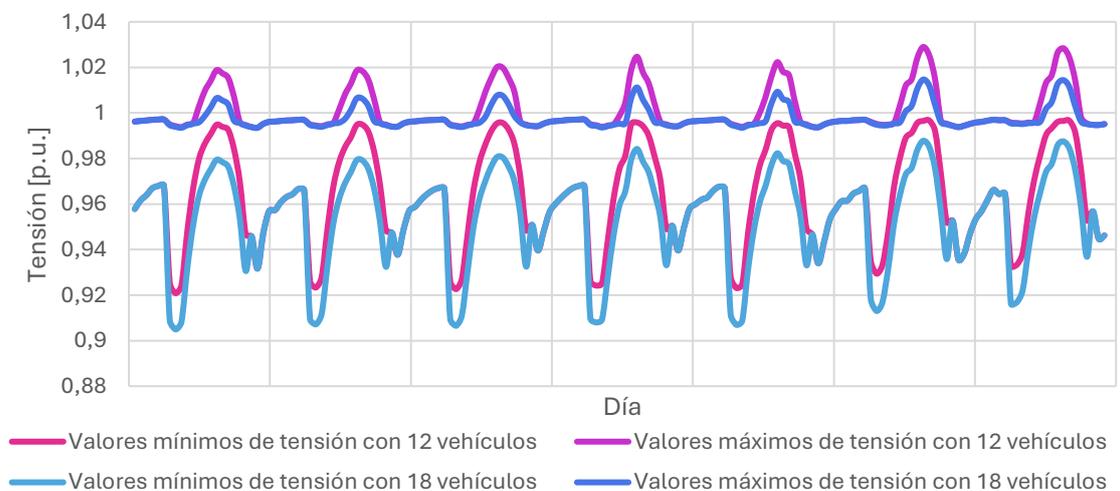


Ilustración 43 Valores máximos y mínimos de tensión con 12 y 18 VE

Si analizamos el caso en el que no coinciden los picos de autoconsumo con los de carga observamos en Ilustración 44 que las tensiones sobrepasan los valores superiores e inferiores, por lo que en este caso es necesaria una solución para contrarrestar estos valores, como es el uso de almacenamiento de energía para bajar los picos de tensión debido al autoconsumo y aumentar los valores mínimos de tensión debido a la carga de VE, en próximos apartados se detalla este escenario con baterías.

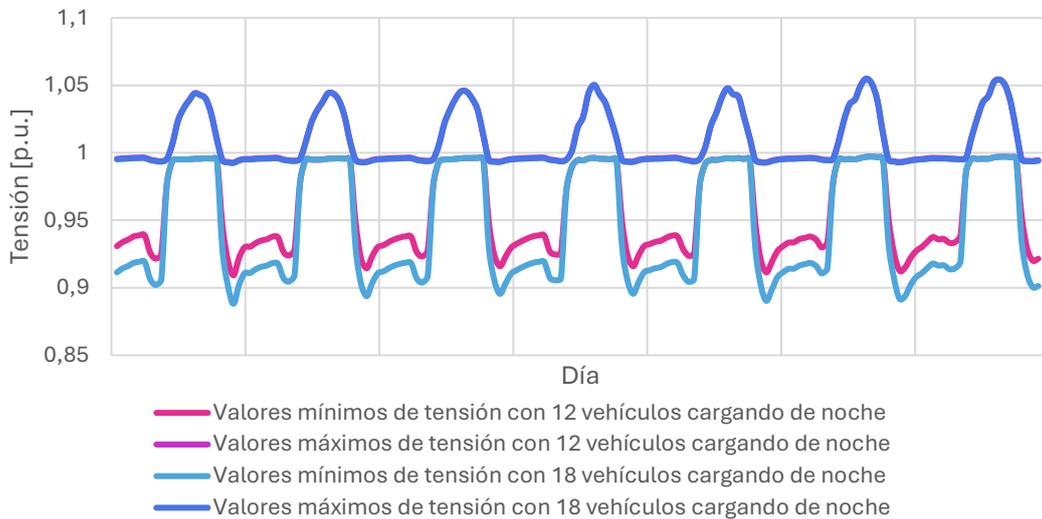


Ilustración 44 Valores máximos y mínimos de tensión con 12 y 18 VE cargando de noche

### 5.3.2.3 Análisis de flujo de carga con 18 vehículos

Tras comprobar que las tensiones en el caso anterior no se encuentran fuera de rango, a continuación, se comprueba cuanto afecta a los flujos de carga en la red este aumento en el número de vehículos en caso de que la carga se produzca en los momentos de producción fotovoltaica.

La Ilustración 45 representa la generación fotovoltaica frente a la demanda de la red con 18 vehículos cargando simultáneamente durante el día. En la figura se puede observar que la potencia de autoconsumo es superior a la demanda en la red por lo que, en el siguiente va a combinarse este escenario con el uso de un sistema de almacenamiento de energía.

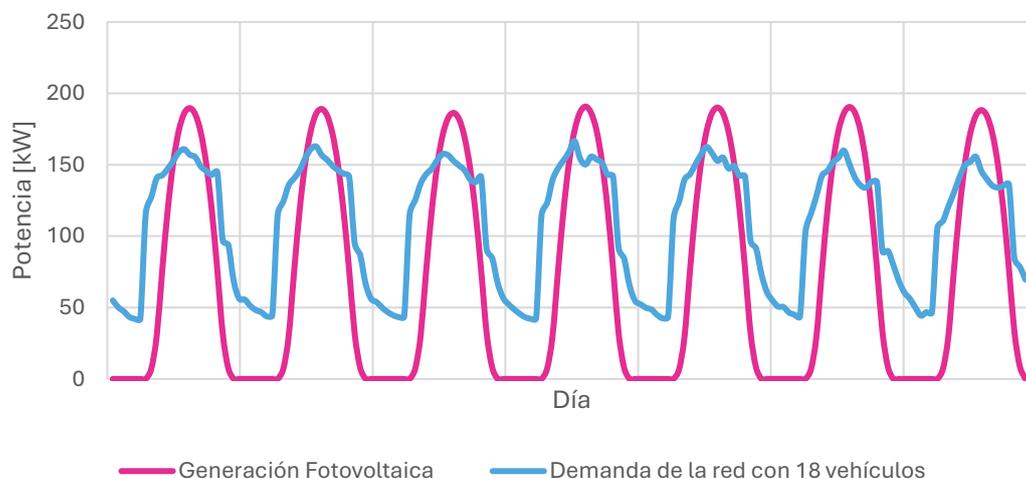


Ilustración 45 Comparación de la potencia generada mediante autoconsumo frente a la demanda de la red con 18 vehículos cargando simultáneamente

Para el porcentaje de carga casi no supone diferencias significativas, como puede observarse en la Ilustración 46.

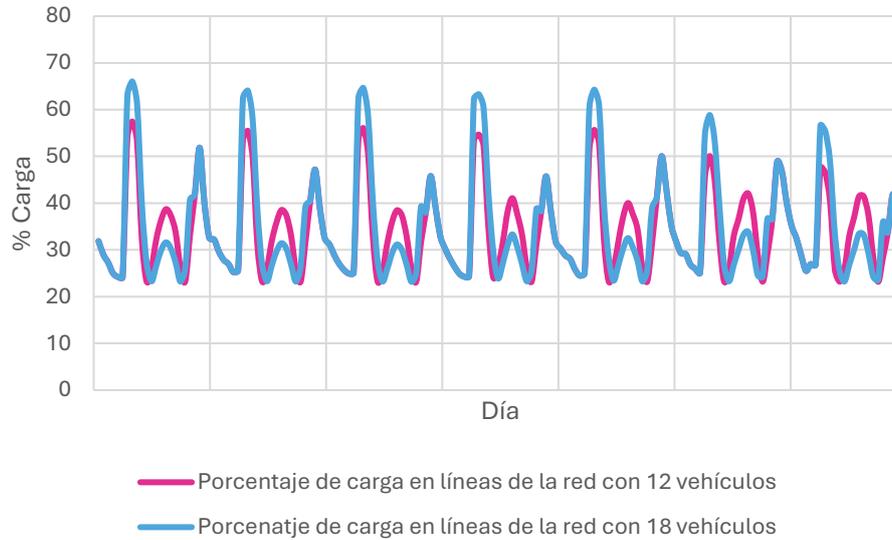


Ilustración 46 Comparaciónn de curvas de potencia con 12 y 18 VE cargando en la red

### 5.3.3 Batería + Fotovoltaica + Vehículo Eléctrico

Debido a que la generación fotovoltaica sólo se produce durante las horas de luz solar, en este apartado, utilizando el escenario de autoconsumo PNIEC con carga de vehículos eléctricos durante las horas nocturnas, se presentan las posibilidades del uso del almacenamiento de energía, ya que con el almacenamiento es posible cargar la batería en horas en las que hay producción fotovoltaica y no hay carga de vehículos y usarla en las horas en las que se necesita para las cargas de VE.

En los resultados mostrados en este apartado se emplean las curvas de carga nocturna de VE (Ilustración 28).

#### 5.3.3.1 Análisis de flujo de carga

La siguiente figura (Ilustración 47) representa la potencia medida durante una semana de simulación en la línea aguas arriba del nudo al que se conecta la batería (ver Ilustración 16). Los valores negativos indican que la producción mediante autoconsumo es superior a la demanda en ese instante. Como puede observarse comparando la línea rosa, que representa la red sin batería, con la línea azul, que representa la red con el uso de almacenamiento, reducen tanto los picos negativos, en los que se produce la carga de la batería, como los negativos, en los que se produce la descarga. Por tanto, se consigue un mayor aprovechamiento de la potencia de autoconsumo.

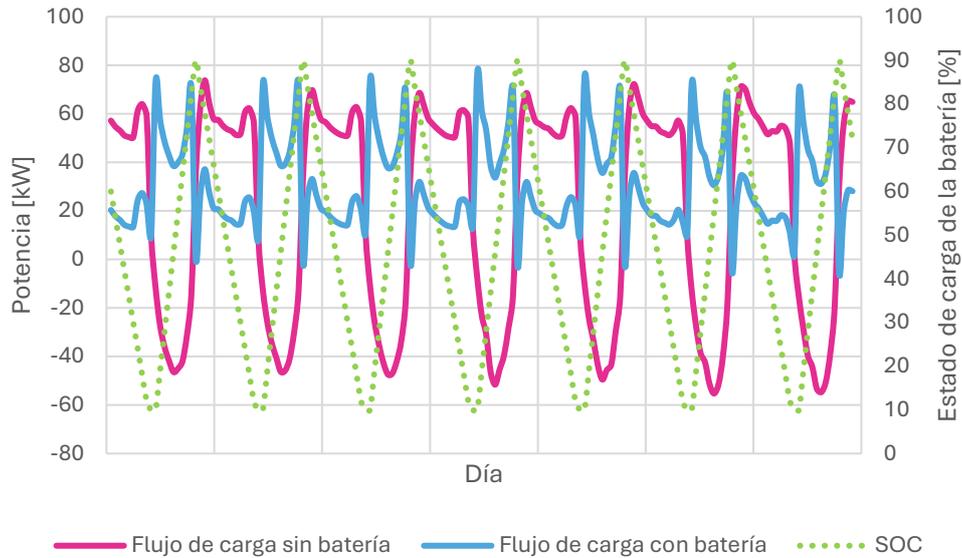


Ilustración 47 Flujo de carga en línea aguas arriba de la batería con y sin el uso de esta con 18 vehículos cargando

La Ilustración 48 representa el nivel de carga máxima de las líneas de la red en una semana de simulación con 18 vehículos cargando de forma simultánea y durante la noche y con el uso de almacenamiento de energía. Se observa que los valores se mantienen por debajo del valor de referencia considerando en esta memoria (80 %) ya que no superan ni el 55 % de carga en las líneas de la red.

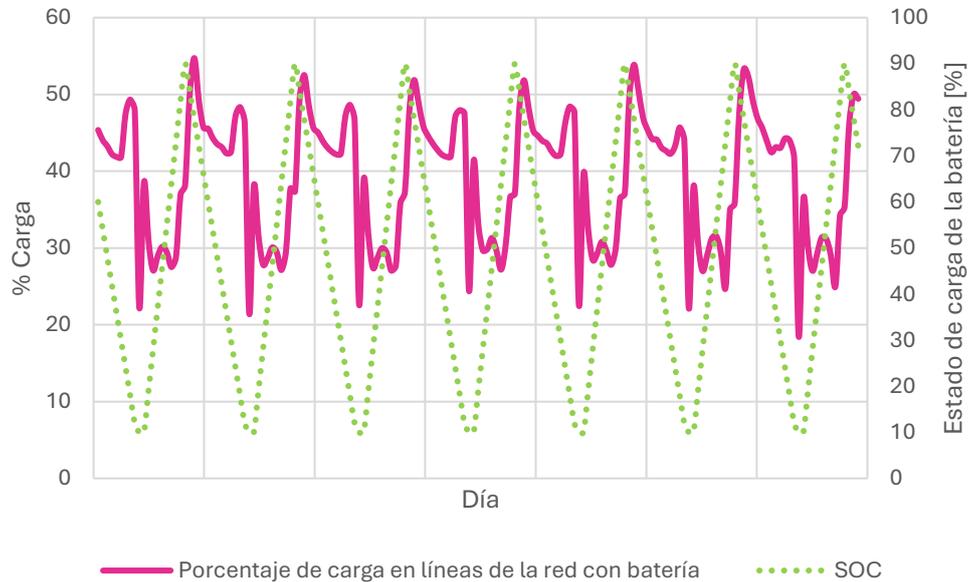


Ilustración 48 Niveles de carga máxima en las líneas de la red en la semana analizada

### 5.3.3.2 Análisis de las caídas de tensión

En cuanto al comportamiento de la tensión, con la batería se disminuyen los valores máximos de tensión, que puedan suponer un problema de sobretensión debidos al exceso de potencia de autoconsumo que se da en la red. Además, se aumentan los valores mínimos de tensión que ocurren durante las horas de mayor demanda a causa de la elevada potencia de carga de VE, esto se puede ver claramente en la Ilustración 49.

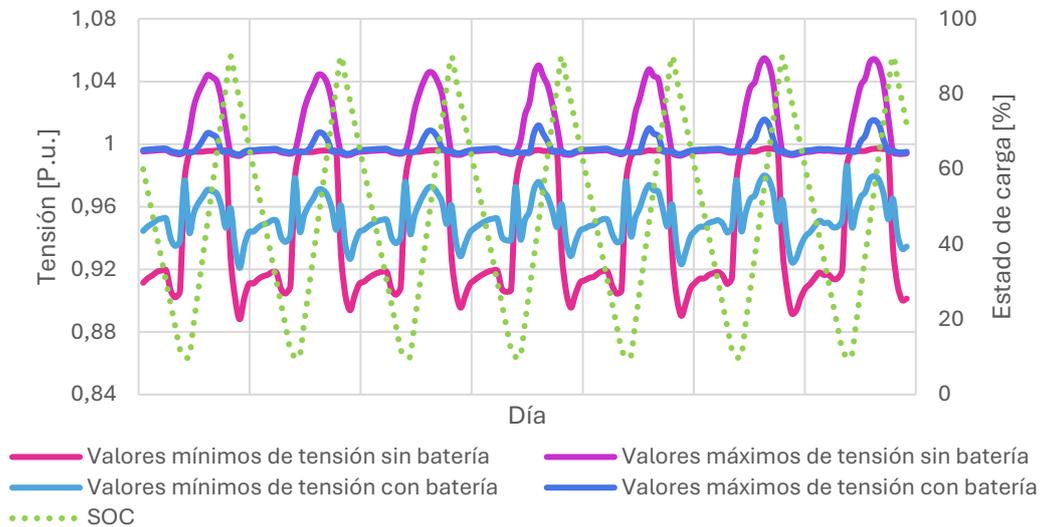


Ilustración 49 Comparación de valores máximos y mínimos de tensión con y sin el uso de almacenamiento.

Por lo tanto, en caso de disponer de un sistema de almacenamiento como el descrito, es posible seguir aumentando el número de vehículos en la red con carga nocturna simultánea de hasta 24 vehículos en total (8 por fase). En la Ilustración 50 puede observarse el cambio que supone el aumento de vehículos cargando simultáneamente en los valores de tensión.

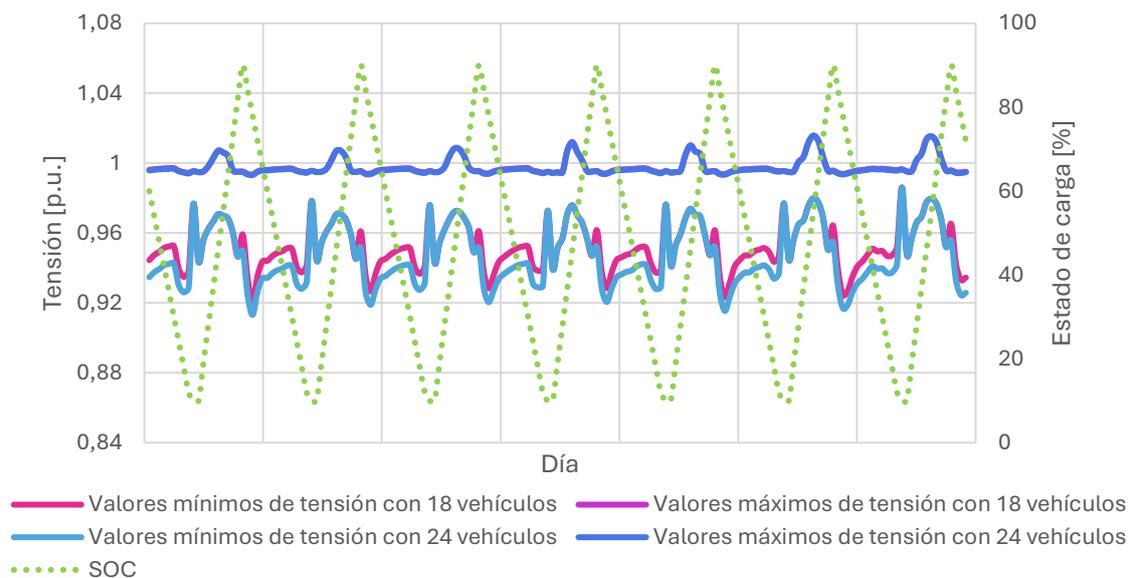


Ilustración 50 Valores máximos y mínimos de tensión con 18 y 24 vehículos cargando simultáneamente

### 5.3.3.3 Análisis de flujos de carga con 24 vehículos

Con este aumento es necesario saber si se supera el porcentaje de carga límite. En la Ilustración 51 se muestra el aumento del nivel de carga máximo en las líneas de la red cuando se combina el autoconsumo, el almacenamiento de energía y la conexión de 24 VE que se cargan de forma simultánea. En este caso, los niveles máximos de carga no superan el 60% de carga en ninguna línea en toda la semana simulada.

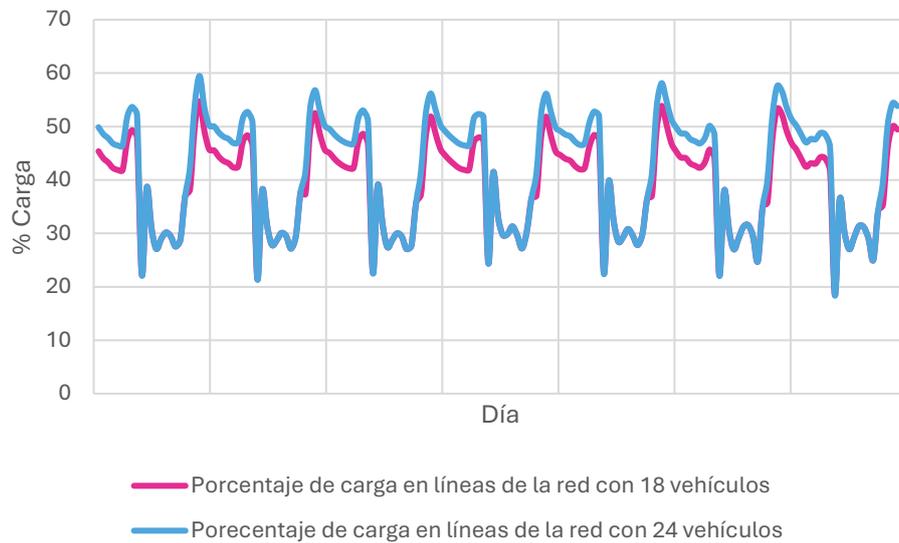


Ilustración 51 Porcentaje de carga en líneas de la red con 18 y 24 vehículos

## 6 Conclusiones

El incremento del autoconsumo y la necesidad de incorporar sistemas de carga para vehículos eléctricos supone nuevos retos para el sistema eléctrico ya que la integración de estas tecnologías puede dar lugar a problemas de calidad tales como sobretensiones, subtensiones o sobrecargas en los equipos de la red. Una solución a estos posibles problemas es la ampliación de las redes, desarrollando nuevas infraestructuras, lo que conlleva importantes inversiones. Estos retos son incluso mayores en las redes rurales ya que, debido a sus características son más vulnerables que las redes urbanas y, debido al reducido número de usuarios tiene mayores limitaciones para su posible expansión.

En este trabajo fin de grado se ha desarrollado el análisis de una red rural de baja tensión en el que se plantean diferentes escenarios de integración de generación distribuida y desarrollo de sistemas de carga de vehículo eléctrico con el fin de identificar las limitaciones existentes para su futuro desarrollo. Además, se analiza cómo la implementación de soluciones de almacenamiento puede influir en la integración de estos nuevos sistemas.

En primer lugar, se ha analizado el impacto de la conexión de autoconsumo fotovoltaico en la red analizada. Para ello se han desarrollado cuatro escenarios, un escenario a corto plazo, basado en la potencia de autoconsumo actual en España y tres escenarios 2030, basados en las predicciones presentes en la Hoja de Ruta del Autoconsumo y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para ese año. Los resultados obtenidos han demostrado que, en el escenario a corto plazo, se consigue una mejora en la calidad de la red, al reducir la dependencia de fuentes externas, la potencia que circula por la red de baja y las subtensiones producidas durante las horas de sol. Sin embargo, si la potencia conectada aumenta hasta los niveles establecidos en el PNIEC, la potencia generada mediante la fotovoltaica en la red supera los valores de demanda produciéndose excedentes a determinadas horas, pudiendo producir sobretensiones en algunos puntos de la red.

Tras este análisis, se ha estudiado la incorporación de un sistema de almacenamiento basado en baterías para los escenarios de autoconsumo en los cuales se producían excedentes de generación fotovoltaica. Los resultados obtenidos demuestran que la combinación autoconsumo más almacenamiento resulta beneficiosa ya que permite un mayor aprovechamiento del recurso solar. La capacidad de almacenamiento permite no solo optimizar el uso de la energía generada durante los periodos de mayor producción, sino también ofrecer una mayor flexibilidad y capacidad de respuesta ante variaciones en la demanda. Esta combinación es ideal para redes rurales donde las fluctuaciones de consumo pueden ser más acentuadas y donde se busca asegurar una mayor resiliencia ante fallos o interrupciones en el suministro externo.

Por último, se ha analizado el posible impacto de la implantación masiva de cargadores de vehículo eléctrico en la red rural analizada. En este análisis se ha buscado obtener el máximo número de cargadores domésticos que pueden ser conectados en esta red teniendo en cuenta tres casos: red sin autoconsumo ni almacenamiento, red con el escenario de autoconsumo basado en el PNIEC y red con el escenario de autoconsumo anterior y sistema de almacenamiento.



Los resultados muestran que, en los tres casos analizados, el número máximo de vehículos eléctricos que puede realizar la carga de forma simultánea en esta red es significativamente menor a la previsión de vehículos eléctricos calculada a partir del PNIEC, ni siquiera combinando autoconsumo y el almacenamiento. Este resultado pone de manifiesto la necesidad de considerar soluciones adicionales, como la expansión de la capacidad de generación basada no sólo en generación fotovoltaica o la ampliación de la red de distribución, para poder integrar de un mayor número de vehículos eléctricos en el futuro



## 7 Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Hoja de ruta del autoconsumo», 2021.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico «Borrador para la actualización del PNIEC 2023-2030-64347», 2023.
- [3] Consejo Económico y Social de España, *El medio rural y su vertebración social y territorial : sesión ordinaria del Pleno de 24 de enero de 2018*. Consejo Económico y Social España, 2018.
- [4] Fundación Naturgy, «El papel del almacenamiento en la Transición Energética», 2021.
- [5] A. Lemus, D. Carrión, E. Aguirre, y J. W. González, «Location of distributed resources in rural-urban marginal power grids considering the voltage collapse prediction index», *Ingenius*, vol. 2022, n.º 28, pp. 25-33, jul. 2022, <https://doi.org/10.17163/ings.n28.2022.02>
- [6] IDAE «¿Qué es el autoconsumo?». Disponible en: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/oficina-de-autoconsumo/que-es-el-autoconsumo>
- [7] «El autoconsumo solar supera la energía nuclear en potencia instalada». Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/autoconsumo-supera-nuclear/>
- [8] «Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS)». Disponible en: <https://corporate.enelx.com/es/question-and-answers/what-is-battery-energy-storage>
- [9] J. F. Sanz, «Asignatura Movilidad Eléctrica Tema 7 Carga del VE» Curso 2023-2024.
- [10] A. David Asín Calvo «Análisis del impacto de la conexión de recursos energéticos distribuidos en una red rural de baja tensión mediante simulación en PowerFactory», TFM, Universidad de Zaragoza, 2023.
- [11] M. Riopérez Matilla, «Análisis multidisciplinar del autoconsumo de energía eléctrica en España», TFG, Universidad Pontificia de Comillas, 2024.
- [12] O. Edition, «DigSILENT PowerFactory User Manual», 2023. Disponible en: <https://www.digsilent.de>
- [13] European Commission, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)» Disponible en: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#api\\_5.2](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#api_5.2)
- [14] «Instituto Nacional de Estadística» Disponible en: <https://www.ine.es/>
- [15] AENOR, «(EX)UNE-EN\_IEC\_61851-1=2020. Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos. Parte 1: Requisitos generales», <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0064113>



- [16] «Tesla Model 3 Tracción trasera (2023) | Precio y ficha técnica - km77.com». Disponible en: <https://www.km77.com/coches/tesla/model-3/2024/estandar/estandar/model-3-traccion-trasera/datos>
- [17] AENOR, «UNE-EN 50160: 2023. Características de la tensión suministrada por las redes públicas de electricidad», <https://tienda.aenor.com/norma-une-en-50160-2023-n0072025>
- [18] UNESA, «Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas», 1996.
- [19] M. A. Lopez Perez, «Analysis and Operation of Smart Grids with Electric Vehicles», Tesis, Universidad de Málaga, 2014.
- [20] A. Ponce Valera, «Diseño de Estrategias para convertir una Red Eléctrica Convencional en una Smartgrid\_ Aplicación a la Red Eléctrica de España», TFG, Universidad Politécnica de Valencia, 2017.

## Anexo 1 Cálculos para la definición de los escenarios de simulación

En este anexo se detallan los cálculos paso a paso realizados para la definición de los diferentes escenarios descritos en esta memoria. En primer lugar, se muestran los cálculos realizados para el cálculo de la potencia de autoconsumo, tanto en la localidad analizada, como en la red de baja tensión en la que se centran los estudios descritos. En segundo lugar, se describe el cálculo del número de vehículos eléctricos en esta misma red.

### I. Potencia de autoconsumo por habitante:

$$\frac{6955000 \text{ kW de Autoconsumo}}{48085361 \text{ Habitantes}} = 0,14464 \frac{\text{kW}}{\text{Habitante}}$$

### II. Potencia de autoconsumo en la localidad:

$$0,14464 \frac{\text{kW}}{\text{Habitante}} * 1103 \text{ Habitantes} = 159,536 \text{ kW de Autoconsumo en Leciñena}$$

### III. Potencia de uso de la red:

$$P_{\text{util red 1}} = \sum P_{\text{contratada}} \times F.d.P \times \text{Factor de utilización}$$

Nombre de la Carga	Potencia Contratada [MW]	F.d.P	Factor de Utilización	Potencia Útil [MW]
N_ACOM_0528018_ServiciosBT	0,0396	0,9	0,7	0,02772
N_ACOM_0000018866_DomesticoBT	0,0276	0,9	0,3	0,00828
N_ACOM_0712586_IndustrialBT	0,013856	0,9	0,7	0,0096992
N_ACOM_0326907_IndustrialBT	0,0132	0,9	0,7	0,00924
N_ACOM_0326907_ServiciosBT	0,0132	0,9	0,7	0,00924
N_ACOM_0508347_DomesticoBT	0,0088	0,9	0,3	0,00264
N_ACOM_0590980_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0688253_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0392885_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0380820_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0421016_ServiciosBT	0,0044	0,9	0,7	0,00308
N_ACOM_0430144_ServiciosBT	0,0033	0,9	0,7	0,00231
N_ACOM_0380820_ServiciosBT	0,0033	0,9	0,7	0,00231
			<b>Total</b>	<b>0,0806092</b>



$$P_{util\ red\ 3} = \sum P_{contratada} \times F.d.P \times \text{Factor de utilización}$$

Nombre de la Carga	Potencia Contratada [MW]	F.d.P	Factor de Utilización	Potencia Útil [MW]
N_ACOM_0132097_DomesticoBT	0,0095	0,9	0,3	0,00285
N_ACOM_0227251_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0384846_DomesticoBT	0,011	0,9	0,3	0,0033
N_ACOM_0132102_DomesticoBT	0,0077	0,9	0,3	0,00231
N_ACOM_0292226_DomesticoBT	0,0099	0,9	0,3	0,00297
N_ACOM_0179757_DomesticoBT	0,0066	0,9	0,3	0,00198
N_ACOM_0326930_DomesticoBT	0,0088	0,9	0,3	0,00264
N_ACOM_0132097_ServiciosBT	0,0095	0,9	0,7	0,00665
N_ACOM_0501945_ServiciosBT	0,175	0,9	0,7	0,1225
<b>Total</b>				<b>0,14685</b>

$$P_{util\ red\ 4} = \sum P_{contratada} \times F.d.P \times \text{Factor de utilización}$$

Nombre de la Carga	Potencia Contratada [MW]	F.d.P	Factor de Utilización	Potencia Útil [MW]
N_ACOM_0404208_ServiciosBT	0,0394	0,9	0,7	0,02758
N_ACOM_0179842_DomesticoBT	0,0165	0,9	0,3	0,00495
N_ACOM_0173698_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0163643_DomesticoBT	0,0099	0,9	0,3	0,00297
N_ACOM_0231320_DomesticoBT	0,0184	0,9	0,3	0,00552
N_ACOM_0132098_DomesticoBT	0,01035	0,9	0,3	0,003105
N_ACOM_0436625_DomesticoBT	0,011	0,9	0,3	0,0033
N_ACOM_0132077_DomesticoBT	0,00445	0,9	0,3	0,001335
N_ACOM_0179958_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0157134_DomesticoBT	0,00905	0,9	0,3	0,002715
N_ACOM_0236671_DomesticoBT	0,0112	0,9	0,3	0,00336
N_ACOM_0132076_DomesticoBT	0,0066	0,9	0,3	0,00198
N_ACOM_0342847_DomesticoBT	0,0077	0,9	0,3	0,00231
N_ACOM_0179954_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0176107_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0227174_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0157132_DomesticoBT	0,0217	0,9	0,3	0,00651
N_ACOM_0179959_DomesticoBT	0,00785	0,9	0,3	0,002355
N_ACOM_0157108_DomesticoBT	0,0134	0,9	0,3	0,00402
N_ACOM_0309807_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0220044_DomesticoBT	0,0247	0,9	0,3	0,00741
N_ACOM_0233608_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0220043_DomesticoBT	0,0043	0,9	0,3	0,00129
N_ACOM_0163003_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0550418_DomesticoBT	0,0115	0,9	0,3	0,00345
N_ACOM_0361437_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0365623_DomesticoBT	0,0066	0,9	0,3	0,00198
N_ACOM_0227311_DomesticoBT	0,0115	0,9	0,3	0,00345



N_ACOM_0179952_DomesticoBT	0,0077	0,9	0,3	0,00231
N_ACOM_0179948_DomesticoBT	0,0099	0,9	0,3	0,00297
N_ACOM_0366421_DomesticoBT	0,01235	0,9	0,3	0,003705
N_ACOM_0367175_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0179949_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0229012_DomesticoBT	0,00345	0,9	0,3	0,001035
N_ACOM_0376674_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0220050_DomesticoBT	0,0066	0,9	0,3	0,00198
N_ACOM_0326898_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0132074_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0262246_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0366377_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0589345_DomesticoBT	0,0092	0,9	0,3	0,00276
N_ACOM_0549930_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0589016_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0702748_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0642376_DomesticoBT	0,00805	0,9	0,3	0,002415
N_ACOM_0560766_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0559516_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0326916_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0179925_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0573866_DomesticoBT	0,00805	0,9	0,3	0,002415
N_ACOM_0318966_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0679352_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0698107_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0326903_DomesticoBT	0,004	0,9	0,3	0,0012
N_ACOM_0690622_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0263828_IndustrialBT	0,0105	0,9	0,7	0,00735
N_ACOM_0227630_IndustrialBT	0,0055	0,9	0,7	0,00385
N_ACOM_0264817_ServiciosBT	0,132	0,9	0,7	0,0924
N_ACOM_0326917_ServiciosBT	0,017321	0,9	0,7	0,0121247
N_ACOM_0237032_ServiciosBT	0,060004	0,9	0,7	0,0420028
N_ACOM_0237388_ServiciosBT	0,0591	0,9	0,7	0,04137
N_ACOM_0231320_ServiciosBT	0,0164	0,9	0,7	0,01148
N_ACOM_0227174_ServiciosBT	0,00575	0,9	0,7	0,004025
N_ACOM_0534377_ServiciosBT	0,0069	0,9	0,7	0,00483
N_ACOM_0511145_ServiciosBT	0,0033	0,9	0,7	0,00231
N_ACOM_0361436_ServiciosBT	0,0033	0,9	0,7	0,00231
N_ACOM_0263843_ServiciosBT	0,0099	0,9	0,7	0,00693
N_ACOM_0132074_ServiciosBT	0,0044	0,9	0,7	0,00308
N_ACOM_0318966_ServiciosBT	0,022	0,9	0,7	0,0154
N_ACOM_0262245_ServiciosBT	0,0099	0,9	0,7	0,00693
<b>Total</b>				<b>0,4070775</b>



$$P_{util\ red\ 5} = \sum P_{contratada} \times F.d.P \times \text{Factor de utilización}$$

Nombre de la Carga	Potencia Contratada [MW]	F.d.P	Factor de Utilización	Potencia Útil [MW]
N_ACOM_0229411_DomesticoBT	0,01305	0,9	0,3	0,003915
N_ACOM_0160865_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0562286_DomesticoBT	0,004	0,9	0,3	0,0012
N_ACOM_0562289_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0421956_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0361454_DomesticoBT	0,009	0,9	0,3	0,0027
N_ACOM_0262253_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0515416_DomesticoBT	0,0276	0,9	0,3	0,00828
N_ACOM_0182761_DomesticoBT	0,0165	0,9	0,3	0,00495
N_ACOM_0132177_DomesticoBT	0,00805	0,9	0,3	0,002415
N_ACOM_0361453_DomesticoBT	0,004	0,9	0,3	0,0012
N_ACOM_0179783_DomesticoBT	0,011	0,9	0,3	0,0033
N_ACOM_0179784_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0179924_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0170157_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0309806_IndustrialBT	0,0007	0,9	0,7	0,00049
N_ACOM_0229411_ServiciosBT	0,0057	0,9	0,7	0,00399
N_ACOM_0182761_ServiciosBT	0,03	0,9	0,7	0,021
N_ACOM_0132177_ServiciosBT	0,00575	0,9	0,7	0,004025
N_ACOM_0357829_ServiciosBT	0,015	0,9	0,7	0,0105
<b>Total</b>				<b>0,07761</b>

$$P_{util\ red\ 6} = \sum P_{contratada} \times F.d.P \times \text{Factor de utilización}$$

Nombre de la Carga	Potencia Contratada [MW]	F.d.P	Factor de Utilización	Potencia Útil [MW]
N_ACOM_0132161_DomesticoBT	0,0115	0,9	0,3	0,00345
N_ACOM_0179962_DomesticoBT	0,003984	0,9	0,3	0,0011952
N_ACOM_0365562_DomesticoBT	0,0138	0,9	0,3	0,00414
N_ACOM_0261533_DomesticoBT	0,02185	0,9	0,3	0,006555
N_ACOM_0228664_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0559951_DomesticoBT	0,05175	0,9	0,3	0,015525
N_ACOM_0132111_DomesticoBT	0,0143	0,9	0,3	0,00429
N_ACOM_0562288_DomesticoBT	0,0099	0,9	0,3	0,00297
N_ACOM_0179927_DomesticoBT	0,0048	0,9	0,3	0,00144
N_ACOM_0179816_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0132176_DomesticoBT	0,01585	0,9	0,3	0,004755
N_ACOM_0361452_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0590684_DomesticoBT	0,0092	0,9	0,3	0,00276
N_ACOM_0132108_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0220054_DomesticoBT	0,0099	0,9	0,3	0,00297
N_ACOM_0220052_DomesticoBT	0,0121	0,9	0,3	0,00363
N_ACOM_0220053_DomesticoBT	0,027	0,9	0,3	0,0081



N_ACOM_0132106_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0157498_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0220051_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0179926_DomesticoBT	0,0088	0,9	0,3	0,00264
N_ACOM_0229275_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0540322_ServiciosBT	0,00345	0,9	0,7	0,002415
N_ACOM_0220051_ServiciosBT	0,002988	0,9	0,7	0,0020916
<b>Total</b>				<b>0,0810318</b>

$$P_{util\ red\ 7} = \sum P_{contratada} \times F.d.P \times \text{Factor de utilización}$$

Nombre de la Carga	Potencia Contratada [MW]	F.d.P	Factor de Utilización	Potencia Útil [MW]
N_ACOM_0577881_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0179947_DomesticoBT	0,0066	0,9	0,3	0,00198
N_ACOM_0524225_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0132088_DomesticoBT	0,0115	0,9	0,3	0,00345
N_ACOM_0179907_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0507624_DomesticoBT	0,0066	0,9	0,3	0,00198
N_ACOM_0549179_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0220049_DomesticoBT	0,0121	0,9	0,3	0,00363
N_ACOM_0132089_DomesticoBT	0,0143	0,9	0,3	0,00429
N_ACOM_0220047_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0179902_DomesticoBT	0,0157	0,9	0,3	0,00471
N_ACOM_0686746_DomesticoBT	0,00345	0,9	0,3	0,001035
N_ACOM_0406364_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0329079_DomesticoBT	0,0076	0,9	0,3	0,00228
N_ACOM_0179945_DomesticoBT	0,0081	0,9	0,3	0,00243
N_ACOM_0179999_DomesticoBT	0,0108	0,9	0,3	0,00324
N_ACOM_0421965_DomesticoBT	0,011	0,9	0,3	0,0033
N_ACOM_0179997_DomesticoBT	0,0168	0,9	0,3	0,00504
N_ACOM_0297451_DomesticoBT	0,00345	0,9	0,3	0,001035
N_ACOM_0220046_DomesticoBT	0,005976	0,9	0,3	0,0017928
N_ACOM_0132083_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0132084_DomesticoBT	0,01235	0,9	0,3	0,003705
N_ACOM_0562483_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0226024_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0406731_DomesticoBT	0,0194	0,9	0,3	0,00582
N_ACOM_0132085_DomesticoBT	0,00345	0,9	0,3	0,001035
N_ACOM_0168280_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0170126_DomesticoBT	0,00785	0,9	0,3	0,002355
N_ACOM_0326900_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0132091_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0179904_DomesticoBT	0,01005	0,9	0,3	0,003015
N_ACOM_0179934_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0132094_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0179933_DomesticoBT	0,0099	0,9	0,3	0,00297
N_ACOM_0324334_DomesticoBT	0,0115	0,9	0,3	0,00345



N_ACOM_0132112_DomesticoBT	0,01475	0,9	0,3	0,004425
N_ACOM_0329039_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0232744_DomesticoBT	0,0201	0,9	0,3	0,00603
N_ACOM_0179930_DomesticoBT	0,0143	0,9	0,3	0,00429
N_ACOM_0236922_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0310493_DomesticoBT	0,0165	0,9	0,3	0,00495
N_ACOM_0533346_ServiciosBT	0,0046	0,9	0,7	0,00322
N_ACOM_0681297_ServiciosBT	0,00345	0,9	0,7	0,002415
N_ACOM_0262236_ServiciosBT	0,0023	0,9	0,7	0,00161
N_ACOM_0421965_ServiciosBT	0,0055	0,9	0,7	0,00385
N_ACOM_0000079513_ServiciosBT	0,00575	0,9	0,7	0,004025
N_ACOM_0409824_ServiciosBT	0,0088	0,9	0,7	0,00616
N_ACOM_0132090_ServiciosBT	0,0075	0,9	0,7	0,00525
N_ACOM_0347580_ServiciosBT	0,0055	0,9	0,7	0,00385
N_ACOM_0220055_ServiciosBT	0,0007	0,9	0,7	0,00049
N_ACOM_0707373_ServiciosBT	0,00345	0,9	0,7	0,002415
N_ACOM_0705841_ServiciosBT	0,00345	0,9	0,7	0,002415
<b>Total</b>				<b>0,1418628</b>

$$P_{util\ red\ 8} = \sum P_{contratada} \times F.d.P \times Factor\ de\ utilización$$

Nombre de la Carga	Potencia Contratada [MW]	F.d.P	Factor de Utilización	Potencia Útil [MW]
N_ACOM_0301743_DomesticoBT	0,022	0,9	0,3	0,0066
N_ACOM_0395000_DomesticoBT	0,0088	0,9	0,3	0,00264
N_ACOM_0132117_DomesticoBT	0,0302	0,9	0,3	0,00906
N_ACOM_0309814_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0132132_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0220058_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0228073_DomesticoBT	0,011	0,9	0,3	0,0033
N_ACOM_0531629_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0132130_DomesticoBT	0,0077	0,9	0,3	0,00231
N_ACOM_0179898_DomesticoBT	0,010376	0,9	0,3	0,0031128
N_ACOM_0220057_DomesticoBT	0,011	0,9	0,3	0,0033
N_ACOM_0132129_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0179897_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0226973_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0132174_DomesticoBT	0,0077	0,9	0,3	0,00231
N_ACOM_0228678_DomesticoBT	0,0148	0,9	0,3	0,00444
N_ACOM_0407123_DomesticoBT	0,009	0,9	0,3	0,0027
N_ACOM_0571136_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0132123_DomesticoBT	0,01225	0,9	0,3	0,003675
N_ACOM_0179910_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0586068_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0302826_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0430253_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0132126_DomesticoBT	0,0139	0,9	0,3	0,00417
N_ACOM_0326908_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099



N_ACOM_0157837_DomesticoBT	0,0276	0,9	0,3	0,00828
N_ACOM_0237105_DomesticoBT	0,00345	0,9	0,3	0,001035
N_ACOM_0132120_DomesticoBT	0,0099	0,9	0,3	0,00297
N_ACOM_0228679_DomesticoBT	0,00345	0,9	0,3	0,001035
N_ACOM_0228680_DomesticoBT	0,0033	0,9	0,3	0,00099
N_ACOM_0162240_DomesticoBT	0,0044	0,9	0,3	0,00132
N_ACOM_0132124_DomesticoBT	0,0092	0,9	0,3	0,00276
N_ACOM_0544940_DomesticoBT	0,00345	0,9	0,3	0,001035
N_ACOM_0179915_DomesticoBT	0,00905	0,9	0,3	0,002715
N_ACOM_0132119_DomesticoBT	0,0055	0,9	0,3	0,00165
N_ACOM_0179903_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0228681_DomesticoBT	0,0077	0,9	0,3	0,00231
N_ACOM_0179848_DomesticoBT	0,01035	0,9	0,3	0,003105
N_ACOM_0220056_DomesticoBT	0,0088	0,9	0,3	0,00264
N_ACOM_0310152_DomesticoBT	0,0143	0,9	0,3	0,00429
N_ACOM_0179996_DomesticoBT	0,0075	0,9	0,3	0,00225
N_ACOM_0179922_DomesticoBT	0,01015	0,9	0,3	0,003045
N_ACOM_2000179920_DomesticoBT	0,0092	0,9	0,3	0,00276
N_ACOM_0236807_DomesticoBT	0,0046	0,9	0,3	0,00138
N_ACOM_0179914_DomesticoBT	0,0135	0,9	0,3	0,00405
N_ACOM_0583329_DomesticoBT	0,0069	0,9	0,3	0,00207
N_ACOM_0179817_DomesticoBT	0,0066	0,9	0,3	0,00198
N_ACOM_0263836_DomesticoBT	0,0075	0,9	0,3	0,00225
N_ACOM_0710278_DomesticoBT	0,00575	0,9	0,3	0,001725
N_ACOM_0000049117_DomesticoBT	0,0184	0,9	0,3	0,00552
N_ACOM_0262237_IndustrialBT	0,0007	0,9	0,7	0,00049
N_ACOM_0226973_IndustrialBT	0,0055	0,9	0,7	0,00385
N_ACOM_0000005804_IndustrialBT	0,0092	0,9	0,7	0,00644
N_ACOM_0179964_ServiciosBT	0,0095	0,9	0,7	0,00665
N_ACOM_0262252_ServiciosBT	0,0023	0,9	0,7	0,00161
N_ACOM_0544940_ServiciosBT	0,00345	0,9	0,7	0,002415
N_ACOM_0632481_ServiciosBT	0,00345	0,9	0,7	0,002415
N_ACOM_0263836_ServiciosBT	0,0013	0,9	0,7	0,00091
<b>Total</b>				<b>0,1556928</b>

$$P_{util\ total} = \sum_{i=1}^8 P_{util\ red\ i}$$

$$\begin{aligned} &= P_{util\ red\ 1} + P_{util\ red\ 3} + P_{util\ red\ 4} + P_{util\ red\ 5} + P_{util\ red\ 6} \\ &+ P_{util\ red\ 7} + P_{util\ red\ 8} \\ &= 0,0806092 + 0,14685 + 0,4070775 + 0,07761 + 0,0810318 \\ &+ 0,1418628 + 0,1556928 = 0,109073\ MW = \mathbf{1090,73\ kW} \end{aligned}$$

#### IV. Potencia de autoconsumo por kW de Potencia útil de la red:

$$\frac{159,536\ kW\ de\ Autoconsumo}{1090,73\ kW\ P_{util\ total}} = 0,146264795$$



**V. Potencia de autoconsumo en la Red 4:**

$$P_{\text{util red 4}} = 0,4070775 \text{ MW} = 407,08 \text{ kW}$$

$$P_{\text{autoconsumo en red 4}} = 407,08 \times 0,146264795 = 59,54 \text{ kW}$$

**VI. Número de paneles en la Red 4 en el escenario actual:**

$$\frac{P_{\text{autoconsumo en red 4}}}{P_{\text{potencia nominal Placa Solar Aleo150L}}} = \frac{59,54 \text{ kW}}{0,16 \text{ kW}} \approx 372 \text{ Placas}$$

**VII. Potencia de autoconsumo en la localidad en 2030 según Hoja de Ruta del Autoconsumo (9GW):**

$$P_{\text{autoconsumo en 2030}} = \frac{P_{\text{potencia de autoconsumo estimada en España en 2030}}}{P_{\text{potencia de autoconsumo en 2023 en España}}} \times P_{\text{potencia de autoconsumo en la localidad en 2023}} = \frac{9000000}{695500} \times 159,536 = 206,44 \text{ kW}$$

**VIII. Potencia de autoconsumo por kW de Potencia útil de la red según Hoja de Ruta del Autoconsumo (9GW):**

$$\frac{206,44 \text{ kW de Autoconsumo}}{1090,73 \text{ kW } P_{\text{útil total}}} = 0,189271482$$

**IX. Potencia de autoconsumo en la Red 4 según Hoja de Ruta del Autoconsumo (9GW):**

$$P_{\text{util red 4}} = 407,08 \text{ kW}$$

$$P_{\text{autoconsumo en red 4}} = 407,08 \times 0,189271482 = 77,05 \text{ kW}$$

**X. Número de paneles en la Red 4 en el escenario según Hoja de Ruta del Autoconsumo (9GW):**

$$\frac{P_{\text{autoconsumo en red 4}}}{P_{\text{potencia nominal Placa Solar Aleo150L}}} = \frac{77,05 \text{ kW}}{0,16 \text{ kW}} \approx 482 \text{ Placas} = 77,12 \text{ kW}$$



**XI. Potencia de autoconsumo en la localidad en 2030 según Hoja de Ruta del Autoconsumo Alta Estimación (14GW):**

$$P_{\text{autoconsumo en 2030}} = \frac{\text{Potencia de autoconsumo estimada en España en 2030}}{\text{Potencia de autoconsumo en 2023 en España}} \times$$
$$P_{\text{potencia de autoconsumo en la localidad en 2023}} = \frac{14000000}{695500} \times 159,536 = 321,14 \text{ kW}$$

**XII. Potencia de autoconsumo por kW de Potencia útil de la red según Hoja de Ruta del Autoconsumo Alta Estimación (14GW):**

$$\frac{321,14 \text{ kW de Autoconsumo}}{1090,73 \text{ kW Pútil total}} = 0,294422306$$

**XIII. Potencia de autoconsumo en la Red 4 según Hoja de Ruta del Autoconsumo Alta Estimación (14GW):**

$$P_{\text{util red 4}} = 407,08 \text{ kW}$$

$$P_{\text{autoconsumo en red 4}} = 407,08 \times 0,294422306 = 119,84 \text{ kW}$$

**XIV. Número de paneles en la Red 4 en el escenario según Hoja de Ruta del Autoconsumo Alta Estimación (14GW):**

$$\frac{P_{\text{autoconsumo en red 4}}}{P_{\text{potencia nominal Placa Solar Aleo150L}}} = \frac{119,84 \text{ kW}}{0,16 \text{ kW}} \approx 749 \text{ Placas}$$

**XV. Potencia de autoconsumo en la localidad en 2030 según Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (19GW):**

$$P_{\text{autoconsumo en 2030}} = \frac{\text{Potencia de autoconsumo estimada en España en 2030}}{\text{Potencia de autoconsumo en 2023 en España}} \times$$
$$P_{\text{potencia de autoconsumo en la localidad en 2023}} = \frac{19000000}{695500} \times 159,536 = 435,83 \text{ kW}$$



**XVI. Potencia de autoconsumo por kW de Potencia útil de la red Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (19GW):**

$$\frac{435,83 \text{ kW de Autoconsumo}}{1090,73 \text{ kW Pútil total}} = 0,399573129$$

**XVII. Potencia de autoconsumo en la Red 4 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (19GW):**

$$P_{\text{util red 4}} = 407,08 \text{ kW}$$

$$P_{\text{autoconsumo en red 4}} = 407,08 \times 0,399573129 = 162,66 \text{ kW}$$

**XVIII. Número de paneles en la Red 4 en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (19GW):**

$$\frac{P_{\text{autoconsumo en red 4}}}{\text{Potencia nominal Placa Solar Aleo150L}} = \frac{162,66 \text{ kW}}{0,16 \text{ kW}} \approx 1017 \text{ Placas} = 162,72 \text{ kW}$$

**XIX. Número de vehículos eléctricos en la red de la localidad en 2030 según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima:**

$$\begin{aligned} & n^{\circ} \text{ de vehiculos en la localidad} \\ &= \frac{n^{\circ} \text{ habitantes en la localidad}}{n^{\circ} \text{ habitates en España}} \times n^{\circ} \text{ de vehiculos en España en 2030} \\ &= \frac{1103}{48085361} \times 5500000 \approx 126 \text{ vehículos} \end{aligned}$$

**XX. Relación nº de vehículos eléctricos por kW de potencia útil de la red:**

$$\frac{126 \text{ Vehículos}}{1090,73 \text{ kW Pútil}} = 0,11551853$$

**XXI. Cantidad de vehículos en la red 4:**

$$n^{\circ} \text{ de vehículos} = P_{\text{util red 4}} \times 0,11551853 = 407,0775 \times 0,11551853 = 47$$

## Anexo 2 Cálculo de la producción fotovoltaica en DlgSILENT PowerFactory

En este anexo se detallan la interfaz de los paneles y los cálculos que realiza el programa de simulación DlgSILENT PowerFactory para obtener los valores de producción fotovoltaica.

### 1) Interfaz de Características del modelo de panel utilizado en la red:

Name	Aleo 150 L	
Peak Power (MPP)	160,	W
Rated Voltage (MPP)	23,4	V
Rated Current (MPP)	6,8	A
Open Circuit Voltage	30,5	V
Short Circuit Current	7,2	A
Material	Single crystalline silicon (Mono-Si) ▾	
<input type="checkbox"/> Use Typical Values		
Temperature Coef. (P)	-0,43	%/degC
NOCT	47,	degC

### 2) Interfaz del sistema PV para configurar el Número de Paneles y Convertidores:

Number of	
Parallel Inverters	1
Panels per Inverter	19

### 3) Interfaz de los paneles solares para configurar las características de Localización geográfica, Orientación del panel y Eficiencia del convertidor:

System Geographical Location	
<i>Note: GPS position is defined in terminal, busbar or substation.</i>	
Latitude	41,79922 deg
Longitude	-0,6116543 deg
Time Zone (Offset)	UTC+01:00 ▾
Orientation and Tilt	
Mounting System	Fixed/Stationary ▾
Orientation Angle	0, deg
Tilt Angle	30, deg
Inverter	
Efficiency Factor	95, %

4) Interfaz de los paneles solares para configurar las características de entorno:

**Irradiance on the Horizontal Plane**

Specified Components:

Global Irradiance Data:

Diffuse Irradiance Data:

---

**Environment Factors**

Ambient Temperature:  degC    23,67 degC

Shading Factor (Direct):

Shading Factor (Diffuse):

Ground Albedo:

5) Cálculo de la potencia producida por un panel fotovoltaico:

$$P_{panel} = \frac{E_{g,pv} \cdot P_{pk,panel} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{inv}}{E_{STD}} \quad P_{system} = P_{panel} \cdot num_{panels}$$

$P_{panel}$	<b>Potencia activa de salida de un solo panel en kW</b>
$P_{system}$	<b>Potencia activa de salida del sistema PV</b>
$num_{panels}$	Número de paneles introducidos por el usuario en la interfaz <b>2)</b>
$E_{g,pv}$	Irradiancia global en el plano del sistema PV en W/m <sup>2</sup> <b>6)</b>
$E_{STD}$	Valor de irradiancia en condiciones estándar en kW (1000 W/m <sup>2</sup> )
$P_{pk,panel}$	Potencia máxima nominal introducido en la interfaz del modelo del panel solar en kW <b>1)</b>
$\eta_{rel}$	Eficiencia del panel <b>16)</b>
$\eta_{inv}$	Eficiencia del convertidor introducido por el usuario en la interfaz <b>3)</b>



**6) Cálculo de la irradiancia global en el plano del sistema:**

$$E_{g,pv} = E_{b,pv} \cdot (1 - S_{dir}) + E_{d,pv} \cdot (1 - S_{diff}) + E_{r,pv}$$

$E_{g,pv}$	<b>Irradiancia global en el plano del sistema PV en W/m<sup>2</sup></b>
$E_{b,pv}$	Componente directa en W/m <sup>2</sup> <b>7)</b>
$E_{d,pv}$	Componente difusa del cielo en W/m <sup>2</sup> <b>9)</b>
$E_{r,pv}$	Componente reflejada del suelo en W/m <sup>2</sup> <b>13)</b>
$S_{dir}$	Factor de sombreado de la irradiancia directa introducido por el usuario en la interfaz <b>4)</b>
$S_{diff}$	Factor de sombreado de la irradiancia difusa introducido por el usuario en la interfaz <b>4)</b>

**7) Cálculo de la componente directa de la irradiancia global:**

$$E_{b,pv} = \begin{cases} \frac{E_{b,hor} \cdot \cos \nu(\beta, \alpha)}{\sin \gamma_s} & \text{for } \cos \nu(\beta, \alpha) > 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$E_{b,pv}$	<b>Componente directa en W/m<sup>2</sup></b>
$E_{b,hor}$	Irradiancia directa en un plano horizontal <b>8)</b>
$\gamma_s$	Ángulo de altitud solar en grados <b>15)</b>
$\nu(\beta, \alpha)$	Angulo de incidencia de la irradiancia solar <b>15)</b>

**8) Cálculo de la irradiancia directa en un plano horizontal**

$$E_{b,hor} = E_{b,norm} * \sin \gamma_s$$

$E_{b,hor}$	<b>Irradiancia directa en un plano horizontal</b>
$E_{b,norm}$	Irradiancia solar normal en W/m <sup>2</sup>
$\gamma_s$	Ángulo de altitud solar en grados <b>15)</b>



**9) Cálculo de la componente difusa de la irradiancia:**

$$E_{d,PV} = \begin{cases} E_{d,hor} \cdot \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) & \text{for } \frac{1 + \cos(\beta)}{2} > 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$E_{d,pv}$	<b>Componente difusa del cielo en W/m<sup>2</sup></b>
$\beta$	Ángulo de inclinación de la superficie desde el plano horizontal en grados introducido por el usuario en la interfaz <b>3)</b>
$E_{d,hor}$	Irradiancia global en un plano horizontal <b>10)</b>

**10) Cálculo de la irradiancia global en un plano horizontal**

**Louche et al. Model**

$$E_{d,hor} = E_{g,hor} \left( 1 - \frac{1}{KT} \cdot (-10.627 \cdot KT^5 + 15.307 \cdot KT^4 - 5.205 \cdot KT^3 + 0.994 \cdot KT^2 - 0.059 \cdot KT + 0.002) \right)$$

$E_{d,hor}$	<b>Irradiancia global en un plano horizontal</b>
$E_{g,hor}$	Irradiancia global en un plano horizontal <b>14)</b>
$KT$	Índice de claridad del cielo <b>11)</b>

**11) Cálculo del índice de claridad del cielo**

$$KT = \frac{E_{g,hor}}{E_0(J)}$$

$KT$	<b>Índice de claridad del cielo</b>
$E_{g,hor}$	Irradiancia global en un plano horizontal <b>14)</b>
$E_0(J)$	Irradiancia extraterrestre en el plano horizontal corregida por el día del año <b>12)</b>



**12) Cálculo de la Irradiancia extraterrestre en el plano horizontal:**

$$I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$$

$$\epsilon = 1 + 0.03344 \cdot \cos(J'_{rad} - 0.048869)$$

$$E_0 = I_0 \cdot \sin(\gamma_s)$$

$$E_0(J) = I_0 \cdot \epsilon \cdot \sin \gamma_s$$

$I_0$	Constante solar, igual a 1367 W/m <sup>2</sup>
$\epsilon$	Corrección de la variación de la distancia Sol-Tierra respecto a su valor medio
$J'_{rad}$	El ángulo del día en radianes <b>15)</b>
$E_0$	Irradiancia extraterrestre en el plano horizontal
$\gamma_s$	Ángulo de altitud solar en grados <b>15)</b>
$E_0(J)$	<b>Irradiancia extraterrestre en el plano horizontal corregida por el día del año.</b>

**13) Cálculo de la componente reflejada en el suelo de irradiancia:**

$$E_{r,pv} = \begin{cases} E_{g,hor} \cdot \rho_g \cdot \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) & \text{for } \frac{1 - \cos(\beta)}{2} > 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$$

$E_{r,pv}$	<b>Componente reflejada del suelo en W/m<sup>2</sup></b>
$\rho_g$	Albedo <sup>1</sup> del suelo introducido por el usuario en la interfaz <b>4)</b>
$\beta$	Ángulo de inclinación de la superficie desde el plano horizontal en grados introducido por el usuario en la interfaz <b>15)</b>
$E_{g,hor}$	Irradiancia global en un plano horizontal <b>14)</b>

<sup>1</sup> Albedo: Porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella



**14) Cálculo de la irradiancia global en un plano horizontal:**

**Adnot-Bourges-Campana-Gicquel Model**

$$E_{g,hor} = 951.39 \cdot (\sin\gamma_s)^{1.15}$$

$E_{g,hor}$	<b>Irradiancia global en un plano horizontal</b>
$\gamma_s$	Ángulo de altitud solar en grados <b>15)</b>

**15) Cálculo del ángulo de incidencia en el sistema PV:**

$$J'_{rad} = \frac{J \cdot 2\pi}{365.25}$$

$$J'_{deg} = \frac{J \cdot 360}{365.25}$$

$$\delta = \sin^{-1} 0.3978 \cdot \sin[J'_{rad} - 1400 + 0.0355 \cdot \sin(J'_{rad} - 0.0489)]$$

$$EOT = -0.128 \cdot \sin(J'_{deg} - 2.8^\circ) - 0.165 \cdot \sin(2J'_{deg} + 19.7^\circ)$$

$$t_{LAT} = t_{LMT} + \frac{(\lambda - \lambda_R)}{15} + EOT - c$$

$$\omega = 15 \cdot (t_{LAT} - 12)$$

$$\sin\gamma_s = \sin\phi \cdot \sin\delta + \cos\phi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega$$

$$\cos\alpha_s = \frac{\sin\phi \cdot \sin\gamma_s - \sin\delta}{\cos\phi \cdot \cos\gamma_s}$$

$$\sin\alpha_s = \frac{\cos\delta \cdot \sin\omega}{\cos\gamma_s}$$

$$\alpha_s = \begin{cases} -\cos^{-1}(\cos\alpha_s) & \text{if } \sin\alpha_s < 0 \\ \cos^{-1}(\cos\alpha_s) & \text{if } \sin\alpha_s > 0 \end{cases}$$

$$\alpha_F = \alpha_s - \alpha$$

$$\nu(\beta, \alpha) = \cos^{-1}(\cos\gamma_s \cdot \cos\alpha_F \cdot \sin\beta + \sin\gamma_s \cdot \cos\beta)$$

$J$	Número del día en la simulación (1 a 366)
$J'_{rad}$	<b>El ángulo del día en radianes</b>
$J'_{deg}$	El ángulo del día en grados
$\delta$	Angulo de declinación del planeta en radianes
$EOT$	Ecuación de tiempo en horas
$\lambda$	Longitud de la ubicación en grados, siendo el Este positivo <b>3)</b>
$\lambda_R$	Longitud de la zona horaria local en grados, siendo el Este positivo <b>3)</b>
$C$	Corrección para el horario de verano en horas
$t_{LMT}$	Hora media local
$t_{LAT}$	Tiempo solar en horas
$\omega$	Ángulo horario en grados
$\phi$	Latitud de la ubicación en <b>grados 3)</b>
$\gamma_s$	<b>Ángulo de altitud solar en grados</b>
$\alpha$	Angulo de acimut <sup>2</sup> de la <u>superficie</u> en grados (Medido desde el sur en el hemisferio norte y desde el norte en el hemisferio sur, es decir, frente al ecuador siempre es cero grados)
$\alpha_s$	Angulo de acimut solar
$\alpha_F$	Angulo de acimut solar de la pared <sup>3</sup>
$\beta$	<b>Ángulo de inclinación de la superficie desde el plano horizontal en grados introducido por el usuario en la interfaz</b>
$v(\beta, \alpha)$	<b>Angulo de incidencia de la irradiancia solar</b>

#### 16) Cálculo de la eficiencia del panel:

$$\eta_{rel} = (1 + c_T \cdot 0.01 \cdot (T_c - T_r)) \cdot \left( 1 + k_1 \cdot \ln \left( \frac{E_{g,pv}}{E_{STD}} \right) - k_2 \cdot \left( \frac{E_{g,pv}}{E_{STD}} - 1 \right) \right)$$

$\eta_{rel}$	<b>Eficiencia del panel</b>
$E_{g,pv}$	Irradiancia global en el plano del sistema PV en W/m <sup>2</sup> <b>6)</b>
$E_{STD}$	Valor de irradiancia en condiciones estándar en kW (1000 W/m <sup>2</sup> )
$c_T$	Coefficiente de temperatura para la eficiencia del módulo en %/°C introducido en la interfaz del modelo del panel <b>1)</b>
$T_c$	Temperatura media del módulo en °C <b>17)</b>
$T_r$	Temperatura de referencia = 25°C
$k_1$	Coefficiente de eficiencia 1 <b>18)</b>
$k_2$	Coefficiente de eficiencia 2 <b>18)</b>

<sup>2</sup> **Ángulo de acimut:** Ángulo que forman el Norte geográfico y la proyección vertical de un cuerpo celeste sobre el horizonte del observador situado a una determinada latitud

<sup>3</sup> **Ángulo de acimut solar de una pared:** Es la diferencia entre el ángulo de acimut del Sol y el ángulo de orientación de la pared (la dirección perpendicular a la pared en el plano horizontal)

**17) Cálculo de la temperatura media del módulo:**

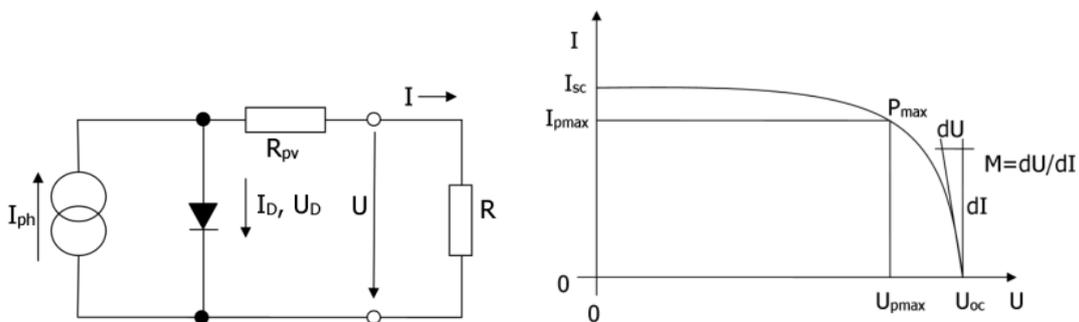
$$T_c = T_a + \Delta T \cdot 0.01 \cdot E_{g,pv}$$

$$\Delta T = \frac{NOCT - 20}{0.8 \cdot E_{STD}}$$

$T_c$	<b>Temperatura media del módulo en °C</b>
$E_{g,pv}$	Irradiancia global en el plano del sistema PV en $W/m^2$ <b>6)</b>
$T_a$	Temperatura ambiente introducido por el usuario en la interfaz <b>4)</b>
$NOCT$	Temperatura nominal de funcionamiento de la célula en °C introducido en la interfaz del modelo del panel <b>1)</b>
$E_{STD}$	Valor de irradiancia en condiciones estándar en kW ( $1000 W/m^2$ )

**18) Cálculo de los coeficientes de eficiencia del panel:**

Modelo y curva de la célula





$$k_1 = \frac{U_{T0}}{U_{pmax0}}$$

$$k_2 = \frac{R_{pv} \cdot I_{pmax0}}{U_{pmax0}}$$

$$M = \frac{U_{oc}}{I_{sc}} \cdot \left( -5.411 \cdot \frac{I_{pmax} \cdot U_{pmax}}{I_{sc} \cdot U_{oc}} + 6.450 \cdot \frac{U_{pmax}}{U_{oc}} + 3.417 \cdot \frac{I_{pmax}}{I_{sc}} - 4.422 \right)$$

$$R_{pv} = -M \cdot \frac{I_{sc}}{I_{pmax}} + \frac{U_{pmax}}{I_{pmax}} \cdot \left( 1 - \frac{I_{sc}}{I_{pmax}} \right)$$

$$U_T = -(M + R_{pv}) \cdot I_{sc}$$

$$U_{T0} = U_T \cdot \frac{T_r}{T_c}$$

$$I_{pmax0} = I_{pmax} \cdot \frac{E_{STD}}{E_{g,eff}}$$

$$U_{pmax0} = \frac{U_{pmax}}{1 + c_T \cdot 0.01 \cdot (T_c - T_r)} + U_{T0} \cdot \ln \left( \frac{E_{STD}}{E_{g,eff}} \right) - I_{pmax} \cdot R_{pv} \cdot \left( \frac{E_{STD}}{E_{g,eff}} - 1 \right)$$

$k_1$	<b>Coefficiente de eficiencia 1</b>
$k_2$	<b>Coefficiente de eficiencia 2</b>
$U_{pmax0}$	Tensión en el punto de máxima potencia proporcional a la irradiancia en V
$I_{pmax0}$	Corriente en el punto de máxima potencia proporcional a la irradiancia en A
$R_{pv}$	Resistencia fotovoltaica en $\Omega$
$M$	Pendiente de la curva I-V en $I = 0$
$U_{oc}$	Tensión en circuito abierto en V
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito en A
$I_{pmax}$	Corriente nominal en el punto de máxima potencia en A
$U_{pmax}$	Tensión nominal en el punto de máxima potencia en V



$U_T$	Tensión asociada a la temperatura
$U_{T0}$	Tensión proporcional a la temperatura
$C_T$	Coefficiente de temperatura para la eficiencia del módulo en %/°C introducido en la interfaz del modelo del panel <b>1)</b>
$T_r$	Temperatura de referencia = 25°C
$T_c$	Temperatura media del módulo en °C <b>17)</b>
$E_{STD}$	Valor de irradiancia en condiciones estándar en kW (1000 W/m <sup>2</sup> )
$E_{g,eff}$	Irradiancia efectiva, en W/m <sup>2</sup> $E_{g,eff} = E_{g,hor}$

## Anexo 3 Elección de las semanas de mayor y menor producción fotovoltaica

En este anexo se describen los cálculos realizados para seleccionar las semanas representativas para los estudios presentados en esta memoria.

En el estudio de la red, se van a seleccionar las épocas del año con una mayor y una menor producción fotovoltaica para poder analizar los casos más extremos. Debido a ello, el primer paso es observar la producción fotovoltaica durante un año y analizar su variación. La siguiente gráfica representa la producción en kWh de cada mes del año 2023:

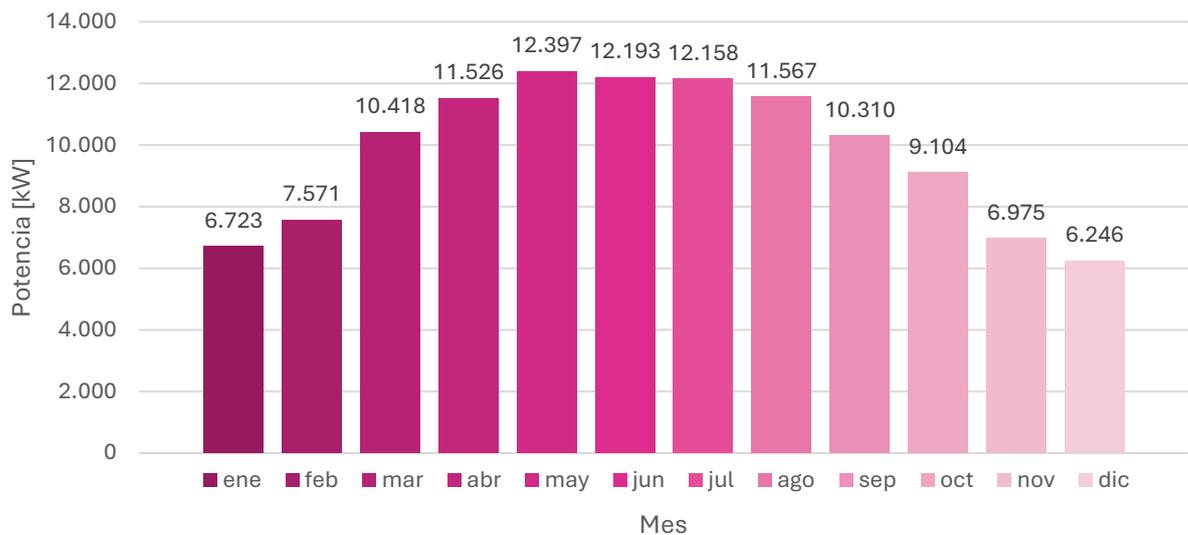


Ilustración 52 Energía generada en kWh por la red cada mes de 2023

Como se puede apreciar los dos meses con mayor producción son mayo y junio con 12.397kWh y 12.193kWh respectivamente. Analizando la energía generada en cada una de las semanas de estos meses se puede seleccionar la semana con mayor producción:

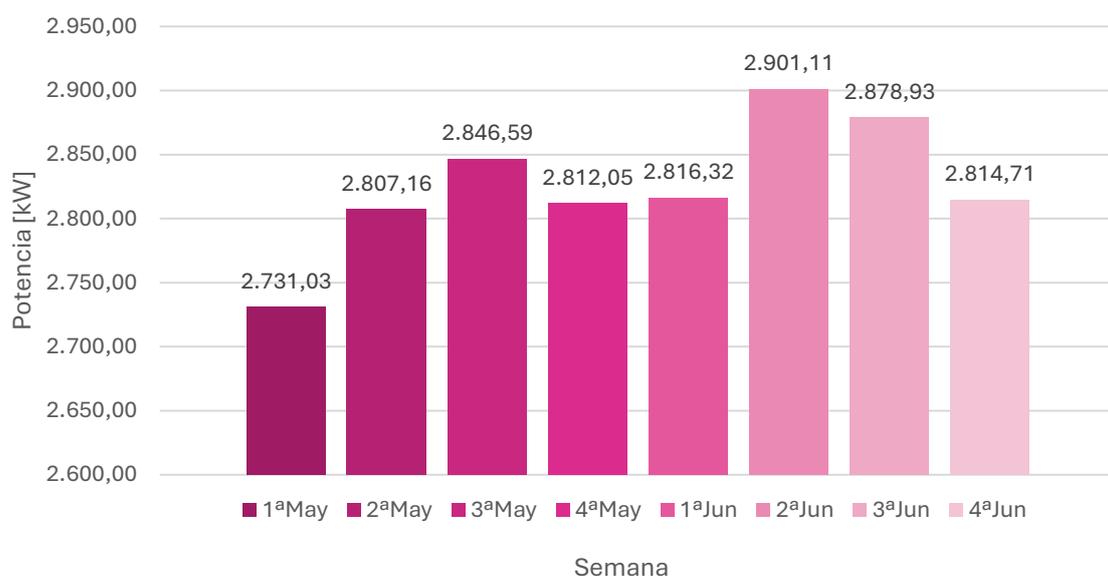


Ilustración 53 Energía generada en kWh por semana en mayo y junio

Según lo anterior, se obtiene que la semana de mayor producción es la segunda semana de junio.

mayo							junio								
sm	l	m	m	j	v	s	d	sm	l	m	m	j	v	s	d
18	1	2	3	4	5	6	7	22				1	2	3	4
19	8	9	10	11	12	13	14	23	5	6	7	8	9	10	11
20	15	16	17	18	19	20	21	24	12	13	14	15	16	17	18
21	22	23	24	25	26	27	28	25	19	20	21	22	23	24	25
22	29	30	31					26	26	27	28	29	30		

Ilustración 54 Meses de mayo y junio en 2023

Para buscar la semana de menor producción, analizando de nuevo la Ilustración 52, se observa que los meses de menos producción son enero y diciembre con 6.723 kWh y 6.246 kWh respectivamente. Analizando la producción por semana se obtiene:

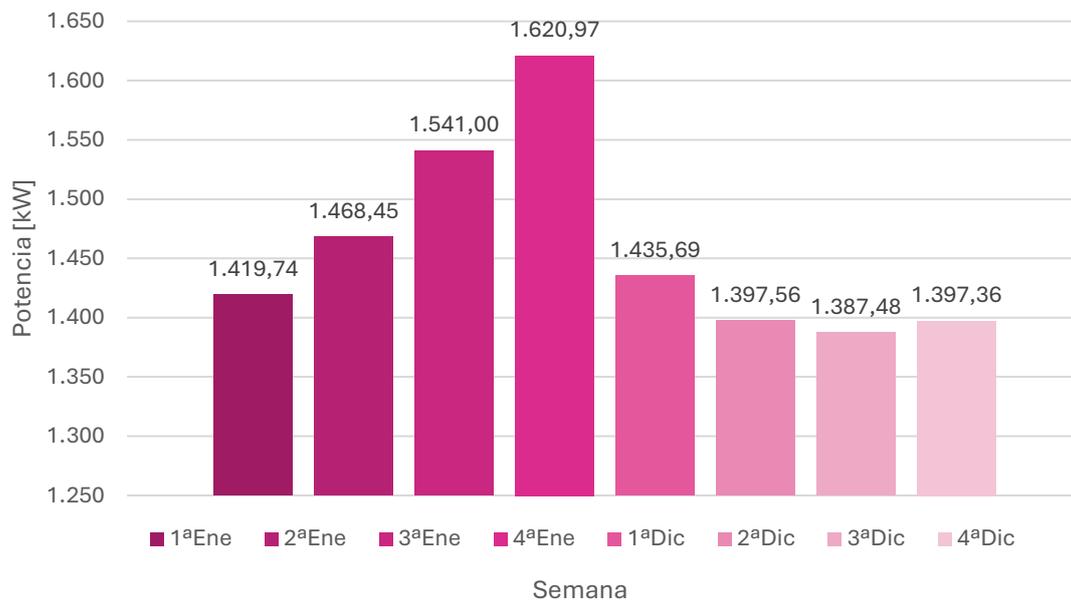


Ilustración 55 Energía generada en kWh por semana en enero y diciembre

Por tanto, la semana con una menor producción es la tercera semana de diciembre

enero							diciembre								
sm	l	m	m	j	v	s	d	sm	l	m	m	j	v	s	d
52							1	48					1	2	3
1	2	3	4	5	6	7	8	49	4	5	6	7	8	9	10
2	9	10	11	12	13	14	15	50	11	12	13	14	15	16	17
3	16	17	18	19	20	21	22	51	18	19	20	21	22	23	24
4	23	24	25	26	27	28	29	52	25	26	27	28	29	30	31
5	30	31													

Ilustración 56 Mes de enero y diciembre en 2023

## Anexo 4 Modelo de batería en DigSILENT PowerFactory

El modelo de batería en DigSILENT PowerFactory se basa en el modelo de generador estático en el que la potencia absorbida o cedida se calcula dependiendo del flujo de potencia activa que circula por la línea a la que está conectada. Para ello, compara la potencia activa que circula por la línea (restando la aportación de la propia batería) con unos valores de referencia configurados por el usuario.

Los principales valores que deben introducirse para esta configuración son:

	Unidades	Descripción
<b>Eini</b>	MWh	Capacidad de almacenamiento de energía
<b>SOCmin</b>	%	Estado de carga (State of Charge) mínimo
<b>SOCmax</b>	%	Estado de carga (State of Charge) máximo
<b>Pstore</b>	MW	Potencia nominal de carga de la batería
<b>PStartStore</b>	MW	Flujo de potencia en la línea de medida a partir de la cual la batería comienza a cargarse
<b>PFullStore</b>	MW	Flujo de potencia en la línea de medida a partir de la cual la batería se carga a potencia nominal (Pstore)
<b>Pfeed</b>	MW	Potencia nominal de descarga de la batería
<b>PStartFeed</b>	MW	Flujo de potencia en la línea de medida a partir de la cual la batería comienza a descargarse
<b>PFullFeed</b>	MW	Flujo de potencia en la línea de medida a partir de la cual la batería se carga a potencia nominal (Pfeed)

Tabla 6 Parámetros para la configuración del modelo de batería[12]

El comportamiento del modelo de batería se muestra en el ejemplo mostrado en la Ilustración 57, donde la curva de color rojo representa el flujo de potencia en la línea y la curva de color verde la potencia absorbida o cedida por la batería. Como puede observarse, si el flujo de potencia es menor que  $P_{StartStore}$  y mayor que  $(-P_{StartFeed})$ , la batería no cede ni absorbe potencia y el valor de su potencia es cero. Si la potencia que circula por la línea es mayor que  $P_{StartStore}$ , la batería comenzará a absorber potencia, es decir, comenzará a cargarse, y la potencia de carga será la nominal si la potencia que circula por la línea es mayor que  $P_{FullStore}$  o se calculará mediante interpolación lineal si está entre  $P_{StartStore}$  y  $P_{FullStore}$ . El comportamiento es similar para la descarga de la batería, como se observa en la figura. Por otra parte, si la energía almacenada en la batería es igual al valor de  $SOC_{max}$ , la batería dejará de cargarse y si es igual a  $SOC_{min}$  dejará de descargarse, de manera que el estado de carga siempre permanecerá entre estos dos valores.

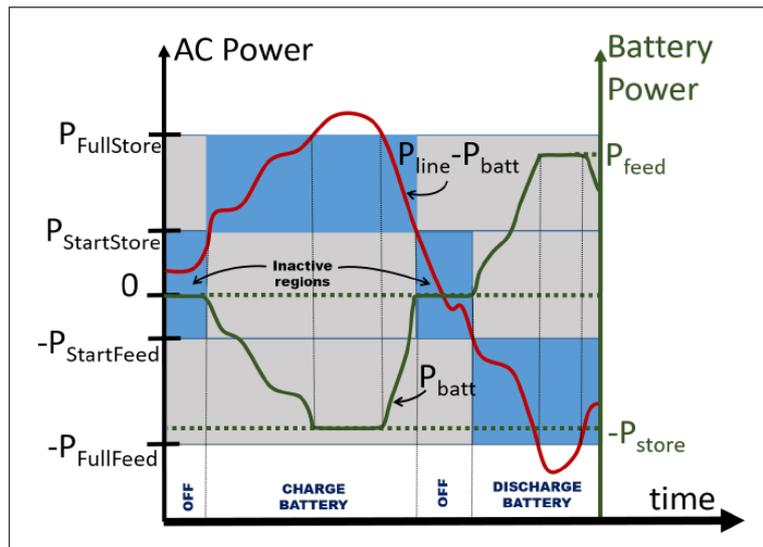


Ilustración 57 Ejemplo de funcionamiento del modelo de batería [12]

## Anexo 5 Dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento

### A5.1 Dimensionamiento de la batería para el escenario Hoja Ruta del Autoconsumo de alta estimación

Este escenario se basa en el escenario de la Hoja de Ruta del Autoconsumo de Alta Estimación descrito en el apartado 3.2.2, incluyendo una batería en un punto medio de la red analizada dimensionada a partir del flujo de potencia que circula por la línea en la semana de mayor aportación fotovoltaica (del 5 al 11 de junio).

Para dimensionar la batería se toma como referencia la energía que se vierte a la red debido al exceso de generación del autoconsumo en el escenario analizado. La Ilustración 58 muestra el flujo de potencia activa en la línea del CT correspondiente a la RED 4. Los valores negativos que se observan en esta figura se corresponden a las horas del día en los que la generación es superior al consumo y que, por tanto, existe un exceso de generación que es vertido a la red de media tensión en el CT. A partir de estos resultados, se ha obtenido la energía cedida a la red, que se muestra en la Ilustración 59:

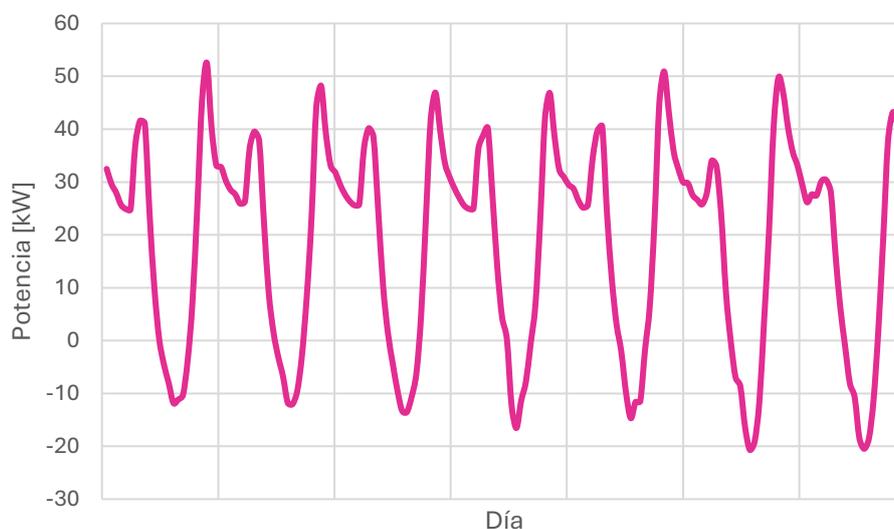


Ilustración 58 Flujo de carga de la línea procedente del CT en kW

La media diaria de la semana, según se muestra en la Ilustración 59 es de 60,61 kWh por lo que se ha seleccionado este tamaño de batería para el análisis de este escenario

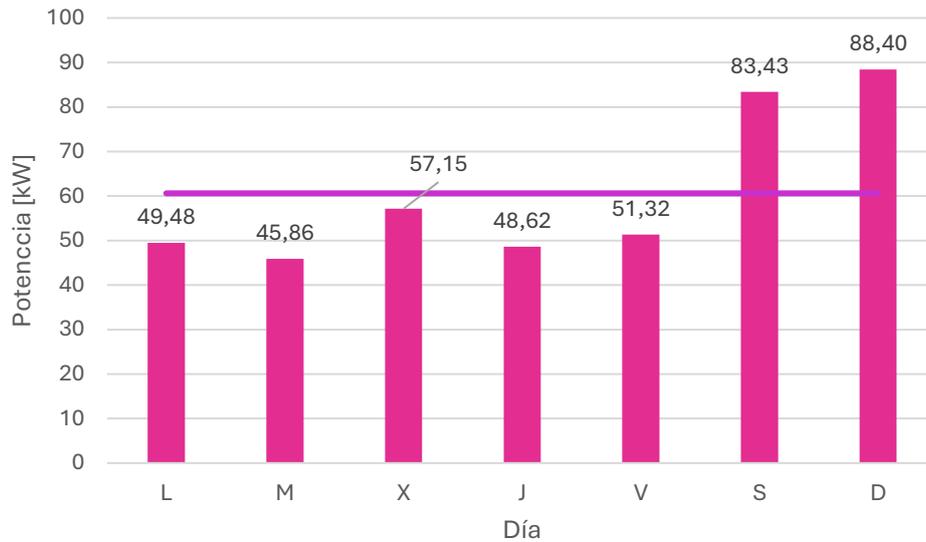


Ilustración 59 Energía vertida a la red en kWh en los siete días de la semana

El dimensionamiento de la potencia de carga y descarga se basa en conseguir contrarrestar los picos de demanda cuando se descarga la batería y contrarrestar los picos de potencia de autoconsumo cuando se carga. En este caso el valor de potencia de descarga de la batería es de 20 kW y el valor de la potencia de carga es de 13 kW.

## A5.2 Dimensionamiento de la batería para el escenario Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

Este escenario toma como base el escenario descrito en el apartado 3.2.2 denominado PNIEC. En dicho escenario se ha introducido un modelo de batería en el nudo indicado en la Ilustración 16, es decir, el nudo seleccionado en el escenario anterior.

Al igual que en el caso anterior, se va a dimensionar la batería a partir de la energía que se vierte a la red durante la semana de mayor producción. Para ello, la Ilustración 60 muestra el flujo de potencia en la línea que conecta el circuito analizado al CT. Los instantes en los que estos flujos de potencia son negativos, se corresponden con aquellos en los que la generación es superior a la demanda y, por lo tanto, existe un excedente de energía que es vertida a la red de media tensión.

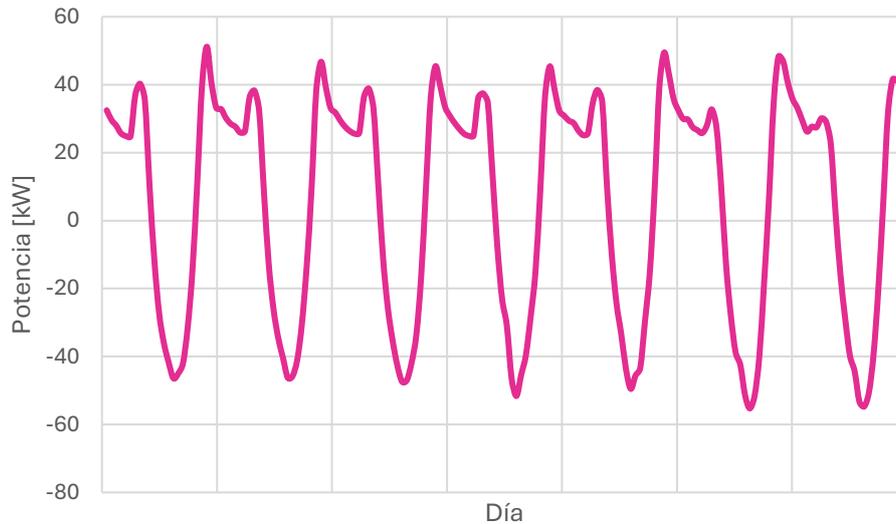


Ilustración 60 Flujo de carga de la línea procedente del CT en kW

La Ilustración 61 muestra la energía vertida a la red cada día de la semana de mayor producción de energía fotovoltaica. En este caso tenemos una media diaria de 307,3 kWh, lo que significa cinco veces más de energía vertida a la red que en el escenario de la Ruta del Autoconsumo de Alta estimación.

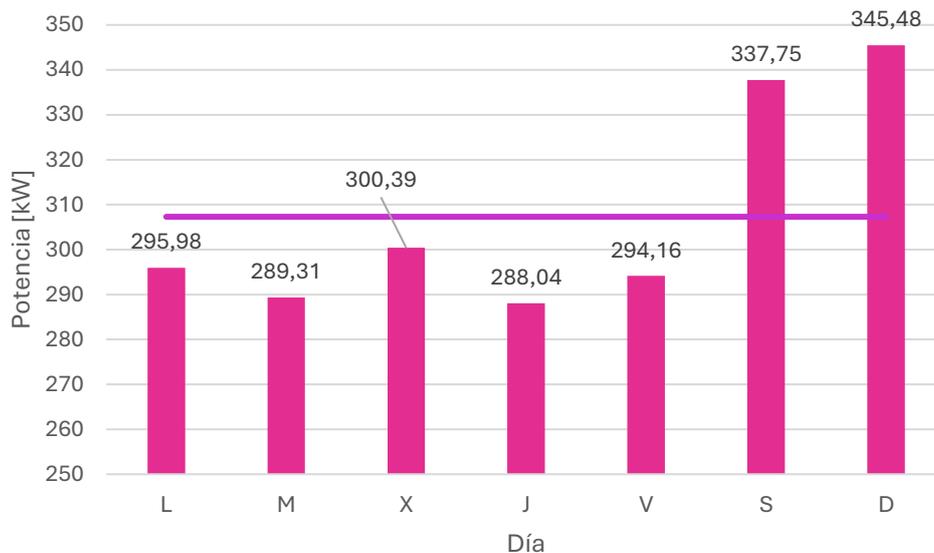


Ilustración 61 Energía vertida a la red en kWh en los siete días de la semana

El dimensionamiento de la potencia de carga y descarga se basa en conseguir contrarrestar los picos de demanda cuando se descarga la batería y contrarrestar los picos de potencia de autoconsumo cuando se carga. En este caso el valor de potencia de descarga de la batería es de 30kW y el valor de la potencia de carga es de 45kW.