



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Modelado de una red de Media Tensión con
conexión de cargas flexibles y optimización de
los sistemas de almacenamiento**

Autor: Olmos Gómez, Marina

Tutor:

**Frechoso Escudero, Fernando A.
Departamento de Ingeniería
Eléctrica**

Valladolid, Junio 2024.

Resumen

En este trabajo se ha modelado una red de distribución de Media Tensión, descrita en 1989 en un artículo de la IEEE y diseñada para facilitar el estudio de los sistemas de energía en un entorno controlado y las mejoras que se implementen en su gestión.

A esta red se conectarán en algunos nodos puntos de generación de energía fotovoltaica, cargas flexibles y sistemas de almacenamiento basados en baterías.

Además, los sistemas de almacenamiento se optimizarán en función de diferentes condiciones para mejorar su uso, minimizando el coste de compra de energía de la red y maximizando el autoconsumo de la energía de la batería, utilizando para ello la optimización por enjambre de partículas.

Por último, se analizarán los efectos de la conexión de todos estos elementos a la red, evaluando las ventajas que pueden suponer para su gestión óptima, utilizando para las simulaciones el lenguaje de programación Python.

Palabras clave: Red de distribución, fotovoltaica, baterías, cargas flexibles, optimización con algoritmo genético.

Abstract

In this work, a Medium Voltage distribution network has been modelled, described in 1989 in an IEEE article and designed to facilitate the study of energy systems in a controlled environment and the improvements that are implemented in its management.

Photovoltaic power generation points, flexible loads, and battery-based storage systems will be connected to this network at some nodes.

In addition, the storage systems will be optimised based on different conditions to improve their use, minimising the cost of purchasing energy from the network and maximising the self-consumption of battery energy, using particle swarm optimisation for this purpose.

Finally, the effects of connecting all these elements to the network will be analysed, evaluating the advantages they may bring for its optimal management, using the Python programming language for simulations.

Keywords: Distribution Network, Photovoltaic, Batteries, Flexible Loads, Optimisation with Genetic Algorithm.

Índice de Contenido

1.	Introducción y objetivos	15
1.1	Introducción	15
1.2	Contexto actual	16
1.3	Objetivos.....	20
1.4	Búsqueda bibliográfica	21
2.	Descripción de los elementos que componen la simulación.....	22
2.1	Introducción.....	22
2.2	La red de distribución	22
2.2.1	La red de distribución de media tensión	25
2.2.2	Red de distribución utilizada.....	25
2.3	El Vehículo Eléctrico	29
2.3.1	Clasificación de los Vehículos Eléctricos.....	29
2.3.2	Tipos de conectores.....	30
2.3.3	Clasificación de los modos de carga	31
2.3.4	Opciones de almacenamiento inteligente que pueden realizar los VE	32
2.3.5	Clasificación de los sistemas de recarga	33
2.4	Los sistemas de almacenamiento	34
2.4.1	Problemas de los sistemas de almacenamiento actuales.....	34
2.4.2	Módulos fundamentales en el almacenamiento de energía	36
2.4.3	Parámetros de las tecnologías de almacenamiento de la energía	36
2.4.4	Clasificación de los sistemas de almacenamiento.....	38
2.4.5	Las baterías.....	39
2.4.6	Ventajas e inconvenientes de cada tipo de batería.....	40
2.5	Las cargas térmicas controlables	42
2.5.1	Equipos de aire acondicionado.....	42
2.5.2	Las ventajas de las TCLs	43
2.5.3	Ecuaciones que rigen el funcionamiento de la TCL.....	44
3.	Modelado de los elementos que componen la simulación.....	46
3.1	La red de distribución empleada en la simulación	46
3.2	El modelado del VE	50
3.2.1	Los distintos tiempos de recarga del VE	50

3.2.2 El VE como carga flexible.....	52
3.2.3 Ejemplo de uso del VE	52
3.3 El modelado de la TCL	56
3.3.1 La TCL como carga flexible.....	59
3.4 El modelado de las baterías	62
4. Gestión óptima de la red de distribución	65
4.1 Conexión de los elementos a la red de distribución	65
4.2 Gestión manual de la flexibilidad de la red	80
4.3 Resolución óptima del problema de gestión de las cargas flexibles	88
4.3.1 El algoritmo de optimización	88
4.3.2 Optimización de la operación de la batería en función del coste de la energía	96
4.4 Análisis de las simulaciones	107
5. Conclusiones y trabajos futuros	116
Bibliografía:	120

Índice de Figuras

Figura 1-Variación anual de la demanda y el PIB. Fuente: [11]	22
Figura 2-Estructura de un sistema eléctrico actual. Fuente: [12]	23
Figura 3-Topología de la red de distribución diseñada por Barn y Wu [1]. Fuente: Elaboración propia usando pandapower.....	26
Figura 4-Tipos de cargadores de VE: 1-Tipo Mennekes, 2-Tipo COMBO, 3-Tipo CHADEMO. Fuente: Elaboración propia.....	31
Figura 5-Funcionamiento de un equipo de aire acondicionado. Fuente: [19].....	42
Figura 6-Topología de la red utilizada. Fuente: Elaboración propia utilizando la librería pandapower.....	49
Figura 7-Comparación entre ambos estados de carga. Fuente: Elaboración propia ..	51
Figura 8-Red sencilla de tres nodos. Fuente: Elaboración propia utilizando la librería pandapower.....	52
Figura 9-Evolución del estado de carga del VE a lo largo del día. Fuente: Elaboración propia.....	53
Figura 10-Momento del día de carga elevada. Fuente: Elaboración propia usando pandapower.....	53
Figura 11-Evolución del SOC del cargador a lo largo del día, con la restricción de carga. Fuente: Elaboración propia.....	54
Figura 12-Tensión en el nudo al aplicar la restricción de recarga del VE. Fuente: Elaboración propia.....	54
Figura 13-Evolución de la temperatura a lo largo de un día cada 10 minutos. Fuente: [21]	56
Figura 14-Comportamiento de la TCL a lo largo de un día. Fuente: Elaboración propia.	58
Figura 15-Encendido y apagado de la TCL. Fuente: Elaboración propia.....	59
Figura 16-Momentos de subida de la demanda en la red. Fuente: elaboración propia usando pandapower.	60
Figura 17-Comportamiento de la red en el momento de bajada de tensión con la flexibilidad de la TCL. Fuente: Elaboración propia usando pandapower.	60
Figura 18-Comportamiento de la TCL flexible. Fuente: Elaboración propia.....	61
Figura 19-Producción y demanda. Fuente: Elaboración propia.....	63
Figura 20-Evolución del estado de carga de la batería. Fuente: Elaboración propia..	64
Figura 21-Comportamiento de la TCL del nodo 5.....	66
Figura 22-Comportamiento del cargador de VE del nodo 5.....	66
Figura 23-Evolución de la demanda en el nodo 5.....	67
Figura 24-Comportamiento de la TCL del nodo 12	68
Figura 25-Comportamiento del cargador de VE del nodo 12	69
Figura 26-Evolución de la demanda en el nodo 12.....	69
Figura 27-Comportamiento del cargador de VE del nodo 17	71
Figura 28-Evolución de la demanda en el nodo 17.....	71
Figura 29-Producción solar en el nodo 17	72

Figura 30-Evolución del estado de carga de los VE del nodo 27	73
Figura 31-Comportamiento de la TCL del nodo 27	74
Figura 32-Evolución de la demanda en el nodo 27.....	74
Figura 33-Comportamiento TCL nodo 30.....	76
Figura 34-Evolución del estado de carga de los VE del nodo 30	77
Figura 35-Producción en el nodo 30	77
Figura 36-Evolución de la demanda en el nodo 30.....	78
Figura 37-Distribución de las cargas dentro de la red de distribución. Fuente: Elaboración propia.....	79
Figura 38-Evolución de la demanda durante el día en los 5 nodos del apartado anterior.	80
Figura 39-Producción y demanda en el nodo 17.....	81
Figura 40-Producción y demanda en el nodo 30.....	81
Figura 41-SOC flexible del cargador de VE del nodo 17	83
Figura 42-Evolución de la demanda en el nodo 17 desplazando el consumo de las cargas flexibles	84
Figura 43-Estado de carga de los VE del nodo 30 con el desplazamiento de la carga.	85
Figura 44-Evolución del comportamiento de la TCL del nodo 30 aplicando el desplazamiento del consumo	86
Figura 45-Evolución de la demanda en el nodo 30 aplicando la flexibilidad de las cargas	87
Figura 46-Distintos tipos de mínimos de una función. Fuente: [22].....	89
Figura 47-Topología de estrella. Fuente: [22].....	92
Figura 48-Evolución del precio en un día. Fuente: [23]	97
Figura 49-Reparto óptimo de energía de la batería durante un día, con un tamaño de batería igual a la producción. Fuente: Elaboración propia.	98
Figura 50-Comparación del comportamiento de ambas baterías. Fuente: Elaboración propia.....	99
Figura 51-Evolución del coste a lo largo de las simulaciones. Fuente: Elaboración propia.....	102
Figura 52-Evolución del estado de carga de la batería optimizada. Fuente: Elaboración propia.....	103
Figura 53-Evolución del estado de carga de la nueva batería optimizada. Fuente: Elaboración propia.....	104
Figura 54-Comparación entre el comportamiento de la batería optimizada y la batería sin controlar	105
Figura 55-Orden seguido en las simulaciones. Fuente: Elaboración propia.....	107
Figura 56-Comportamiento de la red a las 9, con la subida de la demanda. Fuente: Elaboración propia usando pandapower.....	110
Figura 57-Comportamiento de la red a las 23, con la subida de la demanda. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.....	110
Figura 58-Comportamiento de la red a las 10, Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.....	111

Figura 59-Comportamiento de la red a las 9, con la subida de la demanda en el nodo 30 y las cargas flexibles conectadas. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.....	112
Figura 60-Comportamiento de la red a las 23, con la subida de la demanda en el nodo 30 y las cargas flexibles conectadas. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.....	113
Figura 61-Resultados de la simulación a las 9. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.....	114
Figura 62-Resultados de la simulación a las 23. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.....	115

Índice de tablas

Tabla 1-Clasificación de los niveles de tensión según el RLAT.....	24
Tabla 2-Clasificación de los niveles de tensión seguida en este TFG	24
Tabla 3-Demandas activa y reactiva en cada punto de la red de distribución.....	27
Tabla 4-Valores de la red externa de alimentación de la red de distribución	27
Tabla 5-Datos de las líneas de la red de distribución.	28
Tabla 6-Ventajas y desventajas de cada tipo de batería	41
Tabla 7-Parámetros más habituales de los aires acondicionados como TCLs.....	45
Tabla 8-Intensidad máxima admisible de cada línea	48
Tabla 9-Pseudocódigo del modelado del cargador de VE.....	55
Tabla 10-Pseudocódigo del modelado de la TCL.....	57
Tabla 11-Parámetros de la TCL.....	58
Tabla 12-Pseudocódigo que modela el comportamiento de la batería.	62
Tabla 13-Características de la batería.	63
Tabla 14-Características del cargador de VE del nodo 5	65
Tabla 15-Características de la TCL del nodo 5	65
Tabla 16-Características del cargador de VE del nodo 12.....	68
Tabla 17-Características de la TCL del nodo 12.....	68
Tabla 18-Características del cargador de VE del nodo 17	70
Tabla 19-Características de la batería del nodo 17	70
Tabla 20-Características del cargador de carga lenta del nodo 27	73
Tabla 21-Características del cargador de carga rápida del nodo 27	73
Tabla 22-Características de la TCL del nodo 27	73
Tabla 23-Características del cargador de VE del nodo 30.....	76
Tabla 24-Carcaterísiticas de la TCL del nodo 30.....	76
Tabla 25-Pseudocódigo del funcionamiento del algoritmo PSO.....	93
Tabla 26-Producción y demanda totales a lo largo de un día.....	96
Tabla 27-Parámetros utilizados en la optimización	97
Tabla 28-Costes y ahorros con la optimización de la batería	99
Tabla 29-Características de la batería optimizada del nodo 30.....	100

Tabla 30-Parámetros utilizados en la optimización	100
Tabla 31-Reparto de la energía de la batería optimizada.....	101
Tabla 32-Características de la nueva batería optimizada.....	103
Tabla 33-Costes y ahorros de la optimización de la batería del nodo 30.....	105
Tabla 34-Resultados de la simulación sin el desplazamiento de los consumos ni la optimización de las baterías	109
Tabla 35-Resultados de la simulación desplazando consumos y sin la optimización de las baterías.....	111
Tabla 36-Resultados de las simulaciones con el desplazamiento del consumo y la optimización de las baterías.	113

Índice de Abreviaturas

AT	Alta Tensión
BESS	Sistema de Almacenamiento basado en baterías
BT	Baja Tensión
BTM	Almacenamiento detrás del contador
FTM	Almacenamiento delante del contador
GD	Generación Distribuida
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MT	Media Tensión
PSO	Optimización por Enjambre de Partículas
SAE	Sistema de almacenamiento de la energía
SOC	Estado de Carga de la Batería
TCL	Carga Térmica Controlable
VB	Batería Virtual
VE	Vehículo Eléctrico

1. Introducción y objetivos

1.1 Introducción

En este Trabajo Fin de Grado se ha realizado el estudio de una red de distribución de media tensión, con sistemas de generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico, a la que se han conectado cargas flexibles y sistemas de almacenamiento en algunos de sus nodos para estudiar su comportamiento y evaluar el equilibrio entre generación y demanda.

Las cargas flexibles modeladas serán un cargador de vehículo eléctrico y una carga térmica controlable, en este caso, un aire acondicionado.

Posteriormente, los sistemas de almacenamiento se optimizarán utilizando la optimización por enjambre de partículas (PSO). Esto mejorará no sólo su uso, minimizando el coste de compra de energía de la red y maximizando el autoconsumo de la energía de la batería, sino también el funcionamiento de la red.

Así, en momentos del día en los que aumente significativamente la demanda, la tensión en los nodos y la corriente máxima en los distintos tramos se mantendrá dentro de los límites de seguridad utilizando la energía de las baterías o el desplazamiento de la demanda de las cargas flexibles.

El proceso seguido para la realización de este trabajo ha sido:

1. Revisión de la literatura para definir los objetivos del estudio y modelar los elementos que compondrán la simulación.
2. Aprendizaje sobre el manejo del lenguaje de programación Python y de la librería *pandapower*, que permite modelar sistemas eléctricos.
3. Modelado de la red de distribución y de las cargas que irán conectadas a ella (TCLs, cargadores de VE y baterías)
4. Estudio de la red en su conjunto y análisis de los resultados de los flujos de cargas obtenidos a lo largo del día.
5. Estudio sobre la optimización por enjambre de partículas (PSO) y aprendizaje sobre el uso de la librería *Pyswarms*, para llevar a cabo la optimización.
6. Aplicación del algoritmo genético en una función objetivo.
7. Conexión de las baterías a la red y estudio de su operación óptima dentro de la red en su conjunto.
8. Análisis de los nuevos flujos de carga a lo largo del día en el caso de operación óptima

El desarrollo del contenido de este Trabajo Fin de Grado se ha realizado en colaboración con investigadores de la División de Energías de la Fundación CARTIF.

Las características de la red de distribución que se ha utilizado vienen definidas en los artículos de la IEEE:

- *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing.* [1]
- *Adaptive Decentralized Under-Frequency Load Shedding for Islanded Smart Distribution Networks.* [2]

Para las simulaciones y el modelado de los elementos se ha utilizado el lenguaje de programación Python, haciendo uso de la librería “*pandapower*”, para la simulación de la red y los flujos de carga, y de la librería “*PySwarms*” para la optimización.

Las versiones de los programas y sistemas usados son:

- Python: Versión 3.9.7
- Sistema Operativo: Microsoft Windows 11 Home Version 23H2

A continuación, se realiza una breve introducción sobre el contexto actual en el cual se enmarca el trabajo. Primero, se describen brevemente las carencias de las redes eléctricas actuales y se introduce el concepto de generación distribuida. Posteriormente, se destacan la importancia de algunos elementos fundamentales que las conforman: las cargas flexibles y los sistemas de almacenamiento. Sobre estos últimos, se profundizará con mayor detalle en los siguientes capítulos.

1.2 Contexto actual

Actualmente se está viviendo, tanto en la producción como en el consumo, una evolución del sistema energético sin precedentes.

Por una parte, estamos asistiendo a la llegada al pico de producción de varias fuentes de energía no renovables (petróleo, uranio, gas natural y carbón) [3], y a medida que pase el tiempo, esta situación se agravará, generando un problema socio-económico de gran magnitud.

Otro de los grandes inconvenientes del uso de los combustibles fósiles como fuente de energía es su alta emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes al medio ambiente: monóxido y dióxido de carbono (CO y CO₂), óxidos de nitrógeno NO_x, óxidos de azufre SO_x, partículas... que afectan no sólo a los ecosistemas, sino también a la salud de las personas, y que la mayor parte de los gobiernos del mundo se ha comprometido a reducir.

Por otra parte, a nivel mundial cada vez se demanda una mayor cantidad de energía, y es necesario aumentar la potencia de generación para poder cubrir toda la demanda.

Con el propósito de cubrir la creciente demanda, las fuentes de energía renovables variables se presentan como una alternativa muy atractiva frente a las centrales tradicionales basadas en combustibles fósiles, por diversos motivos [4]:

- La implantación de las fuentes renovables variables es muy rápida, además, son muy variadas tecnológicamente y pueden ser asequibles para cualquier país o región.
- Son fuentes gestionables localmente, que pueden ser una buena solución para zonas geográficamente muy remotas sin conexión eléctrica.
- Son fuentes inagotables, cuyo potencial está distribuido por todo el planeta.
- Reducen la incertidumbre económica. Los costes de los combustibles fósiles son muy variables, sin embargo, el coste de producción de la energía eléctrica se puede planificar mejor, porque contamos con un mayor margen de previsión financiera.
- Es una energía muy competitiva. Hace ya varios años que el coste de las renovables ha caído en todo el planeta, las nuevas tecnologías han facilitado que se mejore su eficiencia, fruto del notable apoyo económico recibido.
- Mejoran la economía nacional. Según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) si se duplica su cuota energética de aquí a 2030, se podría aumentar el empleo en más de 24 millones de profesionales.

Pero, aunque la fuente de energía sea renovable, es importante destacar que los dispositivos que usamos para recolectarla no lo son, y en el proceso de fabricación, instalación y mantenimiento de estos dispositivos se emplean combustibles fósiles y materiales, algunos de los cuales son escasos.

Para fomentar la implantación de estas fuentes de energía renovables variables, los paradigmas de funcionamiento de la red eléctrica actual están empezando a cambiar hacia un sistema de generación distribuida.

La generación distribuida consiste en acercar la generación de electricidad a los puntos de consumo, mediante instalaciones de pequeño tamaño, pudiéndose dar el caso de que un consumidor pueda ejercer, también, el papel de productor.

A pesar de las muchas ventajas de la energía eléctrica: es controlable, versátil, puede generarse en grandes cantidades, y, sobre todo, es limpia, también se debe tener en cuenta que uno de los mayores inconvenientes de la energía eléctrica es que no puede almacenarse en grandes cantidades, lo que obliga al sistema de generación, transporte y distribución a ajustar la energía generada a la demandada en cada instante.

Esto es sumamente importante, porque la frecuencia del sistema eléctrico está íntimamente ligada al balance de generación-demanda, y debe estar siempre dentro de unos límites. De no ser así, se podrían generar muchos problemas, desde un apagón total hasta problemas menores como: variación de la velocidad en las máquinas rotativas, cambios en la potencia de los motores eléctricos o incluso que los relojes electrónicos sincronizados con la red se atrasen o se adelanten (como ocurrió en 2018).¹

A esto se añade la dificultad de predicción de la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables variables, porque suele estar muy ligada a la climatología.

Con la Generación Distribuida y la evolución hacia un modelo de flujo bidireccional, en el que un punto puede cambiar de consumidor neto a productor neto, comprando o vendiendo energía cuando sea necesario, el equilibrio entre generación y consumo ya no tiene que hacerse ajustándose exclusivamente a la oferta, sino que también sería posible poder ajustar la demanda.

En este aspecto, tanto las baterías, que desempeñan un papel de arbitraje al poder acumular la energía en horas valle y utilizarla en las horas pico, como las cargas flexibles, que permiten trasladar su consumo en el tiempo, juegan un papel clave para el funcionamiento óptimo de la red, permitiendo flexibilizar la producción de energías renovables variables, dotando al sistema eléctrico de una mayor eficiencia [6]

Actualmente, el uso de las cargas flexibles como reguladoras de la producción y la demanda, destaca en muchos artículos de investigación, que defienden su uso como alternativa a las baterías tradicionales. Surge así el concepto de

¹ En 2018, debido a la tensión política entre Serbia y Kosovo, hubo una pérdida de energía en el sistema, lo que afectó a 25 países europeos, desde España hasta Turquía, provocando un atraso de seis minutos en millones de relojes.[5]

Baterías Virtuales, que son elementos que agregan y controlan de forma inteligente el conjunto de cargas flexibles para optimizar su uso [7] .

Por ejemplo, en edificios que tengan una gran masa térmica, se propone utilizar cargas térmicas controlables, como aires acondicionados, calentadores eléctricos de agua, bombas de calor... que, en función de la producción o la demanda en ese instante, puedan aumentar o disminuir su potencia consumida para mantener el equilibrio entre generación y consumo [8]

En este aspecto, también es muy interesante el estudio de los coches eléctricos, no sólo desde el punto de vista del consumo, pudiendo optimizar los mejores momentos de carga del VE [9] sino desde la perspectiva de la generación, considerándolos elementos que tienen la capacidad de aportar energía al sistema en caso de una sobredemanda [10]

Pero, aunque teóricamente estos elementos presentan muchas ventajas, actualmente todavía tienen algunos retos por superar para poder ser viables: las baterías que existen actualmente son muy caras (aún no se ha conseguido que la energía se almacene de forma fácil y barata) y tienen una capacidad limitada, y las cargas flexibles, apenas pueden encontrarse en el mercado.

1.3 Objetivos

El objetivo general de este Trabajo Fin de Grado es realizar un estudio sobre una red de distribución de media tensión, a la que se han conectado, además de sus cargas habituales, cargadores de vehículo eléctrico, cargas térmicas controlables, puntos de generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento, para estudiar su comportamiento

Como objetivos secundarios se plantean la optimización de los sistemas de almacenamiento, utilizando el algoritmo genético de enjambre de partículas, tratando de minimizar el coste de compra de la red y la maximización del uso de la energía producida por fuentes renovables

Además, se implementarán estos sistemas optimizados en el sistema de distribución, analizando su comportamiento en su conjunto y estudiando cómo afecta su conexión a la red, simulando un sistema cercano a la futura Generación Distribuida.

Además de los anteriores, este proyecto también abarca una serie de objetivos académicos:

- Completar y ampliar la formación en el Grado de Ingeniería Eléctrica, profundizando en los conocimientos adquiridos sobre energías renovables, Generación Distribuida y Redes Inteligentes, así como sobre los sistemas de almacenamiento, poniendo el conjunto en valor con las distintas simulaciones realizadas.
- Adquirir habilidades con el lenguaje de programación *Python*, una herramienta cada vez más utilizada debido a su sencillez, bajo coste y a su gran potencial.
- Participar y colaborar en tareas vinculadas con los estudios cursados, en la Fundación CARTIF, con el fin de conocer las etapas, métodos y procedimientos de un proyecto de investigación, además de para la realización del TFG, familiarizándose también con materiales de investigación, especialmente artículos técnicos en inglés.

1.4 Búsqueda bibliográfica

Tanto para la elección de las características que definen la red de trabajo (topología, longitud de las líneas, cargas conectadas...) como para el modelado de los cargadores de VE, baterías y TCL, se ha extraído información de artículos disponibles en los Portales Editoriales: *IEEE Xplore* y *Science Direct*, además de la base de datos: *eLibro: Cátedra España*.

Para la optimización por enjambre de partículas, además de utilizar los recursos anteriores, también se ha obtenido información de la base de datos *Wiley Online Library*, *Elsevier ScienceDirect Journals Complete* y de artículos disponibles en *Dialnet Plus*.

2. Descripción de los elementos que componen la simulación

2.1 Introducción

En el presente capítulo se describirán los principales elementos modelados en el problema estudiado en este TFG.

El principal elemento es la red de distribución, sobre la que se pretende estudiar y analizar su comportamiento cuando se conectan una serie de cargas.

De los múltiples dispositivos de generación y demanda presentes en una red de distribución, se han seleccionado cargadores de vehículo eléctrico y cargas térmicas controlables como cargas y puntos de generación fotovoltaica unidos a sistemas de almacenamiento basados en baterías como elementos de producción, por los requisitos del caso de uso planteado por CARTIF.

2.2 La red de distribución

Desde finales del siglo XIX y durante todo el siglo XX, el crecimiento de los Sistemas Eléctricos² ha ido a la par del avance tecnológico de la sociedad, hasta el punto de que se llega a relacionar el consumo de energía eléctrica como uno de los indicadores del desarrollo de un país, existiendo una correlación entre el consumo energético global y el crecimiento del PIB³.

En la Figura 1 se puede observar la relación entre el PIB y la demanda eléctrica en España.

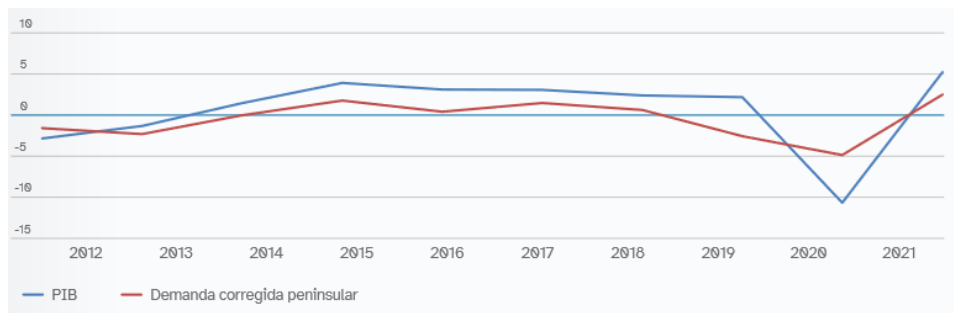


Figura 1-Variación anual de la demanda y el PIB. Fuente: [11]

² Se conoce como Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) o Sistemas de Energía Eléctrica (SEE) al conjunto de instalaciones necesarias para la producción, el transporte y el suministro de la energía eléctrica

³ El Producto Interior Bruto (PIB) es la medida estándar del valor agregado creado mediante la producción de bienes y servicios en un país durante un periodo determinado, es el indicador individual más importante para medir el crecimiento económico.

Los primeros Sistemas Eléctricos estaban aislados unos de otros pero, con el rápido crecimiento de la demanda y de la capacidad de generación y transporte, estos pequeños sistemas primigenios se interconectaron, dando lugar a otros mucho mayores, tanto en potencia como en extensión geográfica, que son los que existen actualmente.

La Figura 2 muestra un esquema de la estructura de un sistema eléctrico actual de generación, distribución y transporte de la energía eléctrica.

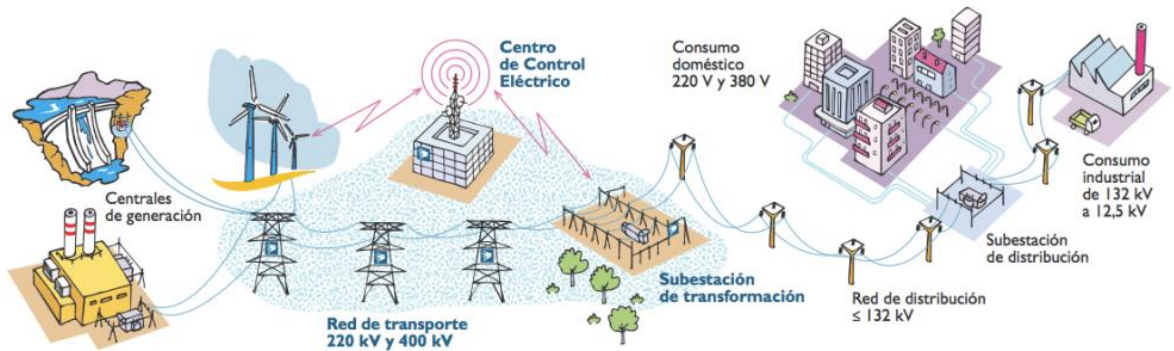


Figura 2-Estructura de un sistema eléctrico actual. Fuente: [12]

La generación de la energía eléctrica tiene lugar en las centrales eléctricas, con una tensión de salida de los alternadores de 6 a 30 kV, que se eleva en los transformadores de Alta Tensión (AT), generalmente desde 1000 a 125 kV, para que pueda ser transportada a gran distancia, disminuyendo, además, las pérdidas.

La red de transporte es típicamente mallada y muy extensa. En los nudos de esa malla están las subestaciones, que cuentan con elementos de maniobra, transformación, medida y protección.

De algunas de estas subestaciones salen líneas de menor tensión, que forman las redes de distribución de Media Tensión (MT), generalmente de 66 a 1 kV, de menor tamaño, físicamente malladas, pero de explotación radial, en las que se encuentran los centros de transformación que van reduciendo la tensión, hasta transformarse en redes de Baja Tensión (400 y 230 V) que llegan hasta los consumidores finales [13]

Aunque el reglamento técnico [14] sólo distingue dos niveles de tensión:

- **Alta Tensión:** Tensiones menores de 400 kV y superiores a 1 kV.
- **Baja Tensión:** Tensiones inferiores a 1 kV.

Dentro de la categoría de Alta Tensión, para España, el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (RLAT) [14], distingue en su Artículo 3 cuatro categorías, que se adjuntan en la Tabla 1.

Categoría especial	Tensiones mayores de 220 kV
Primera categoría	Tensiones inferiores a 220 kV y superiores a 66 kV
Segunda categoría	Tensiones inferiores a 66 kV y superiores a 30 kV
Tercera categoría	Tensiones inferiores a 30 kV y superiores a 1 kV

Tabla 1-Clasificación de los niveles de tensión según el RLAT

Sin embargo, en este trabajo desglosaremos los niveles de tensión como se indica en la Tabla 2, los valores remarcados en negrita representan los valores de tensión recomendados:

		Tensiones normalizadas en la ITC-LAT-07
Transporte		400 – 220 kV
Distribución	Reparto	150 – 132 – 110 – 66 – 45 kV
	Primaria MT	30 – 25 – 20 – 15 - 10 – 6 – 3 kV
	Secundaria BT	400 V

Tabla 2-Clasificación de los niveles de tensión seguida en este TFG

En este modelo de distribución distinguimos tres tipos de consumidores o cargas:

- **Reparto:** Grandes consumidores industriales.
- **Distribución primaria en MT:** Consumidores industriales, electrificación rural, grandes superficies y urbanizaciones.
- **Distribución secundaria en BT:** Pequeñas industrias, consumidores domésticos y el pequeño comercio.

En España, estas redes de distribución son de carácter regional. Es lo que se conoce como Zona Eléctrica de Distribución, controlada por los Gestores de la Red de Distribución, que son los propietarios de las instalaciones en cada área, y que son responsables de:

- La explotación, mantenimiento y desarrollo de la red.
- Las interconexiones con otras redes
- La calidad del servicio de la red

2.2.1 La red de distribución de media tensión

Estas redes de distribución tienen la función de suministrar energía eléctrica a los consumidores en MT (grandes industrias, electrificación rural, urbanizaciones...) hasta que llegan a los Centros de Transformación de BT, donde la tensión se reduce a 400 – 230 V.

Son líneas trifásicas (a tres hilos), clasificadas como de Tercera Categoría, que pueden ser tanto aéreas, normalmente para abastecer a grandes consumidores industriales o para la electrificación rural, como subterráneas, para la distribución en las ciudades [15]

La longitud de las líneas no suele superar los 25 km, y según su forma (porque en cuanto a explotación siempre son radiales) pueden ser:

- **Radiales:** sólo uno de los extremos de la red puede transmitir la energía. Su mayor ventaja es la simplicidad, de diseño y operación, pero con la desventaja de una baja fiabilidad en el suministro.
- **En anillo:** es una línea cerrada, que puede partir de una o varias subestaciones. Su fiabilidad es mayor, pero su coste también.
- **Malladas:** son líneas de muy alta fiabilidad en el suministro, pero al igual que en caso anterior, de mayor coste.

2.2.2 Red de distribución utilizada

Desde hace décadas, la IEEE ha proporcionado sistemas de prueba para poder estudiar el comportamiento de los sistemas de potencia en distintas circunstancias, y en el caso de este TFG, se ha utilizado el sistema de distribución de 33 nodos (*33 bus distribution system*), desarrollado en 1989 por Baran y Wu [1] cuya finalidad era estudiar el impacto de la reconfiguración de la red de distribución para evitar las pérdidas de potencia.

Desde entonces, este sistema ha ganado mucha popularidad y se utiliza en varios estudios e investigaciones para tratar de resolver diversos problemas en redes de distribución tradicionales y optimizar su funcionamiento.

La versión original de este sistema de Baran y Wu de 1989 está formada por 33 buses, con 5 líneas conmutables y sin unidades de compensación de reactiva, con un único punto de alimentación de la red en el nodo 1.

Es un sistema de 12,66 kV, por lo que es un sistema de distribución de MT, con límites inferior y superior de la tensión en cada nodo de 0,9 y 1,1 (en valores por unidad) [16].

La topología de la red se adjunta en la Figura 3, todas las líneas miden 1 km:

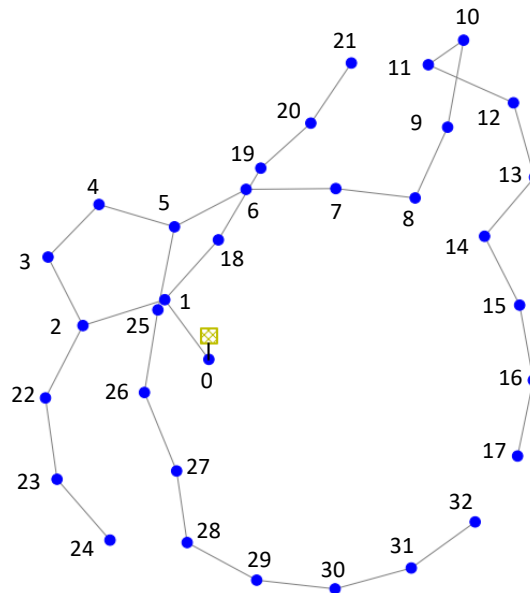


Figura 3-Topología de la red de distribución diseñada por Barn y Wu [1]. Fuente: Elaboración propia usando pandapower

En la Tabla 3 se adjuntan los datos de la demanda activa y reactiva en cada punto.

En la Tabla 4 se adjuntan los valores de la red externa de alimentación y en la Tabla 5 se adjuntan los datos de las líneas.

Bus	Demanda Activa (MW)	Demanda reactiva (MVar)
1	0,1	0,06
2	0,09	0,04
3	0,12	0,08
4	0,06	0,03
5	0,06	0,02
6	0,2	0,1
7	0,2	0,1
8	0,06	0,02
9	0,06	0,02
10	0,045	0,03
11	0,06	0,035
12	0,06	0,035
13	0,12	0,08
14	0,06	0,01
15	0,06	0,02
16	0,06	0,02
17	0,09	0,04
18	0,09	0,04
19	0,09	0,04
20	0,09	0,04
21	0,09	0,04
22	0,09	0,05
23	0,42	0,2
24	0,42	0,2
25	0,06	0,025
26	0,06	0,025
27	0,06	0,02
28	0,12	0,07
29	0,2	0,6
30	0,15	0,07
31	0,21	0,1
32	0,06	0,04

Tabla 3-Demandas activa y reactiva en cada punto de la red de distribución.

Bus	Valor máximo de la tensión (v.p.u)	Potencia activa máxima (MW)	Potencia activa mínima (MW)	Potencia reactiva máxima (MVar)	Potencia reactiva mínima (MVar)
0	1,0	10,0	0,0	10,0	-10,0

Tabla 4-Valores de la red externa de alimentación de la red de distribución

Línea	Del bus	Al bus	Resistencia de la línea (Ohm/km)	Reactancia de la línea (Ohm/km)	Carga máxima (%)	En servicio
1	0	1	0,0922	0,047	100	Sí
2	1	2	0,493	0,2511	100	Sí
3	2	3	0,366	0,1864	100	Sí
4	3	4	0,3811	0,1941	100	Sí
5	4	5	0,819	0,707	100	Sí
6	5	6	0,1872	0,6188	100	Sí
7	6	7	0,7114	0,2351	100	Sí
8	7	8	1,03	0,74	100	Sí
9	8	9	1,044	0,74	100	Sí
10	9	10	0,1966	0,065	100	Sí
11	10	11	0,3744	0,1238	100	Sí
12	11	12	1,468	1,155	100	Sí
13	12	13	0,5416	0,7129	100	Sí
14	13	14	0,591	0,526	100	Sí
15	14	15	0,7463	0,545	100	Sí
16	15	16	1,289	1,721	100	Sí
17	16	17	0,732	0,574	100	Sí
18	1	18	0,164	0,1565	100	Sí
19	18	19	1,5042	1,3554	100	Sí
20	19	20	0,4095	0,4784	100	Sí
21	20	21	0,7089	0,9373	100	Sí
22	2	22	0,4512	0,3083	100	Sí
23	22	23	0,898	0,7091	100	Sí
24	23	24	0,896	0,7011	100	Sí
25	5	25	0,203	0,1034	100	Sí
26	25	26	0,2842	0,1447	100	Sí
27	26	27	1,059	0,9337	100	Sí
28	27	28	0,8042	0,7006	100	Sí
29	28	29	0,5075	0,2585	100	Sí
30	29	30	0,9744	0,963	100	Sí
31	30	31	0,3105	0,3619	100	Sí
32	31	32	0,341	0,5302	100	Sí
33	20	7	2	2	100	No
34	8	14	2	2	100	No
35	11	21	2	2	100	No
36	17	32	0,5	0,5	100	No
37	24	28	0,5	0,5	100	No

Tabla 5-Datos de las líneas de la red de distribución.

2.3 El Vehículo Eléctrico

Un Vehículo Eléctrico (VE) es un vehículo propulsado por un motor eléctrico, que obtiene de sus baterías la energía necesaria para moverse, en vez de un motor de combustión interna tradicional.

Se tiende a pensar que la historia del VE es muy reciente, sin embargo, sus orígenes se remontan a 1834, cuando Thomas Davenport construyó lo que sería el primer prototipo de un VE muy primitivo, y unos años más tarde, en 1847, Moses Farmer construyó el primer VE para dos pasajeros.

Pero este no se convirtió en una opción viable hasta que Frenchmen Gaston Plante⁴ y Camille Faure⁵ inventaron (1865) y mejoraron (1881) el sistema de almacenamiento por baterías. Sin embargo, con la llegada del motor de combustión interna, los VE fueron desbancados al tener menos autonomía.

El VE no se vio como una alternativa al transporte tradicional hasta que la preocupación por la polución emitida por los coches de combustión interna comenzó a hacerse notable. Desde entonces, se ha continuado mejorando el sistema de baterías de este método de transporte, aumentando su autonomía y convirtiéndose cada vez en una opción más viable de compra y más respetuosa con el medio ambiente.

2.3.1 Clasificación de los Vehículos Eléctricos

En este trabajo nos centraremos en los VE enchufables, porque son los que afectan al comportamiento de la red [17]:

- **VE Puro (BEV, Battery Electric Vehicle):**

Vehículos propulsados totalmente por motores eléctricos, cuya energía procede de la electricidad de sus baterías, utilizando para su recarga la energía de una fuente exterior al vehículo, como la red eléctrica.

Casi todas las marcas tradicionales tienen ya modelos eléctricos, e incluso han surgido nuevas marcas exclusivamente de vehículos eléctricos, como Tesla, o marcas fabricantes de tecnología, como Xiaomi.

⁴ Científico francés que ideó el acumulador eléctrico basado en elementos de plomo introducidos en una solución ácida.

⁵ Ingeniero químico que mejoró el diseño de la batería de plomo-ácido, aumentando su capacidad.

- **Vehículos Híbridos Enchufables (PHEV, Plug-in Hybrid Electric Vehicle):**

Estos vehículos están propulsados total o parcialmente por motores de combustión interna y eléctricos, cuya energía procede de la energía almacenada en las baterías o de un generador accionado por el motor de combustión interna, utilizando para su recarga una fuente exterior al vehículo. Algunos ejemplos serían el Ford Kuga, el Kia Niro o el Peugeot 3008.

2.3.2 Tipos de conectores

Actualmente no existe una norma internacional que estandarice los tipos de conectores, de forma que se encuentran varios enchufes con diferentes características. Nos centraremos en tres tipos de conectores:

- **Conector Mennekes, UNE-EN 62196-2:**

Es el modelo más comercial siendo conocido como el Mennekes alemán. Puede ser monofásico de 16 o 32 A, o trifásico de 16, 32 y 63 A.

Es el conector dominante actualmente en alterna.

- **Conector COMBO, combinado o CCS, UNE-EN 62196-3:**

Presenta 5 bornes: dos de potencia en continua, toma de tierra y dos más de comunicación con la red (CP y PP):

- PP: Piloto de Proximidad, el coche no se puede mover mientras esté conectado
- CP: Piloto de control para la comunicación.

Es el conector dominante en continua.

- **Conector CHADEMO, UNE-EN 62196-3:**

Es el estándar de los fabricantes japoneses. Está pensando para carga rápida y corriente continua. Tiene diez bornes, dos de potencia en continua, toma de tierra y comunicación con la red. Admite hasta 200 A de intensidad de corriente. Es el de mayor diámetro, tanto el conector como el cable.

Los cargadores más extendidos actualmente están representados en la Figura 4.



Figura 4-Tipos de cargadores de VE: 1-Tipo Mennekes, 2-Tipo COMBO, 3-Tipo CHADEMO.
Fuente: Elaboración propia

2.3.3: Clasificación de los modos de carga

En función del grado de comunicación del VE con la red podemos distinguir cuatro modos de carga, que vienen estipulados en la guía técnica de aplicación ITC-BT-52 [18]:

- **Modo 1:** se utiliza un cargador tipo Schuko convencional, con una intensidad no superior a 16A, sin comunicación entre la red y el coche, utilizando conductores activos y de protección. Se considera un modo de recarga ideal para pequeños VE (bicicletas o ciclomotores) en garajes privados.
- **Modo 2:** en este modo los conductores son activos y de protección, junto con función de control piloto, y un sistema de protección para las personas contra el choque eléctrico (dispositivo de corriente diferencial). El nivel de comunicación entre el coche y la red es bajo, permite saber que el coche está conectado.

- **Modo 3:** la conexión del VE a la red es directa utilizando un SAVE⁶, dónde la función del piloto se amplía al sistema de control del SAVE, estando éste permanentemente conectado a la instalación de alimentación fija. La comunicación es más alta. El terminal es capaz de monitorizar y controlar la carga (“Recarga Inteligente”). Se considera el modo más adecuado para recargar el VE durante el periodo nocturno en garajes comunitarios. Este método sería el idóneo para las Redes Inteligentes.
- **Modo 4:** es el modo más rápido y de mayor comunicación de todos. El VE se conecta a la red mediante una estación de carga de alta potencia (“Electrolinera”), donde se convierte la corriente alterna en continua. Se usan los conectores tipo COMBO y Chademo.

2.3.4: Opciones de almacenamiento inteligente que pueden realizar los VE

Actualmente, existen varias opciones de almacenamiento de la energía que pueden realizar los VE, como son:

- **V1G (Carga inteligente unidireccional):** incluye aplicaciones como la programación para cargar vehículos en mitad del día para absorber el exceso de generación de energía solar, variado el ritmo de carga del VE para proveer de servicios de respuesta en frecuencia o de balanceo de cargas. Es la forma de carga inteligente más simple, unidireccional.
- **V2B (Vehículo a edificio):** se utiliza para aumentar la fuente de alimentación de un edificio usando la batería de un VE por medio de su conexión.
- **V2H (Vehículo a casa):** se usa para suministrar energía a una casa con una batería de VE. Su uso es casi igual que el V2B, con la diferencia de que la cantidad de energía utilizada y el tiempo de uso difieren.
- **V2G (Vehículo a la red):** se devuelve energía a la red para mantener el equilibrio, en este modo los usuarios pueden vender el exceso de energía de su VE a la red. [6]

⁶ La definición de SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico) según la ITC-BT-52 es: “Conjunto de equipos montados con el fin de suministrar energía eléctrica para la recarga de un VEHÍCULO ELÉCTRICO, incluyendo protecciones de la estación de recarga, el cable de conexión, (con conductores de fase, neutro y protección) y la base de toma de corriente o el conector. Este sistema permitirá en su caso la comunicación entre el VEHÍCULO ELÉCTRICO y la instalación fija. En el modo de carga 4 el SAVE incluye también un convertidor alterna-continua”

2.3.5 Clasificación de los sistemas de recarga

Los sistemas de recarga se clasifican, según su potencia como [17]

- I) Sistema de recarga vinculado: potencia menor de 7 kW.
- II) Sistema de recarga convencional: potencia igual o superior a 7 kW e inferior a 15 kW.
- III) Sistema de carga semi-rápida: potencia igual o superior a 15 kW e inferior a 40 kW.
- IV) Sistema de carga rápida: potencia igual o superior a 40 kW e inferior a 100 kW
- V) Sistema de carga ultra rápida: potencia igual o superior a 100 kW.

2.4 Los sistemas de almacenamiento

El almacenamiento de la energía eléctrica ha sido siempre una necesidad en la generación, el transporte y la distribución. Se considera como uno de los primeros casos de uso de los sistemas de almacenamiento la utilización de las baterías recargables de ácido plomo en 1880.

La introducción de los elementos de almacenamiento de energía posibilita la acumulación de energía durante el tiempo en el que la producción excede al consumo, y esta es usada en los momentos en los que la demanda excede a la producción.

Con el método actual de generación y utilización de la electricidad, esta es generada para ser directamente consumida, y cualquier desequilibrio puntual (como un cese en la generación de una central eólica), debe ser compensado poniendo en marcha una nueva fuente de energía.

Algunas de estas instalaciones tienen un tiempo de respuesta elevado, del orden de minutos. Con la integración de elementos destinados al almacenamiento se podrían optimizar las curvas de demanda y producción, reduciendo a su vez los costes de puesta en marcha de estas centrales de reserva. [6]

2.4.1 Problemas de los sistemas de almacenamiento actuales

El sistema eléctrico actual se basa en la corriente alterna, debido a la ventaja que presenta para el transporte a grandes distancias de la energía eléctrica a muy alta tensión.

El problema de este sistema es que la corriente eléctrica producida debe consumirse a la vez que se genera, teniendo, además, el inconveniente de que esta energía no se puede almacenar directamente en corriente alterna.

Se ha conseguido que la energía eléctrica sea muy fácilmente generada, transportada y transformada, pero, hasta ahora, aún no se ha logrado almacenarla de forma práctica, fácil y barata.

Actualmente muchas reservas proceden de centrales eléctricas que trabajan por debajo de su capacidad y que pueden aumentar rápidamente su actividad a petición. Es lo que se conoce como reserva giratoria o rotativa⁷, pero la utilización de energías como la eólica o la solar obligan a adaptar la energía de almacenamiento de la energía eléctrica.

La energía eléctrica consumida tiene que ser igual a la energía eléctrica generada en cada instante, pero ambas energías no siempre van a coincidir, por lo que habrá unos períodos en los que sobre la energía y se produzcan vertidos⁸ y otros en los que falte y haga falta algún tipo de generación de energía de respaldo.

Hoy en día, los problemas más comunes son los vertidos, pero en el futuro, con una mayor integración de las energías renovables y el progresivo desmantelamiento de las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, el mayor problema será el respaldo de energía.

Con los nuevos sistemas de generación de energía eléctrica basados en energías renovables, la producción de energía eléctrica va a depender del valor de las fuentes renovables (solar, eólica...) en cada instante, y esta puede ser muy intermitente y con potencias muy variables, lo que supone un gran inconveniente.

En el futuro, los sistemas de almacenamiento de energía permitirán gestionar las energías renovables adaptando la generación y la demanda en cada instante, evitando vertidos de energía y respaldando al sistema eléctrico en períodos de baja generación y alta demanda.

No desplegar en un futuro un suficiente almacenamiento puede tener graves consecuencias:

- Crecerán los vertidos de energía debido especialmente a los altos índices de apuntalamiento⁹ y el desacople entre la oferta y la demanda.
- Habrá dificultad para garantizar la seguridad de suministro de energía eléctrica en todo momento.
- Habrá que aumentar la capacidad de las energías renovables instalada.

⁷ La reserva rotativa es la capacidad de generación adicional que está disponible al aumentar la potencia de salida de los generadores que ya están conectados al sistema de energía. En la mayoría de los generadores este aumento se consigue al aumentar el par motor aplicado al rotor de la turbina.

⁸ Se entiende por vertido o *curtailment* la pérdida de electricidad (eólica o solar), que no puede ser inyectada a la red.

⁹ Los índices de apuntalamiento se definen como la diferencia entre el precio medio del mercado eléctrico (OMIE) y el precio de algunas fuentes de energía como la eólica o la solar en una banda de tiempo concreta.

- Si la generación de energía no es gestionable, habrá que maximizar la gestión del lado de la demanda.

2.4.2 Módulos fundamentales en el almacenamiento de energía

Para que el almacenamiento de la energía sea eficaz es necesario contar con otras tecnologías además del almacenamiento propiamente dicho, que se pueden clasificar en tres módulos:

1. Módulo de tecnología de energía:

Debe asegurar una conexión eléctrica a la red estable y segura del medio de almacenamiento de energía, que abarque tanto el medio de almacenamiento, como la conversión electrónica de potencia y la conexión a la red CA o a la subestación eléctrica.

2. Módulo de control:

Debe controlar localmente todos los elementos del sistema de almacenamiento de energía y la subestación para garantizar una operación precisa y segura, teniendo la capacidad de ejecutar órdenes desde el control del nivel de la red.

3. Módulo de inteligencia:

Se encarga de determinar y programar el estado óptimo de cada recurso de la red. Establece la predicción y optimización, no sólo de las cargas, sino también de la generación, como puede ser el pronóstico meteorológico, datos históricos de producción de renovables, datos de carga y determina la relación entre ellos. [6]

2.4.3 Parámetros de las tecnologías de almacenamiento de la energía

Los parámetros más relevantes a la hora de definir un sistema de almacenamiento de energía son:

- **Energía específica:** es la energía almacenada por unidad de masa (Wh/kg).
- **Densidad de energía:** es la energía almacenada por unidad de volumen (Wh/l).
- **Densidad de potencia:** es el trabajo efectuado por unidad de tiempo y por kg (W/kg).
- **Capacidad de almacenamiento:** es la cantidad de energía disponible en el sistema de almacenamiento después de un ciclo completo de carga (Wh).

- **Estado de energía:** se puede considerar que es la relación entre la cantidad de energía almacenada en un momento dado y la capacidad de almacenamiento. Por ejemplo, en un volante de inercia se podría evaluar midiendo la velocidad de rotación.
- **Tiempo de respuesta:** es el tiempo que transcurre mientras se suministra la energía almacenada. Se calcula utilizando la Ecuación 1.

$$t = \frac{W_T}{P_{m\acute{a}x}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

t = Tiempo de respuesta (s).

W_T = Energía total almacenada (Wh).

$P_{m\acute{a}x}$ = Potencia máxima o de pico (W).

- **Pérdidas de energía:** pueden clasificarse en dos categorías:
 - Las pérdidas de carga y descarga, a menudo, como primera aproximación, se consideran proporcionales al cuadrado de la potencia que pasa a través de ellas.
 - Las pérdidas en vacío se dan en ausencia de flujos de energía eléctrica en cualquier dirección, también se las conoce como pérdidas por autodescarga.
- **Eficiencia de suministro:** es el porcentaje de la energía almacenada que se puede suministrar, se calcula con la Ecuación 2.

$$\mu = \frac{W_{\acute{u}til}}{W_T} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

μ = Eficiencia de suministro.

$W_{\acute{u}til}$ = Energía útil (Wh).

W_T = Energía total almacenada (Wh).

- **Durabilidad:** es el número máximo de ciclos carga/descarga.
- **Autonomía:** es el tiempo máximo que el sistema puede liberar energía de forma continua a potencia máxima, se puede calcular con la Ecuación 3.

$$a = \frac{W_{\acute{u}til}}{P_{m\acute{a}x \text{ desc arg a}}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

a = Autonomía (s).

$W_{\text{útil}}$ = Energía útil (Wh).

$P_{\text{máx descarga}}$ = Potencia máxima de descarga (W).

2.4.4 Clasificación de los sistemas de almacenamiento

La clasificación de los sistemas de almacenamiento se puede hacer desde distintos puntos de vista, por ejemplo:

1. Almacenamiento en función de su capacidad:

Desde este punto de vista se puede distinguir el almacenamiento a gran escala (GWh), en la que se encuentra la hidroeléctrica de bombeo o el almacenamiento térmico. El almacenamiento en redes y activos de generación (MWh), dentro de esta categoría se encuentran las pilas, baterías, condensadores, superconductores y volantes de inercia, y, por último, el almacenamiento a nivel de usuario final (kWh), que abarca las baterías, los superconductores y los volantes de inercia.

2. Almacenamiento desde el punto de vista de la potencia intercambiada (PI):

Los sistemas pueden clasificarse como de gran potencia (> 1 MW), de media potencia (de 1 MW a 10 kW) o de pequeña potencia (< 10 kW).

3. Almacenamiento de la energía detrás y delante del contador:

Los sistemas de almacenamiento de la energía (SAE) pueden clasificarse entre detrás de contador (BTM) y delante de contador (FTM).

a) Almacenamiento detrás del contador (BTM):

Este concepto hace referencia a los sistemas de almacenamiento conectados directamente “detrás del contador” en el caso de usuarios residenciales, comerciales o industriales.

Son sistemas de almacenamiento que se encargan de almacenar la electricidad generada en el lugar de consumo o próximo al mismo, con el objetivo de optimizar su demanda y ahorrar en la factura de la electricidad a través de una gestión inteligente de los sistemas.

Este tipo de almacenamiento también se denomina a pequeña escala, y en él podemos incluir las baterías de los VE y las TCLs.

b) Almacenamiento delante del contador (FTM):

Son SAEs a gran escala, que están conectados a las redes eléctricas de distribución o de transmisión o a un activo de generación.

Se suelen utilizar para dar servicio a la red en función de las necesidades de los operadores del sistema (aliviar la carga o regular la frecuencia, entre otros).

2.4.5 Las baterías

La batería es un dispositivo que convierte energía electroquímica en energía eléctrica por un proceso químico reversible llamado reducción-oxidación (redox).

Las baterías están formadas, en general, por dos terminales llamados polos, electrodos o bornes, sumergidos en una solución conductora de la electricidad o electrolito.

Cuando la batería se está descargando, en el electrodo negativo se produce una reacción de oxidación (pérdida de electrones) y en el positivo de reducción (ganancia de electrones).

Cuando la batería está cargándose se produce el efecto contrario, la oxidación se produce en el electrodo positivo y la reducción en el negativo.

Existe una amplia variedad de baterías en función de las necesidades de cada usuario:

- **Batería de plomo-ácido:** se basan en la reacción redox. Cuando la batería se carga, el sulfato de plomo, presente en las placas positivas y negativas se va reduciendo a plomo metal en las placas negativas y a dióxido de plomo en las positivas. El electrolito empleado es ácido sulfúrico disuelto en agua.
- **Baterías de ion-litio:** están formadas por un cátodo (compuesto por litio mezclado con otros materiales), un ánodo (normalmente grafito), un electrolito (compuesto por sal de litio) y un separador o tabique (compuesto por un polímero poroso).

- **Batería de níquel-hidruro metálico (Ni-MH):** el ánodo de esta batería es de oxidróxido de níquel (NiOOH) y su cátodo es una aleación de hidruro metálico.
- **Batería de níquel-cadmio (NiCd):** Constituidas por placas positivas de hidróxido de níquel y placas negativas de cadmio y un electrolito de hidróxido de potasio.
- **Baterías de sales fundidas:** Usan la sal fundida como electrolito, por eso su temperatura de funcionamiento debe ser muy alta. Algunos ejemplos pueden ser las baterías de níquel-cloruro de sodio, conocidas como Zebra o las baterías de sodio-azufre.
- **Baterías de flujo:** su principal diferencia respecto a las baterías de estado sólido es que almacena la energía en electrolitos líquidos. Los electrolitos son almacenados en distintos tanques y se hacen circular a través de la celda que los separa, por una membrana microporosa, que permite la corriente de iones. Existen varios tipos: Baterías de flujo redox de vanadio (VRFB), baterías de flujo redox cinc-bromo (ZBFB) o baterías de flujo redox de hierro.

2.4.6 Ventajas e inconvenientes de cada tipo de batería

En la Tabla 6 se recogen las ventajas e inconvenientes que hay que tener en cuenta al trabajar con las baterías citadas anteriormente [6]

Tecnología	Ventajas	Inconvenientes
Batería de plomo ácido	Madurez tecnológica. Modularidad, permite crear sistemas complejos por combinación de celdas.	Tiempos de carga muy largos. Excesiva influencia de la temperatura. Bajo número de ciclos.
Batería de ion-litio	Alta eficiencia y densidad de energía. Bajo mantenimiento. Alta tensión de la reacción redox por celda.	Costes elevados. Mantenimiento de tensiones de seguridad y rangos de temperatura de operación. Se requieren circuitos de protección. Electrolitos orgánicos inflamables.
Batería de NiMH	Mayor densidad de energía que la batería de Ni-Cd	Alta autodescarga. Rango de temperaturas aconsejables (0-45 °C). No trabajan bien a bajas temperaturas. Celdas costosas.
Baterías Ni-Cd	Tecnología madura y robusta. Elevado rendimiento (Mejor que la batería plomo ácido).	Alta toxicidad del cadmio. Elevado coste. Efecto memoria ¹⁰ .
Baterías de sales fundidas	Elevada densidad energética Mayor potencia específica	Problemas de seguridad e inflamabilidad por sus altas temperaturas de trabajo (400 a 700 °C) Materiales estructurales de características muy especiales
Baterías de flujo	Durabilidad y elevada eficiencia de la energía. Larga vida media. Bajo tiempo de respuesta. Alta modularidad.	Baja densidad de energía. Complejidad del sistema.

Tabla 6-Ventajas y desventajas de cada tipo de batería

¹⁰ Fenómeno que reduce la capacidad de las baterías con cargas incompletas, se produce cuando se carga una batería que no se ha descargado del todo.

2.5 Las cargas térmicas controlables

Las cargas térmicas controlables (*Thermostatically Controlled Loads* o *TCLs*) son aparatos eléctricos que, para operar, utilizan su propia inercia térmica o la del recinto donde se encuentren, pudiendo almacenar energía térmica, lo que las confiere una gran flexibilidad a la hora de consumir energía [6].

Su objetivo principal es el mantenimiento de la temperatura en un intervalo especificado de tiempo, encendiéndose y apagándose, utilizando habitualmente un control ON/OFF con histéresis, trabajando dentro de unos márgenes especificados por el usuario [8].

Algunos ejemplos de estas TCLs serían los aires acondicionados, las bombas de calor, los calentadores eléctricos...

En este TFG se trabajará con aires acondicionados como TCLs.

2.5.1 Equipos de aire acondicionado

Los equipos de aire acondicionado se utilizan para enfriar el aire dentro de una sala o recinto, y son elementos cada vez más comunes en la industria y los hogares.

La tecnología de aire acondicionado más utilizada es la bomba de calor reversible, que, en vez de introducir frío al recinto, funcionan extrayendo el calor del aire y expulsándolo al exterior. A este proceso se le denomina “ciclo Frigorífico” y consta de cuatro pasos [19], representados en la Figura 5.

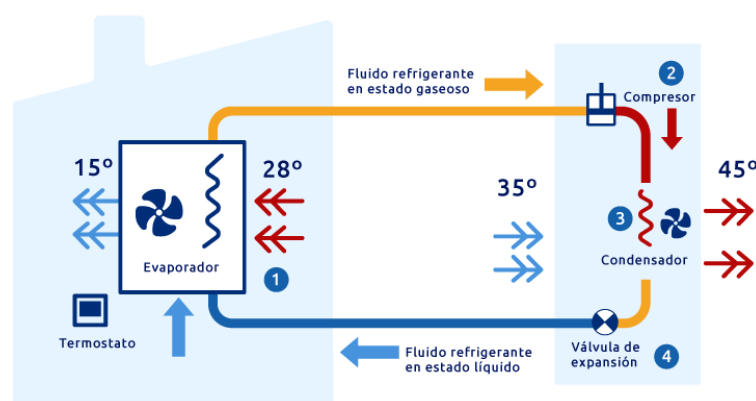


Figura 5-Funcionamiento de un equipo de aire acondicionado. Fuente: [19]

1. **Evaporador:** el líquido refrigerante absorbe el calor de una estancia y se evapora, pasando a estado gaseoso.
2. **Compresor:** la presión del gas caliente aumenta, y con ella, la temperatura.
3. **Condensador:** el gas intercambia calor con el aire exterior, reduciendo su temperatura y pasando a estado líquido.
4. **Válvula de expansión:** el líquido refrigerante disminuye su presión, y con ella, la temperatura.

Se considera que estos dispositivos son reversibles, porque pueden operar este ciclo en dirección contraria, absorbiendo calor del ambiente exterior y vertiéndolo a la estancia, aumentando la temperatura de esta.

2.5.2 Las ventajas de las TCLs

Los sistemas de almacenamiento de energía, como las baterías, se han propuesto como solución a la necesidad de contar con reservas de potencia ante la variabilidad de la producción de los sistemas de energía renovables.

Pero en estos sistemas de almacenamiento tradicionales, todavía no se ha conseguido que la energía se almacene de forma práctica, fácil y barata, y su instalación en hogares e industrias es todavía muy baja.

Sin embargo, las TCLs sí están presentes en multitud de espacios, tanto de la vida cotidiana como en procesos industriales.

Además, si estas TCLs actúan de forma agregada, controladas por una Batería Virtual (VB), pueden convertirse en reguladoras de la potencia del sistema, siendo capaces de aumentar o disminuir el consumo de energía con el encendido o apagado de estos dispositivos (siempre dentro de los márgenes establecidos por los usuarios). [8]

2.5.3 Ecuaciones que rigen el funcionamiento de la TCL

Existen distintos modelos que definen el funcionamiento de las TCLs, en este trabajo usaremos el modelo simple discreto (Ecuación 4 y Ecuación 5) [8]

$$\theta_{k+1}^i = a^i \cdot \theta_k^i + (1 - a^i) \cdot (\theta_{a,k}^i - q_k^i) + e_k^i \quad \text{Ecuación 4}$$

$$q_{k+1}^i = \begin{cases} 0 & \text{si } \theta_{k+1}^i < \theta_-^i \\ 1 & \text{si } \theta_{k+1}^i > \theta_+^i \end{cases} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

i es el índice de cada TCL.

k es el tiempo de paso (normalmente en torno a los 10 segundos).

θ es la temperatura interna de la TCL.

q es el control local variable, que se hace 1 cuando la TCL se enciende y 0 cuando se apaga.

θ_a es la temperatura ambiente

a^i se define como: $e^{-\frac{h}{C^i \cdot R^i}}$

θ_g^i se define como: $R^i \cdot P_{trans}^i$

$\theta_+^i = \theta_{set}^i + \frac{\delta^i}{2}$, es el límite superior de la TCL, si la temperatura pasa de este punto, el aire acondicionado se enciende.

$\theta_-^i = \theta_{set}^i - \frac{\delta^i}{2}$, es el límite inferior de la TCL, si la temperatura baja de este punto, el aire acondicionado se apaga.

e es el ruido del proceso

C es la capacidad térmica

R es la resistencia térmica

P_{trans} es el ratio de transferencia de energía

En la Tabla 7 se adjuntan algunos de los parámetros más habituales de las TCLs que utilizaremos en este trabajo.

θ_{set}^i	Temperatura objetivo	18~27 °C
δ	Temperatura de la banda muerta ¹¹	0,25~1°C
R	Resistencia térmica	1,5~2,5 $\frac{°C}{KW}$
C	Capacidad térmica	1,5~2,5 $\frac{KWh}{°C}$
P_{trans}	Ratio de transferencia de energía	10~18 MW
η	Coficiente de actuación	2,5
P	Potencia transmitida	4~7,2 MW
e	Ruido del proceso ¹²	0
h	Tiempo de paso	10 s

Tabla 7-Parámetros más habituales de los aires acondicionados como TCLs.

¹¹ La banda muerta o *dead-band*, es la diferencia entre el punto de consigna y el punto de restablecimiento (punto en el que se apaga).

¹² En los procesos ideales.

3. Modelado de los elementos que componen la simulación

3.1 La red de distribución empleada en la simulación

La red de distribución utilizada para realizar las simulaciones se basará en la red descrita en el apartado 2.2.2 .

Aunque esta red no representa una red real, sirve como un modelo simplificado de un sistema de distribución de energía eléctrica. Su diseño tiene como objetivo facilitar el análisis de los sistemas de energía en un entorno controlado, lo que permite una evaluación más precisa de los impactos de las mejoras en la red. Por esta razón, se ha seleccionado para llevar a cabo los estudios y verificar los beneficios de las mejoras implementadas.

Sobre esta red se proponen una serie de modificaciones para poder estudiar mejor los resultados de las simulaciones:

- **Tensión del sistema:**

La red de ejemplo originalmente opera a 12,66 kV. Sin embargo, en este escenario, hemos decidido utilizar una tensión de distribución de 10 kV, ya que es un valor estandarizado de MT con el que se trabaja en este TFG (Tabla 2).

- **Tensión máxima admisible:**

La máxima caída de tensión permitida en un nudo será del 5% de la tensión nominal. Tiene que estar comprendida entre los 0,95 y 1,05 v.p.u.

Está dentro de los límites de tensión establecidos en el Real Decreto 1955/2000, por el cual se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [20] , que dice en su Artículo 104, punto 3:

“Los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales serán de ± 7 por 100 de la tensión de alimentación declarada. No obstante, este límite podrá ser modificado por el Ministerio de Economía en función de la evolución de la normativa en lo relativo a la normalización de tensiones.”

- **Intensidad máxima admisible:**

La intensidad máxima permitida en las líneas de la red está determinada por el tipo de conductor que se utilice en pandapower. En la Tabla 8, se especifica la intensidad máxima para cada línea.

En este estudio, se han mantenido las características de resistencia y reactancia por kilómetro de los conductores tal como se describen en el artículo (Tabla 5), ya que esto facilita un análisis más detallado de las modificaciones en la red y las mejoras implementadas.

Línea	Intensidad máxima admisible (kA)	Del bus	Al bus
1	0,457	0	1
2	0,29	1	2
3	0,252	2	3
4	0,252	3	4
5	0,17	4	5
6	0,47	5	6
7	0,17	6	7
8	0,14	7	8
9	0,14	8	9
10	0,27	9	10
11	0,252	10	11
12	0,14	11	12
13	0,21	12	13
14	0,21	13	14
15	0,29	14	15
16	0,14	15	16
17	0,29	16	17
18	0,358	1	18
19	0,14	18	19
20	0,29	19	20
21	0,17	20	21
22	0,29	2	22
23	0,17	22	23
24	0,17	23	24
25	0,319	5	25
26	0,28	25	26
27	0,14	26	27
28	0,17	27	28
29	0,21	28	29
30	0,14	29	30
31	0,35	30	31
32	0,35	31	32
33	0,14	20	7
34	0,14	8	14
35	0,14	11	21
36	0,21	17	32
37	0,21	24	28

Tabla 8-Intensidad máxima admisible de cada línea

- **Líneas en servicio:**

Todas las líneas de la red se pondrán en servicio, obteniéndose la topología de la Figura 6:

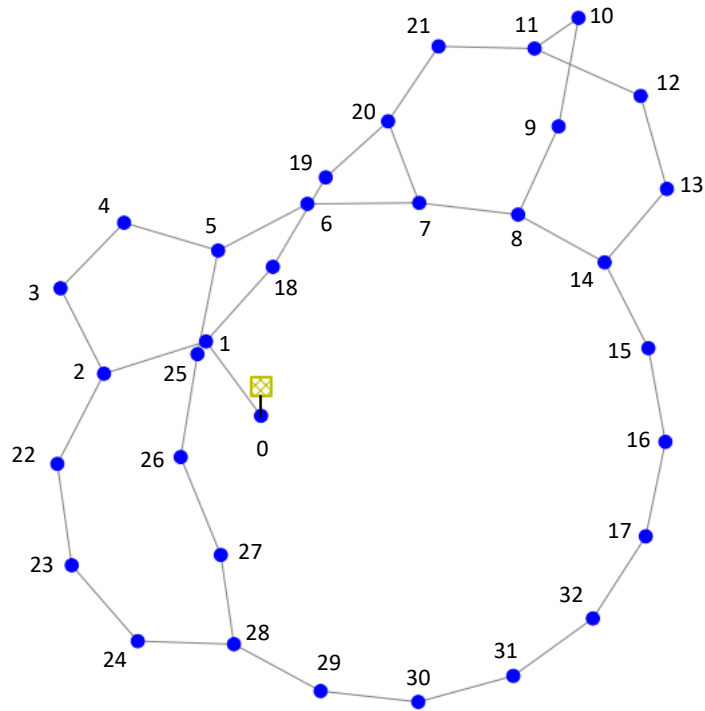


Figura 6-Topología de la red utilizada. Fuente: Elaboración propia utilizando la librería pandapower.

3.2 El modelado del VE

El cargador del VE se ha modelado como una carga que demanda energía durante un determinado tiempo, para almacenarla en las baterías.

Se ha seleccionado un modelo simple para representar las baterías, lo que facilita el estudio de su comportamiento durante las simulaciones. Este modelo se basa en las siguientes ecuaciones lineales:

$$-P_{dm\acute{a}x}(t) \leq P_{bat}(t) \leq P_{cm\acute{a}x} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$SOC(t) = SOC(0) + \int_0^t P_{bat}(t) \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

P_{bat} : es la potencia total de la batería, positiva cuando carga y negativa cuando descarga.

$P_{cm\acute{a}x}$: es la potencia máxima de carga.

$P_{dm\acute{a}x}$: es la potencia de descarga máxima, en este caso sólo se carga.

SOC : es el estado de carga

3.2.1 Los distintos tiempos de recarga del VE

En este apartado vamos a estudiar algunos de los distintos tiempos de recarga que puede tener un turismo medio, con una capacidad de almacenamiento de 40 kWh, y una autonomía de 250 km, en función del tipo de recarga empleado:

- **Carga lenta: Monofásica, 230 V, 32 A:**

Primero calcularemos la potencia total que suministra la red utilizando la Ecuación 8:

$$P = U \cdot I \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde U es la tensión de red (230 V) e I es la intensidad de la red (32 A):

$$P = 7.360 \text{ W} = 7,36 \text{ kW}$$

Para calcular el tiempo de recarga utilizamos la Ecuación 9:

$$t = \frac{E}{P} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde E es la capacidad de la batería (40 kWh) y P es la potencia de la red (7,36 kW):

$$t = 5,43 \text{ horas}$$

Si se pusiera a cargar el VE a las 10 de la mañana, el coche terminaría su recarga antes de las 16 de la tarde, como se puede ver en la Figura 7.

- **Carga rápida: Trifásica, 400 V, 63 A:**

Primero calcularemos la potencia total que suministra la red utilizando la Ecuación 10:

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \quad \text{Ecuación 10}$$

$$P = 43,4 \text{ kW}$$

Para calcular el tiempo de recarga utilizamos la Ecuación 9:

$$t = 0,92 \text{ horas} = 55 \text{ minutos}$$

Tomamos como ejemplo el mismo caso que el anterior, si ponemos a cargar el vehículo a las 10 de la mañana, la recarga habrá terminado antes de las 11, como podemos ver en la Figura 7.

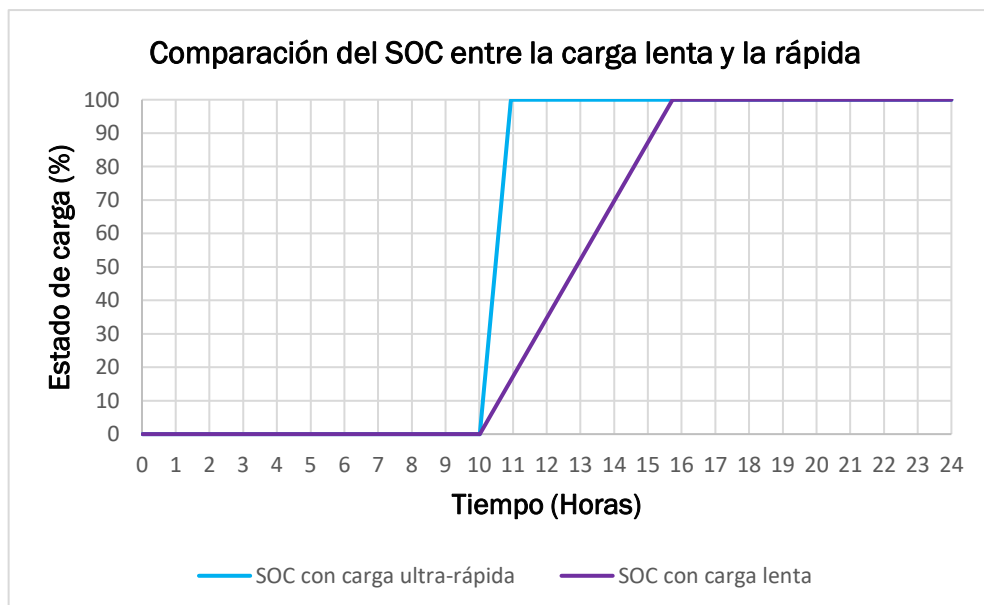


Figura 7-Comparación entre ambos estados de carga. Fuente: Elaboración propia

3.2.2 El VE como carga flexible

Las cargas flexibles (o desplazables) son elementos que requieren el consumo de cierta potencia para operar, pero tienen como ventaja que este consumo se puede desplazar en el tiempo.

El uso de estas cargas para poder flexibilizar la demanda es cada vez más importante para garantizar la estabilidad de las redes a medida que aumenta la implantación de las fuentes de energía renovables.

En el caso del VE, su proceso de recarga puede ser desplazado en el tiempo. Esto es posible porque la capacidad de las baterías permite almacenar energía durante períodos largos de tiempo.

De esta forma, el proceso de recarga puede ser interrumpido y reanudado sin que en ese periodo de tiempo la batería se haya descargado, cumpliendo siempre con los requisitos del usuario.

Además, también sería posible que el vehículo interactuase de forma bidireccional con la red, pudiendo cargarse o suministrar energía a esta, pero únicamente en el modo V2G (como se describe en el apartado 2.3.4).

Para todas estas operaciones es necesario contar con una comunicación inteligente, que faciliten la comunicación entre la red y el vehículo.

3.2.3 Ejemplo de uso del VE

Por ejemplo, supongamos que tenemos una red mallada muy sencilla de tres nodos, (Figura 8), con una tensión nominal en cada nodo de 230 V, que pretende representar un caso muy simplificado de nuestra red de distribución de ejemplo.

En ella, conectamos un cargador de VE en el bus 2, de carga lenta (7,36 kW) y de 40 kWh de capacidad, que comienza a cargarse a las 14 de la tarde y que termina su carga antes de las 22, como se puede ver en la Figura 9.

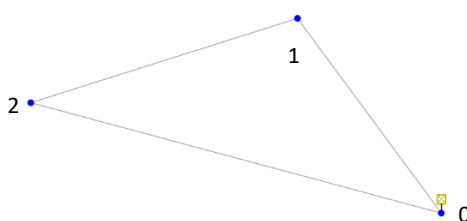


Figura 8-Red sencilla de tres nodos. Fuente: Elaboración propia utilizando la librería pandapower

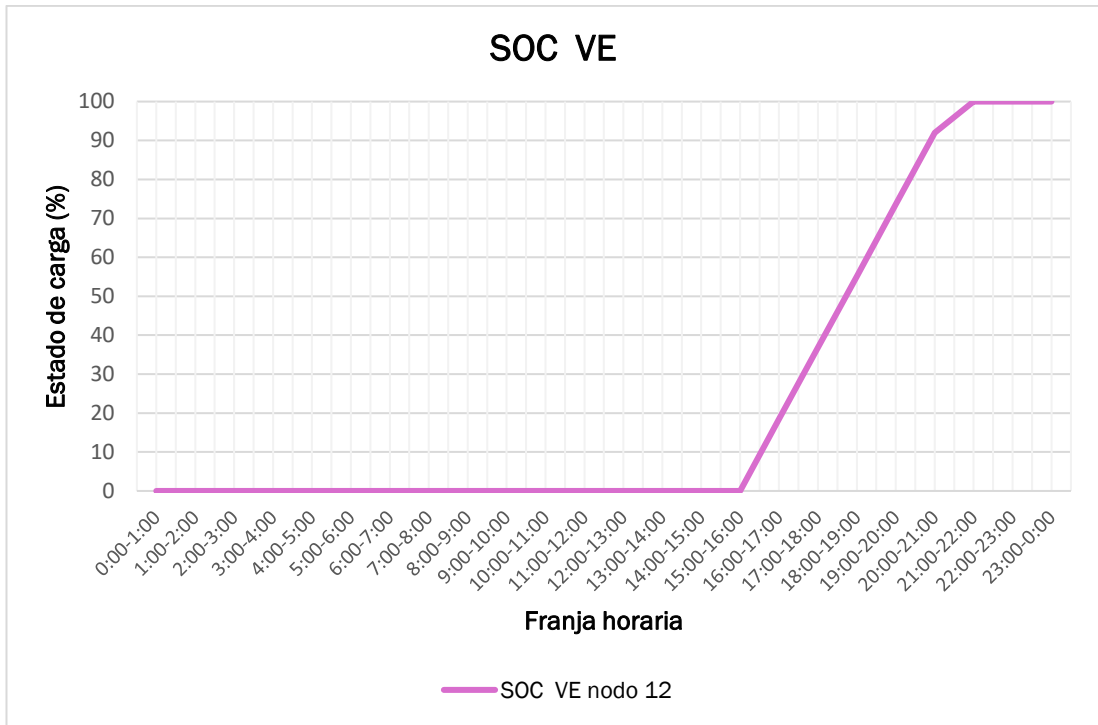


Figura 9-Evolución del estado de carga del VE a lo largo del día. Fuente: Elaboración propia.

Pero hay un momento del día, entre las 18 y las 19, en el que la demanda crece demasiado en ese bus, y la tensión disminuye a 0,942 v.p.u (Figura 10):

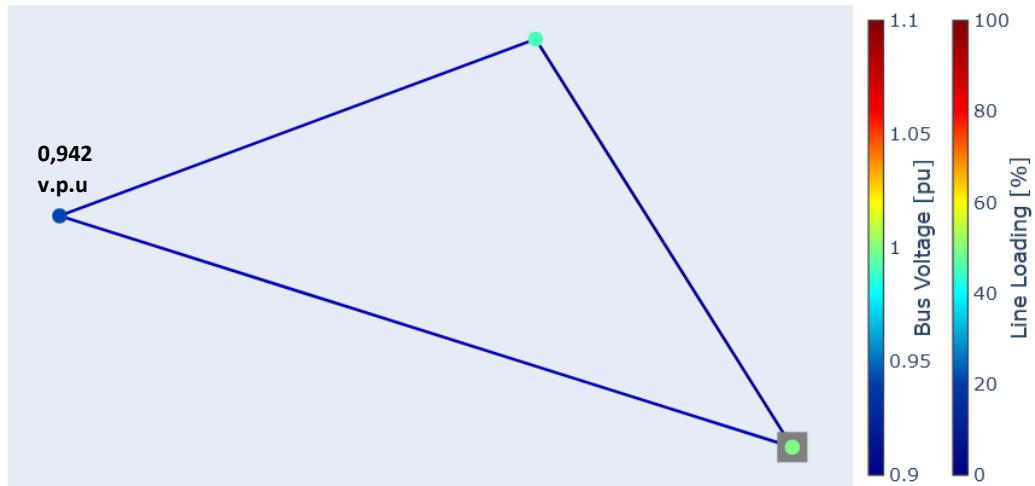


Figura 10-Momento del día de carga elevada. Fuente: Elaboración propia usando pandapower

Para resolver este problema, se puede aprovechar la flexibilidad de carga del VE y limitar su recarga en esa hora para poder estabilizar la red, en la Figura 11 se puede ver la evolución del SOC, y como entre las 17 y las 18 deja de cargarse.

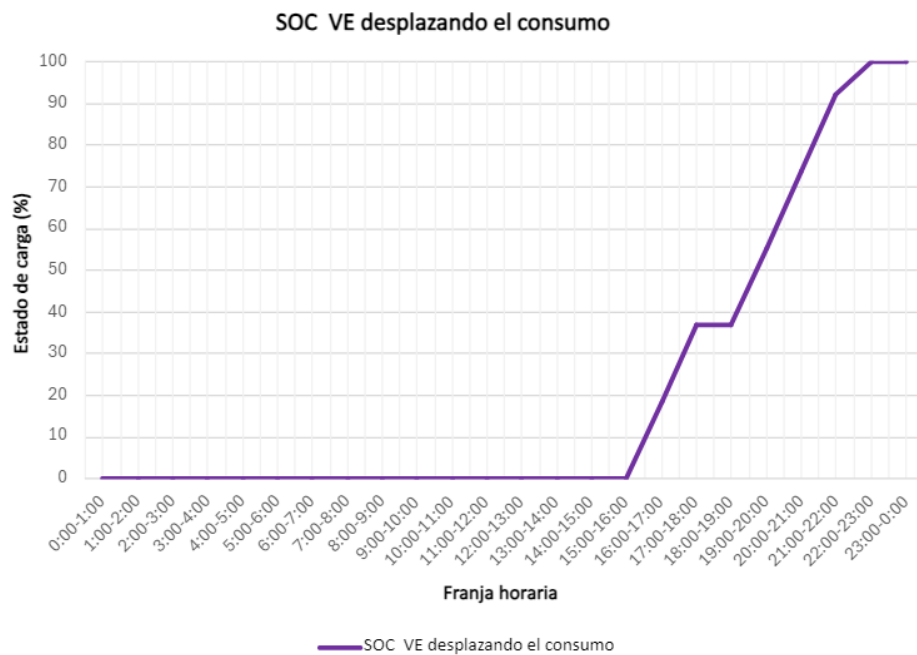


Figura 11-Evolución del SOC del cargador a lo largo del día, con la restricción de carga.
Fuente: Elaboración propia.

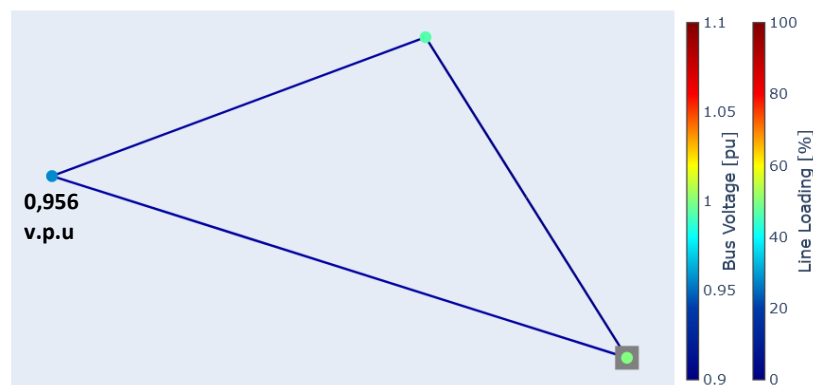


Figura 12-Tensión en el nudo al aplicar la restricción de recarga del VE. Fuente: Elaboración propia.

Al hacer esto, la tensión en el nudo asciende a 0,956 v.p.u (Figura 12).

Otra posible solución hubiera sido trabajar con flujos bidireccionales de energía entre la red y el VE, pudiéndose obtener mejores resultados al suministrar energía en los momentos de mayor demanda y precio procedente del vehículo. Pero este método tiene el inconveniente de que se necesita una mayor comunicación entre el coche y la red, además de unos equipos y protecciones más preparados para soportar flujos bidireccionales.

En este trabajo sólo se considerará un flujo de energía unidireccional entre el vehículo y la red.

En la Tabla 9 está representado el pseudocódigo del modelado del cargador.

Pseudocódigo del modelado del cargador de VE

Se inicializa la clase que modela el cargador con la potencia de carga, el estado de carga inicial, la capacidad máxima de la batería y con la hora a la que se conecta

```
for (0, Horas): // Recorremos las horas de estudio de la simulación

    if (Hora < Hora a la que se conecta):
// Si la hora no es la de inicio de carga, el VE no demanda energía

        Energía demandada = 0

    else:

        // Cuando el vehículo empieza a cargarse demanda energía

        if (Hora = Hora de requerimiento de flexibilidad):

            // Si es una hora con valores de tensión por debajo de los
límites, no se carga

                Energía demandada = 0

        else:

            // Si es una hora de valores de tensión normales se carga

                Energía demandada = Potencia de carga • Tiempo

            // Se suma energía demandada a la almacenada

                Energía almacenada += Energía demandada

            // Se calcula el estado de carga del vehículo

                soc = (Energía almacenada/ Capacidad máxima) • 100

            if (soc >= 100):

                // Cuando el VE está totalmente cargado ya no demanda
energía

                    Energía demandada = 0
```

Tabla 9-Pseudocódigo del modelado del cargador de VE

3.3 El modelado de la TCL

En este caso, la TCL modelada ha sido un aire acondicionado. Utilizando la Ecuación 4 para determinar el valor de la temperatura de la TCL en el instante siguiente y la Ecuación 5, para determinar su encendido o apagado

La evolución de la temperatura a lo largo del día corresponde con la temperatura ambiente de un día medio de julio en España del año 2023. (Figura 13)

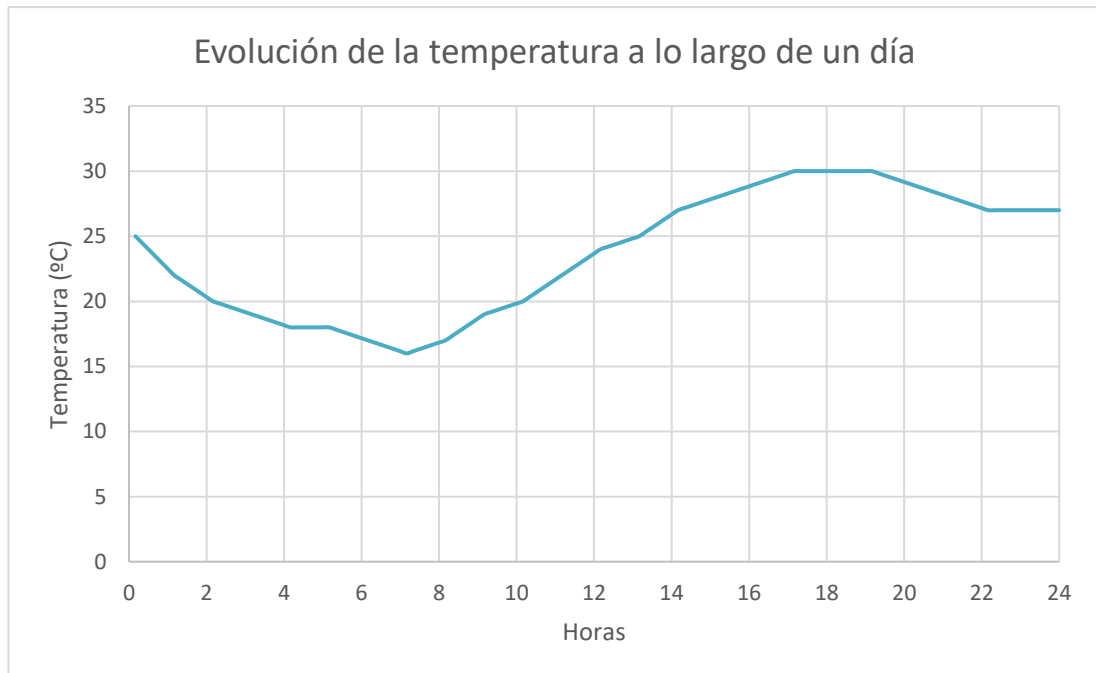


Figura 13-Evolución de la temperatura a lo largo de un día cada 10 minutos. Fuente: [21]

En la Tabla 10 se adjunta el pseudocódigo del modelo de la TCL.

Pseudocódigo del modelado de la TCL

Se inicializa la clase que modela la TCL con la temperatura interna inicial de la TCL, la temperatura ambiente, la temperatura objetivo que se desea mantener en la estancia y el tiempo de paso;

for (0, Horas, h): // Recorremos las horas de estudio de la simulación
en intervalos que marca el tiempo de paso

if (TCL encendida):

if (Temperatura menor que el margen inferior):

Se apaga la TCL, la estancia se ha enfriado

else if (Temperatura mayor que el margen superior):

if (No es un momento de requerimiento de flexibilidad):

La TCL sigue encendida, aún no se ha enfriado la estancia

else (Es un momento de requerimiento de flexibilidad):

La TCL se apaga, aunque no se haya enfriado la estancia

else: // TCL apagada

if (Temperatura mayor que el margen superior):

if (No es un momento de requerimiento de flexibilidad):

La TCL se enciende, aún no se ha enfriado la estancia

else (Es un momento de requerimiento de flexibilidad):

TCL sigue apagada, aunque no se haya enfriado la estancia

else if (La temperatura interna es menor que el margen inferior):

La TCL sigue apagada, la estancia se ha enfriado

Cálculo la temperatura de la TCL del instante siguiente con la Ecuación 4

Tabla 10-Pseudocódigo del modelado de la TCL

Vamos a simular el comportamiento de la TCL con los siguientes parámetros (Tabla 11):

Tª objetivo	Tª de la banda muerta	Resistencia térmica	Capacidad térmica	Ratio de transferencia de energía	Tiempo de paso	Potencia demandada cuando se enciende
24 °C	1 °C	$1,5 \frac{^{\circ}C}{kW}$	$1,5 \frac{kWh}{^{\circ}C}$	16 MW	10 min.	100 kW

Tabla 11-Parámetros de la TCL

Los resultados de la simulación se adjuntan en la Figura 14 y Figura 15:

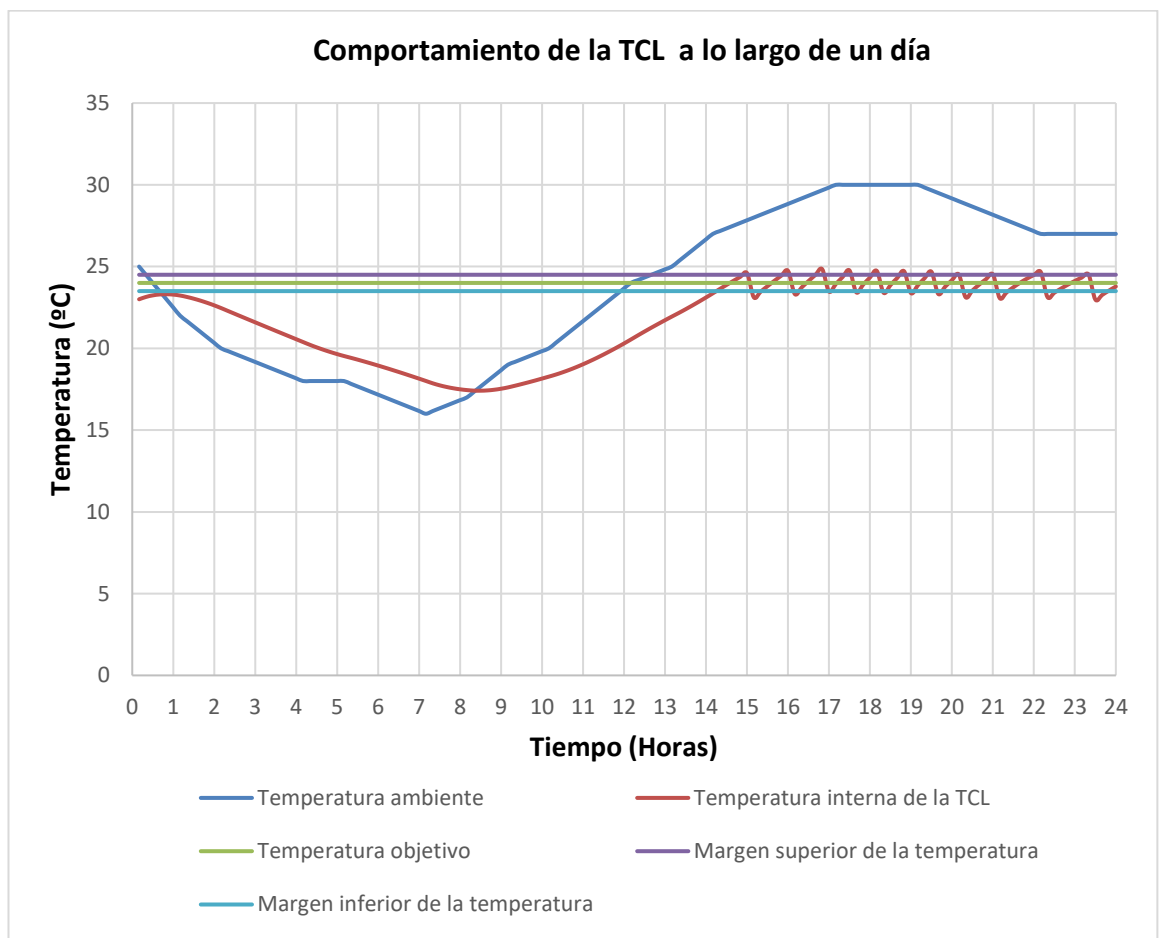


Figura 14-Comportamiento de la TCL a lo largo de un día. Fuente: Elaboración propia.

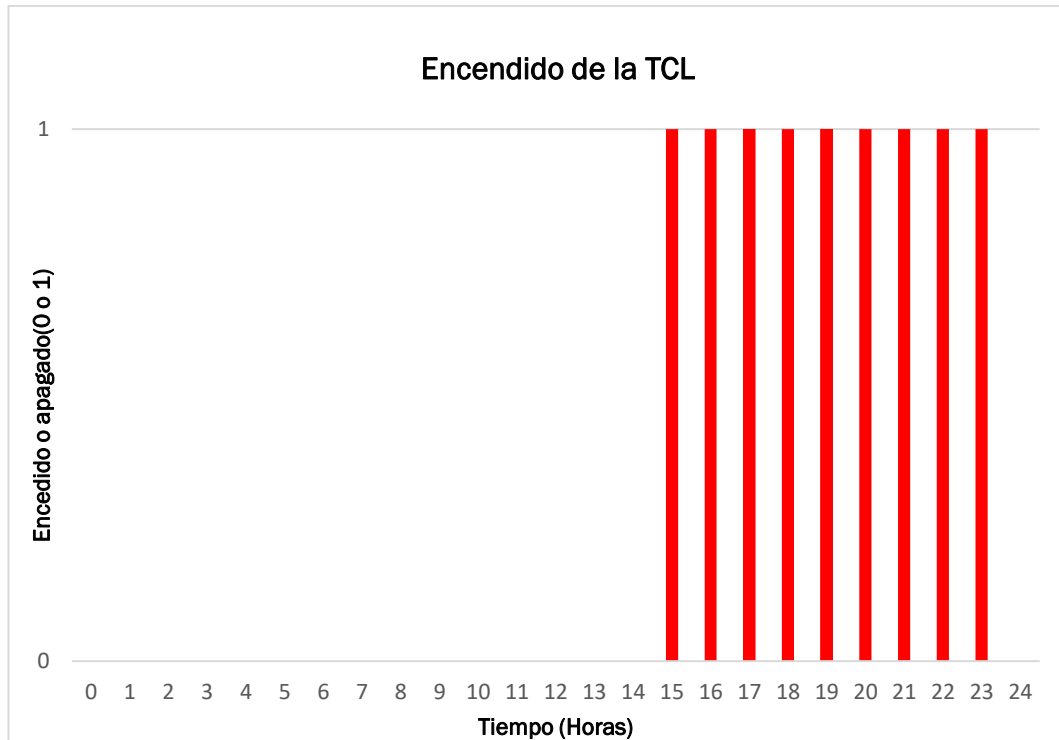


Figura 15-Encendido y apagado de la TCL. Fuente: Elaboración propia.

En los momentos del día en los que la temperatura ambiente comienza a aumentar, también lo hace la temperatura interna de la TCL, y cuando supera el margen superior de temperatura, se enciende, porque la estancia se ha calentado por encima de la temperatura objetivo. Cuando baja de la temperatura del margen inferior, la TCL se apaga, la estancia ya se ha enfriado al valor deseado.

3.3.1 La TCL como carga flexible

Al igual que el caso del VE, las TCLs son elementos que permiten flexibilizar la demanda: interrumpiendo su consumo en momentos de carga muy elevada o aumentándolo en momentos de muy poca carga y exceso de generación. Todo esto siempre que las necesidades del usuario lo permitan.

Supongamos que tenemos una red muy sencilla como la del ejemplo anterior (Figura 8), a la que conectamos una TCL en el bus 2.

Al igual que en la simulación anterior, hay un momento del día, entre las 18 y las 19, en el que demanda crece bruscamente.

En la Figura 16 se ha representado el comportamiento de la red en los momentos de mayor carga, con un descenso de la tensión en el nodo 2 de 0,946 v.p.u.

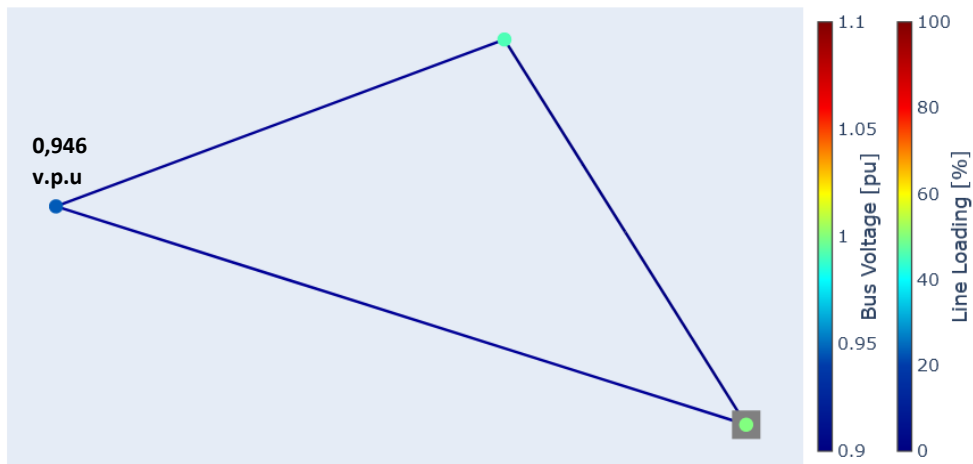


Figura 16-Momentos de subida de la demanda en la red. Fuente: elaboración propia usando pandapower.

Para evitar estos momentos peligrosos se corta el consumo de la TCL, al igual que en el caso del VE, sin tener en cuenta las exigencias del usuario para mayor facilidad en las simulaciones. Los resultados del comportamiento de la TCL se adjuntan en la Figura 18 .

El comportamiento de la red en el momento de subida de tensión utilizando la TCL con flexibilidad, se adjunta en la Figura 17. En este caso, con la flexibilidad de la demanda se consigue que la tensión en el bus 2 aumente a 0,952 v.p.u.

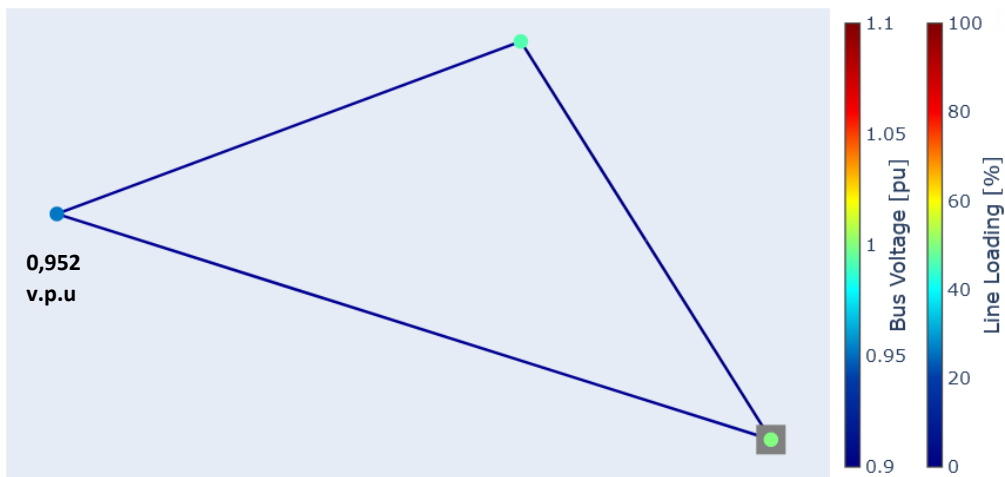


Figura 17-Comportamiento de la red en el momento de bajada de tensión con la flexibilidad de la TCL. Fuente: Elaboración propia usando pandapower.

Vemos como al llegar al momento del día con sobrecarga la TCL no se enciende, y la temperatura de la estancia continúa aumentando. Esto no sería posible si se quisiera que la temperatura estuviera siempre dentro de los límites fijados por el usuario, porque en este caso, la temperatura objetivo es de 24 °C, y se llegan a alcanzar hasta casi 26 °C.

El objetivo del problema de optimización será el cumplimiento de ambos criterios: aportar flexibilidad y cumplir los requisitos del usuario.

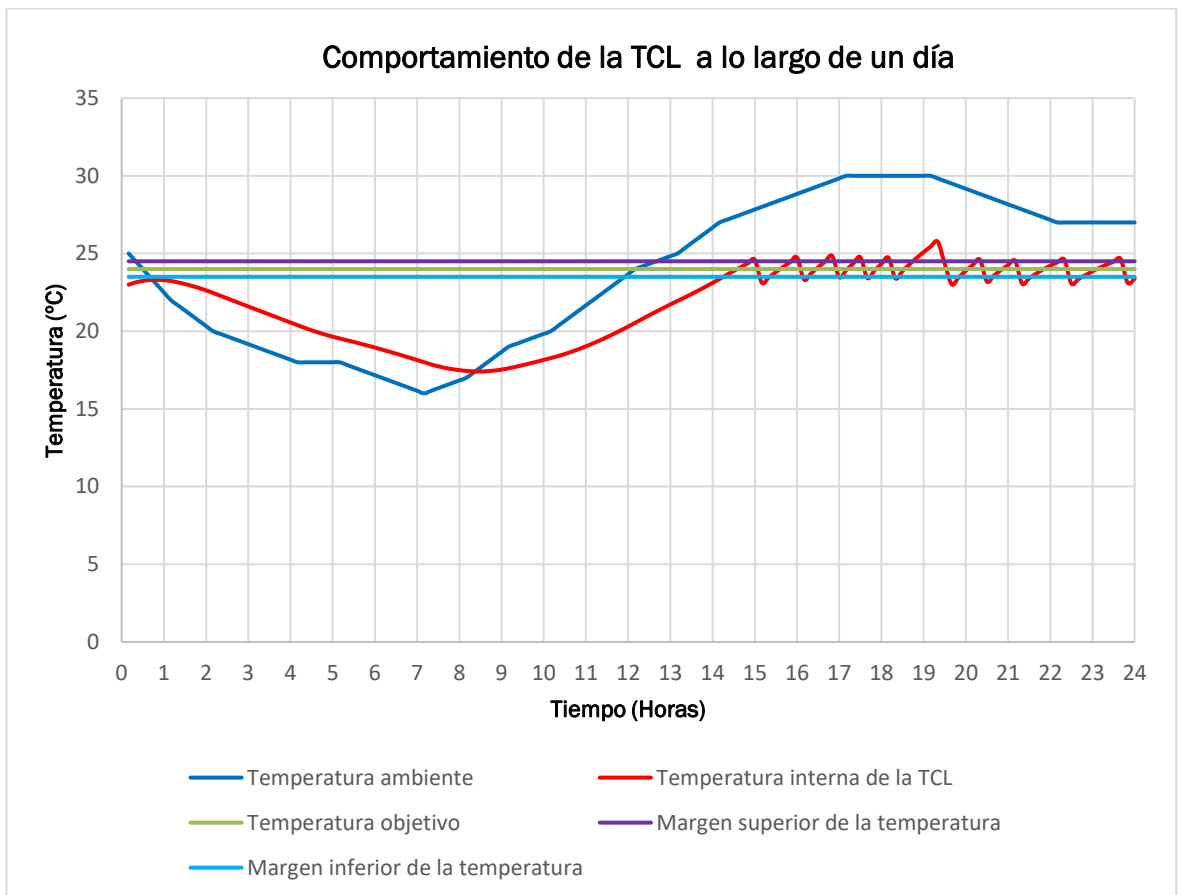


Figura 18-Comportamiento de la TCL flexible. Fuente: Elaboración propia.

3.4 El modelado de las baterías

Para modelar la batería se han utilizado las mismas ecuaciones que para el cargador del VE.

En el modo normal de operación, la batería se carga con energía procedente de generación fotovoltaica¹³ y se descarga cuando la demanda supere a la producción.

En la Tabla 12 se ha representado el pseudocódigo que modela la batería.

Pseudocódigo del modelado de la batería

Se inicializa la clase que modela la batería con su capacidad máxima, su estado de carga inicial y la diferencia entre la producción y la demanda cada hora;

for (0, Horas): // Recorremos las horas de estudio de la simulación.

if (Producción > Demanda):

 Se carga la batería, poniendo como límite su capacidad.

if (batería llena):

 Se inyecta la energía sobrante a la red.

else if (Producción < Demanda):

if (Batería cargada):

 Se cubre toda la demanda posible con la batería.

else if (Batería descargada):

 Se compra la energía de la red.

 Cálculo energía almacenada en el instante siguiente con la Ecuación 7

Tabla 12-Pseudocódigo que modela el comportamiento de la batería.

¹³ El perfil solar utilizado corresponde a la producción fotovoltaica media en el puerto de Cartagena en un mes de invierno.

En la Tabla 13 se adjuntan las características de la batería, no se han tenido en cuenta restricciones de carga ni de descarga, es decir, la batería puede cargarse hasta el máximo de su capacidad y descargarse completamente.

En la Figura 19 se ve el perfil de producción solar utilizado y la demanda, en la Figura 20 se ha representado la evolución del estado de carga de la batería.

Cuando la producción solar supera a la demanda, la batería comienza a cargarse. Cuando en la batería ya no queda energía, se cubre la demanda con energía que se compra de la red, y cuando la batería está completamente llena, la energía solar fotovoltaica sobrante se inyecta a la red.

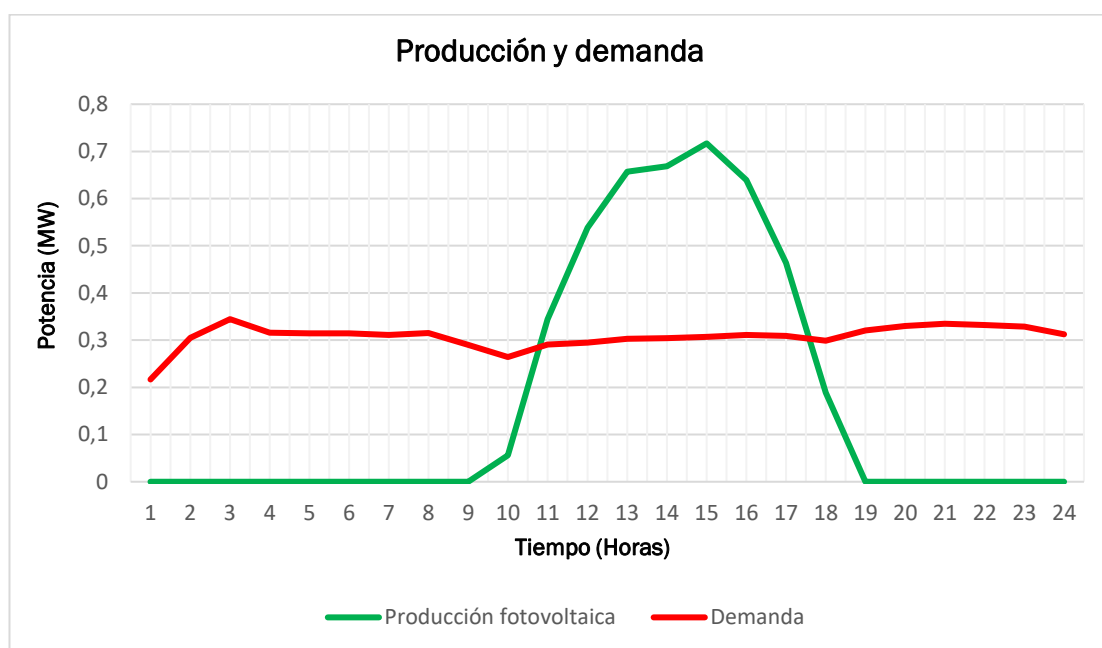


Figura 19-Producción y demanda. Fuente: Elaboración propia

Características de la batería			
Capacidad	Porcentaje de carga inicial	Carga máxima	Carga mínima
3 MWh	50 %	100 %	0 %

Tabla 13-Características de la batería.

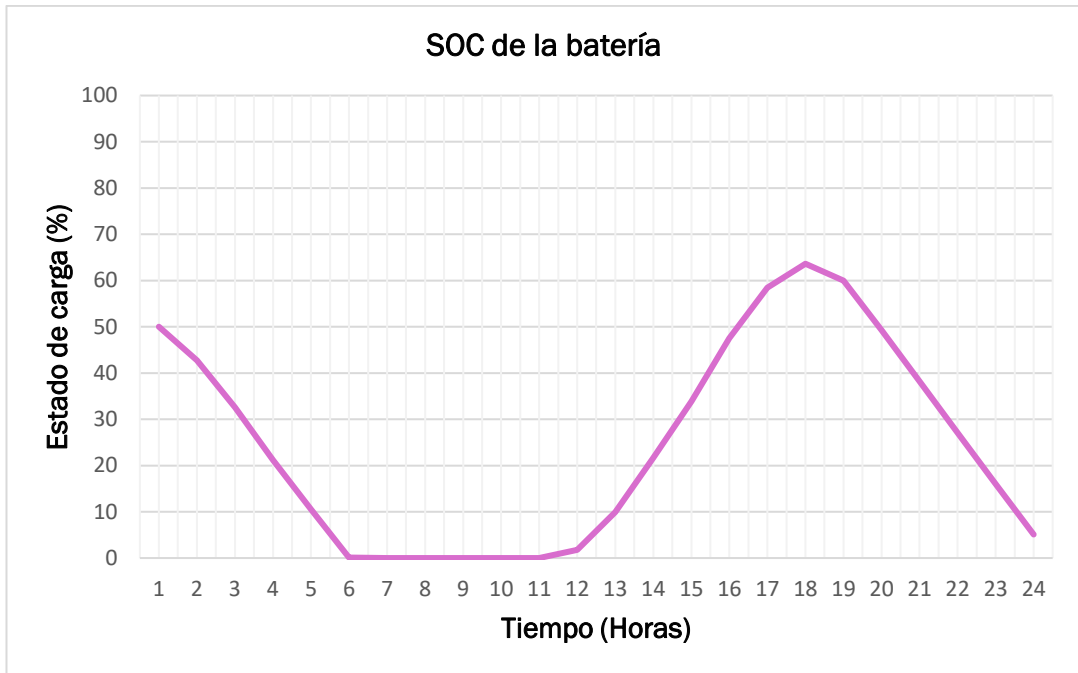


Figura 20-Evolución del estado de carga de la batería. Fuente: Elaboración propia.

4. Gestión óptima de la red de distribución

4.1 Conexión de los elementos a la red de distribución

Una vez se han modelado los elementos y se ha comprobado su funcionamiento en una red muy simple, vamos a comprobar como interactúan con la red de distribución de ejemplo descrita en el apartado 3.1

Para ello, se van a sustituir en 5 nodos las cargas que originalmente utiliza el artículo (descritas en el apartado 2.2.2), por unas cargas que simulan unos consumos industriales:

- **Nodo 5**

En este nodo se tendrá en cuenta el consumo de dos elementos: el de una estación de carga de VE, con 6 puntos de recarga lenta, y el de una TCL. Se considerará que se conectan 5 VE en este nodo a las 12 de la mañana para recargarse. La evolución de su estado de carga se ha representado en la Figura 22.

En el caso de la TCL, tiene como función mantener la temperatura de unas estancias a 26°C. En la Figura 21 se ha representado su comportamiento a lo largo del día.

En la Tabla 14 y en la Tabla 15 se describen las características de estos dos elementos.

Como característica en el modelado de estos elementos, este consumidor no permitirá que el consumo de ninguno de ellos se desplace en el tiempo.

En la Figura 23 se ha representado la evolución de la demanda en este nodo a lo largo del día.

Características del cargador de VE de carga lenta del nodo 5				
Capacidad máxima	Potencia de carga	SOC inicial	Hora de inicio de carga	Número de VEs conectados
40 kWh	7,36 kW	0 %	12:00	5

Tabla 14- Características del cargador de VE del nodo 5

Características de la TCL del nodo 5							
Tª objetivo	Tª de la banda muerta	Resistencia térmica	Capacidad térmica	Ratio de transferencia de energía	Tiempo de paso	Potencia demandada	Número de TCLs
26 °C	1 °C	1,5	1,5	16 MW	10 min.	350 kW	2

Tabla 15- Características de la TCL del nodo 5

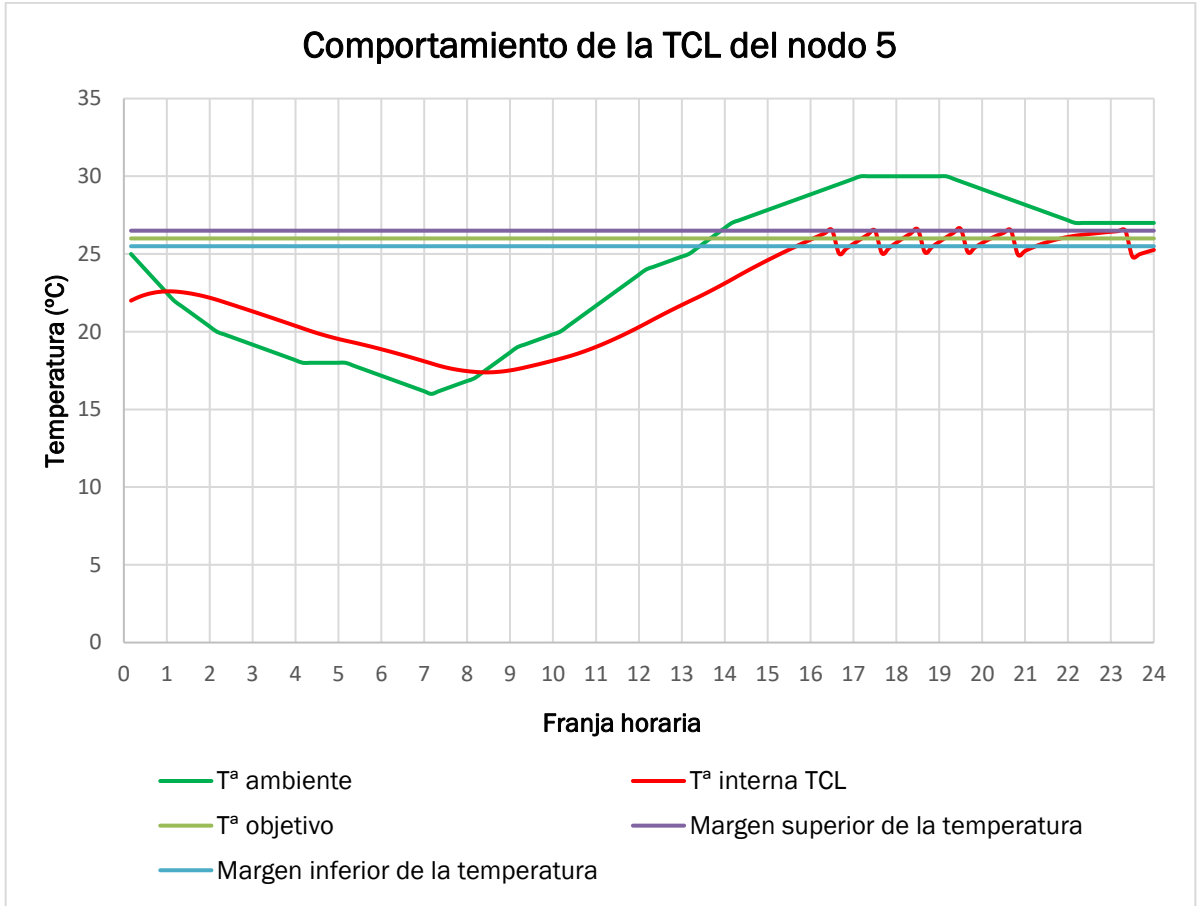


Figura 21-Comportamiento de la TCL del nodo 5

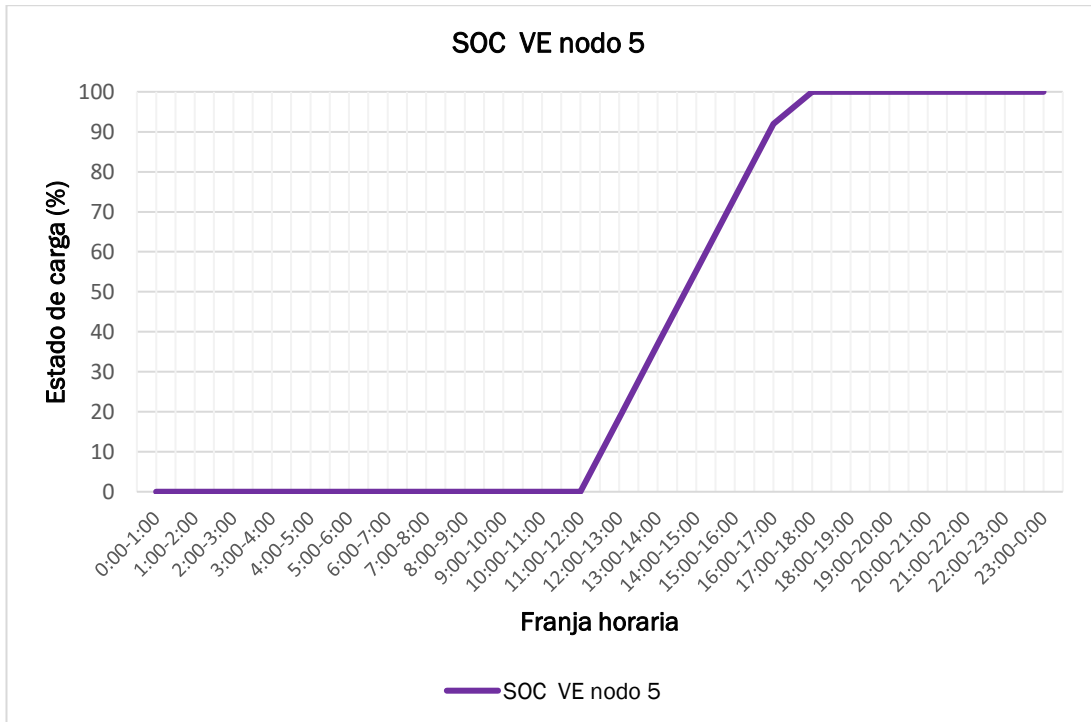


Figura 22-Comportamiento del cargador de VE del nodo 5

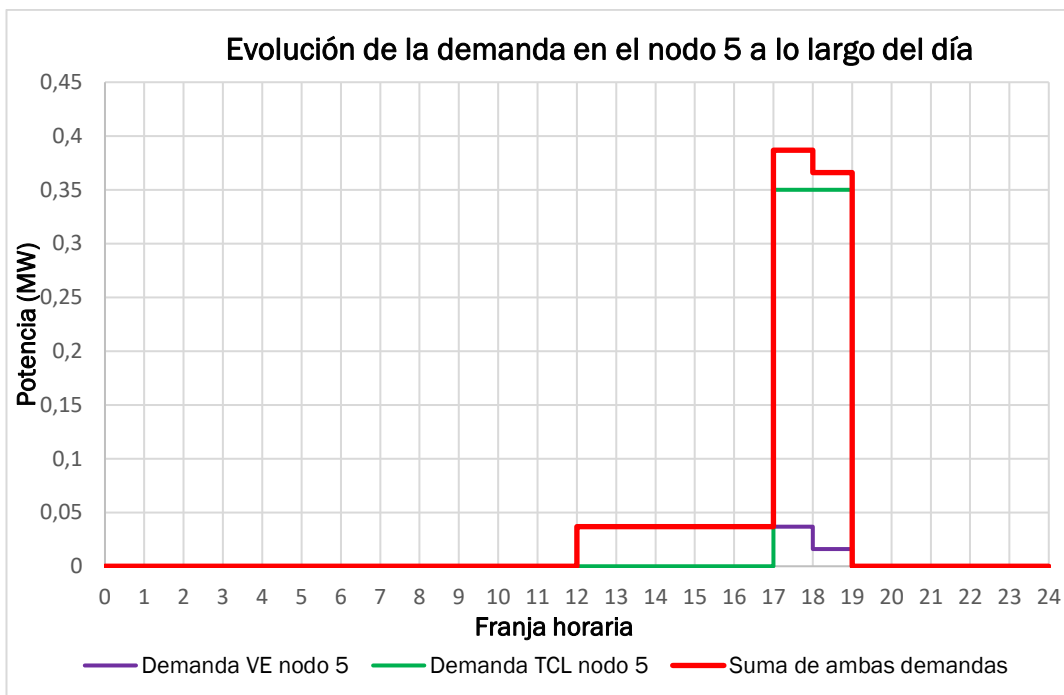


Figura 23-Evolución de la demanda en el nodo 5

- **Nodo 12**

En este nodo se tendrá en cuenta el consumo de dos elementos: el de una estación de recarga lenta de VE, con capacidad para recarga de 12 vehículos y el de una TCL.

En el caso de las TCL, tienen como objetivo mantener la temperatura de unas estancias a 22 °C. Su comportamiento a lo largo del día se ha representado en la Figura 24.

Se considerará que se conectan 10 VE en este nodo a las 16 de la tarde para recargarse. La evolución de su estado de carga se ha representado en la Figura 25.

En la Tabla 16 y en la Tabla 17 se describen las características de estos elementos.

Este consumidor no permite que el consumo de ninguno de estos elementos se desplace en el tiempo.

En la Figura 26 se ha representado la evolución de la demanda en este nodo a lo largo del día.

Características del cargador de VE de carga lenta del nodo 12				
Capacidad máxima	Potencia de carga	SOC inicial	Hora de inicio de carga	Número de VEs conectados
40 kWh	7,36 kW	0 %	16:00	10

Tabla 16- Características del cargador de VE del nodo 12

Características de la TCL del nodo 12							
Tª objetivo	Tª de la banda muerta	Resistencia térmica	Capacidad térmica	Ratio de transferencia de energía	Tiempo de paso	Potencia demandada	Número de TCLs
23 °C	1 °C	1,5	1,5	16 MW	10 min.	75 kW	1

Tabla 17- Características de la TCL del nodo 12

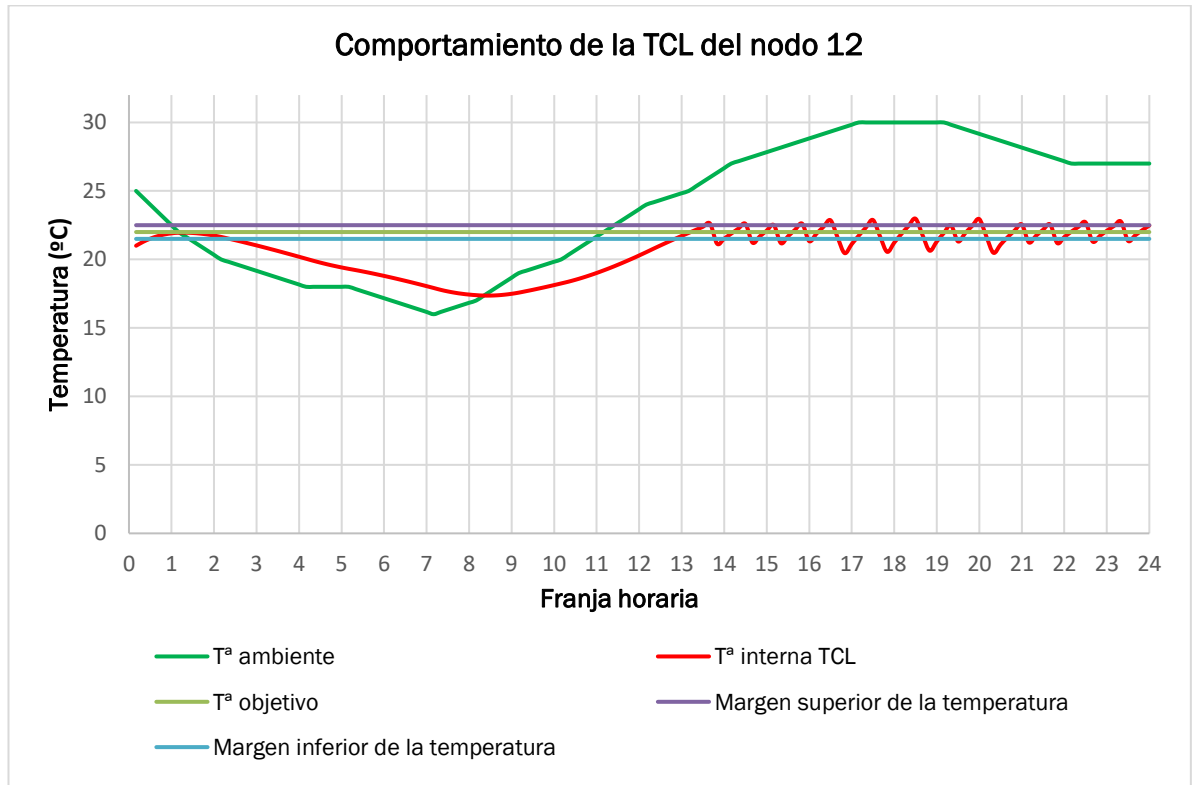


Figura 24- Comportamiento de la TCL del nodo 12

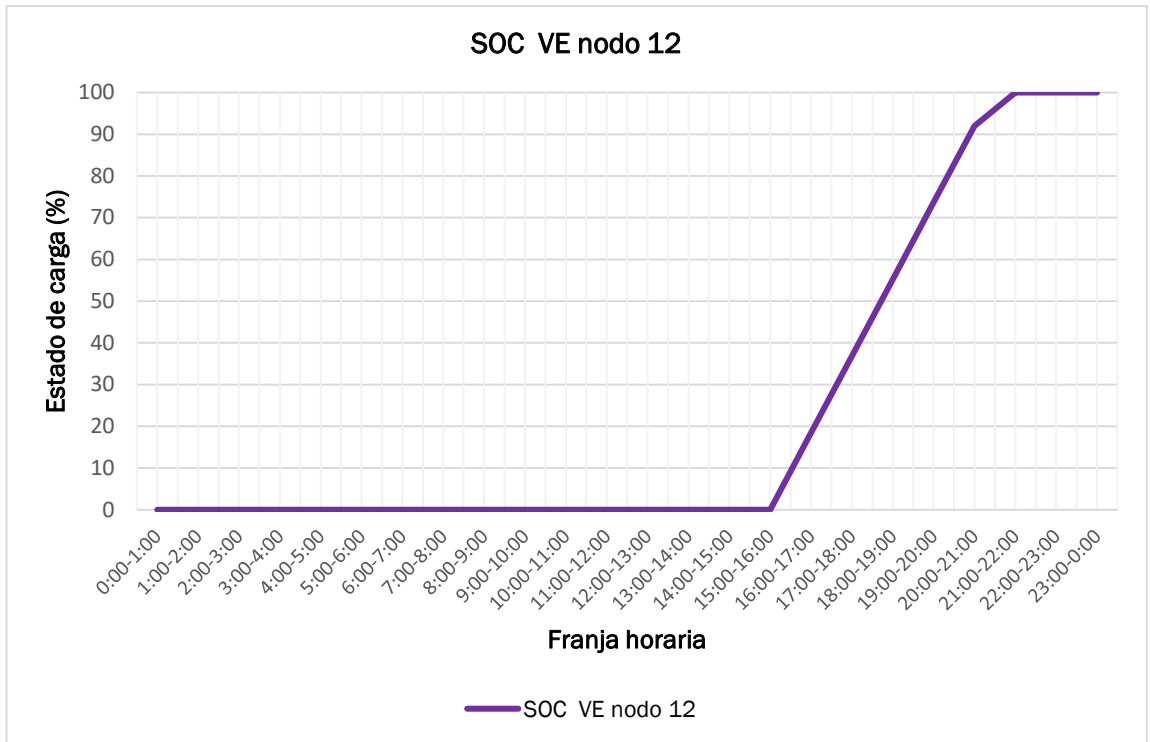


Figura 25-Comportamiento del cargador de VE del nodo 12

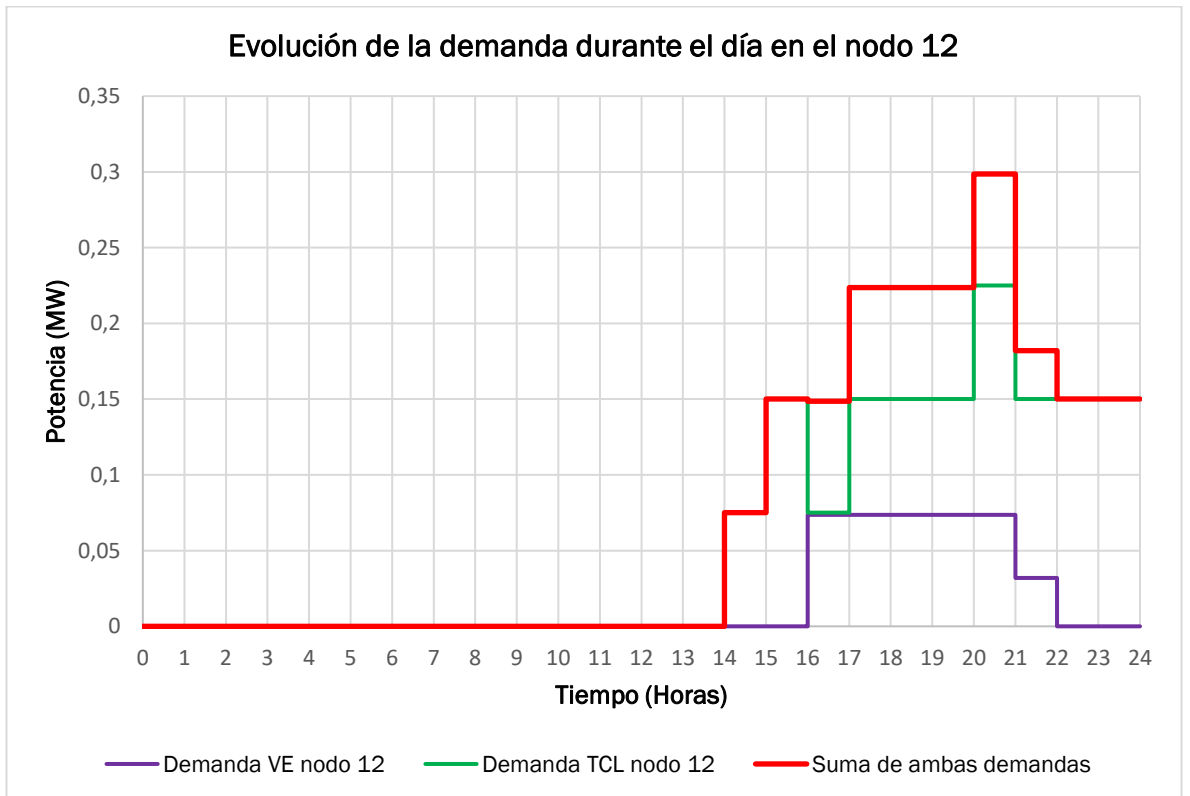


Figura 26-Evolución de la demanda en el nodo 12

- **Nodo 17**

En este bus se conecta una estación de recarga rápida de VE para recargar vehículos de reparto, que además tiene producción solar y un sistema de almacenamiento basado en baterías.

El consumo de los cargadores de VE comienza a las 8 de la mañana, con 10 vehículos de reparto conectados. La evolución de su estado de carga se ha representado en la Figura 27.

Este consumidor permite que el consumo de los cargadores se desplace en el tiempo si es necesario, siempre que la recarga acabe antes de las 12 de la mañana, porque a esa hora comienza el segundo turno de reparto.

En la Tabla 18 y en la Tabla 19 se describen las características de estos elementos.

En el consumo de este bus también se incluye una demanda diaria del resto de equipos.

En la Figura 28 se ha representado la evolución de la demanda en este nodo a lo largo del día.

Características del cargador de VE de carga rápida del bus 17				
Capacidad máxima	Potencia de carga	SOC inicial	Hora de inicio de carga	Número de VEs conectados
100 kWh	43,4 kW	0 %	8:00	10

Tabla 18- Características del cargador de VE del nodo 17

Características de la batería del bus 17				
Capacidad	Porcentaje de carga inicial	Carga máxima	Carga mínima	Número de baterías
2 MWh	50 %	100 %	0 %	1

Tabla 19- Características de la batería del nodo 17

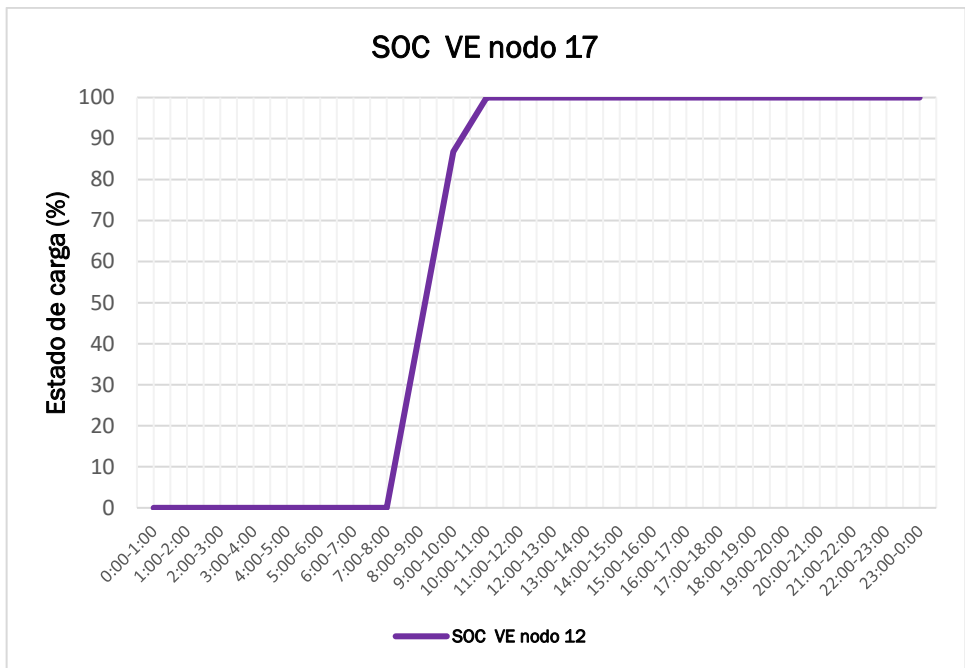


Figura 27-Comportamiento del cargador de VE del nodo 17

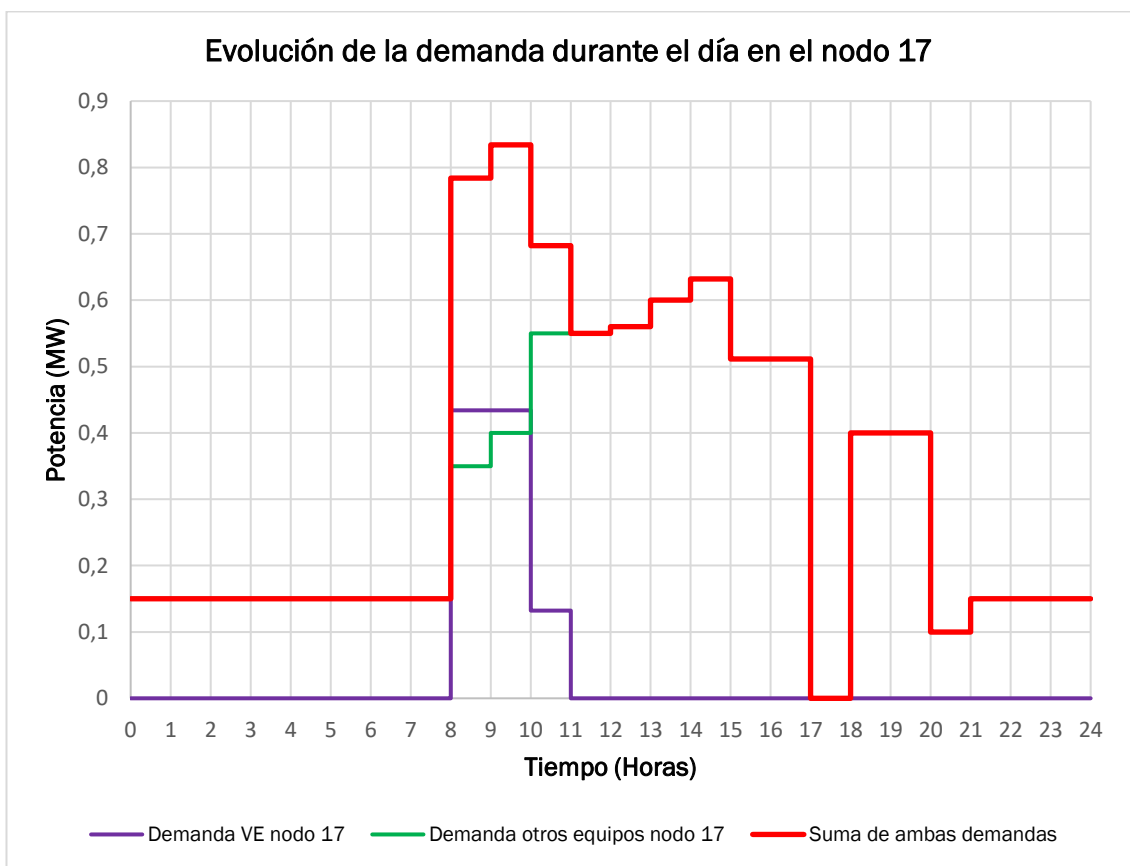


Figura 28-Evolución de la demanda en el nodo 17

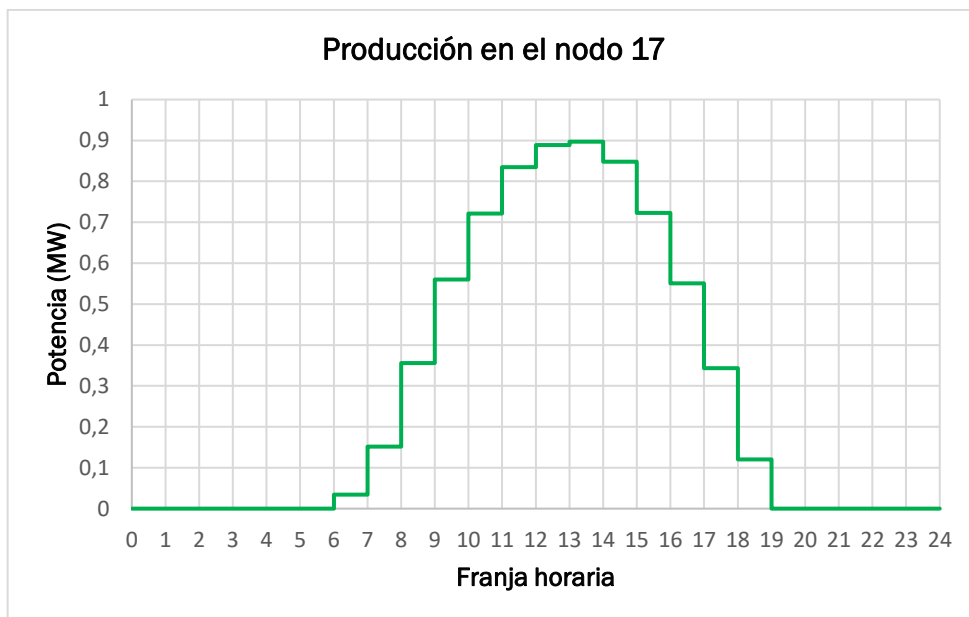


Figura 29-Producción solar en el nodo 17

- **Nodo 27:**

En el bus 27 se tendrá en cuenta el consumo de tres elementos:

Una estación de carga lenta de VE, con capacidad para 6 vehículos, a la que se conectarán 5 vehículos a las 8 de la mañana.

Una estación de carga rápida de VE, a la que se conectarán 20 vehículos a las 21 de la noche, simulando una recarga de una flota de vehículos de reparto nocturno.

Y una TCL, cuyo objetivo es mantener la temperatura de unas estancias a 21 °C. Su comportamiento se ha representado en la Figura 31.

La evolución del estado de carga en ambos cargadores se ha representado en la Figura 30.

En la Tabla 20, Tabla 21, y en la Tabla 22 se describen las características de estos elementos.

Este consumidor no permite que ninguno de estas cargas desplace su consumo en el tiempo, es esencial que las estancias se mantengan a 21°C y que la flota de vehículos de reparto esté cargada cuanto antes para realizar el recorrido.

En la Figura 32 se ha representado la evolución de la demanda en este nodo a lo largo del día.

Características del cargador de VE de carga lenta del nodo 27				
Capacidad máxima	Potencia de carga	SOC inicial	Hora de inicio de carga	Número de VEs conectados
40 kWh	7,36 kW	0 %	8:00	5

Tabla 20- Características del cargador de carga lenta del nodo 27

Características del cargador de VE de carga rápida del nodo 27				
Capacidad máxima	Potencia de carga	SOC inicial	Hora de inicio de carga	Número de VEs conectados
100 kWh	43,4 kW	0 %	22:00	20

Tabla 21- Características del cargador de carga rápida del nodo 27

Características de la TCL del nodo 27							
Tª objetivo	Tª de la banda muerta	Resistencia térmica	Capacidad térmica	Ratio de transferencia de energía	Tiempo de paso	Potencia demandada	Número de TCLs
21 °C	1 °C	1,5	1,5	16 MW	10 min.	100 kW	1

Tabla 22- Características de la TCL del nodo 27

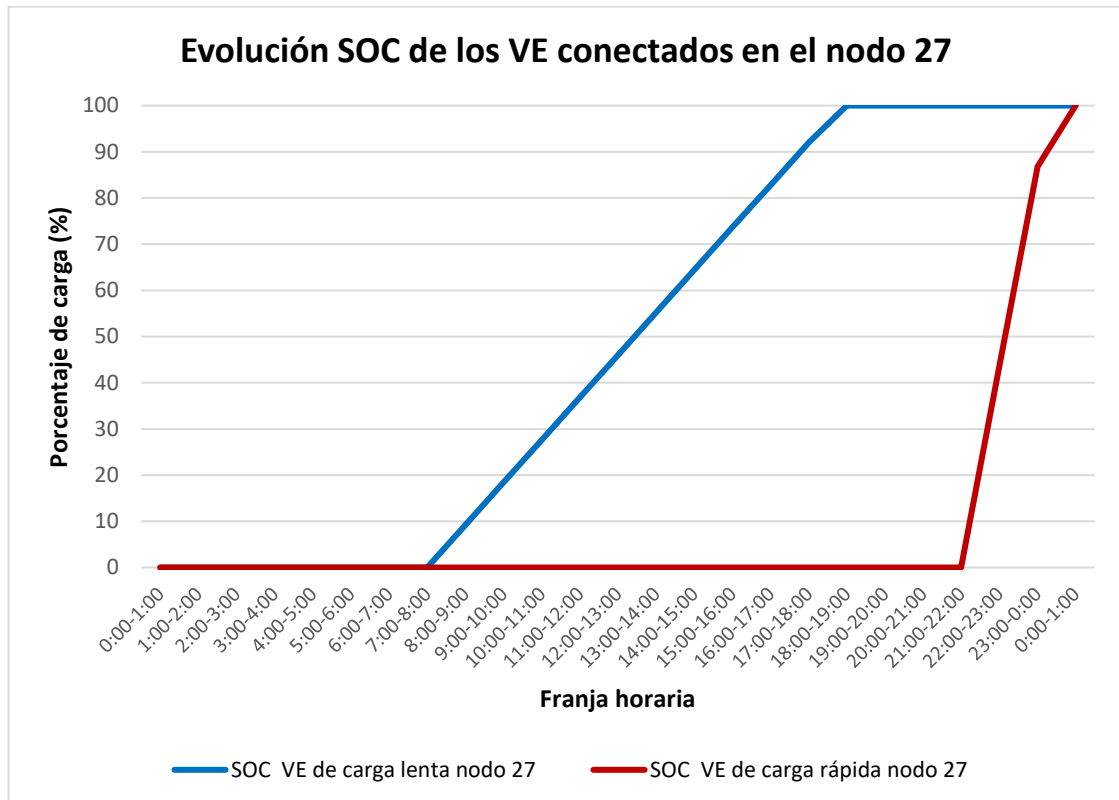


Figura 30- Evolución del estado de carga de los VE del nodo 27

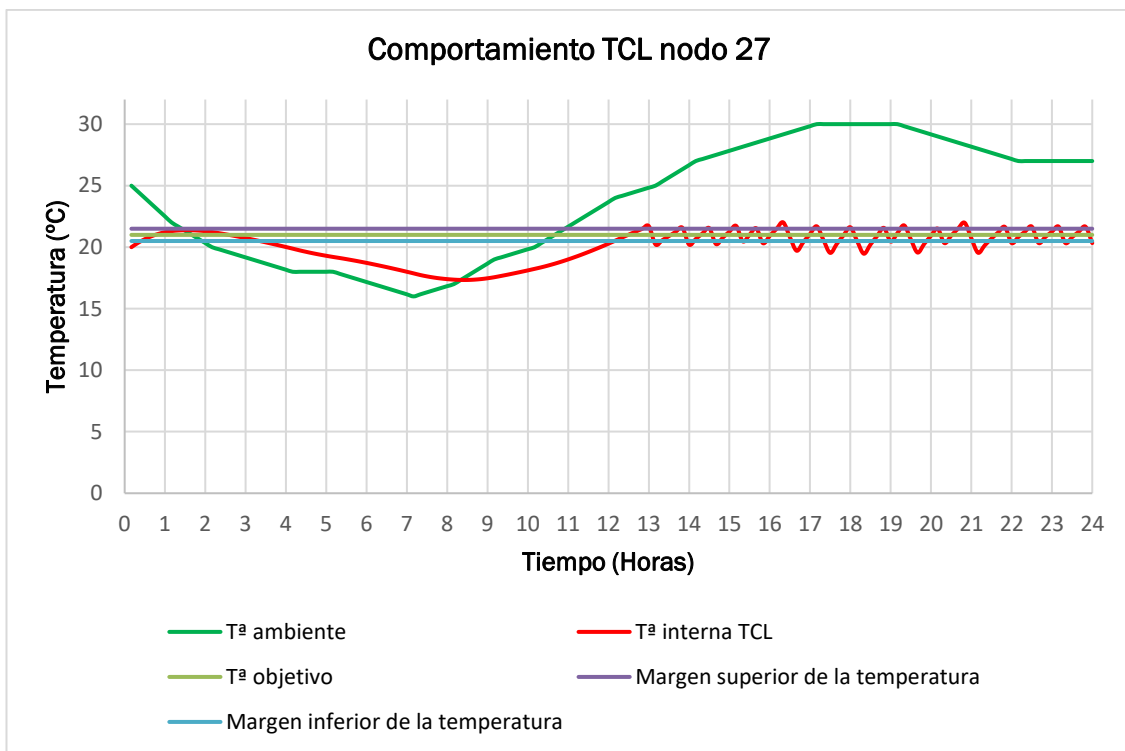


Figura 31-Comportamiento de la TCL del nodo 27

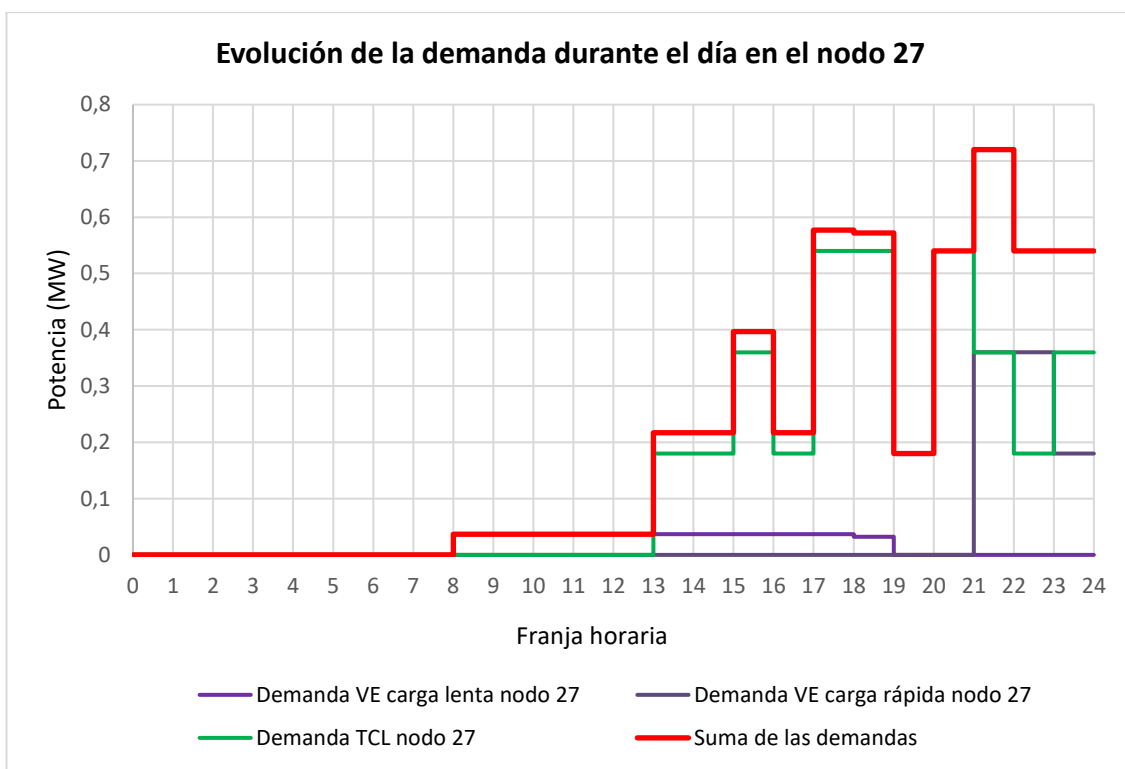


Figura 32-Evolución de la demanda en el nodo 27

- **Nodo 30**

En este caso se van a conectar una estación de recarga de VE de carga lenta, con capacidad de recarga para 12 vehículos, y una TCL, además, este bus contará con producción solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento basado en baterías.

La TCL corresponde con un sistema de aire acondicionado, que mantiene la temperatura de las estancias en 24 °C, su comportamiento se ha representado en la Figura 33.

El consumo de los VE de este nodo comienza a las 7 de mañana, coincidiendo con el inicio del turno de mañana, con la conexión de 10 coches. La evolución de su estado de carga se ha representado en la Figura 34.

En la Tabla 23 y en la Tabla 24 se describen las características de estos elementos.

Pero el consumo de este bus no sólo proviene de estos elementos, sino que, también, tiene una demanda diaria de otros equipos.

Este consumidor permite que tanto los cargadores de VE como las TCLs desplacen su consumo en el tiempo si es necesario. Con la condición de que la recarga de los vehículos acabe antes del fin del turno de mañana (las 15 de la tarde) y que la temperatura de las estancias no llegue a superar los 26 °C.

Además, este consumidor también está especialmente interesado en que su sistema de almacenamiento se optimice.

Pretende usar su producción solar para autoconsumo, sin recibir ningún tipo de compensación por inyectarla a la red, así que necesita aprovechar toda la energía renovable producida para cubrir la demanda de los momentos de mayor precio y conseguir ahorrar gastos de compra de la red.

En la Figura 36 se ha representado la evolución de la demanda en este nodo a lo largo del día.

Características del cargador de VE de carga lenta del nodo 30				
Capacidad máxima	Potencia de carga	SOC inicial	Hora de inicio de carga	Número de cargadores
40 kWh	7,36 kW	0 %	7:00	10

Tabla 23- Características del cargador de VE del nodo 30

Características de la TCL del nodo 30							
T ^a objetivo	T ^a de la banda muerta	Resistencia térmica	Capacidad térmica	Ratio de transferencia de energía	Tiempo de paso	Potencia demandada	Número de TCLs
24 °C	1 °C	1,5	1,5	16 MW	10 min.	100 kW	1

Tabla 24- Características de la TCL del nodo 30

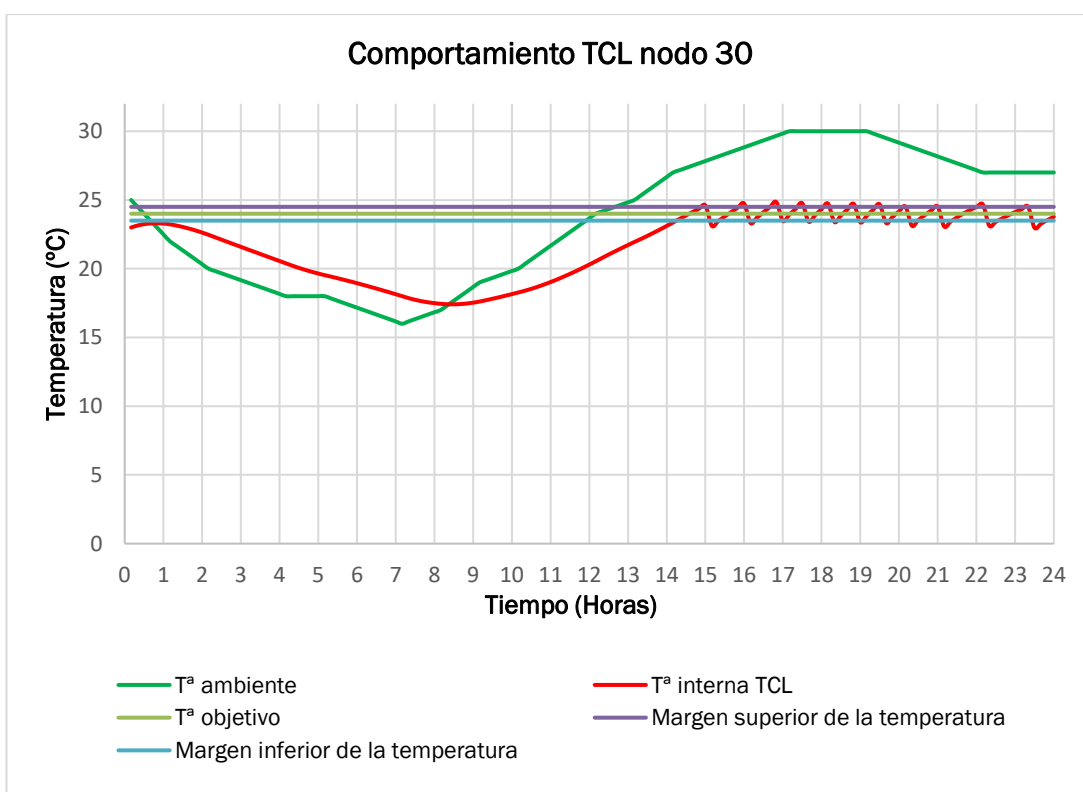


Figura 33- Comportamiento TCL nodo 30

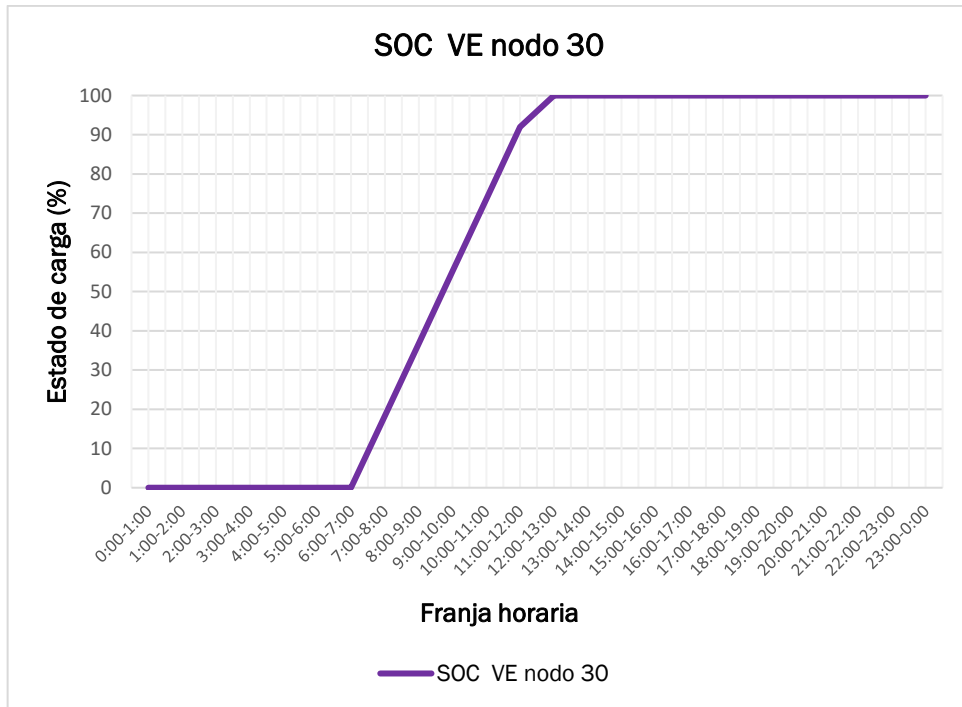


Figura 34-Evolución del estado de carga de los VE del nodo 30

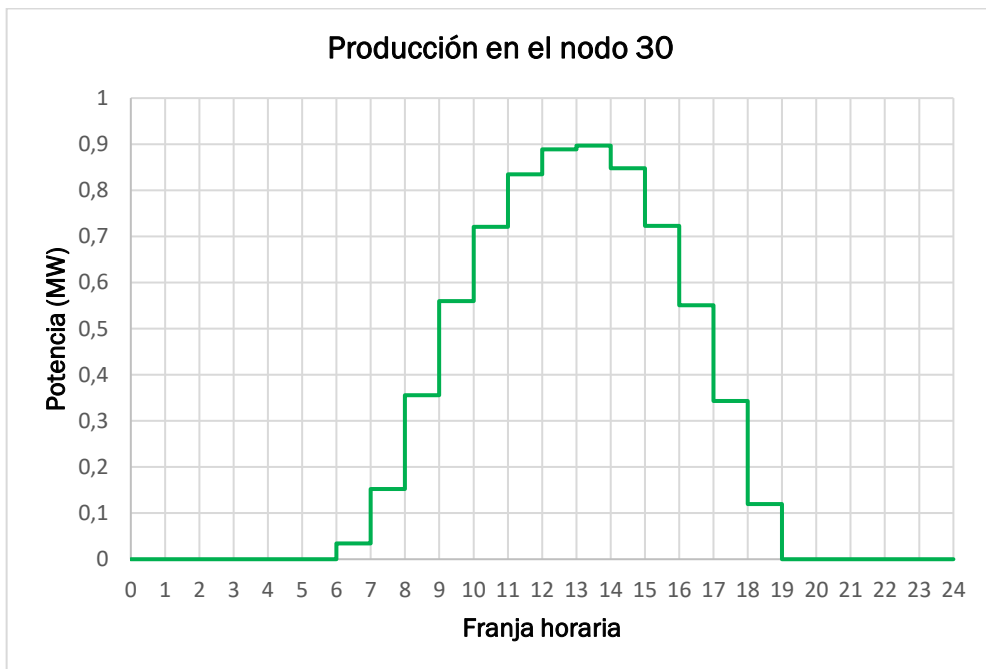


Figura 35-Producción en el nodo 30

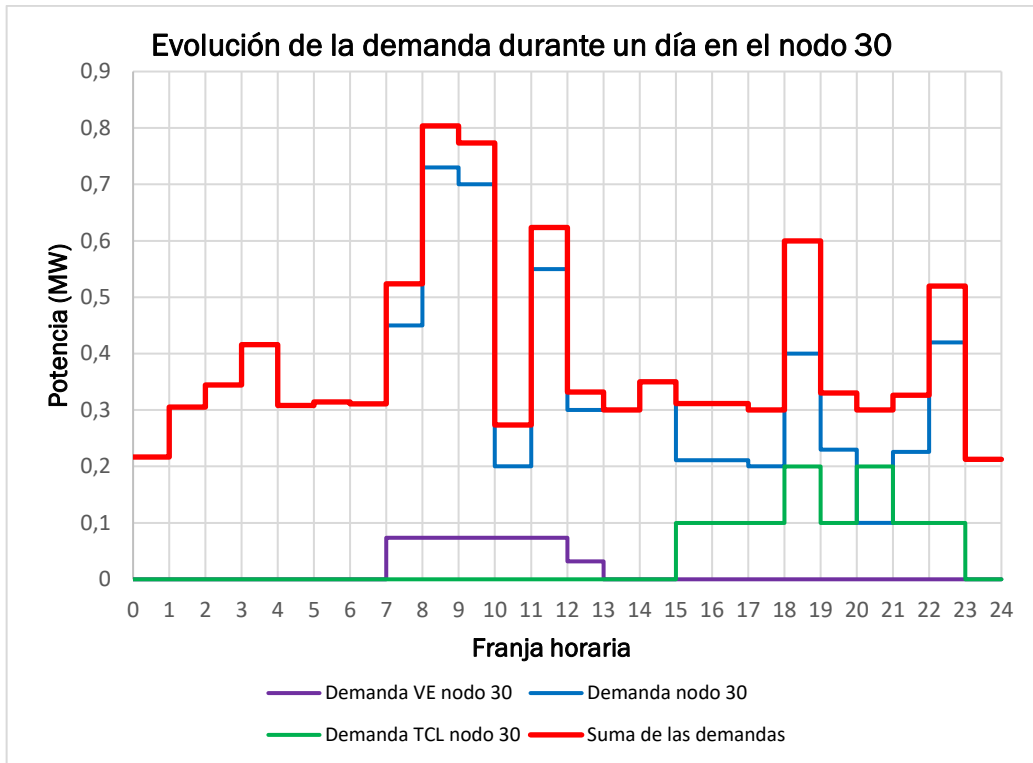


Figura 36-Evolución de la demanda en el nodo 30

En la Figura 37 se ha representado la distribución de estas cargas dentro de la red.

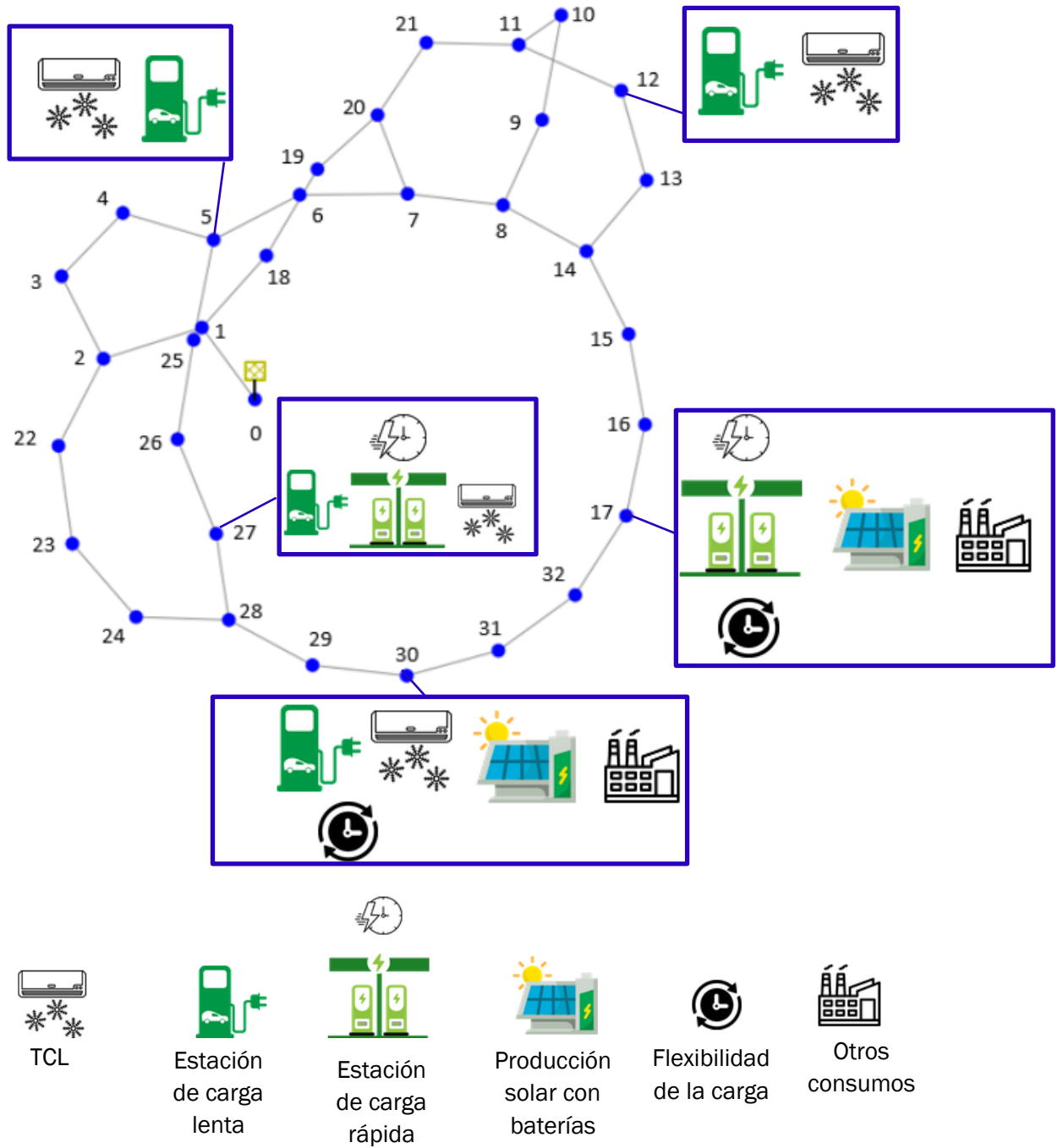


Figura 37-Distribución de las cargas dentro de la red de distribución. Fuente: Elaboración propia.

4.2 Gestión manual de la flexibilidad de la red

Una vez descritos todos los elementos que integran la red y vistas sus demandas, se estudiarán los momentos del día en los que la tensión puede salirse de los márgenes establecidos.

En la Figura 38 se han representado las demandas de los 5 nodos del apartado anterior.

En la Figura 39 y en la Figura 40 se han representado la producción y la demanda en los nodos 17 y 30.

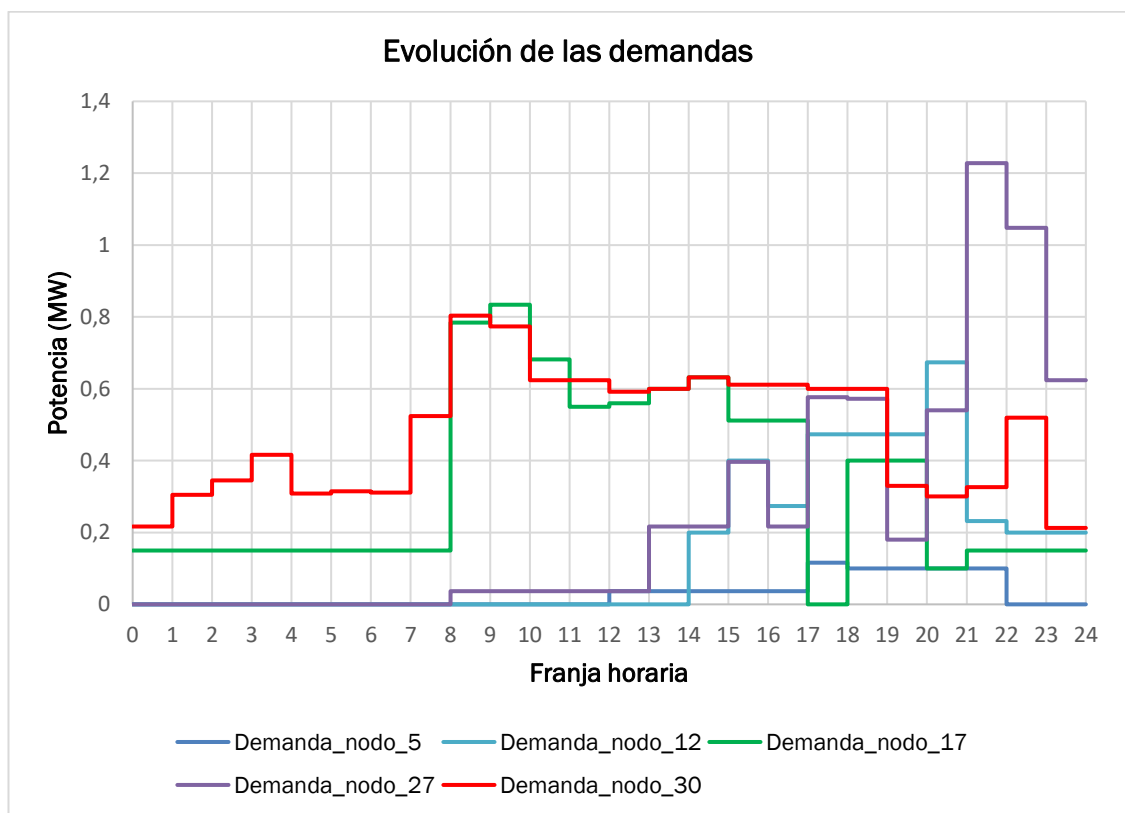


Figura 38-Evolución de la demanda durante el día en los 5 nodos del apartado anterior.

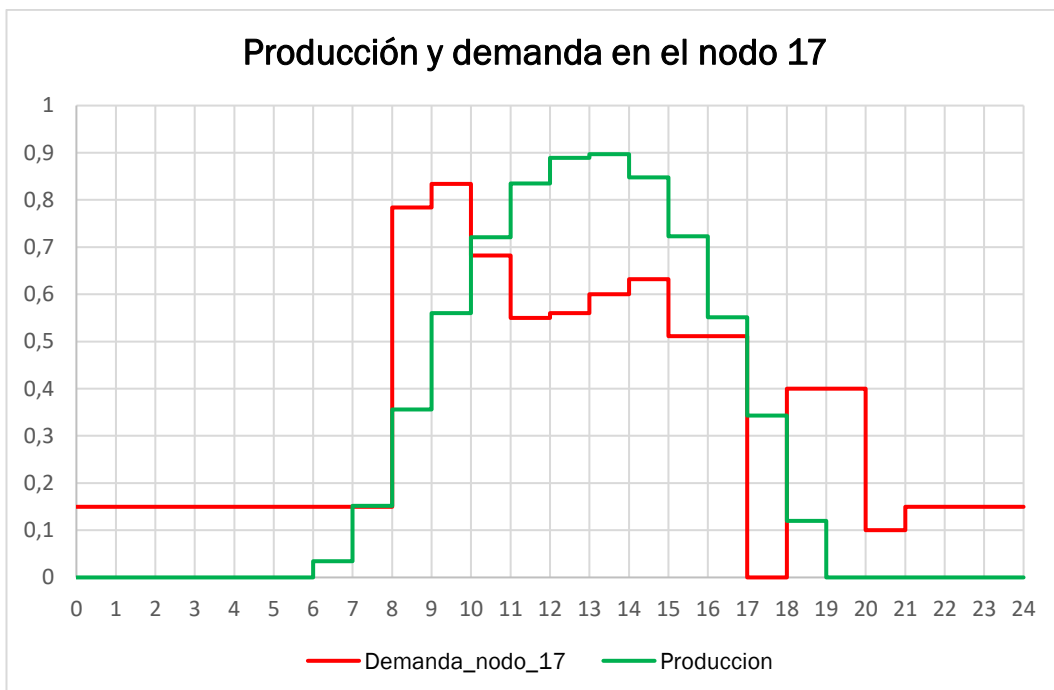


Figura 39-Producción y demanda en el nodo 17

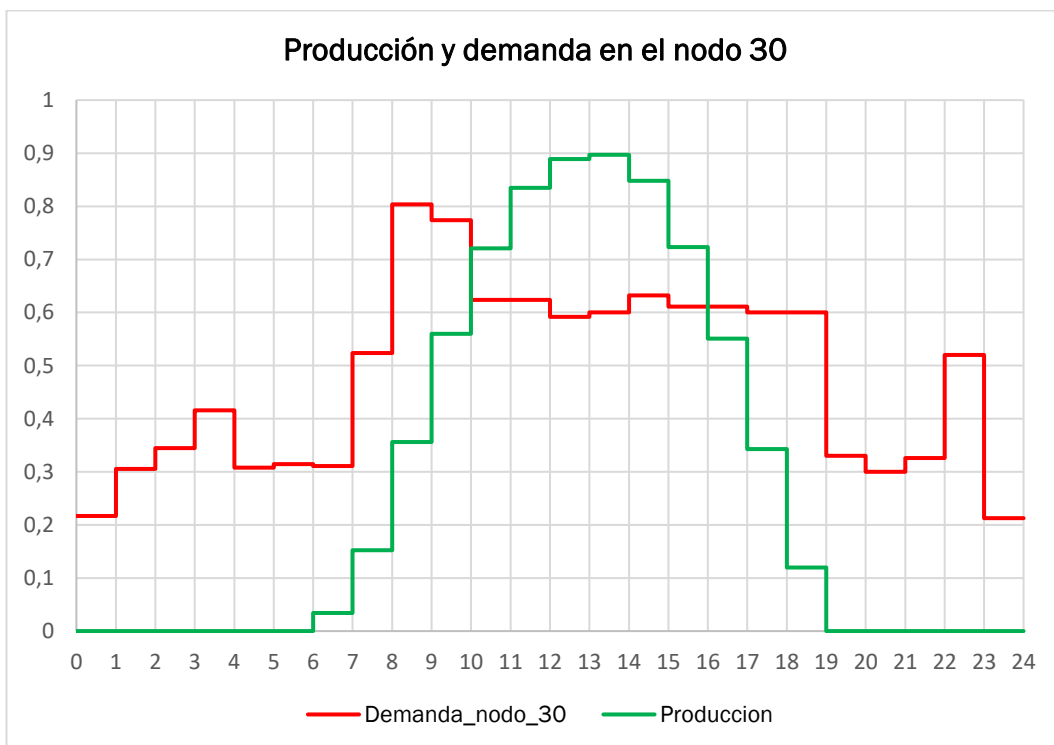


Figura 40-Producción y demanda en el nodo 30

Podemos observar dos momentos en el día en los que hay un aumento de demanda y una menor producción solar, y en los que la tensión desciende por debajo de los límites establecidos:

- La franja horaria de las 8:00-9:00 de la mañana, inicio de las jornadas laborales matutinas, en la que coinciden la recarga rápida de los VE del nodo 17 y las recargas lentas de los VE de los nodos 27 y 30.
- La franja horaria de las 22:00-23:00 de la tarde, en la que coinciden los consumos de las TCLs de los nodos 5, 12, 27 y 30, por la elevada temperatura ambiente, y los consumos de la recarga de los VE de los nodos 12 y 27, de las flotas de VE de reparto nocturno.

Una de las medidas que se van a adoptar para corregir esta subida de la demanda será desplazar el consumo en el tiempo de aquellas cargas que lo permitan (cargas de los nodos 17 y 30), para evitar un descenso de la tensión en algunos nodos.

◆ **Nodo 17**

En el nodo 17 se pueden desplazar los consumos de los cargadores de VE siempre que se respeten las condiciones impuestas por el usuario. Teniendo esto en cuenta, se adoptarán las siguientes medidas para evitar el descenso de la tensión con el aumento de la demanda:

Cargadores VE	
Condiciones	Los vehículos deben haber terminado su recarga a las 12, cuando comienza el siguiente turno de reparto.
Medidas	Desplazar el inicio de la recarga de los VE de la 8 de la mañana a las 9 de la mañana

En la Figura 41 se representa la evolución del SOC de los cargadores desplazando su consumo para que su inicio de carga no coincida con el aumento de la demanda. Los VE están totalmente cargados a las 12, como pedía el usuario.

La nueva demanda del nodo 17 se ha representado en la Figura 42.

Con esta medida se consigue reducir la demanda en la franja horaria de las 8:00-9:00, y, aunque en consecuencia aumente en las franjas horarias de las 9:00-11:00 de la mañana, la tensión no alcanzará valores peligrosos, porque a esas horas ya hay producción fotovoltaica que pueda cubrir ese exceso de demanda.

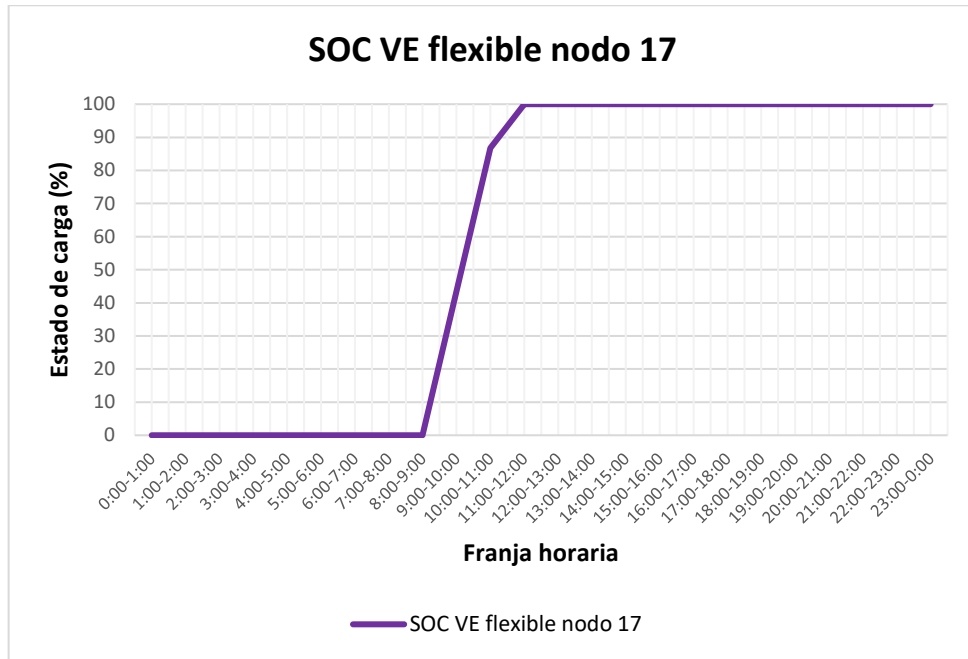


Figura 41-SOC flexible del cargador de VE del nodo 17

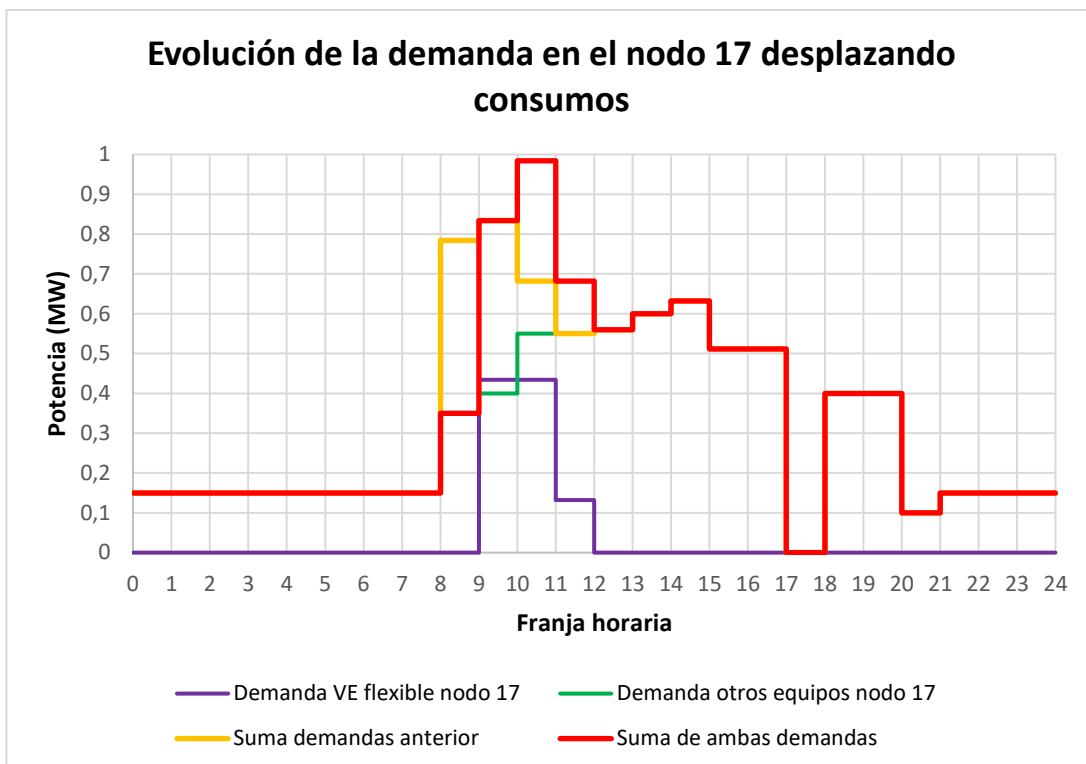


Figura 42-Evolución de la demanda en el nodo 17 desplazando el consumo de las cargas flexibles

◆ Nodo 30

En el nodo 30 se pueden desplazar los consumos de los cargadores de VE y de las TCLs, siempre que se respeten las condiciones impuestas por el usuario. Teniendo esto en cuenta, se adoptarán las siguientes medidas para evitar el descenso de la tensión con el aumento de la demanda:

	Cargadores VE	TCL
Condiciones	Los vehículos deben haber terminado su recarga a las 15, cuando termina la jornada de mañana.	La temperatura de la estancia no puede superar los 26 °C.
Medidas	Limitar la recarga de los VE durante la franja horaria de las 8:00-9:00 de la mañana	Limitar el consumo de la TCL en la franja horaria de las 22:00-23:00 de la tarde

El nuevo estado de carga de los VE tras el desplazamiento de su consumo se ha representado en la Figura 43. Se ve cómo la recarga termina a las 15, cumpliendo con las condiciones del cliente.

La nueva evolución de la temperatura de las estancias, tras el desplazamiento del consumo de la TCL se ha representado en la Figura 44. La máxima temperatura alcanzada es de 25,6°C, por debajo de los 26°C fijados.

Con estas medidas se consigue que la demanda descienda en las franjas horarias de las 8:00-9:00 de la mañana y de las 22:00-23:00 de la tarde.

Aunque como consecuencia del desplazamiento de la carga de los VE, la demanda aumentará entre las 12:00 y las 14:00, pero se podrá cubrir con la producción solar.

La nueva demanda del nodo 30 se ha representado en la Figura 45.

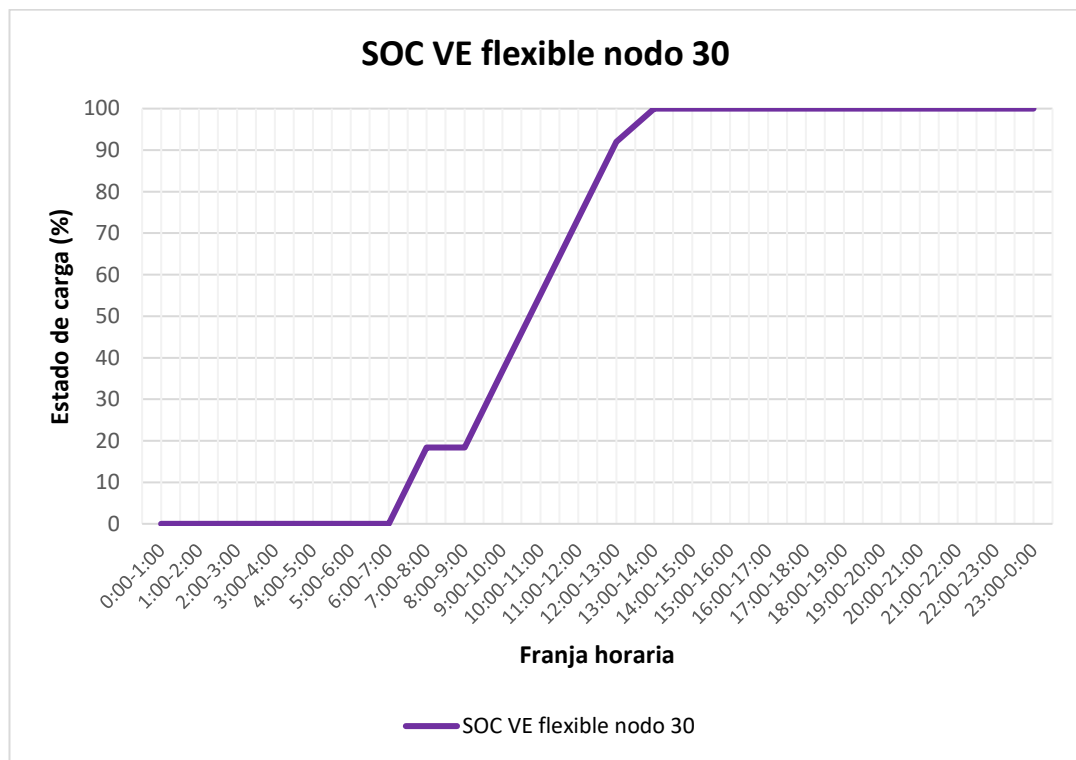


Figura 43-Estado de carga de los VE del nodo 30 con el desplazamiento de la carga.

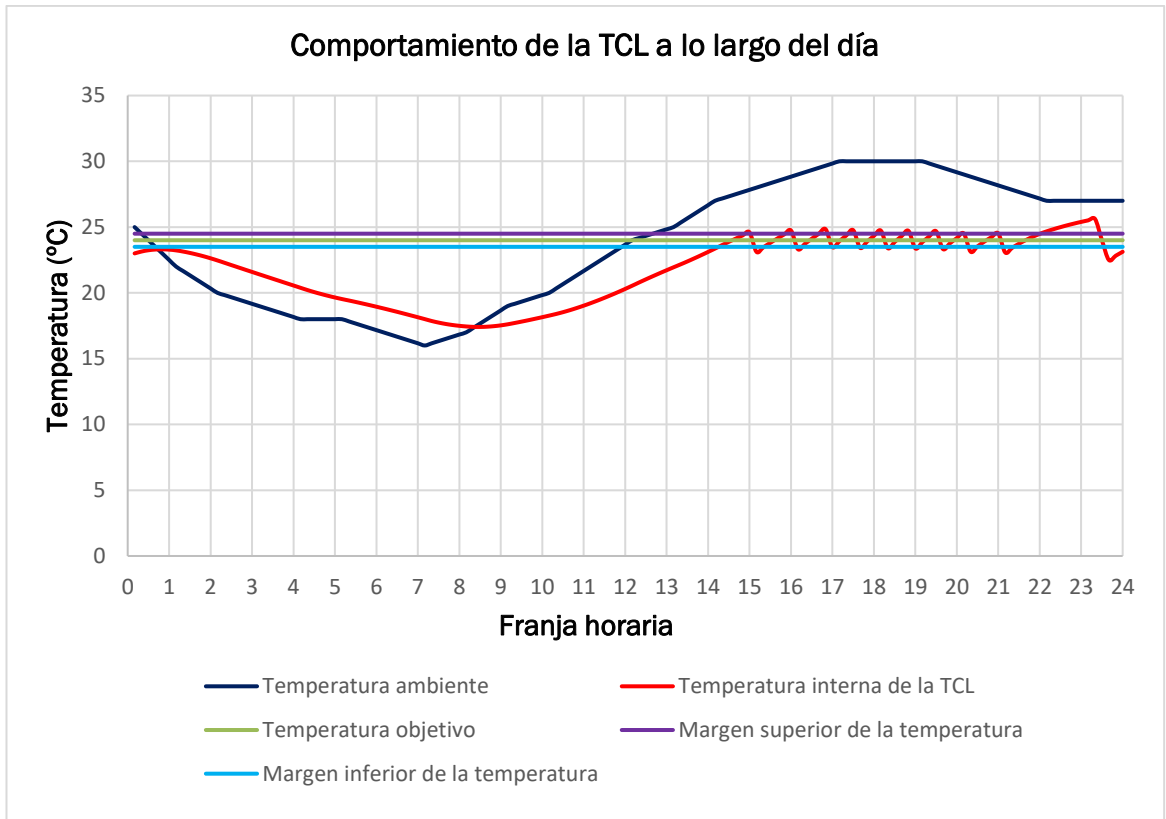


Figura 44-Evolución del comportamiento de la TCL del nodo 30 aplicando el desplazamiento del consumo

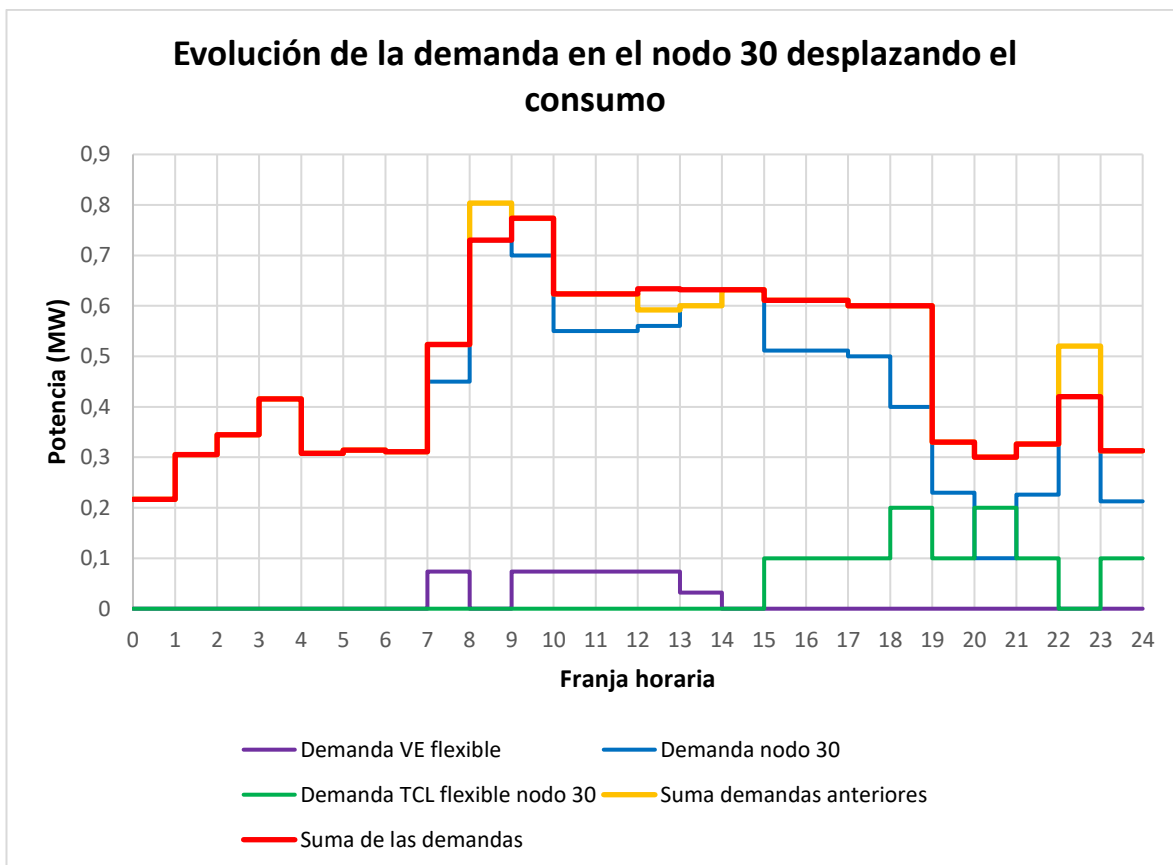


Figura 45-Evolución de la demanda en el nodo 30 aplicando la flexibilidad de las cargas

4.3 Resolución óptima del problema de gestión de las cargas flexibles

Además del desplazamiento de algunos consumos en las horas de mayor demanda, el cliente del nodo 30, pretende también, optimizar el funcionamiento de su sistema de almacenamiento.

La batería entrega toda la energía que puede siempre que haya demanda, sin tener en cuenta criterios de estabilidad de la red o económicos.

Además, su tamaño tampoco está optimizado en función de la producción fotovoltaica de la simulación.

Como este cliente no está acogido a ningún tipo de compensación económica por inyección de energía a la red, busca una optimización adecuada del comportamiento de su batería, para reducir costes de compra de energía de la red y aprovechar al máximo toda su producción solar.

4.3.1 El algoritmo de optimización

Los algoritmos de optimización son métodos de búsqueda cuyo objetivo principal es el de encontrar la solución óptima a un problema.

Aunque su definición es sencilla, esconden detrás multitud de problemas complejos: la solución al problema puede consistir en una combinación de distintos tipos de datos, las restricciones del problema pueden ser no lineales, las características del problema pueden cambiar con el tiempo, el espacio de búsqueda puede complicarse con muchas posibles soluciones...

Los ingredientes básicos de los problemas de optimización son:

- **Una función objetivo:** que representa la cantidad que se pretende optimizar, es decir, la cantidad que se debe minimizar o maximizar.
- **Una serie de variables desconocidas:** que afectan a la función objetivo.
- **Una serie de límites:** que restringen los valores que pueden asignarse a las variables.

Los problemas de optimización se pueden clasificar en función de distintos criterios:

- **Según el número de variables** que influyen en la función objetivo: puede ser univariable o multivariable.

- **Según el tipo de variables:** pueden ser problemas de variables continuas, discretas o una mezcla de ambas.
- **Según el nivel de no linealidad de la función objetivo:** los problemas lineales tienen una función objetivo de variables lineales. Pero, por ejemplo, un problema cuadrático, tendrá una función objetivo cuadrática (no lineal), se conocen como problemas no lineales.
- **Según el número de óptimos:** si sólo existe una solución única y clara es un problema unimodal, si existe más de un óptimo, es un problema multimodal. Algunas funciones pueden tener falsos óptimos, lo que da lugar a los problemas engañosos. En la Figura 46 se representan los tipos de mínimos que existen.
- **Según el número de funciones objetivo:** si la cantidad que se quiere optimizar se puede expresar utilizando una única función, es una función de un único objetivo, pero si se requieren más funciones, será una función multiobjetivo.

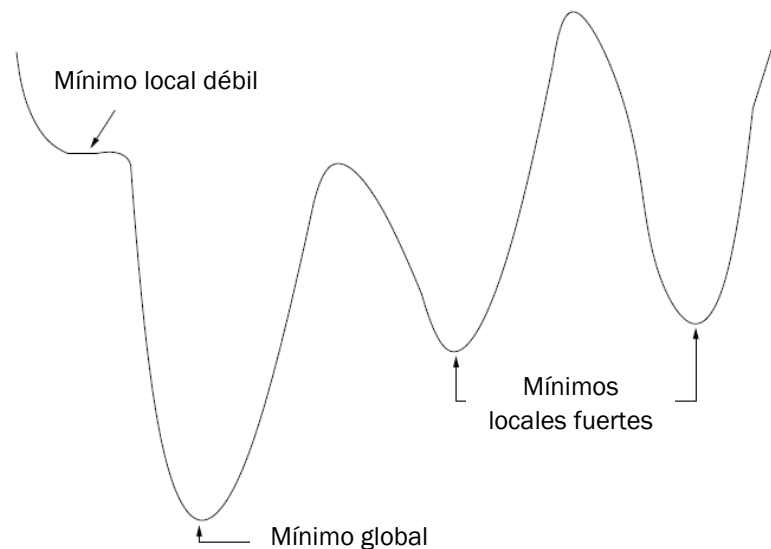


Figura 46-Distintos tipos de mínimos de una función. Fuente: [22]

- **La optimización por enjambre de partículas**

Al operar en 24 intervalos de tiempo, donde la cantidad de energía aportada puede variar dentro de los límites de carga y descarga de la batería, siempre que esté por debajo de la demanda, las combinaciones posibles se vuelven demasiado extensas para manejarlas manualmente. Por lo tanto, es imprescindible utilizar un algoritmo de optimización para resolver este problema.

En este caso utilizaremos la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), con la que se estaba trabajando desde la fundación CARTIF y sobre la que se pretendía estudiar mejor su comportamiento.

Esta optimización es de tipo metaheurístico, y pertenece a la categoría de algoritmos de inteligencia de enjambre.

Los procesos metaheurísticos son un marco de referencia de alto nivel que se especializa para resolver problemas de optimización. Es también una estrategia que guía otras heurísticas en la búsqueda de mejores soluciones factibles. Son generales y simples, a medida que se especializan pierden la generalidad y exigen mayor conocimiento del problema específico.

Este tipo de algoritmos son capaces de generar soluciones al problema, de forma iterativa, pretendiendo acercarse lo máximo posible al óptimo, pero que pueden fallar en el intento.

A pesar de su no-optimidad, estos métodos tienen ciertas ventajas: son capaces de generar soluciones, lo que es mejor que no tener ninguna solución, también es posible que la solución subóptima que encuentren pueda servir y que no sea especialmente grave no tener la solución óptima, o que el diseño de una buena heurística exige un conocimiento del problema que puede llegar a soluciones de otro tipo.

El algoritmo PSO se propuso por primera vez en 1995, por James Kennedy y Russell Eberhart. Su objetivo era simular el comportamiento de los pájaros en bandada, para descubrir los patrones que les permiten volar sincronizados, y poder cambiar bruscamente de dirección reagrupándose en una formación óptima. Desde este objetivo inicial, el concepto evolucionó hasta convertirse en un método de optimización simple y eficiente.

En el algoritmo PSO clasifica a los individuos como partículas, que vuelan por un espacio multidimensional de búsqueda. Estas partículas cambian su posición en este espacio basándose en su propia experiencia personal y en la experiencia de sus partículas vecinas. [22]

- **Optimización por enjambre de partículas básica**

Los individuos de un enjambre de partículas siguen un comportamiento muy simple: imitar el éxito de los individuos de su entorno y el suyo propio. Como consecuencia, se hace posible descubrir regiones óptimas en espacio de búsqueda de grandes dimensiones.

La posición de una partícula cambia añadiendo velocidad a la posición actual, siguiendo la ecuación:

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1)$$

Con:

$$x_i(0) \sim U(x_{\min}, x_{\max})$$

Donde:

$x_i(t + 1)$: es la posición de la partícula en el instante siguiente.

$x_i(t)$: es la posición de la partícula en el instante actual.

$v_i(t + 1)$: es la velocidad de la partícula en el instante siguiente.

x_{\min} : es el límite inferior de la función.

x_{\max} : es el límite superior de la función.

Es el vector velocidad quien conduce el proceso de optimización, y refleja tanto el conocimiento adquirido de la exploración personal de la partícula, como el conocimiento social intercambiado por el vecindario de partículas. El conocimiento general de una partícula se conoce como *componente cognitivo*, y es proporcional a la distancia de la partícula de su mejor posición personal. La información intercambiada con el vecindario se conoce como el *componente social* de la ecuación de velocidad.

Actualmente, hay dos tipos de algoritmos PSO desarrollados, que se distinguen por el tamaño del vecindario: PSO de mejor posición global (utilizado en este trabajo) y PSO de mejor posición local.

- **Algoritmo PSO de mejor posición global**

En este algoritmo, el vecindario de cada partícula es el enjambre entero. Para ello se utiliza la topología de estrella (Figura 47), en la que la actualización de la componente social de la velocidad de la partícula refleja la información obtenida de todas las partículas del enjambre, en este caso, la información social es la mejor posición encontrada por el enjambre (\hat{y}).

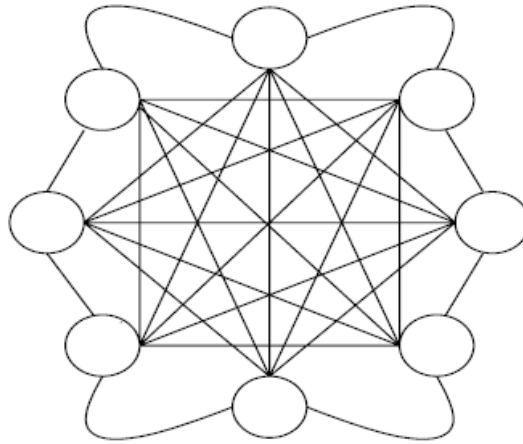


Figura 47-Topología de estrella. Fuente: [22]

En este algoritmo, la velocidad de las partículas se calcula con la expresión:

$$v_{ij}(t + 1) = v_{ij}(t) + c_1 r_{1j}(t)[y_{ij}(t) - x_{ij}(t)] + c_2 r_{2j}(t)[\dot{y}_j(t) - x_{ij}(t)]$$

Donde:

$v_{ij}(t)$: es la velocidad de la partícula i en las dimensiones $j = 1, \dots, n_x$, en el instante t .

$x_{ij}(t)$: es la posición de la partícula i en la dimensión j en el instante de tiempo t .

c_1 y c_2 : son constantes de aceleración positivas, que se usan para reflejar la contribución de los cognitivo y social respectivamente.

r_1 y r_2 : son valores aleatorios comprendidos en $[0,1]$, que siguen una distribución normal. Estos valores aleatorios introducen un elemento estocástico al algoritmo.

y_i : es la mejor posición personal, asociada a cada partícula i , es la mejor posición que ha encontrado la partícula desde el primer instante de tiempo.

$c_1 r_1 (y_i - x_i)$: es el componente cognitivo, es una especie de “memoria individual” de la mejor posición de la partícula. Tiene la finalidad de devolver a las partículas al lugar en el que hayan encontrado la mejor posición. Kennedy y Eberhart también se refieren a él como “nostalgia”.

$c_2 r_2 (\dot{y} - x_i)$: es el componente social, su función es devolver a la partícula a la mejor posición que haya encontrado el enjambre. También se la llama “envidia”.

El funcionamiento de este algoritmo se ha resumido en la Tabla 25.

Pseudocódigo del algoritmo PSO de mejor posición global

Se crea e inicializa un enjambre del tamaño de las dimensiones (n_x);

repeat

for cada partícula $i = 1, \dots, n_s$ **do**

 // Establecemos la mejor posición personal

if $f(x_i) < f(y_i)$ **then**

$y_i = x_i$;

end

 // Establecemos la mejor posición global

if $f(y_i) < f(\hat{y})$ **then**

$\hat{y} = y_i$;

end

for cada partícula $i = 1, \dots, n_s$ **do**

 Actualización de la velocidad;

 Actualización de la posición;

end

until la condición de parada es verdadera;

Tabla 25-Pseudocódigo del funcionamiento del algoritmo PSO.

En lo referente a este algoritmo, es importante destacar que hay varios criterios de parada que pueden utilizarse, algunos de ellos serían:

- Terminar cuando se cumpla el **número máximo de iteraciones**: este número de iteraciones debe de ser lo suficientemente alto para que pueda producirse la optimización. Se utiliza en estudios para evaluar la mejor solución en un tiempo limitado.
- Terminar cuando se haya encontrado una **solución aceptable**: siendo x^* el óptimo de la función objetivo (f), el proceso de optimización parará cuando encuentre una partícula x_i que cumpla con la Ecuación, es decir,

cuando se haya alcanzado un error aceptable. Con este método es necesario saber cuál sería el óptimo, y normalmente, eso no es posible.

$$f(x_i) \leq |f(x^* - \epsilon)|$$

- Terminar cuando **no se haya visto una mejora con el paso de las iteraciones**: hay distintas formas de medir la mejora. Por ejemplo, si la posición de las partículas apenas varía, se puede considerar que el algoritmo a convergido, ocurre lo mismo si la velocidad de las partículas apenas cambia. Sin embargo, este criterio no garantiza que la parada del algoritmo sea en el punto óptimo.
- **Mejoras en el algoritmo básico. El peso de inercia**

El peso de inercia fue un concepto introducido como mecanismo para controlar las habilidades de exploración del enjambre. Controla el momento de la partícula ponderando la contribución de la velocidad anterior, esto lo hace teniendo en cuenta cuanta memoria de la dirección anterior afectará a la nueva velocidad.

De esta forma, la ecuación de la velocidad del algoritmo PSO para el mejor resultado global será:

$$v_{ij}(t + 1) = wv_{ij}(t) + c_1r_{1j}(t)[y_{ij}(t) - x_{ij}(t)] + c_2r_{2j}(t)[y_j(t) - x_{ij}(t)]$$

Si $w \geq 1$ las velocidades aumentan con el tiempo, y el enjambre se diverge. Para $w < 1$ las partículas deceleran hasta que sus velocidades llegan a cero.

Grandes valores de w facilitan la exploración y generan mayor diversidad, y pequeños valores, fomentan la exploración local.

Cuanto menor sea w , mayor control en la posición de las partículas tendrán las componentes social y cognitiva.

Con $c_1 \sim U(0,1)$ y $c_2 \sim U(0,1)$, el valor de w puede obtenerse de la Ecuación:

$$1 > w > \frac{1}{2}(c_1 + c_2) - 1 \geq 0$$

Pero aún así, este método tiene una propiedad muy peligrosa, y es que cuando $x_i = y_i = \hat{y}$ la actualización de la velocidad únicamente dependerá de wv_i .

Si esta condición es verdadera para todas las partículas, y perdura en un número de iteraciones, entonces $wv_i \rightarrow 0$, lo que conlleva un estancamiento del proceso.

- **Parámetros básicos del PSO**

El algoritmo PSO está influenciado por una serie de parámetros de control:

- **Tamaño del enjambre (n_s):** es el número de partículas por las que está compuesto el enjambre. Un enjambre muy grande permite explorar un mayor espacio de búsqueda por iteración, sin embargo, puede aumentar mucho la complejidad computacional. Numerosos estudios demuestran que el número ideal de partículas está entre 10 y 30.
- **Tamaño del vecindario:** este parámetro define la interacción social con el entorno. Con menores tamaños, la convergencia es menor, pero es más probable que se encuentre la solución óptima.
- **Coefficientes de aceleración (c_1 y c_2):** c_1 representa la confianza que la partícula tiene en sí misma, mientras que c_2 expresa la confianza que la partícula tiene en sus vecinos. Estos parámetros pueden coexistir en equilibrio: $c_1 \approx c_2$. Pero el ratio entre ellas depende del problema:
 - Si $c_1 \gg c_2$ cada partícula está mucho más atraída hacia su mejor posición personal.
 - Si $c_2 \gg c_1$ las partículas están más atraídas por la mejor posición global.

Para problemas unimodales un valor de c_2 elevado podría funcionar muy bien, sin embargo, con problemas en los que la función tenga falsos mínimos, será mejor utilizar un valor mayor de c_1 .

4.3.2 Optimización de la operación de la batería en función del coste de la energía

El objetivo de esta optimización es minimizar el precio de compra de la energía de la red, es decir, minimizar la función objetivo (coste) representada en la Ecuación 11.

$$C = \begin{cases} \sum_0^i (D_i - E_i + P_i) \cdot \text{Precio}_i & \text{si } E_i \leq D_i \\ 0 & \text{si } E_i \geq D_i \end{cases} \quad \text{Ecuación 11}$$

Siendo:

C: el coste total, en €

D: La demanda, en MWh

E: La energía de descarga de la batería, en MWh

P: La energía de carga de la batería, en MWh

Precio: el coste de la energía, en €/MWh

i: la hora del día

En este caso, el excedente de energía solar fotovoltaica podrá ser inyectado de nuevo a la red, pero no se obtendrá ninguna compensación económica por ello.

- **Ejemplo de optimización**

Como ejemplo de funcionamiento de esta optimización se utilizarán la producción y demanda representadas en la Figura 19.

Se escogerá un tamaño de batería igual a la producción solar fotovoltaica.

En esta optimización de los sistemas de almacenamiento, también se impondrá la condición de que la batería debe acabar el día igual de llena que lo empezó, para que el sistema sea lo más estable posible y se mejore la vida útil de la batería, evitando excesivos ciclos de carga y descarga.

En la Tabla 26 se adjuntan la energía demandada y producida totales a lo largo del día:

Energía total demandada	Energía total producida
7,36986 MWh	4,27378 MWh

Tabla 26-Producción y demanda totales a lo largo de un día

La evolución del precio a lo largo de un día se ha representado en la Figura 48.

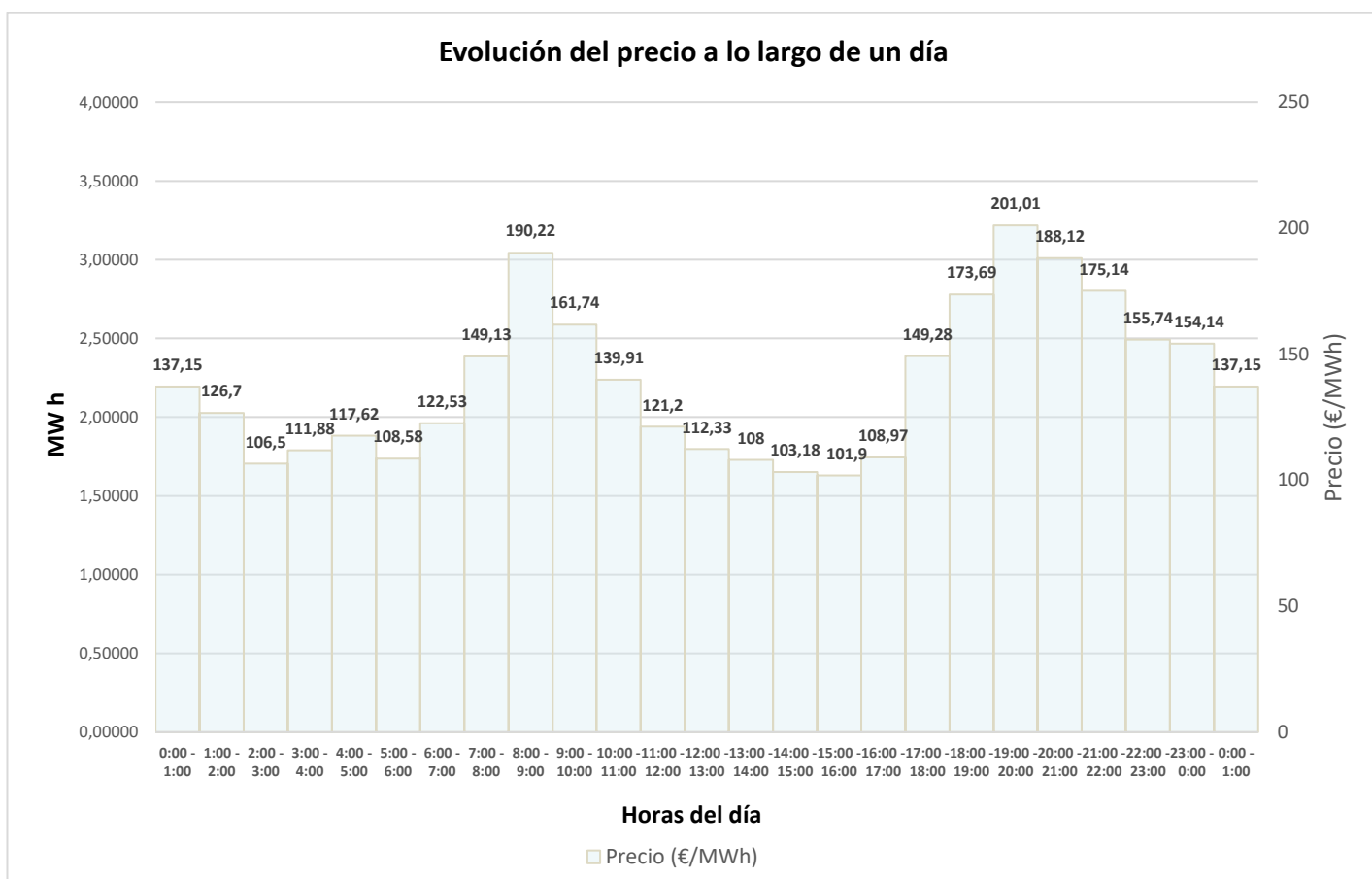


Figura 48-Evolución del precio en un día. Fuente: [23]

El punto óptimo se ha representado en la Figura 49 y se ha obtenido aplicando el algoritmo de optimización por enjambre de partículas, utilizando los parámetros descritos en la Tabla 27.

Nº de partículas	c_1	c_2	w	Nº de iteraciones
12	0,2	0,5	0,7	1.295.000

Tabla 27-Parámetros utilizados en la optimización

La batería comienza y acaba el día cargada al 45%, y entrega la energía en las horas de mayor precio.

Entre las 2 y las 6 de la mañana y entre las 11 y las 16 el precio es menor, y la batería no da nada de energía, se compra todo a la red. Sin embargo, entre las 6 y las 10 de la mañana y las 17 y las 23 de la tarde, el precio es mucho mayor, y la batería entrega toda la energía posible en esos tramos horarios.

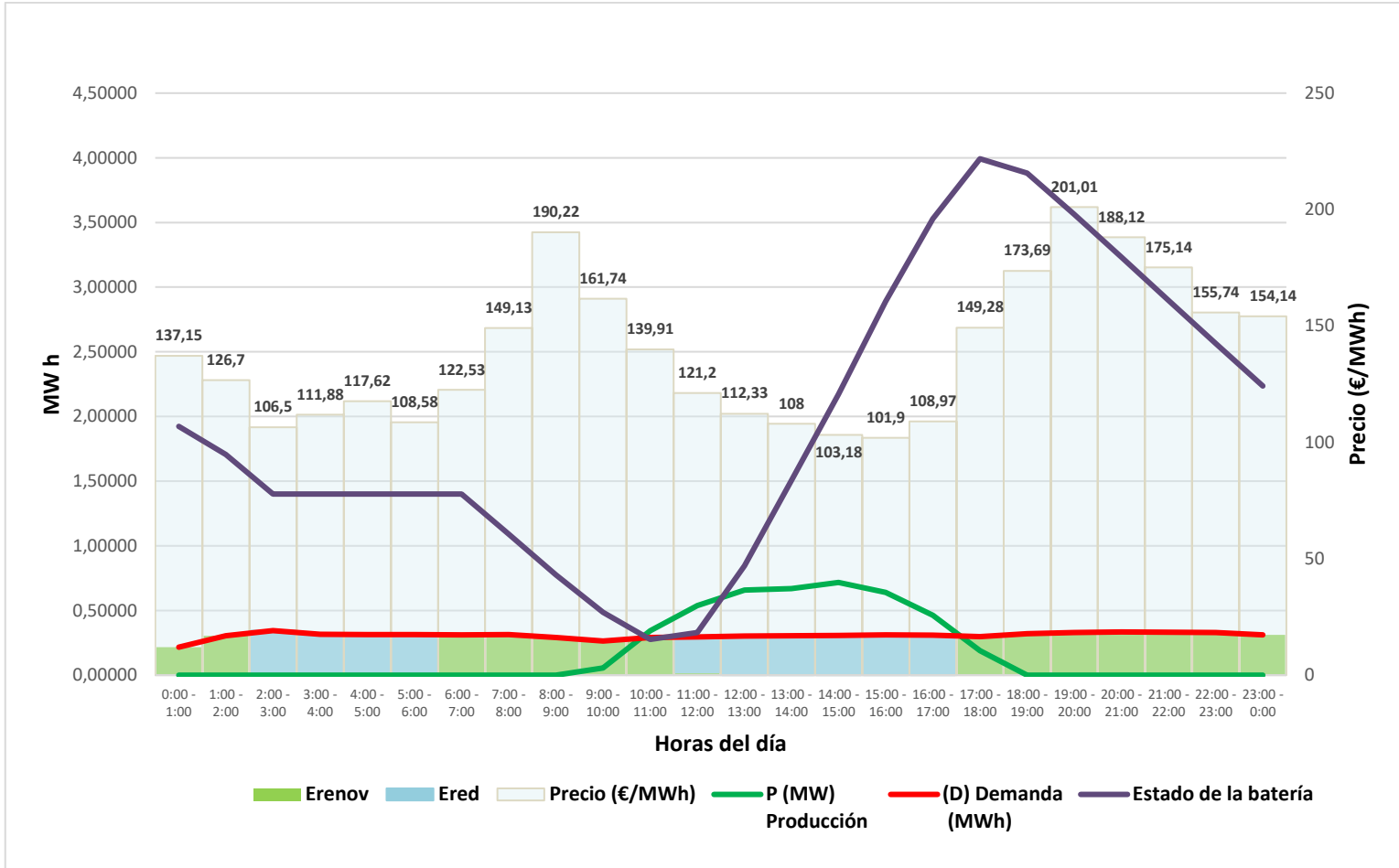


Figura 49-Reparto óptimo de energía de la batería durante un día, con un tamaño de batería igual a la producción. Fuente: Elaboración propia.

En cambio, si estuviéramos trabajando con una batería no controlada esto no se tendría en cuenta.

Una batería no controlada se recargaría con el excedente de producción fotovoltaica que no se usara para cubrir la demanda, y daría toda la energía posible siempre que hubiera demanda, sin considerar el precio de la red. En la

Figura 50 se ha representado la comparación del comportamiento de ambas baterías.

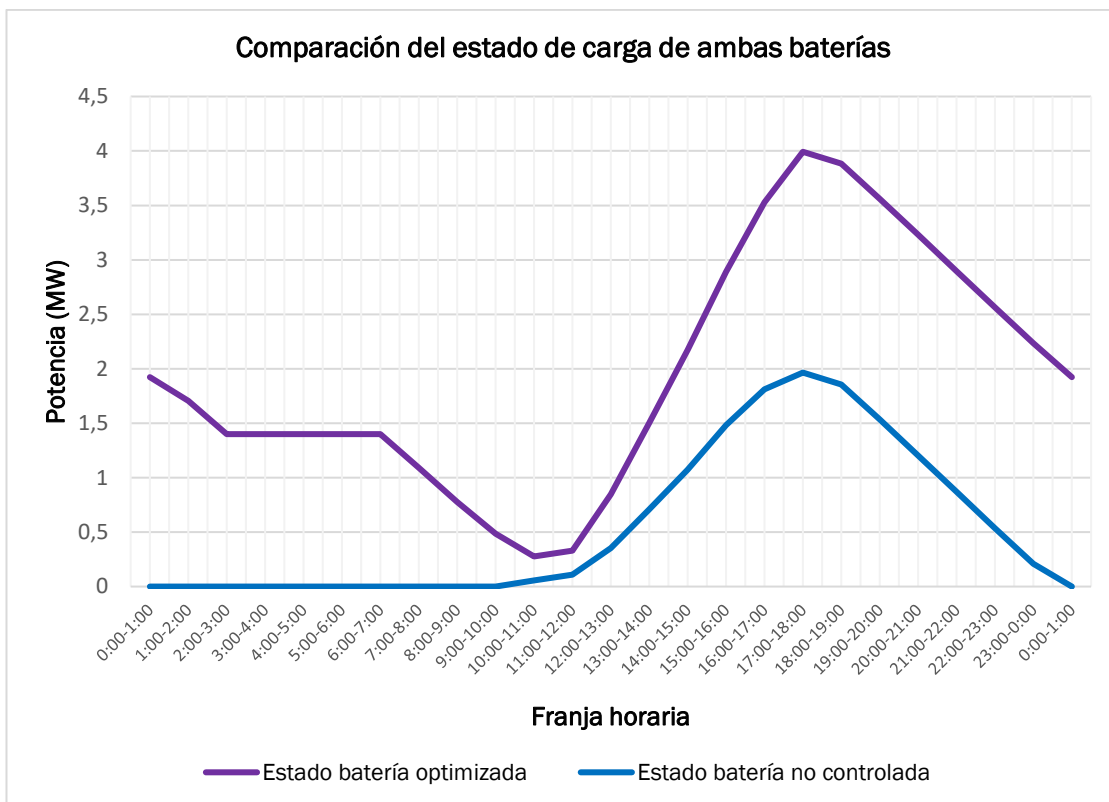


Figura 50-Comparación del comportamiento de ambas baterías. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 28 se han representado los costes de compra de energía de la red trabajando con cada tipo de batería y el coste que supondría no tener producción solar fotovoltaica, en un periodo de un día.

Coste compra de energía de la red con la batería sin optimizar	Coste compra de energía de la red con la batería optimizada	Coste de compra de energía de la red si no hubiera producción de energía renovable
402 €	340 €	1022 €
Ahorro con la batería optimizada frente al coste sin producción solar		
682 €		
Ahorro con la batería optimizada frente a la batería no optimizada		
62 €		

Tabla 28-Costes y ahorros con la optimización de la batería

Sería necesario realizar un análisis económico más profundo sobre el dimensionamiento del campo fotovoltaico y de la batería, pero con esta primera aproximación se puede observar:

- La importancia de contar con un sistema de producción de energía solar fotovoltaica que reduzca la factura de la instalación.
- Si, además, los sistemas de almacenamiento se optimizan, se pueden reducir aún más los costes y aprovechar toda esta producción de energía renovable.

- **Optimización de los sistemas de almacenamiento del nodo 30:**

En este caso, se trabajará con la producción y la demanda del nodo 30 tras la aplicación del desplazamiento del consumo en las horas de mayor demanda (Figura 45).

La producción total diaria es de 7,03 MWh y una demanda de 9,4 MWh.

Primero, se trabajará con una batería de igual tamaño a la producción fotovoltaica.

Las características de la batería que se conectará al nodo 30 se describen en la Tabla 29.

Tamaño de la batería	Carga inicial de la batería
7,03 MWh	70 %

Tabla 29- Características de la batería optimizada del nodo 30

El punto óptimo se ha representado en la Figura 52, y se ha obtenido aplicando el algoritmo de optimización por enjambre de partículas, utilizando los parámetros descritos en la Tabla 30.

Nº de partículas	C ₁	C ₂	w	Nº de iteraciones
12	0,2	0,5	0,7	1.000.000

Tabla 30- Parámetros utilizados en la optimización

La batería optimizada reserva su energía para entregarla en los momentos de mayor coste, comprando la energía de la red en los momentos en los que esta sea más barata, en la Tabla 31 se han resumido los casos.

Franjas horarias	Energía que se usa para cubrir la demanda
0:00-1:00	Producción fotovoltaica
1:00-2:00	Producción fotovoltaica
2:00-3:00	Producción fotovoltaica
3:00-4:00	Producción fotovoltaica
4:00-5:00	Producción fotovoltaica
5:00-6:00	Producción fotovoltaica
6:00-7:00	Producción fotovoltaica
7:00-8:00	Producción fotovoltaica
8:00-9:00	Producción fotovoltaica
9:00-10:00	Producción fotovoltaica
10:00-11:00	Energía de red
11:00-12:00	Producción fotovoltaica
12:00-13:00	Energía de red
13:00-14:00	Energía de red
14:00-15:00	Energía de red
15:00-16:00	Energía de red
16:00-17:00	Energía de red
17:00-18:00	Energía de red
18:00-19:00	Producción fotovoltaica
19:00-20:00	Producción fotovoltaica
20:00-21:00	Producción fotovoltaica
21:00-22:00	Producción fotovoltaica
22:00-23:00	Producción fotovoltaica
23:00-0:00	Producción fotovoltaica

Tabla 31-Reparto de la energía de la batería optimizada.

En la Figura 51 se ha representado la evolución del coste de compra de energía de la red en función del número de iteraciones, que se va reduciendo hasta alcanzar el punto óptimo.

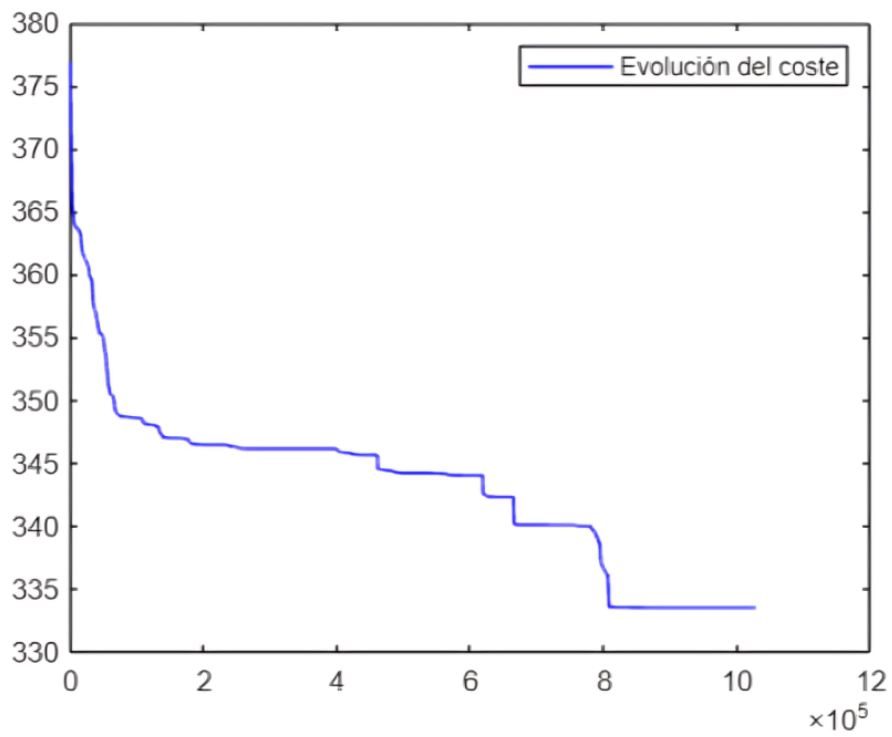


Figura 51-Evolución del coste a lo largo de las simulaciones. Fuente: Elaboración propia.

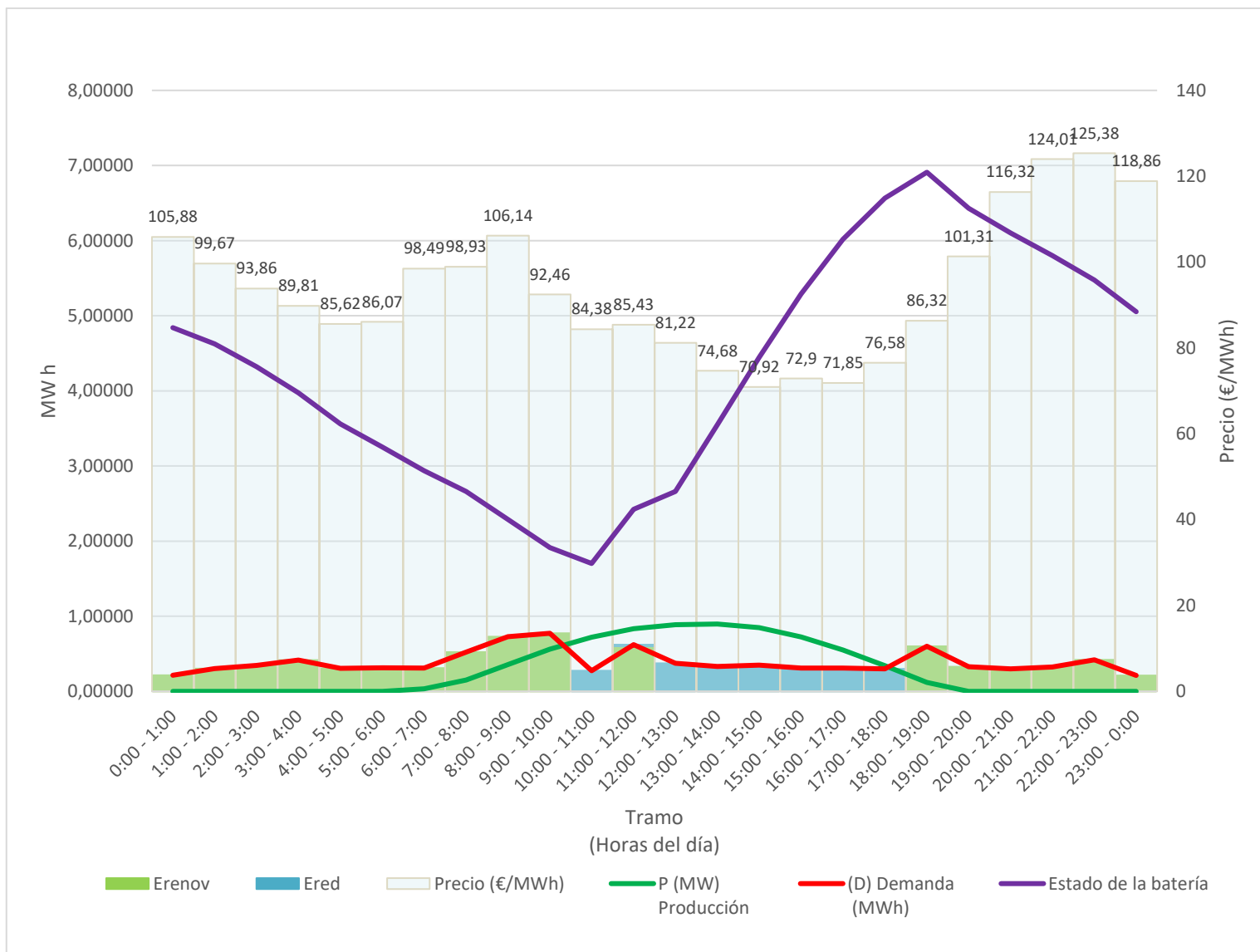


Figura 52-Evolución del estado de carga de la batería optimizada. Fuente: Elaboración propia.

Esta batería es de un tamaño muy grande, y vemos que no llega a descargarse del todo (su estado de carga más bajo es del 25,9 %), así que se puede ajustar un poco más su tamaño.

$$\text{Nuevo tamaño} = 7,03 - 1,82 = 5,21 \text{ MWh}$$

En la Tabla 32 se han representado las nuevas características de la batería.

Tamaño de la batería	Carga inicial de la batería
5,21 MWh	60 %

Tabla 32- Características de la nueva batería optimizada

En la Figura 53 se ha representado el comportamiento de la batería optimizada. El reparto de energía es el mismo en los dos casos, sólo se ha ajustado el tamaño de la batería.

En la Figura 54 se ha representado la comparación del comportamiento de ambas baterías (optimizada y sin controlar), en el caso de la batería sin controlar, no reservaría nada de energía para cubrir el pico de la demanda en los puntos de mayor precio.

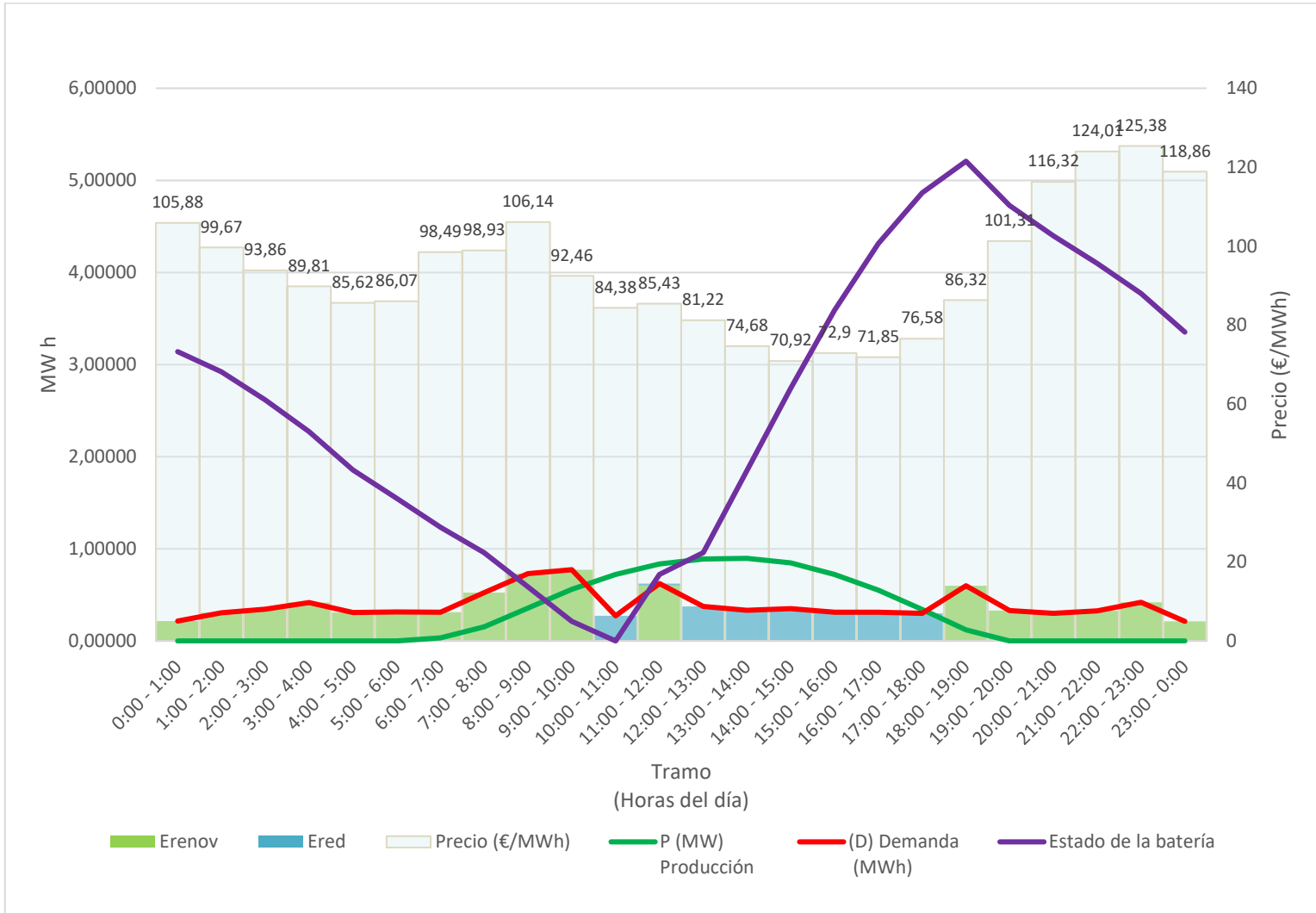


Figura 53-Evolución del estado de carga de la nueva batería optimizada. Fuente: Elaboración propia.

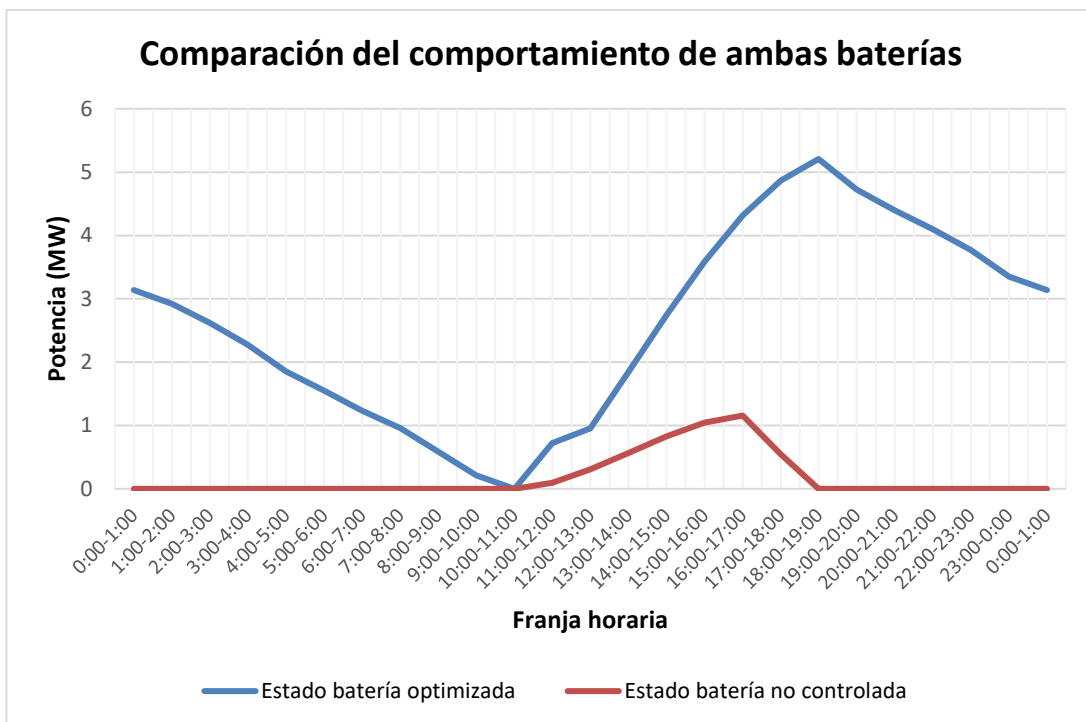


Figura 54-Comparación entre el comportamiento de la batería optimizada y la batería sin controlar

En la Tabla 33 se describen los datos de ahorro en el coste que supondría la batería optimizada.

Coste compra de energía de la red con la batería sin controlar	Coste compra de energía de la red con la batería optimizada	Coste de compra de energía de la red si no hubiera producción de energía renovable
651 €	333 €	1030 €
Ahorro con la batería optimizada frente al coste sin producción solar		
697 €		
Ahorro con la batería optimizada frente a la batería no controlada		
318 €		

Tabla 33-Costes y ahorros de la optimización de la batería del nodo 30.

De nuevo, sería necesario realizar un análisis económico en mayor profundidad, pero con esta primera aproximación se puede observar que, contando con un sistema de generación fotovoltaica el consumidor del nodo 30 consigue un ahorro considerable en su factura.

Si, además, se instala un sistema de almacenamiento optimizado para evitar que se desperdicie toda esta energía generada, el ahorro será mucho mayor.

Debido a la explosión combinatorial que supone calcular la energía óptima que debe entregar la batería en un día, es necesario utilizar métodos de optimización para calcularlo. En este caso, utilizando el algoritmo PSO.

El algoritmo heurístico podrá encontrar una posible solución al problema en un tiempo razonable, pero no garantiza que sea la óptima. Cuanto más cerca estemos del óptimo, y menos diferencia encuentren las partículas entre la mejor posición encontrada por el enjambre y la mejor posición hallada por ellas mismas, más lento se volverá el algoritmo de búsqueda, resultando en un mayor número de iteraciones y un mayor coste computacional.

4.4 Análisis de las simulaciones

Una vez descrita la conexión de las cargas a la red (Apartado 4.1), estudiados los elementos a los que podemos dotar de flexibilidad y en qué condiciones (Apartado 4.2) y cómo se han optimizado los sistemas de almacenamiento (Apartado 4.3), se procederá a realizar las simulaciones de la red y a estudiar sus flujos de carga a lo largo del día.

La simulación de la red sigue el orden representado en la Figura 55.

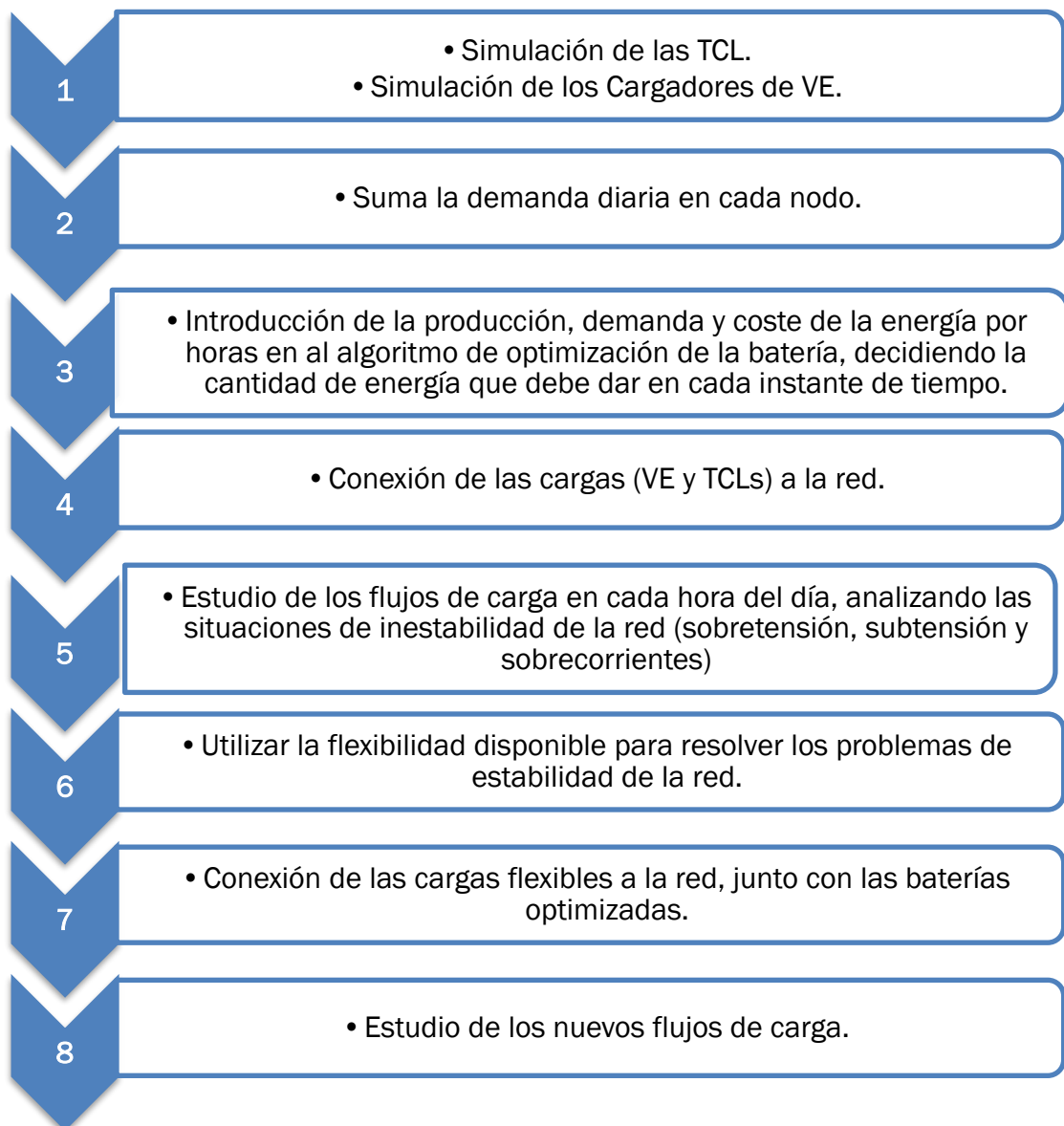


Figura 55-Orden seguido en las simulaciones. Fuente: Elaboración propia.

- **Problema de los flujos de carga**

El problema denominado flujo de cargas es la herramienta fundamental para estudiar un sistema de transporte o de distribución de energía en régimen permanente.

Consiste en calcular las tensiones de cada uno de los nudos, en régimen permanente y equilibrado, así como los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos, partiendo de las potencias demandadas por los consumidores y suministradas por los generadores.

Es muy útil a la hora de tomar las medidas adecuadas tanto desde el punto de vista de explotación, simulando acciones sobre un sistema, como desde el punto de vista de la planificación, simulando planes futuros de expansión.

En la práctica de la ingeniería eléctrica no es suficiente con poder resolver el análisis de flujos de cargas; también es necesario saber qué acciones, desde el punto de vista operativo, han de llevarse a cabo para modificar los resultados obtenidos que pudieran no ser satisfactorios.

En este caso, se pretende estudiar el efecto que tendría en los resultados de los flujos de carga flexibilizar la demanda de las TCLs y de los VEs y la conexión de los sistemas almacenamiento optimizados.

La formulación del problema lleva al planteamiento de un sistema de ecuaciones no lineales, y para cuya solución son necesarias técnicas de resolución iterativa [15].

En este trabajo, se utilizará para su resolución la librería *pandapower*, del lenguaje de programación *Python*, que permite modelar sistemas eléctricos y calcular los resultados de los flujos de carga mediante el método de Newton-Raphson.

♦ Simulación de la red sin el desplazamiento de los consumos ni la optimización de las baterías:

Con esta simulación podemos estudiar los valores que alcanzaría la tensión en los momentos de mayor demanda si no se da flexibilidad a los consumos ni se optimizan los sistemas de almacenamiento del usuario del nodo 30.

Los resultados de la tensión a esas horas se han representado en la Tabla 34.

Franja horaria	Bus 5	Bus 12	Bus 17	Bus 27	Bus 30	Bus 31	Bus 32
8:00-9:00	0,988 v.p.u (en los márgenes)	0,973 v.p.u (en los márgenes)	0,946 v.p.u (fuera de los márgenes)	0,988 v.p.u (en los márgenes)	0,92 v.p.u (fuera de los márgenes)	0,944 v.p.u (fuera de los márgenes)	0,945 v.p.u (fuera de los márgenes)
22:00-23:00	0,986 v.p.u (en los márgenes)	0,976 v.p.u (en los márgenes)	0,961 v.p.u (en los márgenes)	0,981 v.p.u (en los márgenes)	0,924 v.p.u (fuera de los márgenes)	0,957 v.p.u (en los márgenes)	0,959 v.p.u (en los márgenes)
9:00-10:00	0,993 v.p.u (en los márgenes)	0,983 v.p.u (en los márgenes)	0,967 v.p.u (en los márgenes)	0,992 v.p.u (en los márgenes)	0,954 v.p.u (en los márgenes)	0,966 v.p.u (en los márgenes)	0,966 v.p.u (en los márgenes)

Tabla 34-Resultados de la simulación sin el desplazamiento de los consumos ni la optimización de las baterías

El aumento de la demanda a las 9, junto con la mayor carga debido a la conexión de los cargadores de VE (especialmente los de carga rápida) provoca una caída de la tensión por debajo de los márgenes en los nodos 30, 31, 32 y 17 (Figura 56). Con un porcentaje de carga de la línea 29 del 28%.

A las 23, en el bus 30 la tensión también desciende por debajo de los márgenes (a 0,924 v.p.u) debido al aumento de la demanda, unido a la carga de la TCL.

En el bus 17 no hay TCLs conectadas, y el aumento de la demanda es menor a esa hora, por eso su tensión, y la de los buses 31 y 32 se mantiene dentro de los márgenes (Figura 57).

Además. se han estudiado los flujos de carga en la franja horaria de las 9:00-10:00, donde la demanda en los nodos 30 y 17 es alta debido a los consumos de los cargadores de VE (especialmente por los cargadores de VE de carga rápida), pero al haber una mayor producción solar con la que cubrir esta demanda la tensión se mantiene en los límites de seguridad (Figura 58).

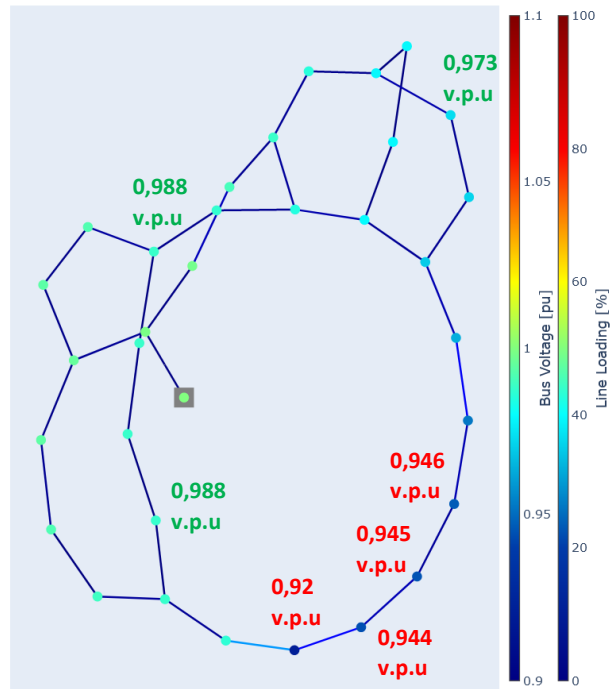


Figura 56-Comportamiento de la red a las 9, con la subida de la demanda. Fuente: Elaboración propia usando pandapower.

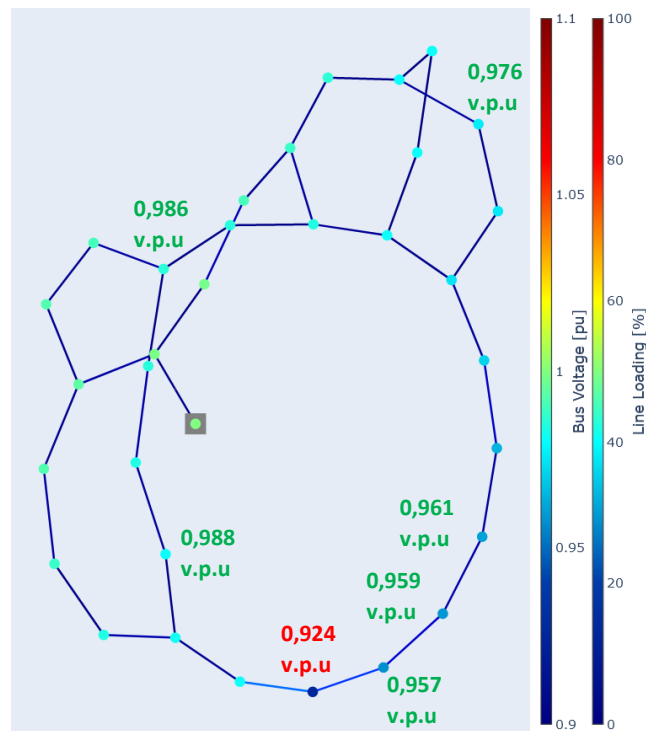


Figura 57-Comportamiento de la red a las 23, con la subida de la demanda. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.

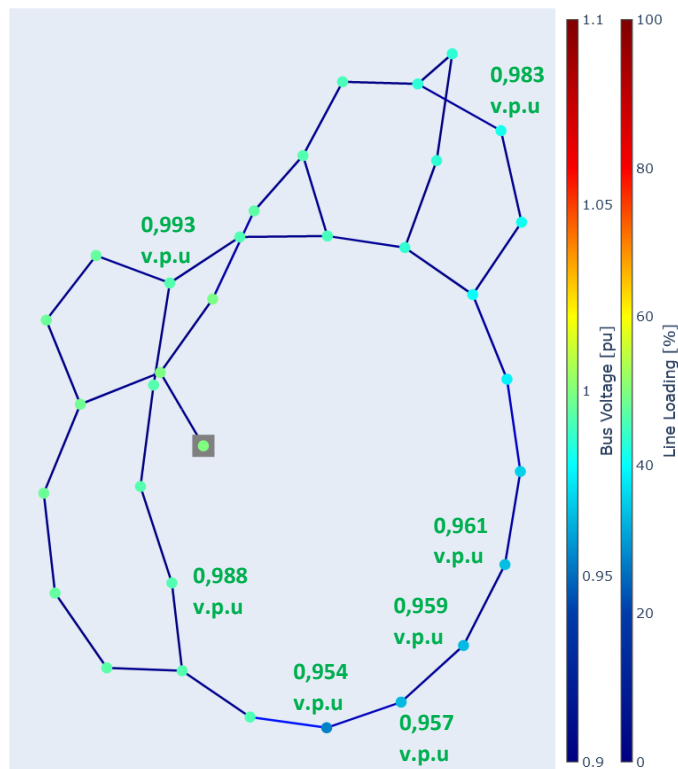


Figura 58-Comportamiento de la red a las 10, Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower

◆ Simulación de la red con el desplazamiento de los consumos y sin la optimización de las baterías:

Teniendo en cuenta los momentos en los que la tensión desciende de los límites establecidos, se realiza una nueva simulación aplicando el desplazamiento de los consumos descritos en el Apartado 4.2 .

Los resultados de la tensión a esas horas se han representado en la Tabla 35:

Franja horaria	Bus 5	Bus 12	Bus 17	Bus 27	Bus 30	Bus 31	Bus 32
8:00-9:00	0,994 v.p.u (en los márgenes)	0,986 v.p.u (en los márgenes)	0,976 v.p.u (en los márgenes)	0,993 v.p.u (en los márgenes)	0,95 v.p.u (en los márgenes)	0,972 v.p.u (en los márgenes)	0,973 v.p.u (en los márgenes)
22:00-23:00	0,987 v.p.u (en los márgenes)	0,979 v.p.u (en los márgenes)	0,966 v.p.u (en los márgenes)	0,982 v.p.u (en los márgenes)	0,936 v.p.u (fuera de los márgenes)	0,963 v.p.u (en los márgenes)	0,964 v.p.u (en los márgenes)

Tabla 35-Resultados de la simulación desplazando consumos y sin la optimización de las baterías.

Con el desplazamiento del consumo de las cargas flexibles a las 9, se evita que la demanda crezca demasiado, limitando la demanda de la recarga de los VE, especialmente de los de recarga rápida, que consumen mucha potencia, consiguiendo que la tensión en todos los nodos se mantenga dentro de los límites (Figura 59).

A las 23, la tensión no desciende por debajo de los límites en todos los nodos, salvo en el 30.

En este bus la desconexión de la TCL no es suficiente para evitar que la tensión descienda de los 0,95 v.p.u., aunque sí se percibe un aumento de la tensión (Figura 60).

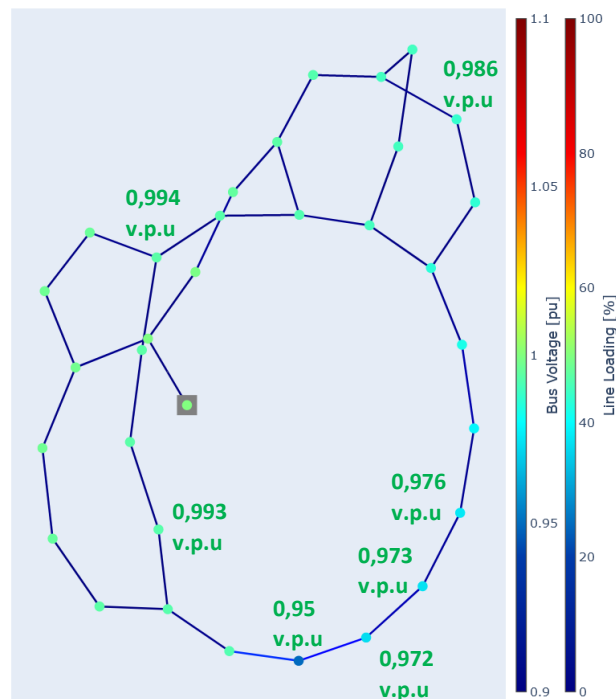


Figura 59-Comportamiento de la red a las 9, con la subida de la demanda en el nodo 30 y las cargas flexibles conectadas. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.

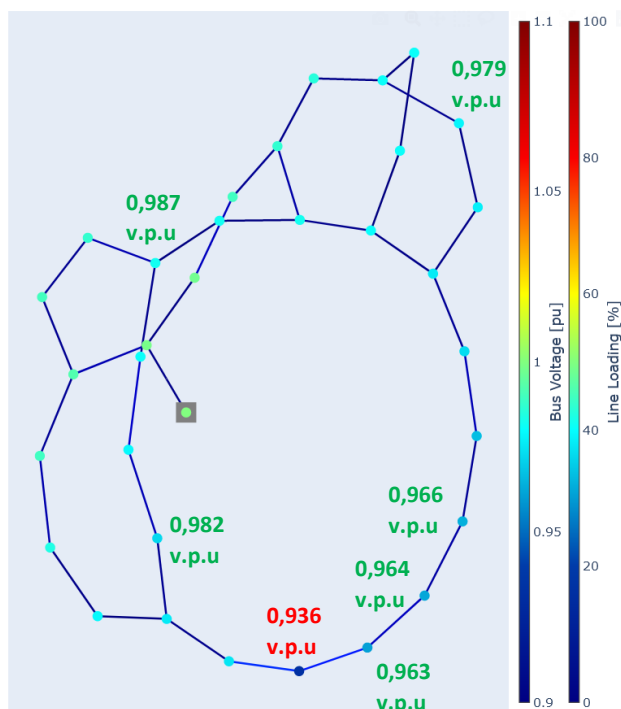


Figura 60-Comportamiento de la red a las 23, con la subida de la demanda en el nodo 30 y las cargas flexibles conectadas. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.

◆ Simulación de la red con el desplazamiento de los consumos y la optimización de las baterías:

Por último, se aplicarán todas las mejoras que se han descrito anteriormente para la mejora del comportamiento de la red: la flexibilidad de los consumos y la optimización de los sistemas de almacenamiento.

Los resultados de la tensión a esas horas se han representado en la Tabla 36:

Franja horaria	Bus 5	Bus 12	Bus 17	Bus 27	Bus 30	Bus 31	Bus 32
8:00-9:00	0,997 v.p.u (en los márgenes)	0,995 v.p.u (en los márgenes)	0,991 v.p.u (en los márgenes)	0,993 v.p.u (en los márgenes)	0,988 v.p.u (en los márgenes)	0,991 v.p.u (en los márgenes)	0,991 v.p.u (en los márgenes)
22:00-23:00	0,994 v.p.u (en los márgenes)	0,988 v.p.u (en los márgenes)	0,985 v.p.u (en los márgenes)	0,987 v.p.u (en los márgenes)	0,981 v.p.u (en los márgenes)	0,985 v.p.u (en los márgenes)	0,985 v.p.u (en los márgenes)

Tabla 36-Resultados de las simulaciones con el desplazamiento del consumo y la optimización de las baterías.

Observamos cómo al aplicar la optimización de los sistemas de almacenamiento en el nodo 30, no sólo se está ahorrando dinero, sino que, además, por la distribución de la curva de precios, se consigue que la tensión se mantenga estable en todos los puntos de la red.

Este no era el objetivo principal de la optimización, pero al coincidir los momentos de mayor demanda del día, con los de mayor precio, la batería reservará toda su energía para darla en estas franjas horarias, consiguiendo que el cliente ahorre y que se mantenga la estabilidad de la red. (Figura 61 y Figura 62)

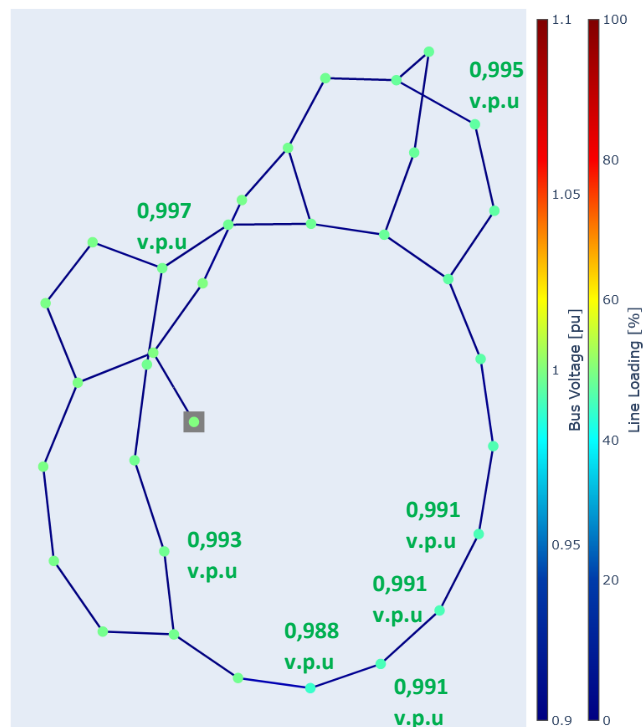


Figura 61-Resultados de la simulación a las 9. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.

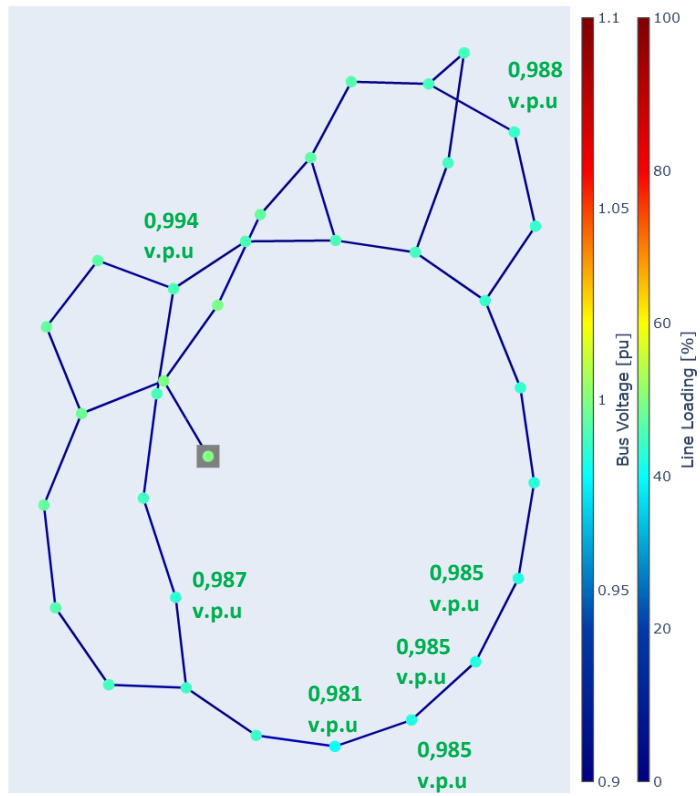


Figura 62-Resultados de la simulación a las 23. Fuente: Elaboración propia utilizando pandapower.

5. Conclusiones y trabajos futuros

- **Conclusiones**

Con la elaboración de este trabajo se ha podido estudiar cómo funcionan e interactúan con una red de distribución cargas flexibles como las TCLs y los VE, elementos cada vez más numerosos en nuestras vidas cotidianas.

La red utilizada, descrita en [1], es un modelo simplificado de un sistema de distribución de energía eléctrica, diseñada para facilitar el estudio de los sistemas de energía en un entorno controlado, lo que permite evaluar de forma más clara cómo influye la conexión de estos elementos a la red y las mejoras que se aplican en su gestión.

Una de las ventajas de este tipo de cargas, y cuya influencia pretendía estudiar este TFG, es la posibilidad de flexibilizar su consumo, en este caso, se ha simulado un sistema en el que el aumento de la demanda hacía necesario que sus consumos se desplazaran en el tiempo para mantener la estabilidad de la red.

Además, también se ha integrado la generación de producción solar, que pueda cubrir parte de la demanda de una forma limpia y sostenible, tratando de reducir la dependencia de la red.

Ligados a estos sistemas de producción fotovoltaica están los sistemas de almacenamiento basados en baterías, que se han optimizado de forma que se reduzca el precio de compra de energía de la red utilizando la máxima cantidad de energía renovable producida.

Uniendo todos estos conceptos y poniéndolos en conjunto sobre la red, se han extraído las siguientes conclusiones de las simulaciones:

- En períodos de alta demanda, el ajuste del consumo de las cargas flexibles es un recurso eficaz para preservar la estabilidad de la red, sin requerir un incremento en la producción, teniendo siempre en cuenta las necesidades del usuario. Además, este enfoque puede contribuir a una gestión más eficiente de la energía, optimizando el uso de los recursos disponibles y minimizando la necesidad de inversiones costosas en infraestructura adicional.
- Esta demanda puede, además, trasladarse a momentos del día en los que la producción de energía renovable sea mayor, reduciendo la dependencia de fuentes de energía tradicionales basadas en combustibles fósiles.

- También se han podido comprobar las ventajas económicas que puede suponer contar con un sistema de producción de energía solar fotovoltaica, al que se ha unido un sistema de almacenamiento optimizado.
- El uso de algoritmos para estudiar la optimización del funcionamiento de la batería es esencial, porque la explosión combinatorial que supone al problema sería inabarcable de forma manual, y el algoritmo PSO permite encontrar una posible solución.
- A pesar de que el algoritmo PSO cumple con su objetivo, se ha observado que este método tiende a ralentizarse considerablemente cuando se acerca al punto óptimo.
- En nuestra simulación, la optimización de las baterías resulta en un ahorro económico significativo. Esto asegura que toda la energía generada a partir de fuentes renovables se utilice en los momentos de mayor coste. Además, en este caso específico, también ha contribuido a mantener la estabilidad de la red, evitando que la tensión caiga por debajo de los niveles permitidos.
- El uso combinado de todas las técnicas de mejora del comportamiento de la red de distribución ha tenido un efecto muy positivo, permitiendo un ahorro económico a los consumidores y una mejora de la estabilidad de la red frente a aumentos de la demanda.
- En lo que respecta a la ejecución de simulaciones, Python ha demostrado numerosos beneficios. Entre estos se incluyen su amplia gama de bibliotecas de trabajo y el hecho de que es un software de código abierto y gratuito.
- En este aspecto, la librería `pandapower` ha resultado ser de gran utilidad para la simulación de los sistemas eléctricos, con una gran variedad de funcionalidades y de manejo muy sencillo e intuitivo.
- La librería `PySwarms` también ha demostrado ser una herramienta interesante para obtener una buena aproximación del punto óptimo utilizando el algoritmo de optimización por enjambre de partículas de una forma sencilla.

Trabajos futuros

Uno de los objetivos de este trabajo era realizar un estudio básico sobre las cargas flexibles (VEs y TCLs) y su influencia en una red de distribución de ejemplo, analizando las ventajas que puede suponer el desplazamiento de su consumo en el tiempo. En este aspecto se proponen las siguientes mejoras:

- Un estudio más profundo sobre el modelado y el comportamiento de estas cargas, simulando el comportamiento de elementos reales.
- Plantear un algoritmo de gestión óptima de este desplazamiento de los consumos en el tiempo, que integre varias variables para la toma de decisiones: la producción y la demanda, las necesidades de cada usuario, el precio de la energía... Buscando el equilibrio entre la estabilidad de la red, las necesidades de los usuarios, el aprovechamiento de toda la producción de energía renovable y el ahorro de coste de la energía.

Otro de los objetivos planteados en este TFG era la optimización de los sistemas almacenamiento, en este caso se pretendía reducir el coste de compra de energía de la red, utilizando para ello la optimización por enjambre de partículas, en este aspecto se plantean las siguientes mejoras:

- El uso de otro tipo de algoritmo, que en distintas condiciones garantice que se encuentra un punto óptimo en un tiempo menor.
- Usar una optimización multiobjetivo, que contemple el ahorro del coste de compra de energía de la red y a la vez mantenga la estabilidad de la red.
- Estudiar la optimización teniendo en cuenta que hubiera algún tipo de compensación por inyección de energía a la red.
- Estudiar la optimización utilizando modelos de baterías reales.
- Análisis económico más profundo de la inversión: optimización del dimensionado de la planta fotovoltaica y de la batería, trabajando en un período de un año, y teniendo en cuenta el efecto del precio de la energía.

En cuanto a la red de distribución utilizada se ha empleado la red descrita en el artículo [1], porque permite ver de forma muy clara cambios en la red, estudiar mejor los flujos de carga y analizar como influyen unos nodos sobre otros, en este aspecto se plantean las siguientes mejoras:

- Ampliar la red con más nodos y agregar más puntos de generación.
- Realizar estos estudios sobre una red de distribución de explotación radial, en vez de sobre una red mallada, de parámetros normalizados, para analizar la diferencia entre el comportamiento de ambas.

Bibliografía:

- [1] B. E. Mesut y W. F. Felix, «Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing», *IEEE transactions on power delivery*, pp. 1401-1407, 1989.
- [2] W. Gu, W. Liu, J. Zhu, B. Zhao, Z. Wu, Z. Luo y J. Yu, «Adaptive Decentralized Under-Frequency Load», *IEEE transactions on sustainable energy*, pp. 886-895, 2014
- [3] «Energy Institute», 2024. [En línea]. Available: <https://www.energyinst.org/statistical-review>.
- [4] M. Garrido, «Cuerva Energía», 2022. [En línea]. Available: <https://cuervaenergia.com/es/comunidad/sostenibilidad/ventajas-de-la-energia-renovable/>. [Último acceso: 14 Marzo 2024]
- [5] J. Laiseca, "National Geographic", 2018. [Online]. Available: <https://www.nationalgeographic.es/ciencia/2018/03/los-relojes-europeos-funcionan-con-retraso-debido-al-conflicto-en-kosovo>.
- [6] J. Trashorras, Almacenamiento de energía eléctrica, Madrid: Paraninfo, 2023.
- [7] A. Martín Crespo, R. S. Saludes y E. Baeyens, «Flexibility Management with Virtual Batteries of Thermostatically Controlled Loads: Real-Time Control System and Potential in Spain», *Energies*, 2021.
- [8] J. L. Mathieu, M. Dyson y D. S. Callaway, «Using Residential Electric Loads for Fast Demand Response: The Potential», University of California, Berkeley, 2012.
- [9] E. Sortomme y M. A. El-Sharkawi, «Optimal Charging Strategies for Unidirectional Vehicle-to-Grid», *IEEE transactions on Smart Grid*, 2011.
- [10] D. Madzharov, E. Delarue y W. D'haeseleer, «Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment», *Energy*, pp. 285-294, 2014.
- [11] REE, «Informe del Sistema Eléctrico Español 2021», Redeia Corporación, S.A., 2021.
- [12] «Escuela de Organización Industrial,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.eoi.es/blogs/merme/gestion-y-operacion-de-la-red-electrica-esquema-de-la-red-electrica-de-espana-asimetria-peninsular-generacion-y-consumo-conexiones-internacionales-3/>.
- [13] R. Guirado Torres, R. Asensi Orosa, J. M. Francisco y J. Carpio Ibáñez, Tecnología Eléctrica, McGraw-Hill, 2006.
- [14] *Real Decreto 223/2008, del 15 de febrero, por el se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.*

- [15] F. Barrero, *Sistemas de energía eléctrica*, Paraninfo, 2004.
- [16] S. Hacobian, M. Ghorbanian, P. Siano y N. D., «An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies», *IEEE Transactions on power systems*, vol. 36, nº 3, pp. 2565-2572, 2021.
- [17] S. Cucó Pardillos, *Infraestructura para la recarga del vehículo eléctrico*, Valencia: edUPV, 2022.
- [18] *Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión.*
- [19] Ó. Martín González, «Precio gas», 2024. [En línea]. Available: <https://preciogas.com/instalaciones/equipamiento/aire-acondicionado>.
- [20] *Real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*
- [21] «aemet», [En línea]. Available: <https://www.aemet.es/es/portada>. [Último acceso: 1 Agosto 2023].
- [22] A. P. Engelbrecht, *An Introduction to Computational Intelligence*, John Wiley & Sons, 2007.
- [23] OMIE, «omie», 2024. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2023-01-02>.