

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Evaluación Técnica del Uso de Almacenamiento Eléctrico para el Control de Tensión en Redes de Baja Tensión

Autor: Luna Moreno Díaz

Tutores: Esther Romero Ramos

Antonio Gómez Expósito

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Evaluación Técnica del Uso de Almacenamiento Eléctrico para el Control de Tensión en Redes de Baja Tensión

Autor:

Luna Moreno Díaz

Tutores:

Esther Romero Ramos

Profesor titular

Antonio Gómez Expósito

Catedrático de Universidad

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Trabajo de Fin de Máster: Evaluación Técnica del Uso de Almacenamiento Eléctrico para el
Control de Tensión en Redes de Baja Tensión

Autor: Luna Moreno Díaz
Tutores: Esther Romero Ramos
Antonio Gómez Expósito

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El secretario del Tribunal

Agradecimientos

Como pilar fundamental, este proyecto lo he realizado de la mano de Esther Romero, que con paciencia y de forma muy amena ha puesto a mi alcance todo su conocimiento. Ha sido un largo camino que he afrontado con entusiasmo y entereza gracias a ella y en el que me ha contagiado su interés por el estudio de la red de distribución, que tantos retos plantea hoy en día a los ingenieros eléctricos. Le agradezco tanto a ella como a Antonio, mis tutores, el haberme dado la oportunidad de realizar este proyecto.

En lo académico, también le agradezco su ayuda a todos aquellos profesores del departamento de eléctrica que me han resuelto dudas para seguir avanzando en este proyecto. En especial, le agradezco a Catalina Gómez su ayuda con Matlab y su buena compañía durante mi estancia en el departamento. También le agradezco a Pedro Cruz y Manuel Bernal la ayuda prestada.

En lo personal, me han acompañado durante este proyecto:

Alberto, a quien le agradezco su paciencia y sus buenos consejos. Gracias por recorrer este camino a mi lado.

Mi familia, mi gran apoyo. Gracias a mi madre, por transmitirme su optimismo y por escucharme siempre.

Mis amigos, con quien disfruto y sigo descubriendo esta tierra, Sevilla. En especial a Marina, Reyes, Elena, Lourdes y Javier.

A todas estas personas les dedico este humilde trabajo.

Luna Moreno Díaz

Sevilla, 2018

Abstract

The aim of this project is to study the real possibilities that electrical storage systems can provide for voltage control in low voltage distribution systems. For that purpose, the performance that these systems can provide for the operation of low voltage systems with undervoltage problems has been technically assess.

The system under study is a low voltage system operated by a distribution company that has the suspicion that the nodes furthest away from the transformer are subject to unacceptable undervoltages. After data processing (subject to several hypotheses), modelling and simulation of this system, it is concluded that voltage problems can happen in two network areas.

Once network state is known, the optimization problem of the storage system to mitigate voltage problems is addressed. This optimization problem comprises the location, sizing and cycling of the storage system. When it is obtained, the system under study including storage systems is simulated.

Results obtained allow to conclude that storage systems can contribute to mitigate undervoltages problems in low voltage systems. Specifically, its performance has allowed to solve undervoltage problems in most grid nodes and to reduce the number of hours subject to unacceptable undervoltages in the remaining nodes.

Resumen

El objetivo de este trabajo es estudiar las posibilidades reales que pueden ofrecer los sistemas de almacenamiento eléctrico para el control de tensión en redes de distribución de baja tensión. Para ello, se ha cuantificado técnicamente el desempeño que dichos sistemas pueden proporcionar en la operación de una red de baja tensión con posibles problemas de subtensiones.

La red objeto de estudio es una red de baja tensión operada por una distribuidora con sospechas de subtensiones en los puntos más alejados del centro de transformación y en momentos puntuales. Tras el tratamiento de datos (sujeto a numerosas hipótesis), el modelado y la simulación de esta red se confirma que pueden darse problemas de tensión en dos zonas de la red.

Conocido el estado de la red, se aborda el problema de optimización del sistema de almacenamiento que ayude a mitigar dichos problemas de tensión. Este problema de optimización comprende la localización, el dimensionado y el ciclado del sistema de almacenamiento. Una vez obtenido, se simula la red bajo estudio incluyendo los sistemas de almacenamiento.

El resultado obtenido permite afirmar que la actuación de los sistemas de almacenamiento puede contribuir a solventar los problemas de subtensiones en redes de distribución de baja tensión. Concretamente, su actuación ha permitido eliminar las subtensiones en la mayoría de los nudos de la red y disminuir el número de horas en subtenión en los nudos restantes.

Índice

Agradecimientos	i
Abstract	iii
Resumen	v
Índice	vii
Índice de Figuras	ix
Índice de Tablas	xi
Lista de Acrónimos	xiii
1. Introducción	1
1.1. <i>Introducción al Almacenamiento</i>	1
1.2. <i>Objetivo del proyecto</i>	2
1.3. <i>Alcance del proyecto</i>	2
1.4. <i>Justificación del proyecto</i>	4
1.5. <i>Estructura del documento</i>	4
2. Red Objeto de Estudio	7
2.1. <i>Datos proporcionados por la distribuidora</i>	7
2.2. <i>Consideraciones y tratamiento de datos</i>	12
2.3. <i>Obtención de los parámetros eléctricos de los conductores y definición del modelo de línea</i>	13
2.4. <i>Estudio de las Curvas de Carga</i>	15
2.4.1. <i>Clientes telegestionados</i>	15
2.4.2. <i>Clientes no telegestionados de tipo 1</i>	17
2.4.3. <i>Clientes no telegestionados de tipo 2</i>	24
3. Simulación de la Red Objeto de Estudio sin SAE	27
3.1. <i>Herramienta para modelado y simulación de redes de Baja Tensión</i>	27

3.1.1.	Introducción	27
3.1.2.	Generalidades	28
3.1.3.	Particularidades	28
3.1.4.	Modelado de los elementos de la red objeto de estudio	30
3.1.5.	Modo de solución	35
3.2.	<i>Herramienta matemática para automatización de escenarios y representación de resultados</i>	36
3.2.1.	Introducción	36
3.2.2.	Partes principales del código	38
3.3.	<i>Presentación de resultados</i>	42
3.3.1.	Resultados con las distintas tomas del transformador	42
3.3.2.	Resultados con toma 4	46
4.	Problema de Optimización del SAE	55
4.1.	<i>Definición del problema optimización del SAE</i>	55
4.2.	<i>Herramienta de Optimización</i>	57
4.3.	<i>Resolución del problema de optimización del SAE</i>	60
4.3.1.	Problema 1: batería monofásica y ciclado diario	60
4.3.2.	Problema 2: batería trifásica y ciclado diario	69
4.3.3.	Problema 3: batería monofásica y ciclado semanal	70
5.	Simulación de la Red Objeto de Estudio con SAE	75
5.1.	<i>Herramienta para modelado y simulación de redes de baja tensión</i>	75
5.1.	<i>Herramienta matemática para automatización de escenarios y representación de resultados</i>	75
5.2.	<i>Presentación de resultados</i>	77
5.2.1.	Problema 1: batería monofásica y ciclado diario	77
5.2.2.	Problema 2: batería trifásica y ciclado diario	83
5.2.3.	Problema 3: batería monofásica y ciclado semanal	85
6.	Conclusiones y Trabajo Futuro	93
6.1.	<i>Conclusiones</i>	93
6.2.	<i>Trabajo futuro</i>	94
	Bibliografía	95
	Anexo 1. Información Adicional de la Red Objeto de Estudio	97

Índice de Figuras

Figura 2-1 Vista geográfica de la red de MT donde se ubica el CT objeto de estudio. Proporcionada por la distribuidora.....	8
Figura 2-2 Vista geográfica de la red de BT objeto de estudio. Proporcionada por la distribuidora.	8
Figura 2-3 Modelo de segmento de línea empleado. Elaboración propia.	14
Figura 2-4 Disposición geométrica de los conductores. Elaboración propia.....	15
Figura 2-5 Curva de carga promedio y curva de carga real representativa de energía activa del martes de un cliente doméstico de PC 3,45 kW	16
Figura 2-6 Curva de carga promedio y curva de carga real representativa de energía reactiva del martes de un cliente doméstico de PC 3,45 kW.....	17
Figura 2-7 Curva de carga semanal característica obtenida para la carga “9T”	21
Figura 2-8 Curva de carga representativa del lunes de la carga “9_T” indicando las Pmax de cada período.....	22
Figura 2-9 Curva de carga de entre semana modificada de la carga “9_T”	23
Figura 2-10 Curva de carga de entre semana modificada de la carga “3_T”	24
Figura 2-11 CC del sábado de clientes del grupo 3	26
Figura 3-1 Ventana principal de OpenDSS. Captura propia.....	28
Figura 3-2 Objeto bus [10]	29
Figura 3-3 Diagrama de flujo implementado en Matlab. Elaboración propia.....	37
Figura 3-4 Horas a la semana en sobretensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador	46
Figura 3-5 Horas a la semana en sobretensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador	46
Figura 3-6 Estado de las tensiones a las 17:00 del lunes	47
Figura 3-7 Estado de las tensiones a las 11:00 del sábado.....	48
Figura 3-8 Perfil de tensión semanal de la carga 3_T	49
Figura 3-9 Perfil de tensión semanal de la carga 9_T	49
Figura 3-10 Perfil de tensión semanal de la carga 29_M	50
Figura 3-11 Potencia activa por fase en cabecera.....	51
Figura 3-12 Intensidades de fase y neutro en cabecera	51
Figura 3-13 coseno de phi en cabecera	52
Figura 3-14 Pérdidas de la red desagregadas por cables y transformador	53
Figura 4-1 Objetivo del PO: Minimización de la variación de carga	56

Figura 4-2 Zonas en subtensiones de la red objeto de estudio	60
Figura 4-3 Consumo en cada fase en el nudo 1 (zona 1)	61
Figura 4-4 Consumo en cada fase en el nudo 2 (zona 2)	62
Figura 4-5 Ciclado diario óptimo de la batería 3F ubicada en la zona 1	70
Figura 5-1 Diagrama de flujo implementado en Matlab especificando cambios para incluir baterías en la red.....	76
Figura 5-2 Perfil de tensión semanal de la carga 3-T con baterías	87
Figura 5-3 Perfil de tensión semanal de la carga 9-T con baterías	88
Figura 5-4 Perfil de tensión semanal de la carga 29-M con baterías.....	88
Figura 5-5 Potencia activa por fase en cabecera, con baterías	89
Figura 5-6 Intensidades de fase y neutro en cabecera, con baterías.....	90
Figura 5-7 Coseno de ϕ en cabecera, con baterías	90
Figura 5-8 Pérdidas de la red desagregadas por cables y transformador, con baterías	91
Figura 0-1 Diagrama unifilar de la red objeto de estudio. Proporcionado por la distribuidora.	99
Figura 0-2 Diagrama Unifilar de la red objeto de estudio identificando la fase de conexión de cargas monofásicas.....	101
Figura 0-3 Diagrama unifilar de la red objeto de estudio identificando las puestas a tierra	103

Índice de Tablas

Tabla 2-1 Datos del transformador.....	9
Tabla 2-2 Datos de las cargas.....	10
Tabla 2-3 Tipos de conductores	11
Tabla 2-4 Tensión promedio en barras de la subestación AT/MT en cada hora del día durante 2016	11
Tabla 2-5 Fase de conexión supuesta para cargas con fase de conexión desconocida.....	12
Tabla 2-6 Perfil de carga según tarifa de acceso del cliente.....	19
Tabla 2-7 Periodos horarios aplicables a la tarifa 2.0 DHA.....	19
Tabla 2-8 Periodos horarios aplicables a la tarifa 3.0 A en zona 1 (Península).....	19
Tabla 2-9 Clientes no TG tipo 1	20
Tabla 2-10 Potencias máximas registradas durante 2017 en el punto de medida de la carga "9_T"	21
Tabla 2-11 Potencia máxima en cada período resultante de aplicar la mediana en la carga "9_T"	23
Tabla 2-12 Potencia máxima en cada período y hora a la que se registra en la carga "3_T"	23
Tabla 2-13 Clientes no TG tipo 2	25
Tabla 2-14 Grupos de clientes no TG tipo 2.....	25
Tabla 3-1 Horas a la semana en subtensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador	44
Tabla 3-2 Horas a la semana en sobretensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador	45
Tabla 3-3 Información de las tensiones mínimas registradas cada día de la semana.....	47
Tabla 4-1 Bloques de ecuaciones de GAMS.....	58
Tabla 4-2 Tipos de variables en GAMS.....	59
Tabla 4-3 Símbolos para definir atributos de variables en GAMS.....	59
Tabla 4-4 Principales optimizadores de GAMS	59
Tabla 4-5 Signos de igualdad y desigualdad en GAMS	66
Tabla 4-6 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 1	68
Tabla 4-7 Ciclado diario óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 1.....	68
Tabla 4-8 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 2	68
Tabla 4-9 Ciclado diario óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 2.....	69
Tabla 4-10 Dimensión óptima de la batería 3F ubicada en la zona 1	70

Tabla 4-11 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 1 (ciclo semanal)	71
Tabla 4-12 Ciclado semanal óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 1	72
Tabla 4-13 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 2 (ciclo semanal)	72
Tabla 4-14 Ciclado semanal óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 2	73
Tabla 5-1 Potencia neta en el nudo donde se ubican la batería en la zona 1	78
Tabla 5-2 Perfil de tensión en el nudo más crítico en tensiones de la zona 1	78
Tabla 5-3 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas sin/con batería en zona 1	79
Tabla 5-4 Potencia neta en el nudo donde se ubica la batería en la zona 2.....	80
Tabla 5-5 Perfil de tensión en el nudo más crítico en tensiones de la zona 2	80
Tabla 5-6 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas, sin/con batería en zona 2	81
Tabla 5-7 Perfil de tensión en el nudo 29-M con batería en zona 1 vs batería en zona 1 y 2	82
Tabla 5-8 Perfil de tensión en el nudo 9-T con batería en zona 1 vs batería en zona 1 y 2.	82
Tabla 5-9 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas, sin/con batería en zonas 1 y 2.....	83
Tabla 5-10 Potencia neta en el nudo donde se ubican la batería en la zona 1	84
Tabla 5-11 Perfil de tensión en el nudo más crítico en tensiones de la zona 1.....	84
Tabla 5-12 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas sin/con batería en zona 1	85
Tabla 5-13 Porcentaje de horas en subtensión a la semana de las cargas, sin/con batería en zonas 1 y 2.....	86
Tabla 0-1 Matrices de impedancia de cada tipo de conductor.....	105

Lista de Acrónimos

CC	Red Eléctrica de España, 17
Curva de Carga, 13	SAE
CT	Sistema de Almacenamiento Eléctrico, 3
Centro de Transformación, 7	SEP
DSO	Sistema Eléctrico de Potencia, 2
Operador del Sistema de Distribución, 2	SOC
PCR	Estado de carga, 57
Punto de Conexión a Red, 9	TG
REE	Telegestionado/Telegestionar, 9

1. Introducción

En este capítulo se incluye una introducción sobre el almacenamiento eléctrico, la temática objeto de estudio de este proyecto. También se recoge el objetivo y el alcance del proyecto, especificando cada uno de los hitos a lograr, la justificación del proyecto, así como un resumen del contenido de cada capítulo.

1.1. Introducción al Almacenamiento

En los últimos años, el almacenamiento de energía eléctrica es uno de los temas que ha cobrado más interés en el sector de la electricidad. Pero ¿a qué se debe este creciente y profundo interés en el estudio y desarrollo del almacenamiento eléctrico? A grandes rasgos podría decirse que el sector eléctrico está sufriendo una evolución tecnológica que afecta a cada una de las actividades que lo componen (generación, transporte, distribución y comercialización). Para adaptarse a dicha evolución surgen nuevas necesidades, entre las que se encuentra el almacenamiento de energía en nuevas formas que hasta ahora no estaban muy desarrolladas y asociado a aplicaciones para las que antes no se había utilizado.

En primer lugar, cabe preguntarse por qué se hace necesario el almacenamiento de energía en el sector eléctrico. La electricidad se caracteriza por el equilibrio instantáneo entre lo que se genera y lo que se consume, y, este principio, dota de mucha complejidad a la actividad de generación, la cual debe adaptarse continuamente a la forma de consumir energía de los clientes finales. Es por ello que la posibilidad de almacenar la energía y utilizarla en el momento en que se demande, claramente facilitaría la actividad de generación. Sin embargo, a medida que crece la magnitud de un sistema eléctrico, crece la cantidad de energía que se hace necesario almacenar para contar con esta flexibilidad en la actividad de generación. Históricamente en el sector eléctrico, la única forma de almacenar energía en grandes cantidades ha sido el uso de centrales de bombeo. Este almacenamiento está sujeto a las limitaciones técnicas y rendimientos que pueden ofrecer estas centrales, y sobre todo, a limitaciones económicas, pues requieren una gran inversión.

En relación con la evolución tecnológica del sector eléctrico, destaca la creciente integración de tecnologías de generación renovable en el mix energético, lo que ha acentuado la necesidad del almacenamiento de energía eléctrica. A diferencia de las centrales de generación convencional, las renovables se distinguen por un carácter de

generación intermitente, sujeto a las condiciones climáticas, que dificulta aún más el balance generación-consumo. Otros factores como la inclusión del vehículo eléctrico o la generación distribuida también están propiciando un creciente interés por el uso del almacenamiento eléctrico.

Como resultado de la apuesta de muchas instituciones por el estudio en profundidad del almacenamiento eléctrico, se ha ahondado en los servicios que este puede ofrecer al sistema eléctrico de potencia (SEP). Se pueden encontrar numerosas clasificaciones de dichos servicios, como la propuesta en [1], que distingue cuatro categorías de aplicación. Entre ellas, se encuentra la provisión de servicios auxiliares para la operación del sistema de transporte y distribución, dentro de la cual se incluyen numerosas aplicaciones como el control de tensión en la red de distribución, aplicación en la que se centra el presente trabajo.

El control de tensión es una de las actividades que el operador del sistema de distribución (DSO) debe llevar a cabo para asegurar la calidad de suministro a los clientes. En redes rurales, caracterizadas por líneas de gran longitud, suele ser un problema frecuente el mantenimiento de la tensión dentro de unos niveles admisibles en puntos de la red alejados del centro de transformación. Las soluciones convencionales a este problema han sido el uso de transformadores con tomas de regulación, de reguladores de tensión, de dispositivos basados en electrónica de potencia o incluso una ampliación de la infraestructura consistente en la extensión de la red de media tensión y la construcción de un nuevo centro de transformación. El coste asociado a las soluciones anteriores lleva a las empresas distribuidoras a estudiar la viabilidad de otras alternativas para el control de tensión, como el almacenamiento eléctrico.

1.2. Objetivo del proyecto

El objetivo de este proyecto es estudiar las posibilidades reales que pueden ofrecer los sistemas de almacenamiento eléctrico frente a problemas de subtensiones a las empresas eléctricas distribuidoras a nivel de baja tensión. Para ello, se va a cuantificar técnicamente el desempeño que dichos sistemas pueden proporcionar en la operación de una red de baja tensión con posibles problemas de subtensiones.

Por otro lado, el fin último de este proyecto es presentar el Trabajo de Fin de Máster por la alumna Luna Moreno Díaz con el título “Evaluación técnica del uso de almacenamiento eléctrico para el control de tensión en redes de Baja Tensión” para obtener el Máster en Ingeniería Industrial en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla.

1.3. Alcance del proyecto

La elaboración de este proyecto comprende las siguientes tareas:

1. Recopilación de datos de la red objeto de estudio: Realizar un listado donde se soliciten los datos que se consideren necesarios para definir el modelo eléctrico de la red. Este proceso es común que se lleve a cabo en etapas ya que es poco probable recibir todos los datos de una sola vez. Ello permitirá ajustarse a la información de

- que disponga la distribuidora y pedir lo que sea estrictamente necesario para asegurar un resultado lo más realista posible.
2. Toma de decisiones sobre los datos no obtenidos: a priori se sabe que no se dispondrá de todos los datos que se soliciten por lo que, será necesario hacer suposiciones siguiendo un razonamiento lógico.
 3. Caracterización temporal de consumos.
 - En primer lugar, definir el horizonte temporal de análisis: diario, semanal o anual.
 - En segundo lugar, partiendo de los datos de consumo disponibles, obtener para cada suministro unas curvas de carga representativas para el horizonte temporal de análisis definido, caso de que no se haga anual.
 4. Introducción de la red en OpenDSS, herramienta específica para modelado y simulación de redes trifásicas desequilibradas. Será necesario estudiar la herramienta OpenDSS para familiarizarse con su lenguaje de programación, los elementos disponibles, los modos de solución y las opciones de representación de resultados.
 5. Obtención del estado de la red y análisis de resultados. Una vez introducidos los datos de la red, se obtendrán y analizarán durante el horizonte temporal definido las principales magnitudes de la red: tensiones de fase, intensidades de fase y neutro, pérdidas y potencia activa y reactiva.
 6. Definición del problema de optimización del sistema de almacenamiento eléctrico (SAE), que comprende la localización, dimensionado y ciclo de trabajo del mismo.
 - En primer lugar, se hará una búsqueda de artículos que traten sobre el problema de optimización del SAE.
 - En segundo lugar, se definirá el tipo de problema a resolver: posibles funciones objetivo a optimizar, modelo del SAE y de la red y restricciones de operación y de control. Para ello, se tendrán en cuenta lo siguiente:
 - A priori se establece que la ubicación del SAE no sea una variable de control del problema de optimización. Primero se ubicará en el punto más débil del sistema (punto con mayores subtensiones) y después se evaluará la posibilidad de ubicarlo en puntos más centralizados de la red.
 - Por otra parte, se decide resolver primero un problema simplificado donde no se tengan en cuenta las ecuaciones de la red y después un problema completo donde se tengan en cuenta dichas ecuaciones.
 7. Introducción del problema de optimización en GAMS, herramienta específica de optimización matemática. Será necesario estudiar la herramienta GAMS para familiarizarse con su lenguaje de programación, los bloques que contiene, el tipo de problema a resolver, el contenido del fichero de solución, etc.
 8. De nuevo, obtener en OpenDSS el estado de la red incluyendo el sistema de almacenamiento con la dimensión y ciclado obtenidos en el problema de optimización.
 - Los resultados se analizarán para las distintas ubicaciones que se comentaron anteriormente.

- Cuantificar la mejora técnica proporcionada por el SAE respecto al caso en el que no se tenía dicho sistema.

1.4. Justificación del proyecto

Este proyecto surge desde el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla con objeto de generar conocimientos y estudios de viabilidad en el ámbito del almacenamiento de energía eléctrica. En concreto, se busca estudiar nuevos servicios que propicien la distribución de los sistemas de almacenamiento para garantizar la calidad del servicio y la seguridad de suministro. La red de baja tensión propuesta está operada por una compañía de distribución eléctrica que sospecha que se están produciendo subtensiones en los puntos más alejados del centro de transformación. Consciente de este problema, la compañía trabaja actualmente en proveer medidas convencionales para el control de tensión. Sin embargo, es de interés para la distribuidora estudiar la viabilidad de otras medidas no convencionales, como es el almacenamiento de energía eléctrica.

Por otra parte, con la elaboración de este proyecto se afianzarán los conceptos estudiados en numerosas asignaturas optativas del Máster como “Redes activas de distribución y gestión de la demanda”, “Generación eléctrica renovable” y “Operación y control de sistemas eléctricos” entre otras. Además, se mejorarán las competencias digitales del alumno con el uso de numerosos programas:

- Uso de Excel para el procesamiento y análisis de la información de consumo.
- Uso de OpenDSS para el modelado y simulación de la red de baja tensión objeto de estudio.
- Uso de Matlab para automatizar la ejecución de casos en OpenDSS y para la representación de resultados.
- Uso de GAMS para la resolución del problema de optimización del sistema de almacenamiento.

1.5. Estructura del documento

A continuación, se recoge de forma breve el contenido de cada capítulo.

En el capítulo 2, titulado *Red Objeto de Estudio*, se describe la red de baja tensión proporcionada por la distribuidora, así como todos los datos que se han proporcionado para esta red. También se detallan las decisiones tomadas en los casos en los que no se ha tenido suficiente información. Por último, se describe el estudio llevado a cabo para obtener unas curvas de carga características de cada cliente.

En el capítulo 3, titulado *Simulación de la Red Objeto de Estudio sin SAE*, se obtiene el estado de la red de baja tensión para analizar los posibles problemas de subtensiones. Para ello, se simula y modela la red en un software específico de redes de distribución y se analizan las magnitudes de interés de la red, haciendo hincapié en los perfiles de tensión. Este análisis se utilizará para proponer la ubicación del SAE.

En el capítulo 4, titulado *Problema de Optimización del SAE*, se define la formulación del problema de optimización que permitirá obtener la dimensión y ciclado óptimo del SAE. Una vez formulado, se modelará el problema en una herramienta de optimización

matemática y, finalmente, se presentarán los resultados obtenidos, que serán las entradas del nuevo sistema a simular.

En el capítulo 5, titulado *Simulación de la Red Objeto de Estudio con SAE*, se simula la red de baja tensión incluyendo el SAE obtenido en el capítulo anterior y se obtiene el nuevo estado del sistema. Los resultados obtenidos se analizan para comprobar si se han reducido o incluso, eliminado, los problemas de tensiones que se analizaron en el capítulo 3 y de esta forma, cuantificar la mejora técnica proporcionada por el SAE.

En el capítulo 6, titulado *Conclusiones y Trabajo Futuro*, se recogen las conclusiones del estudio, así como el trabajo futuro propuesto para continuar con el presente estudio.

2. Red Objeto de Estudio

En este capítulo se describe la red de baja tensión propuesta por la distribuidora para acometer el estudio, así como todos los datos que se han proporcionado para esta red. Teniendo en cuenta que no es posible contar con todos los datos de la red, también se detallarán las decisiones tomadas en los casos en los que no se ha tenido suficiente información. Por último, se describe el estudio llevado a cabo para obtener unas curvas de carga características de cada cliente que permitan analizar la red durante el horizonte temporal de análisis que se defina.

2.1. Datos proporcionados por la distribuidora

Se propone estudiar una red de baja tensión (BT) operada por una distribuidora que sospecha que se están produciendo subtensiones en los puntos más alejados del centro de transformación.

La red de BT objeto de estudio presenta una configuración eléctrica europea. Esta red parte de un transformador MT/BT en el que se reduce el nivel de tensión desde 25 kV hasta 400 V. La estructura de esta red es radial. Los conductores están formados por 3 fases más el neutro, permitiendo la conexión de cargas trifásicas y monofásicas, siendo las monofásicas mayoritarias. Esta red está puesta rígidamente a tierra en el secundario del transformador y en otros puntos de la red. Los cables son aéreos ya que se trata de una zona rural.

En la Figura 2-1 se muestra la red de media tensión donde se ubica el centro de transformación (CT), señalado en verde, que alimenta la red objeto de estudio. Este CT está situado a 5,3 km de la subestación AT/MT. La red de BT que alimenta el CT se muestra en la Figura 2-2. Esta red cuenta con 40 suministros, representados en la figura mediante iconos azules. El punto de suministro más alejado del CT está situado a unos 1000 metros de distancia.

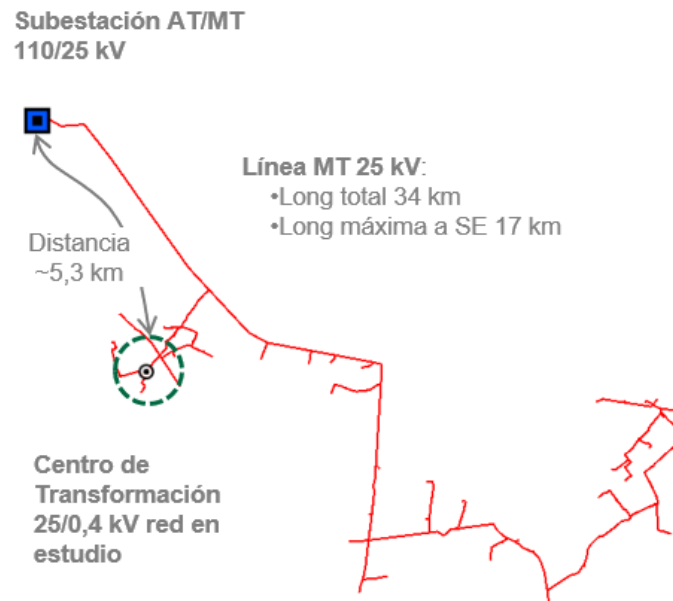


Figura 2-1 Vista geográfica de la red de MT donde se ubica el CT objeto de estudio. Proporcionada por la distribuidora.

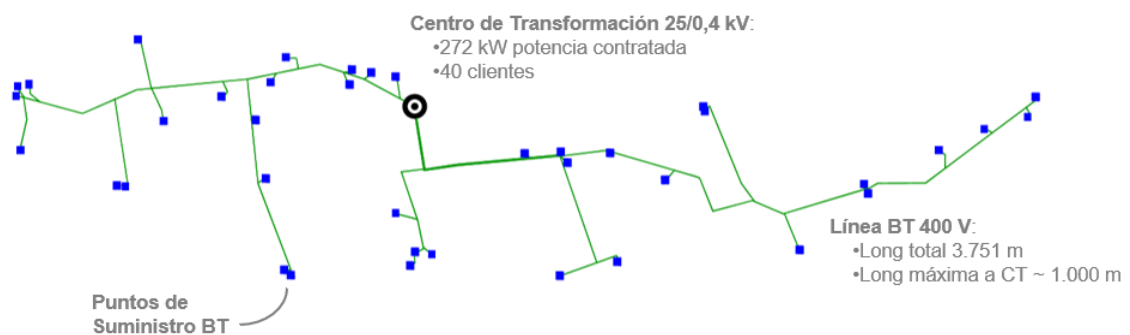


Figura 2-2 Vista geográfica de la red de BT objeto de estudio. Proporcionada por la distribuidora.

En la red presentada se propone que el objetivo de la actuación del sistema de almacenamiento sea mejorar las tensiones en los puntos más alejados del CT, donde se sospecha que se producen subtensiones.

A continuación, se detallan los datos proporcionados por la compañía para el estudio de dicha red:

- **Diagrama unifilar** de la red, mostrado en el Anexo 1.
- Características del **transformador** MT/BT, detalladas en la Tabla 2-1.
- Datos de los **conductores**: Se proporciona la designación del conductor, la longitud de cable, el número de conductores por fase y por neutro y el número de fases. En base a esta información, se propone que la determinación de los parámetros eléctricos y el modelo de los conductores sea un estudio a realizar en este trabajo. En la Tabla 2-3 se recogen los tipos de conductores presentes en la red.

- Datos de las **cargas**: Esta red consta de 40 acometidas identificadas con un Punto de Conexión a Red (PCR¹). En la Tabla 2-2 se detallan los datos de cada suministro: potencia contratada (PC), tipo de cliente (doméstico, industrial o servicios), tipo de contador (monofásico o trifásico), tarifa, estado de integración y fase de conexión (en caso de ser monofásico).
- Datos de **consumo**: De los 40 suministros de la red, 25 están telegestionados (TG) y los restantes, 15, no están actualmente telegestionados.
 - De los clientes telegestionados se proporciona la energía activa importada y exportada y la energía reactiva importada y exportada en cada hora. Dependiendo del cliente, se dispone de datos durante 6 meses o menos tiempo (1 mes como mínimo).
 - De algunos de los clientes no telegestionados (5 en concreto) se dispone de la energía activa total consumida, la energía reactiva total consumida y la potencia máxima registrada en cada período, durante aproximadamente 11 meses (dependiendo del cliente).
- Datos de las **puestas a tierra**. Dado que se desconoce la ubicación exacta de las puestas a tierra, se indica que se tome un punto de puesta a tierra arbitrario cada 500 m, preferentemente en puntos con derivaciones de línea (cajas o arquetas de derivación). Se van a tomar puestas a tierra rígidas.
- Datos de la **tensión en barras de la subestación**. Se proporciona el valor promedio de la tensión en barras de la subestación durante el año 2016 para las 24 horas del día. En la Tabla 2-4 se muestran dichos datos.

Tabla 2-1 Datos del transformador

Dato		Valor	Unidad
Tensión nominal primaria		25	kV
Tensión nominal secundaria		0,4	kV
Potencia nominal		100	kVA
Impedancia de cortocircuito (Z1)		4,95	%
Relación X1/R1		2,32	
Impedancia de puesta a tierra (secundario)		0	Ω
Pérdidas en vacío		0,38	kW
Esquema de conexión		Dyn1	
Tomas de regulación (devanado primario)	Toma 1 (+5,0%)	25830/398	V
	Toma 2 (+2,5%)	25215/398	V
	Toma 3 (nominal)	2460/398	V
	Toma 4 (-2,5%)	23985/398	V
	Toma 5 (-5,0%)	23370/398	V

¹ Cada PCR suministra a uno a varios clientes.

Tabla 2-2 Datos de las cargas

Referencia	Tipo de cliente	Potencia contratada	Tarifa	Tipo de contador	Estado de integración	Fase de conexión
1_M	Doméstico	2,2	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
2_M	Doméstico	2,2	2.0A	Monofásico	Integrado	R
3_M	Doméstico	1,5	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
4_M	Doméstico	3,3	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
5_M	Servicios	3,45	2.0A	Monofásico	Integrado	T
6_M	Doméstico	4,4	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
7_M	Doméstico	3,45	20DHA	Monofásico	Integrado	S
8_M	Doméstico	5,75	20DHA	Monofásico	Integrado	R
9_M	Servicios	3,3	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
10_M	Doméstico	2,2	2.0A	Monofásico	Integrado	S
11_M	Doméstico	2,2	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
12_M	Servicios	3,45	2.0A	Monofásico	Integrado	R
13_M	Servicios	3,3	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
14_M	Doméstico	1,5	2.0A	Monofásico	Integrado	S
15_M	Doméstico	1,5	2.0A	Monofásico	Integrado	R
16_M	Doméstico	2,2	2.0A	Monofásico	Integrado	R
17_M	Doméstico	2,2	2.0A	Monofásico	Integrado	T
18_M	Doméstico	1,5	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
19_M	Doméstico	6,9	2.0A	Monofásico	Integrado	R
20_M	Doméstico	1,5	2.0A	Monofásico	Integrado	T
21_M	Doméstico	1,15	2.0A	Monofásico	No integrado	T
22_M	Doméstico	2,3	2.0A	Monofásico	Integrado	S
23_M	Servicios	5,5	2.0A	Monofásico	Integrado	S
24_M	Servicios	3,3	2.0A	Monofásico	Integrado	R
25_M	Servicios	3,3	2.0A	Monofásico	Integrado	R
26_M	Doméstico	3,3	2.0A	Monofásico	Integrado	R
27_M	Doméstico	1,5	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
28_M	Doméstico	2,2	2.0A	Monofásico	Integrado	R
29_M	Servicios	3,45	2.0A	Monofásico	No integrado	S
30_M	Doméstico	3,3	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
31_M	Doméstico	3,3	2.0A	Monofásico	Sin TG	Desconocida
1_T	Servicios	10,392	21DHA	Trifásico	Sin TG	RST
2_T	Doméstico	13,856	21DHA	Trifásico	No integrado	RST
3_T	Industrial	80	3.0A	Trifásico	Sin TG	RST
4_T	Industrial	4	2.0A	Trifásico	Integrado	RST
5_T	Industrial	10	2.0A	Trifásico	Integrado	RST
6_T	Doméstico	8	2.0A	Trifásico	Sin TG	RST
7_T	Industrial	10	2.0A	Trifásico	Integrado	RST
8_T	Industrial	13,856	21DHA	Trifásico	Integrado	RST
9_T	Industrial	31,5	3.0A	Trifásico	Sin TG	RST

Tabla 2-3 Tipos de conductores

Designación del conductor
RZ 0,6/1 kV 3x1 Al 95 + ½ Al 54,6
RZ 0,6/1 kV 3x1 Al 50 + ½ Al 54,6
RZ 0,6/1 kV 4x1 Al 16 + 1 Al 16
RZ 0,6/1 kV 4x1 Al 25
RZ 0,6/1 kV 2x1 Al 16
3x1 Al 50 + ½ Al 25
3x1 Cu 50 + ½ Cu 25
3x1 Cu 16 + ½ Cu 10
2x1 Cu 10

Tabla 2-4 Tensión promedio en barras de la subestación AT/MT en cada hora del día durante 2016

Hora	Tensión Promedio (kV)
0	25,58
1	25,55
2	25,56
3	25,54
4	25,53
5	25,54
6	25,51
7	25,5
8	25,57
9	25,56
10	25,58
11	25,62
12	25,61
13	25,65
14	25,66
15	25,62
16	25,59
17	25,54
18	25,58
19	25,58
20	25,62
21	25,63
22	25,65
23	25,63

2.2. Consideraciones y tratamiento de datos

Tras el estudio de toda la información anterior, se identifican los datos que se desconocen y se adoptan las siguientes soluciones:

- Transformador: se desconoce la posición de la toma de regulación de este elemento. Para cubrir todos los escenarios posibles, se van a probar las distintas tomas y se compararán los resultados. La toma con la que se tengan menos subtensiones y sobretensiones será la que se use para hacer las simulaciones.
- Conductores: se desconoce el tipo de conductor de 13 tramos de línea de la red. A estos tramos se les ha asignado un tipo de conductor teniendo en cuenta la sección de cable aguas arriba y la carga que alimenta dicho conductor, en caso de que la hubiera.
- Cargas: se desconoce la fase de conexión de algunas cargas monofásicas. Siguiendo las pautas de la distribuidora, estas cargas se conectarán de tal forma que se tenga un escenario lo más equilibrado posible. En el Anexo 1. se ha incluido una figura del diagrama unifilar de la red identificando las conexiones de todas las cargas monofásicas (Figura 0-2). Además, en la Tabla 2-5 se detalla la fase de conexión que se ha supuesto para las cargas con fase de conexión desconocida.

Tabla 2-5 Fase de conexión supuesta para cargas con fase de conexión desconocida

Referencia	Fase Conexión
1_M	S
3_M	R
4_M	T
6_M	T
9_M	S
11_M	T
13_M	T
18_M	T
27_M	R
30_M	T
31_M	S

Por otra parte, hay otros elementos de los que se dispone de información, pero se requiere de algún estudio o consideración previa para incluir esta información en el modelo de la red. En concreto, nos referimos a:

- Conductores: se conoce el tipo de conductor de cada tramo de línea, pero no sus parámetros eléctricos. Como ya se mencionó, la obtención de dicha información es una tarea de este trabajo. En el apartado 2.3 se recoge este estudio.
- Curvas de carga: se dispone de información no uniforme de consumo ya que para algunos clientes se tienen curvas de carga, para otros se tiene energía total consumida y para otros no se tiene ningún dato. Además, la información proporcionada, aunque corresponde al año 2017, es de un período de meses distinto dependiendo de la carga. Para introducir esta información de forma uniforme en el

modelo de la red se ha decidido que el horizonte temporal de análisis sea de una **semana**. Esta semana no corresponde a una semana concreta del año, sino que sería una semana de consumo característica obtenida de la información de consumo que se tenga de cada carga. En el apartado 2.4 se explicará cómo se ha obtenido la curva de carga (CC) semanal para cada tipo de carga.

- Puestas a tierra: se tomarán de forma arbitraria siguiendo la pauta mencionada en el apartado anterior. En la Figura 0-3 se muestran en qué puntos de la red se han ubicado las puestas a tierra y a qué distancia están de la puesta a tierra del secundario del transformador.
- Tensión de operación en el primario del transformador: teniendo en cuenta la información de tensión de que se dispone en barras de la subestación, se tomará como tensión de operación el promedio de los 24 valores de la Tabla 2-4, resultando una tensión de 25,583 kV.

2.3. Obtención de los parámetros eléctricos de los conductores y definición del modelo de línea

En primer lugar, se describirá el modelo de línea que se va a emplear para todos los conductores y posteriormente, cómo se han obtenido los parámetros eléctricos de cada conductor.

Se empleará un modelo de impedancia serie de la línea, por tanto, no se tendrá en cuenta la admitancia paralelo ya que, puede demostrarse que su valor no es significativo en líneas de BT [2]. La impedancia de una línea trifásica está formada por la resistencia y la reactancia inductiva propia y mutua de los cables. A diferencia de las líneas de transporte, la reactancia propia y mutua no puede combinarse en un único valor ya que no puede asumirse trasposición de las fases ni carga equilibrada en líneas de distribución.

El modelo de línea utilizado deriva del modelo definido por William Kersting como “Modelo de línea Modificado” [2] ya que se introduce una aproximación respecto a este: se asume trasposición de las fases. En consecuencia, las inductancias mutuas de las fases son iguales, por tanto, se tiene un modelo de línea equilibrado que daría lugar a tensiones equilibradas si todas las cargas consumiesen de forma equilibrada. El modelo de línea utilizado se muestra en la Figura 2-3.

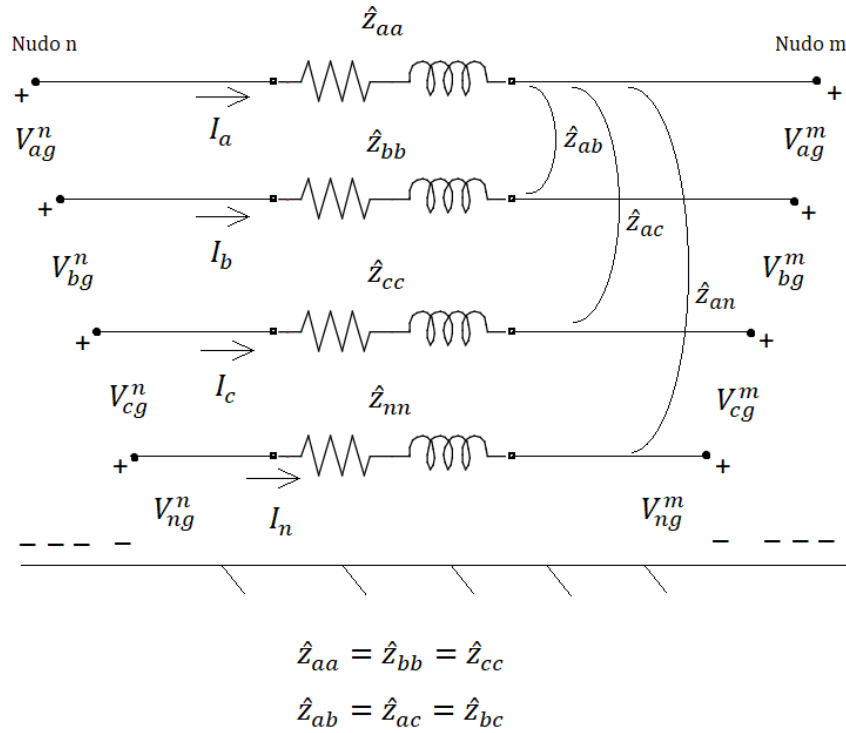


Figura 2-3 Modelo de segmento de línea empleado. Elaboración propia.

La matriz de impedancia primitiva resultante de este modelo de línea para un conductor trifásico a cuatro hilos se muestra a continuación.

$$[Z_{primitive}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ab} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{ab} & Z_{aa} & Z_{an} \\ Z_{an} & Z_{an} & Z_{an} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (2-1)$$

Las impedancias propias y mutuas del modelo se calculan empleando las ecuaciones de Carson modificadas. Se han asumido las siguientes hipótesis:

- Se supone una disposición geométrica de los conductores tal que las tres fases están dispuestas formando sus centros un triángulo equilátero (disposición trébol) y el neutro, de sección igual o menor, se dispone tangente a dos de las tres fases (dado que esto provoca una asimetría, se supone que el neutro está dispuesto un tercio de la longitud en contacto con las fases A y B, otro tercio en contacto con las fases B y C y otro tercio en contacto con las fases C y A). En consecuencia, $Z_{an} = Z_{bn} = Z_{cn}$. Esta disposición se muestra en la Figura 2-4.
- Los cables son unipolares y discurren por el mismo tubo.
- La temperatura de los conductores de fase es de 40 °C.
- La temperatura del conductor neutro es de 30 °C.

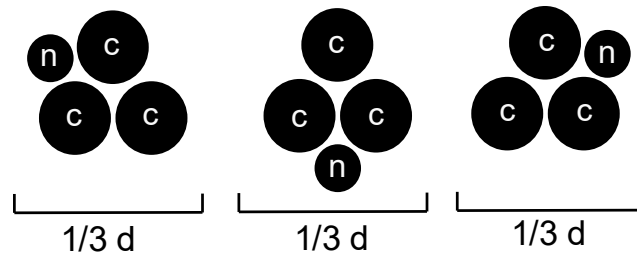


Figura 2-4 Disposición geométrica de los conductores. Elaboración propia.

Las impedancias de los distintos tipos de conductores, calculadas como se ha especificado anteriormente, han sido proporcionadas por el Profesor Pedro Cruz del Dpto. de Ingeniería Eléctrica de la US. En la Tabla 0-1 del Anexo 1. se recogen las matrices de impedancia primitiva de cada uno de los conductores de la Tabla 2-3.

En paralelo a este proyecto, se ha llevado a cabo un estudio comparativo de distintos modelos de línea típicamente adoptados en líneas de baja tensión para el análisis de redes de distribución [3]. En concreto, se ha cuantificado el error cometido por modelos de línea aproximados respecto a un modelo exacto en las magnitudes de interés de la red (tensiones, intensidades, pérdidas, etc.). El objeto de este análisis ha sido cuantificar si se comete mucho error yendo a modelos aproximados, lo cual es de interés en caso de no tener una buena base de datos. El modelo adoptado en este proyecto es muy próximo a uno de los modelos evaluados (denominado modelo 2). La precisión de este modelo puede considerarse suficientemente buena en comparación con un modelo exacto.

2.4. Estudio de las Curvas de Carga

En este apartado se describirá el trabajo llevado a cabo para obtener una curva de carga semanal característica de cada cliente. Como se detalló en el apartado 2.1, se tienen tres tipos de clientes en base a la información de que se dispone de ellos: clientes TG, clientes no TG de los que se conoce su consumo en un período de tiempo (a los que se denominará clientes no TG tipo 1) y clientes no TG de los que no se tiene información de consumo (a los que se denominará clientes no TG tipo 2).

2.4.1. Clientes telegestionados

Partiendo de las curvas de carga de energía activa importada por el cliente (las curvas de energía activa exportada no se usarán porque no hay clientes que generen energía en esta red) se va a calcular para cada día de la semana la curva de carga promedio resultante y posteriormente se obtendrá la curva de carga real de dicho día de la semana que más se parece en forma a la curva de carga promedio. El hecho de usar una curva de carga real hace que no se pierda una información muy importante: el consumo de una hora está relacionado con el consumo de la hora siguiente.

En la Figura 2-5 se muestran ambas curvas de carga de un cliente doméstico obtenidas para el martes. De dicho cliente se disponía de sus curvas de carga desde el 19/04/2017 hasta el 18/09/2017. La curva de carga promedio de todos los martes de dicho período se muestra en azul. La curva de carga que más se parece a la promedio corresponde a la curva de carga del martes 05/09/17, mostrada en naranja.

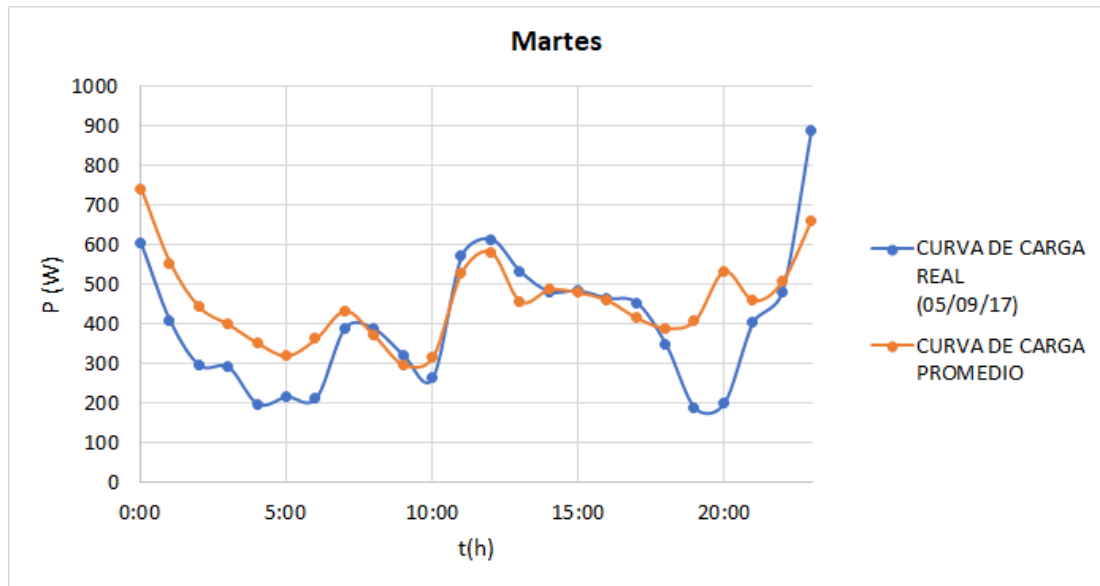


Figura 2-5 Curva de carga promedio y curva de carga real representativa de energía activa del martes de un cliente doméstico de PC 3,45 kW

El mismo procedimiento se ha llevado a cabo con la energía reactiva. Se disponen de cuatro curvas de energía reactiva:

- R1 (Q1): energía reactiva si el cliente consume energía activa de la red y la carga es inductiva.
- R4 (Q4): energía reactiva si el cliente consume energía activa de la red y la carga es capacitiva.
- R2 (Q2): energía reactiva si el cliente genera energía activa a la red y la carga es capacitiva.
- R3 (Q3): energía reactiva si el cliente genera energía activa a la red y la carga es inductiva.

Dado que ningún cliente genera energía activa, no se usan las curvas R2 y R3. Se ha obtenido una curva neta de energía reactiva resultante de restar a la curva R1 la curva R4. Esta curva de carga se ha usado posteriormente para obtener la curva de carga promedio y la real más representativa. En la Figura 2-6 se muestran ambas curvas de carga del cliente doméstico anterior, obtenidas para el martes. En este caso, la curva de carga real de reactiva que más se parece a la curva de carga promedio es la del martes 15/08/2017.

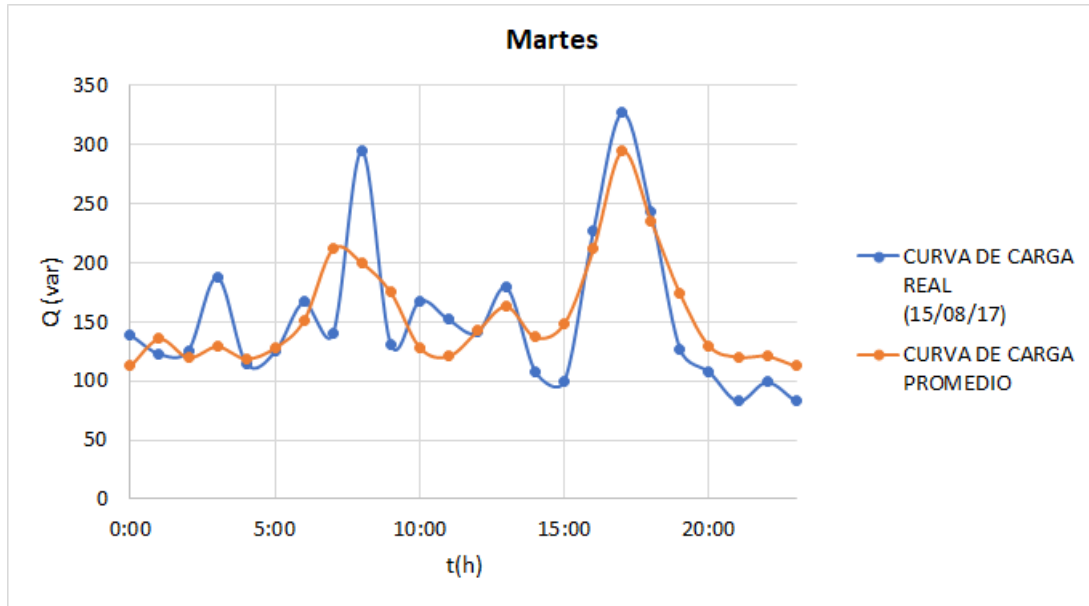


Figura 2-6 Curva de carga promedio y curva de carga real representativa de energía reactiva del martes de un cliente doméstico de PC 3,45 kW

Este trabajo se ha realizado en Excel. Los pasos y las funciones usadas para obtener dichas curvas se detallan en el documento [4].

2.4.2. Clientes no telegestionados de tipo 1

2.4.2.1. Curva de carga semanal característica inicial

Para este grupo de clientes se dispone de la energía activa y reactiva consumida durante un período de tiempo (de aproximadamente 11 meses) y de las potencias activas máximas registradas en dicho período.

El procedimiento que se seguirá para obtener la curva de carga semanal característica de estos clientes es el siguiente:

1. Obtener las curvas de carga diarias perfiladas para el período de tiempo del que se tiene información de consumo. Se van a perfilar las curvas de carga utilizando para ello los perfiles finales de consumo propuestos por Red Eléctrica de España (REE) [5]. Teniendo estos perfiles y la información de consumo especificada anteriormente, se pueden obtener las curvas de carga diarias perfiladas según se indica en el BOE-A-2017-15609 [6].
2. Teniendo las curvas anteriores, se procede como en el apartado anterior: se obtiene la curva de carga promedio para cada día de la semana y la curva de carga perfilada que más se parece en forma a la anterior.

Según el BOE-A-2017-15609, las medidas horarias calculadas se obtienen como se indica a continuación:

$$MCH_{m,d,h,p}^{c,i} = P_{m,d,h}^{i,f} \cdot MC_{j,t,J,T,p}^c / \sum_{m=j}^{d=T \leftrightarrow m=J} \sum_{d=D_m \forall m \neq J} \sum_{d=t \leftrightarrow m=j} \sum_{d=1 \forall m \neq j} P_{m,d,h}^{i,f} \quad (2-2)$$

Siendo,

$MCH_{m,d,h,p}^{c,i}$	Medida horaria calculada del cliente “c” con perfil “i”, en la hora “h” del día “d” del mes “m” correspondiente al bloque horario “p” registrado por el equipo de medida.
$P_{m,d,h}^{i,f}$	Perfil final, de la categoría de clientes “i”, para el mes “m”, día “d” y hora “h”, que representa el peso relativo de la hora en el año.
$MC_{j,t,J,T,p}^c$	Medida incremental obtenida del contador del cliente “c”, entre el día “t” del mes “j” y el día “T” del mes “J” correspondiente al bloque horario “p”.

El perfil del cliente “i” hace referencia a una clasificación de consumidores especificada en el BOE, que, según la tarifa del cliente, le asigna un perfil de carga u otro. Esta clasificación se recoge en la Tabla 2-6.

El bloque horario “p” se refiere a los períodos en los que registra el contador del cliente. Dichos períodos vienen especificados según el punto de medida² del consumidor en el artículo 9.7 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, [7]. Cabe aclarar que el cálculo de los perfiles de consumo según [6] puede aplicarse a consumidores con punto de medida tipo 4 y tipo 5, cuya definición se detalla a continuación:

- Punto de medida tipo 4: puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier período sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.
- Punto de medida tipo 5:
 - a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier período sea igual o inferior a 15 kW.
 - b) Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

En la Tabla 2-6 se especifica el punto de medida para cada tarifa.

En cuanto a los períodos de registro del contador del cliente, se especifica en [7] lo siguiente:

- Los equipos con puntos de medida tipo 4 dispondrán de seis registros de energía activa, seis de energía reactiva y otros seis de potencia.
- Los equipos básicos tipo 5 deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, con capacidad para gestionar al menos seis periodos programables. Para cada período se registrarán y almacenarán las energías activa y reactiva, la máxima potencia cuarto-horaria y la fecha y hora del máximo.

Finalmente, para poder llevar a cabo el cálculo de las curvas de carga perfiladas solo quedaría conocer el rango de horas asociado a cada bloque horario “p” de cada tarifa. Esta información se especifica en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, [8] y se recoge en la

Tabla 2-7 y en la Tabla 2-8 para las tarifas 2.1 DHA y 3.0 A, respectivamente.

² El punto de medida es el lugar concreto de la red donde se conectan los equipos de medida, de forma que la energía registrada corresponde a la energía circulada por dicho punto [6].

Los días festivos que se han considerado son los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial de 2017, excluidos tanto los festivos sustituibles como los que no tienen fecha fija [9].

A modo de resumen, en la Tabla 2-9 se recogen los clientes no TG de tipo 1, indicando sus respectivas tarifas y puntos de medida. Tal y como se indica, hay un cliente con punto de medida tipo 3 (no puede clasificarse como tipo 4 por tener una PC > 50 kW). Este cliente no podría perfilarse, pero, puesto que es un cliente de gran consumo y no se tiene información de su curva de carga, se va a perfilar para obtener una curva de carga de partida que luego se modificará.

Tabla 2-6 Perfil de carga según tarifa de acceso del cliente

Tarifa	Nivel Tensión	PC (kW)	Punto de medida	Perfil de Carga
2.0 A	BT	≤ 10	5	p^a
2.1 A	BT	≤ 15	5	p^a
2.0 DHA	BT	≤ 10	5	p^b
2.1 DHA	BT	≤ 15	5	p^b
3.0 A	BT	> 15	4*	p^c
3.1 A	AT	< 450	4	p^c
2.0 DHS	BT	≤ 10	5	p^d
2.1 DHS	BT	≤ 15	5	p^d

* Si PC < 50 kW

Tabla 2-7 Periodos horarios aplicables a la tarifa 2.0 DHA

Tarifa 2.0 DHA			
Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
12-22	0-12 22-24	13-23	0-13 23-24

Tabla 2-8 Periodos horarios aplicables a la tarifa 3.0 A en zona 1 (Península)

Tarifa 3.0 A					
Invierno			Verano		
Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
18-22	8-18 22-24	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8

Tabla 2-9 Clientes no TG tipo 1

Referencia	Tipo de cliente	Potencia contratada	Tarifa	Punto de medida	Perfil de carga
1_T	Servicios	10,392	2.1DHA	5	p^b
2_T	Doméstico	13,856	2.1DHA	5	p^b
3_T	Industrial	80	3.0A	3	p^c
6_T	Doméstico	8	2.0A	5	p^a
9_T	Industrial	31,5	3.0A	4	p^c

Siguiendo el procedimiento anterior, se obtiene la curva de carga semanal característica de cada cliente no TG de tipo 1.

2.4.2.2. Análisis de la curva de carga semanal característica inicial

Teniendo en cuenta que las curvas de carga obtenidas han sido perfiladas, por lo cual no reflejarán el patrón real de consumo del cliente, y que algunos de los clientes de este grupo tienen una alta potencia contratada, por lo que afectarán en mayor medida que otros al estado de la red que se obtenga, hay que ser conscientes de que los resultados de este estudio estarán **condicionados** por algunos datos de entrada no del todo realistas. No obstante, se intentará que las curvas de cargas finalmente utilizadas reflejen lo más fielmente posible el comportamiento real del cliente con los datos de que se dispone.

En relación con la primera afirmación, se demuestra que las curvas de carga obtenidas no se pueden considerar suficientemente representativas del consumo real del cliente en términos de potencia. Para poner de manifiesto esta conclusión, se mostrará información de consumo del cliente "9_T". Concretamente, se muestra la curva de carga semanal obtenida para dicha carga y las potencias máximas que registró su contador durante 2017 (Figura 2-7 y Tabla 2-10, respectivamente). Se observa que la potencia máxima diaria de la curva de carga obtenida está en torno a 11 kW en días entre semana entre las 9:00 y las 12:00 horas, lo que correspondería a horas llano tanto en invierno como en verano (período 2). Sin embargo, tal y como se muestra en la Tabla 2-10, todas las potencias máximas registradas en ese período son superiores a 11 kW, alcanzando valores de hasta 36 kW.

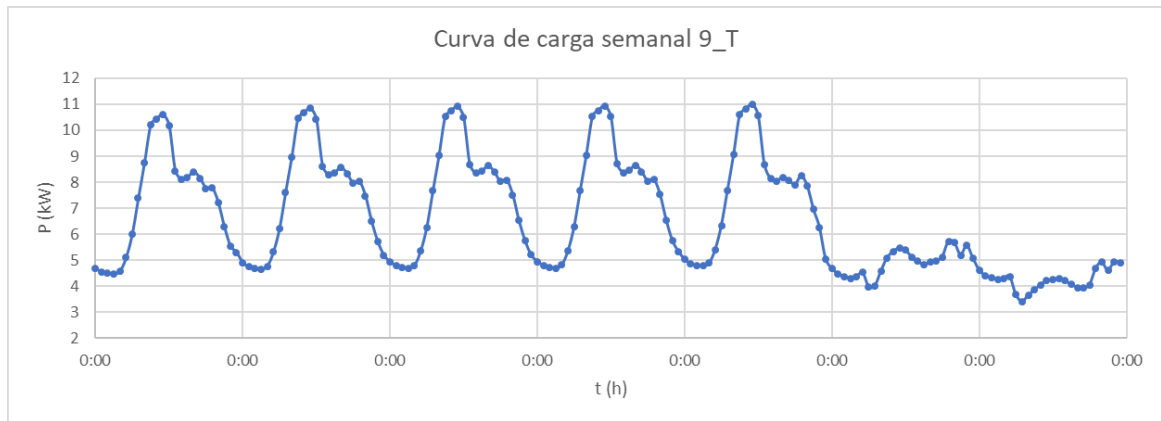


Figura 2-7 Curva de carga semanal característica obtenida para la carga “9T”

Tabla 2-10 Potencias máximas registradas durante 2017 en el punto de medida de la carga “9_T”

Mes	Pmax (kW) Periodo 1	Pmax (kW) Periodo 2	Pmax (kW) Periodo 3	Pmax (kW) Periodo 4	Pmax (kW) Periodo 5	Pmax (kW) Periodo 6
feb-17	9	18	9	4	12	9
mar-17	7	19	10	6	15	11
abr-17	22	23	14	11	10	14
may-17	20	21	15	5	12	14
jun-17	24	24	26	19	21	14
jul-17	28	27	27	15	24	14
ago-17	39	35	32	27	31	25
sep-17	37	36	22	25	24	23
oct-17	37	36	22	25	24	23
nov-17	26	29	11	16	25	11
dic-17	12	27	10	12	29	12

En relación con la segunda afirmación, es lógico que los clientes de mayor consumo van a afectar en mayor medida a los resultados ya que, una mayor potencia consumida en un punto determinado de la red implica mayores corrientes circulando y, en consecuencia, mayores caídas de tensión.

Finalmente, para esos clientes de gran potencia contratada se opta por modificar su curva de carga utilizando los datos de potencias máximas registradas con el objetivo de obtener unas curvas de carga algo más realistas.

2.4.2.3. Curva de carga semanal característica modificada

Se propone la siguiente metodología para modificar dichas curvas de carga:

1. Obtener la mediana de las horas a las que se registran las potencias máximas para cada bloque horario de todo el período para el que se tiene datos. En caso de no tenerse esta información, utilizar la curva de carga semanal inicial para fijar las horas a las que se consume la máxima potencia en cada período.
2. Obtener la mediana de las potencias máximas de cada bloque horario de todo el período para el que se tiene datos.
3. Modificar la curva de carga semanal inicial para que se consuman las potencias máximas a las horas correspondientes fijadas en los puntos anteriores. El criterio elegido para realizar dicha modificación es que se tenga una pendiente constante de subida o bajada en cada período modificado, por lo que será necesario cambiar otros puntos de la curva de carga.

Para aclarar la metodología anterior, se detallan los pasos seguidos con la carga "9_T":

1. Dado que para esta carga no se tiene información de las horas, se utilizará la curva de carga semanal inicial. Concretamente, se empleará una curva de carga para días entre semana y otra para días de fin de semana ya que, si observamos la Figura 2-7, se ve que ambos grupos de días tienen curvas muy similares. A modo de ejemplo, en la Figura 2-8 se muestra este estudio para la curva de carga de días entre semana de la carga "9_T". Los períodos se han dividido según el horario de verano ya que esta curva pertenece al mes de septiembre. Las horas marcadas registran la potencia máxima de cada período y servirán como punto de referencia para modificar la curva.
2. La mediana de las potencias máximas de esta carga se muestra en la Tabla 2-11.
3. En la Figura 2-9 se muestra la curva de carga resultante de las modificaciones descritas en el paso 3. Se han cambiado otros puntos de los períodos llano y punta de forma que se tiene una pendiente constante de subida y de bajada, respectivamente.

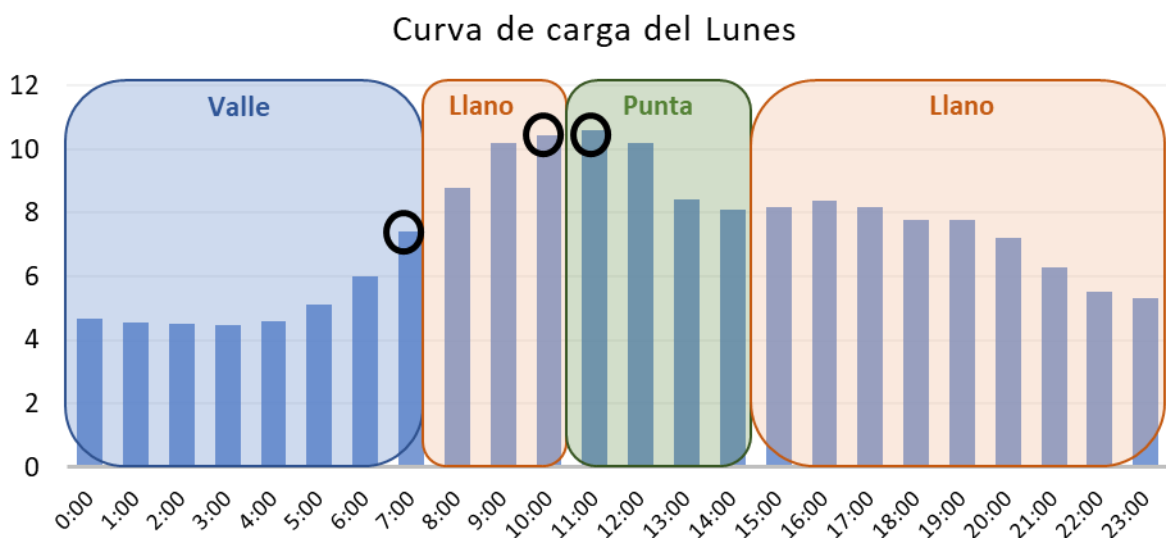


Figura 2-8 Curva de carga representativa del lunes de la carga "9_T" indicando las P_{max} de cada período

Tabla 2-11 Potencia máxima en cada período resultante de aplicar la mediana en la carga “9_T”

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
P (kW)	23,0	25,5	14,5	13,5	22,5	14,0

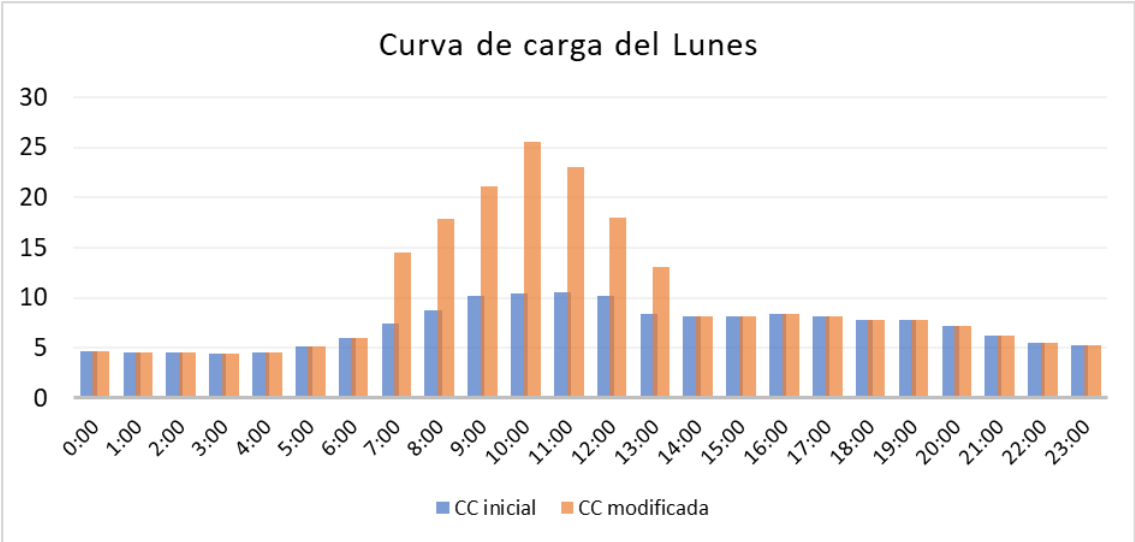


Figura 2-9 Curva de carga de entre semana modificada de la carga “9_T”

La metodología descrita también se ha seguido para la otra carga de gran potencia “3_T”, con la diferencia de que para esta carga se tienen las horas a las que se registran las potencias máximas de cada período. En la Tabla 2-12 se especifica dicha información. En la Figura 2-10 se muestra cómo quedaría la curva de carga modificada de entre semana de esta carga.

Tabla 2-12 Potencia máxima en cada período y hora a la que se registra en la carga “3_T”

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
P (kW)	51	57	17	9	13	6
Hora registrada	11:00	17:00	7:00	11:00	9:00	7:00

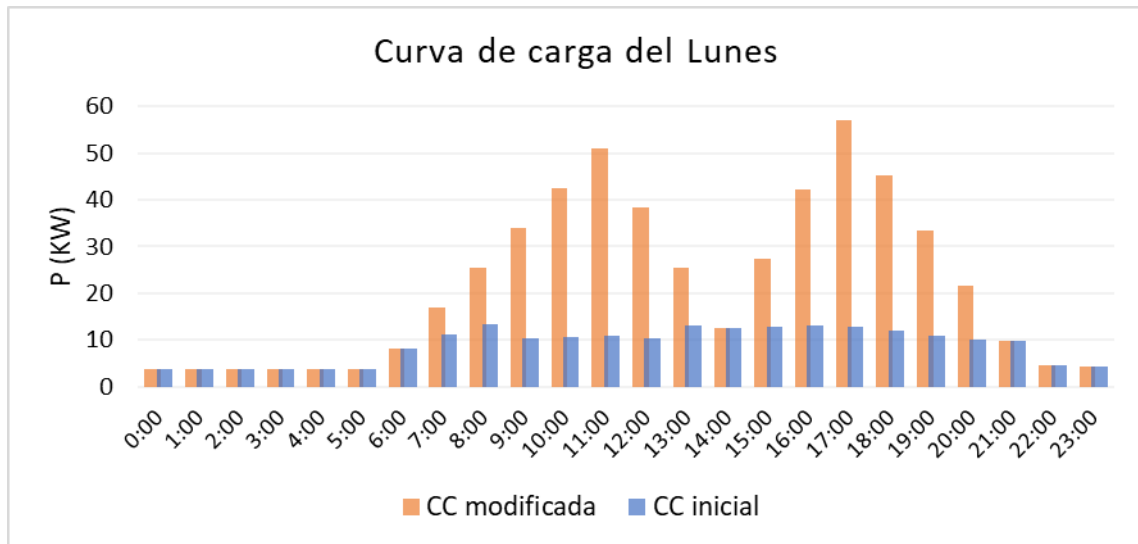


Figura 2-10 Curva de carga de entre semana modificada de la carga "3_T"

2.4.3. Clientes no telegestionados de tipo 2

Para este grupo de clientes no se tiene información de consumo. Para asignarles una curva de carga semanal característica de consumo se ha seguido la siguiente metodología:

1. Agrupar estas cargas por tipo de cliente (doméstico, industrial o servicios) y por potencia contratada para poder relacionarlas con clientes TG de las mismas características. Se asume que los clientes del mismo tipo y la misma potencia contratada van a tener patrones de consumo muy parecidos.
2. Para cada grupo de clientes TG de un tipo y una PC, obtener la curva de carga promedio de cada día de la semana. Es decir, por cada grupo de clientes TG se tendrán siete curvas de carga promedio, resultando una curva de carga semanal promedio para dicho grupo.
3. Finalmente, a cada cliente no TG de tipo 2, asignarle la curva de carga promedio semanal que le correspondería en función de su grupo.

En la Tabla 2-13 se recogen los clientes no TG de tipo 2.

Tabla 2-13 Clientes no TG tipo 2

Referencia	Tipo de cliente	PC (kW)	Tipo de contador	Estado de integración
1_M	Doméstico	2,2	Monofásico	Sin TG
3_M	Doméstico	1,5	Monofásico	Sin TG
4_M	Doméstico	3,3	Monofásico	Sin TG
6_M	Doméstico	4,4	Monofásico	Sin TG
9_M	Servicios	3,3	Monofásico	Sin TG
11_M	Doméstico	2,2	Monofásico	Sin TG
13_M	Servicios	3,3	Monofásico	Sin TG
18_M	Doméstico	1,5	Monofásico	Sin TG
27_M	Doméstico	1,5	Monofásico	Sin TG
30_M	Doméstico	3,3	Monofásico	Sin TG
31_M	Doméstico	3,3	Monofásico	Sin TG

En base al tipo de cliente y su PC se establecen los grupos de clientes, mostrados en la Tabla 2-14.

Tabla 2-14 Grupos de clientes no TG tipo 2

Grupo	Tipo de cliente	PC (kW)
1	Doméstico	1,5
2	Doméstico	2,2
3	Doméstico	3,3 / 4,4
4	Servicios	3,3

A modo de ejemplo, en la Figura 2-11 se muestra la CC del sábado asignada a clientes del grupo 3. Esta CC se ha obtenido al promediar las CC del sábado de clientes TG domésticos con PC de 3,3 kW.

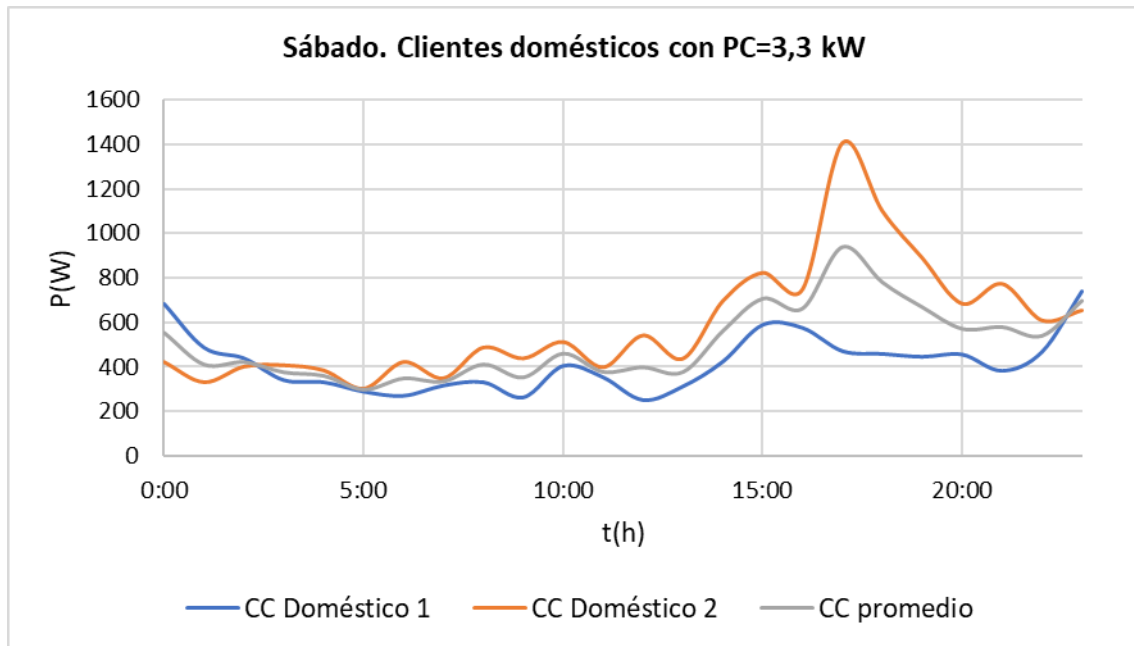


Figura 2-11 CC del sábado de clientes del grupo 3

3. Simulación de la Red Objeto de Estudio sin SAE

Una vez se dispone de toda la información de la red de BT objeto de estudio, se procede a obtener el estado de la red con el objetivo de confirmar las sospechas de subtensiones en los puntos alejados del CT. Para ello, se va a modelar y simular la red de BT utilizando un software específico de redes de distribución. Finalmente, se presentarán los resultados obtenidos para las magnitudes de interés de la red.

3.1. Herramienta para modelado y simulación de redes de Baja Tensión

3.1.1. Introducción

Para modelar y simular la red de BT objeto de estudio se ha utilizado la herramienta OpenDSS (Open Distribution System Simulator), un software de código fuente abierto destinado al estudio de sistemas de distribución de energía eléctrica.

Esta herramienta fue desarrollada principalmente por el ingeniero Roger Dugan y fue adquirida por el instituto estadounidense de investigación de Energía Eléctrica EPRI (Electric Power Research Institute).

Esta herramienta fue inicialmente diseñada para la resolución de sistema de generación distribuida y su algoritmo de resolución viene heredado de herramientas de análisis de armónicos de sistemas de potencia, si bien su uso más común es la resolución de flujos de carga. Esto le confiere a OpenDSS unas capacidades únicas respecto a otras herramientas de resolución de flujos de carga existentes. Actualmente, además de su empleo en flujos de carga y análisis de armónicos, se emplea para llevar a cabo otro tipo de simulaciones también requeridas en los sistemas de potencia: estudios de faltas, análisis transitorios básicos (de transitorios electromecánicos o estabilidad transitoria), análisis de corrientes geomagnéticas inducidas (GIC analysis) y análisis con variación paramétrica de la carga, entre otros.

OpenDSS se ha diseñado con dos modos de funcionamiento: standalone y COM. En el primer modo, la herramienta funciona de forma autónoma mediante su interfaz de usuario.

En el segundo modo, se accede a OpenDSS a través de la interfaz COM server desde softwares externos como pueden ser Matlab, Python o VBA. Este segundo modo permite al usuario aprovechar las funcionalidades de los softwares externos para tareas como la representación de resultados, funcionalidad más compleja y limitada en OpenDSS, y para la automatización de la ejecución de muchos casos distintos. Es por ello que en este trabajo se ha hecho uso de la interfaz COM a través del software matemático Matlab (todo lo referente a esta parte se recoge en el apartado 3.2).

3.1.2. Generalidades

OpenDSS consta de una ventana principal o panel de control donde se elaboran y ejecutan los scripts que contienen el modelo de la red bajo estudio. Este modelo se define con líneas de código que van declarando cada elemento de la red y asignándole sus propiedades correspondientes. En líneas generales, cada script puede componerse de las siguientes partes:

1. Definición de los elementos de la red.
2. Definición del modo de solución a emplear.
3. Especificación de las magnitudes que se quieren sacar por pantalla.
4. Representación de resultados.

En la Figura 3-1 se muestra una vista de la ventana principal de OpenDSS.

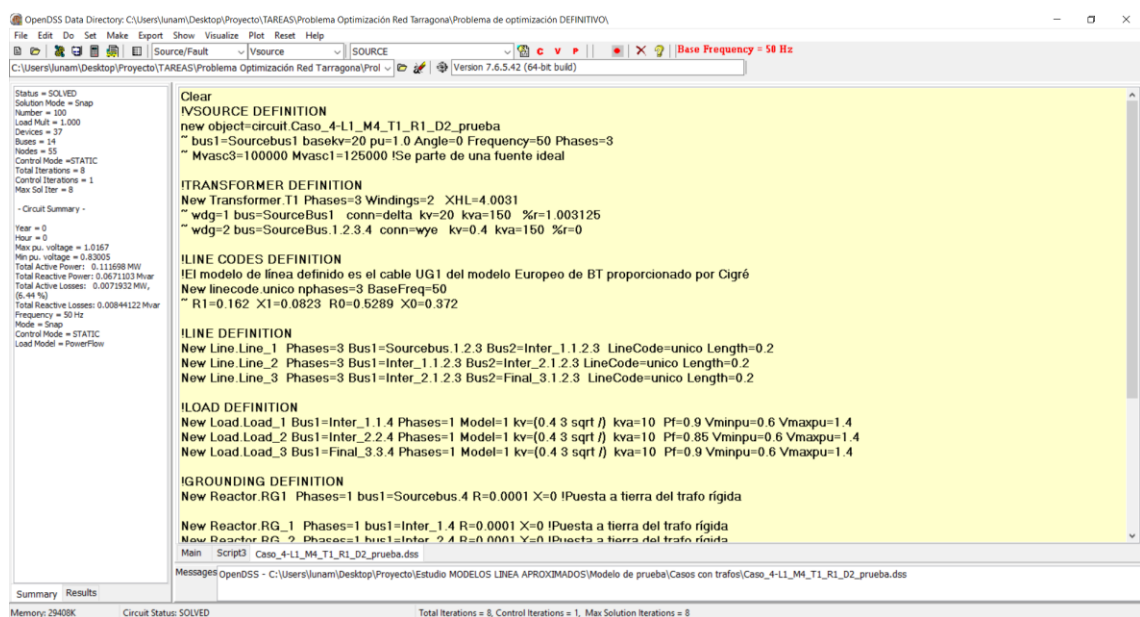


Figura 3-1 Ventana principal de OpenDSS. Captura propia

Todos los comandos y elementos de la herramienta se detallan en el manual de OpenDSS [10]. No obstante, también ha sido necesario consultar el foro de la herramienta [11].

3.1.3. Particularidades

Además de las generalidades anteriores, se cree conveniente aclarar algunos conceptos más específicos de OpenDSS antes de entrar en el detalle de cada elemento. En concreto,

interesa entender el concepto de bus en esta herramienta y las formas de definir la puesta a tierra del neutro, elemento indispensable en redes de BT.

Un bus es un elemento que contiene nudos. En algunos programas de análisis de sistemas de potencia, bus y nudo son sinónimos, pero en OpenDSS son elementos distintos. El objeto bus es el “container” de objetos nudo. Los nudos son los elementos de conexión del resto de elementos de la red. La principal propiedad eléctrica de un bus es la tensión. Cada nudo del bus tiene una tensión respecto al nudo cero del bus, que está puesto rígidamente a tierra [10]. En la Figura 3-2 se representa el objeto bus.



Figura 3-2 Objeto bus [10]

En lo que respecta al neutro, la información de este elemento se ha tomado de la nota técnica de la herramienta “OpenDSS Neutral Conventions” [12]. Hay dos formas de definir la puesta a tierra del neutro:

1. Utilizar la impedancia de neutro implícita, “Rneut”. En este caso, puede definirse una resistencia de puesta a tierra específica en buses a los que se conectan elementos carga y transformador a través de la propiedad “Rneut”. Sin embargo, en buses de tránsito, la puesta a tierra será abierta o rígida dependiendo de si el neutro se conecta al bus 4 o 0, respectivamente. La desventaja de este método es que la corriente por el neutro no es directamente visible en el informe de corrientes general, sino que debe consultarse el informe de corrientes residuales de los elementos.

```
New Load.Load_1 bus1=Bus_1.1.2.3.4 kw=100 pf=0.85 Rneut=5
```

2. Utilizar la impedancia externa mediante el elemento reactancia. En cada bus de la red donde se quiera definir una puesta a tierra no abierta, se conectará un elemento reactancia al nudo 4 y se especificará el valor de resistencia de la puesta a tierra. El elemento reactancia es una impedancia serie $R+jX$, en la que se definiría $R=R_{pt}$ y $X=0$ para convertirlo en una resistencia serie.

```
New Load.Load_1 bus1=Bus_1.1.2.3.4 kw=100 pf=0.85
New Reactor.Reactor_1 bus1=Bus_1 R=5 X=0
```

En ambos casos hay que indicar explícitamente la conexión de los conductores (conexión del conductor $n+1$ al nudo 4), en lugar de emplear la conexión que se establece por defecto (conexión del conductor $n+1$ al nudo 0). Las tensiones devueltas en el informe de tensiones son las tensiones fase-tierra y no fase-neutro.

En este estudio se ha empleado el método 2 para la definición de las puestas a tierra.

3.1.4. Modelado de los elementos de la red objeto de estudio

En este apartado se recogen todos los elementos de OpenDSS utilizados en el modelado de la red de BT objeto de estudio y los cálculos necesarios para pasar de los datos de dichos elementos a los parámetros de entrada que requiere la herramienta.

3.1.4.1. Fuente de tensión

El objeto fuente de tensión (vsource object en OpenDSS) es un equivalente Thévenin polifásico de dos terminales. Se emplea para modelar la impedancia equivalente de la red a la que se conecta el sistema de BT. Las propiedades utilizadas para definir este objeto en OpenDSS son las siguientes:

- Bus 1: Nombre del bus al que se conecta la fuente de tensión.
- Basekv: tensión de línea base.
- pu: tensión de operación en pu a la que está operando la fuente de tensión.
- Frequency: frecuencia de la fuente.
- Phases: número de fases.
- Mvasc3: potencia de cortocircuito trifásica.
- Mvasc1: potencia de cortocircuito monofásica. En OpenDSS esta magnitud se define como $\text{Basekv}^2 / Z_{1\text{-phase}}$ (ver manual).

El fragmento de código en OpenDSS de este objeto se muestra a continuación:

```
New object=circuit.RED_Base
~ bus1=Sourcebus basekv=25 pu=1.0233 Angle=0 Frequency=50 Phases=3
~ Mvasc3=100000 Mvasc1=125000
```

Tal y como se explicó en el apartado 2.2, se toma como tensión de operación de la fuente de tensión $V = 25,583 \text{ kV} = 1,0233 \text{ pu}$. Dicha tensión es la tensión de operación promedio en barras de la subestación durante el año 2016, que sería superior a la tensión que habría en el primario de este CT. Pero, dado que no se conoce la caída de tensión que podría haber en ese tramo de la red de MT, se toma la misma tensión que en barras de subestación.

Por otra parte, se supone que se trata de una fuente de tensión ideal, de ahí que se tome una potencia de cortocircuito tan grande (a partir de este valor se obtiene la potencia de cortocircuito monofásica).

3.1.4.2. Transformador

El transformador (transformer object en OpenDSS) es un elemento multiterminal, con uno o más devanados con una determinada configuración. Las propiedades utilizadas para definir este objeto en OpenDSS son las siguientes:

- Phases: número de fases.
- Windings: número de devanados.
- Wdg: número de identificación del devanado que se convertirá en el devanado activo para datos posteriores.
- Bus: nombre del bus al que se conecta el devanado en cuestión.

- Conn: configuración del devanado en cuestión. Para devanados en triángulo se especifica “delta” y para devanados en estrella “wye”. Por defecto, el esquema de conexión del transformador es Dyn11.
- kV: tensión nominal del devanado en cuestión.
- KVA: potencia aparente nominal del transformador.
- %R: resistencia de cortocircuito del transformador expresada en porcentaje. Se ha encontrado más información sobre esta propiedad en el foro de la herramienta [13].
- XHL: reactancia de cortocircuito del transformador expresada en porcentaje.
- %Noloadloss: pérdidas de vacío del transformador a tensión nominal, expresadas en porcentaje sobre la potencia nominal del transformador. Al darle un valor distinto de cero a esta propiedad se crea una rama resistiva en paralelo con la inductancia de magnetización (si la hubiera). Se ha encontrado información para el cálculo de esta propiedad en el foro de la herramienta [14].
- Tap: toma a la que está conectado el devanado en cuestión, expresado en pu.

El fragmento de código en OpenDSS de este objeto se muestra a continuación:

```
New Transformer.T1
~ Phases=3 Windings=2 XHL=4.546
~ wdg=1 bus=Sourcebus conn=delta kv=24.6 kva=100 %r=1.9594* Tap=1.0
~ wdg=2 bus=Barra.1.2.3.4 conn=wye kv=0.398 kva=100 %r=0
~ %Noloadloss=0.0038
```

* Puede indicarse la resistencia de cc total en un devanado o la mitad de dicho valor en cada devanado (la matriz de admitancia del transformador obtenida es la misma en ambos casos).

Partiendo de los datos del transformador especificados en la Tabla 2-1, algunos de los parámetros anteriores se obtienen como se especifica a continuación:

- %R, XHL:

$$Z_{cc} = 4,95 \% \rightarrow Z_{cc}(\Omega) = Z_{pu} \cdot Z_{base} = \frac{Z(\%)}{100} \cdot \frac{U_{n1}^2}{S_n} =$$

$$= \frac{4,95}{100} \cdot \frac{400^2 (V^2)}{100 \cdot 10^3 (VA)} = 0,0792 \Omega \quad (3-1)$$

$$\frac{X_{cc}}{R_{cc}} = 2,32 \Rightarrow X_{cc} = 2,32 \cdot R_{cc} \quad (3-2)$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \rightarrow$$

$$\rightarrow 0,0792 = \sqrt{(1 + 2,32^2) \cdot R_{cc}^2} \Rightarrow \begin{cases} R_{cc} = 0,031345 \Omega \\ X_{cc} = 0,072731 \Omega \end{cases} \quad (3-3)$$

$$R_{pu} = \frac{R(\Omega)}{Z_{base}} = 0,01959 \xrightarrow{x100} \%R = 1,959 \quad (3-4)$$

$$X_{pu} = \frac{X(\Omega)}{Z_{base}} = 0,04546 \xrightarrow{x100} XHL = 4,546 \quad (3-5)$$

- %Noloadloss:

$$\%noloadloss = \frac{P_{Fe}}{S_n} \cdot 100 = \frac{0,38 \text{ kW}}{100 \text{ kVA}} \cdot 100 = 0,38 \% \quad (3-6)$$

3.1.4.3. Tipos de conductor

Los elementos que definen el tipo de conductor usado en cada línea (LineCode object en OpenDSS) son librerías de objetos que contienen los parámetros eléctricos del conductor. En OpenDSS los parámetros eléctricos pueden definirse de tres formas:

- Mediante las impedancias en componentes simétricas: Z_1, Z_0 .
- Mediante la matriz de impedancia serie de la línea:

$$[Z_{primitive}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ab} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{ab} & Z_{aa} & Z_{an} \\ Z_{an} & Z_{an} & Z_{an} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (3-7)$$

Partiendo de esta matriz, los datos se introducen de la siguiente forma en OpenDSS:

$$R_{matrix} = [R_{aa}|R_{ab} \ R_{aa}|R_{ab} \ R_{ab} \ R_{aa}|R_{an} \ R_{an} \ R_{an} \ R_{nn}] \quad (3-8)$$

$$X_{matrix} = [X_{aa}|X_{ab} \ X_{aa}|X_{ab} \ X_{ab} \ X_{aa}|X_{an} \ X_{an} \ X_{an} \ X_{nn}] \quad (3-9)$$

- Especificando las características geométricas del conductor para que OpenDSS calcule internamente los parámetros eléctricos.

En la red objeto de estudio se han introducido los parámetros eléctricos mediante las matrices de impedancia serie primitivas de cada conductor (datos recogidos en Tabla 0-1).

Además de las propiedades anteriores, también han de incluirse:

- Nphases: número de fases del conductor.
- Basefreq: frecuencia base a la que se especifican las impedancias.

El fragmento de código en OpenDSS de uno de los conductores utilizados (RZ 0,6/1 kV 3x1 Al 95 + ½ Al 54,6) se muestra a continuación:

```
New linecode.Al_95_50 nphases=4 BaseFreq=50 units=km
~ Rmatrix = [0.3951 | 0.0493 0.3951 | 0.0493 0.0493 0.3951 | 0.0493 0.0493 0.0493 0.7162]
~ Xmatrix = [0.8351 | 0.7495 0.8351 | 0.7495 0.7495 0.8351 | 0.7352 0.7352 0.7352 0.8568]
```

3.1.4.4. Líneas

El elemento línea (line object en OpenDSS) es un objeto polifásico con dos terminales que representa un modelo en pi de línea con admitancia paralelo (en la red objeto de estudio se

ha despreciado la admitancia paralelo de todos los conductores). Las propiedades utilizadas para definir este objeto en OpenDSS son las siguientes:

- Bus1: nombre del bus al que se conecta el terminal 1 del conductor.
- Bus 2: nombre del bus al que se conecta el terminal 2 del conductor.
- Linecode: nombre del linecode que contiene los parámetros eléctricos del conductor en cuestión.
- Phases: número de fases del conductor.
- Length: longitud del tramo de línea en cuestión.
- Units: unidades de longitud empleadas.

El fragmento de código de uno de los tramos de línea definidos en OpenDSS se muestra a continuación:

```
New Line.Line_1
~ Phases=4 Bus1=Barra_1.1.2.3.4 Bus2=Barra_2.1.2.3.4
~ LineCode=Al_95_50 Length=0.012 units=km
```

3.1.4.5. Cargas

Las cargas (load object en OpenDSS) son objetos polifásicos de un único terminal que internamente son tratados como fuentes de inyección de corriente. Pueden definirse de tres formas:

- Indicando su potencia activa y factor de potencia.
- Indicando su potencia activa y reactiva.
- Indicando su potencia aparente y su factor de potencia.

Las propiedades utilizadas para definir este objeto en OpenDSS son las siguientes:

- Bus1: nombre del bus al que se conecta el terminal de la carga.
- Phases: número de fases de la carga.
- kv: tensión base de la carga. Si la carga está conectada en estrella se especifica la tensión de línea para cargas trifásicas o la tensión fase-neutro para cargas monofásicas. Si está conectada en triángulo, se especifica la tensión de línea.
- kw: potencia activa nominal de la carga expresada en kW. Sería la potencia activa de todas las fases.
- Pf: factor de potencia nominal de la carga. Un factor de potencia negativo es capacitivo (se utiliza pf o kvar).
- kvar: potencia reactiva nominal de la carga, expresada en kvar (se utiliza pf o kvar).
- Model: número entero que define cómo la carga variará con la tensión. El modelo de carga utilizado en este estudio es de potencia activa y reactiva constante (modelo 1), el modelo comúnmente usado en estudios de flujo de carga.
- Conn: configuración de la conexión de la carga. Por defecto se asume conectada en triángulo.
- Vminpu: tensión mínima en pu por debajo de la cual el modelo de carga pasa a ser un modelo de impedancia constante. Por defecto está fijada a 0.95.

- Vmaxpu: tensión máxima en pu por encima de la cual el modelo de carga pasa a ser un modelo de impedancia constante. Por defecto está fijada a 0.95.
- Daily: nombre de la curva de carga que se asigna a la carga. El objeto curva de carga se trata en el siguiente apartado.

El fragmento de código de una de las cargas definidas en OpenDSS se muestra a continuación:

```
New Load.Load_1_T
~ Bus1=ACOM_1.1.2.3.4 Model=1
~ kv=0.4 kw=10.4 Pf=0.9 Vminpu=0.6 Vmaxpu=1.4
```

3.1.4.6. Curvas de carga

Las curvas de carga (LoadShape object en OpenDSS) son objetos que consisten en una serie de multiplicadores, que van típicamente de 0.0 a 1.0, y son aplicados a la potencia base de las cargas para representar su variación en un determinado período de tiempo.

Las propiedades utilizadas para definir este objeto en OpenDSS son las siguientes:

- Npts: número de puntos con que se define la curva.
- Interval: intervalo de tiempo entre datos. Por defecto se utilizan horas.
- Mult: vector de multiplicadores aplicados a la potencia activa base de la carga.
- QMult: vector de multiplicadores aplicados a la potencia reactiva base de la carga.

El fragmento de código de la curva de carga del lunes de la carga “1_T” mostrada anteriormente se muestra a continuación.

```
New LoadShape.LS_1_T npts=24 interval=1.0 mult= [0.16  0.14  0.13  0.13  0.13
0.13  0.14  0.11  0.09  0.08  0.08  0.13  0.11  0.11  0.10  0.10
0.09  0.09  0.10  0.17  0.24  0.14  0.16  0.16]
```

3.1.4.7. Puestas a tierra

Como se explicó en el apartado 3.1.3, las puestas a tierra se definirán mediante objetos reactancia (Reactor object en OpenDSS) que son elementos de impedancia constante que pueden configurarse como una impedancia R-L serie o paralelo.

Las propiedades utilizadas para definir este objeto en OpenDSS son las siguientes:

- Phases: número de fases.
- Bus1: nombre del bus al que se conecta el terminal de la impedancia.
- Parallel: indica (con Yes | No) si la resistencia y la reactancia están en serie o paralelo. Por defecto se considera en serie.
- R: resistencia (en serie con la reactancia) de cada fase, expresada en ohms.
- X: reactancia de cada fase expresada en ohms a la frecuencia base.

El fragmento de código de una de las puestas a tierra definidas en OpenDSS se muestra a continuación:

```
New Reactor.Reactor_T1 Phases=1 bus1=BarraB.4 R=0.0001 X=0
```

* La puesta a tierra rígida se indica con un valor de resistencia muy pequeño (no se admite cero).

3.1.5. Modo de solución

En este apartado se pretende ofrecer una explicación breve y clara del modo de solución empleado en OpenDSS para el análisis de la red bajo estudio. La información proporcionada se ha tomado del manual de la herramienta [10] y de un artículo presentado por Roger Dugan y Thomas McDermott en Julio de 2011 que contiene una descripción del método de solución de la herramienta [15].

Para analizar la red bajo estudio se ejecuta un flujo de carga empleando un algoritmo denominado por Roger Dugan como *Modo de inyección de corriente "Normal"*. El flujo de carga empleado es un *solver* de admitancia nodal iterativo, muy básico y simple, que trabaja estrictamente en el dominio de la frecuencia. Funciona muy bien con sistemas de distribución y pequeños sistemas de transporte que tienen una fuente de potencia dominante. Ello se debe a que resuelve redes malladas con la misma facilidad que redes radiales. Respecto al algoritmo de resolución, la herramienta ofrece dos algoritmos de flujo de carga iterativos:

- Modo de inyección de corriente "Normal".
- Modo "Newton".

El modo de solución "Normal" es más rápido pero el modo "Newton" es más robusto para circuitos de difícil resolución (el primero es más sensible a problemas con mal condicionamiento). El algoritmo "Normal" es un método iterativo de punto fijo que funciona bien para la mayoría de redes de distribución. El algoritmo "Newton" no debe confundirse con la formulación tradicional "Newton-Raphson" usada en análisis de redes de transporte, aunque técnicamente, es un método "Newton Raphson" porque usa la matriz de admitancias nodales como el Jacobiano para resolver un conjunto de ecuaciones no lineales.

De entre los posibles modos de solución del flujo de carga, se ha utilizado el modo diario (Daily mode en OpenDSS). Este modo ejecuta un flujo de carga en cada instante de tiempo definido en las curvas de carga. En este caso se han definido 24 puntos de la curva de carga, uno para cada hora del día.

Para configurar las propiedades del método de solución que se va a emplear, OpenDSS cuenta con una serie de comandos entre los que se han utilizado los siguientes:

- Maxiter: define el máximo número de iteraciones para la ejecución del flujo de carga. Por defecto está fijado a 15.
- Tolerance: fija la tolerancia de la solución obtenida. Por defecto está fijada a 0.0001.
- Voltagebases: define las tensiones base empleadas en el circuito que se resuelve. Se trata de un vector de tensiones de línea.
- Calcv: estima la tensión base de cada bus basándose en el vector de tensiones base definidas con el parámetro "Voltagebases".
- Mode: especifica el método de solución del circuito que se va a resolver.
- Solve: ejecuta el modo de solución especificado por el comando "set mode".

El fragmento de código empleado para definir el modo de solución se muestra a continuación:

```
Set Maxiter=100  
Set Voltagebases=[25 0.4]  
Calcv  
Set mode=daily number=1  
Solve
```

Se ha aumentado el número de iteraciones respecto al número definido por defecto. Las tensiones base del circuito son 25 y 0.4 kV, tensiones de MT y BT respectivamente.

3.2. Herramienta matemática para automatización de escenarios y representación de resultados

3.2.1. Introducción

Para aumentar las posibilidades que ofrece OpenDSS, se va a acceder a la herramienta a través de su interfaz COM server, utilizando para ello el software matemático MATLAB. El hecho de emplear este recurso responde a la necesidad de ejecutar distintos casos de OpenDSS en un solo código y recoger información de cada uno de ellos. Por otra parte, se aprovechará el uso de MATLAB para la representación de resultados, pues en OpenDSS esta función es algo más compleja y limitada.

El diagrama de flujo implementado en Matlab para resolver la red bajo estudio con un horizonte temporal de una semana se muestra en la Figura 3-3. En dicho diagrama se han representado las partes principales de las que consta el código. Cada una de ellas se explicará en el apartado siguiente, sin entrar en el detalle de cada línea.

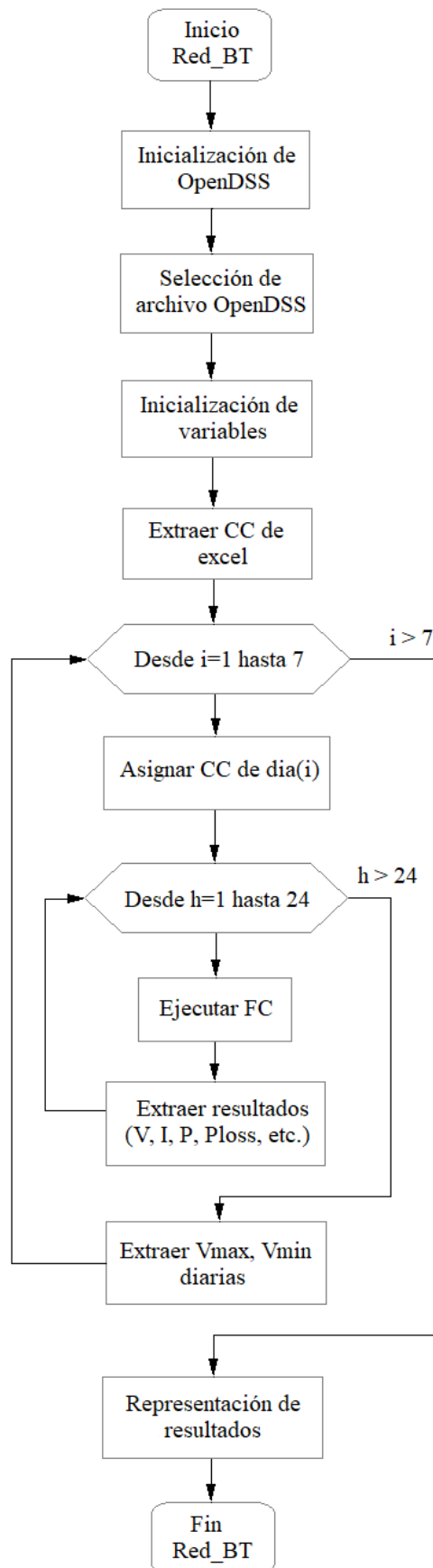


Figura 3-3 Diagrama de flujo implementado en Matlab. Elaboración propia.

3.2.2. Partes principales del código

3.2.2.1. Inicialización de OpenDSS

En primer lugar, es necesario inicializar OpenDSS en Matlab e importar su librería de funciones para poder emplear los comandos que se han venido explicando hasta ahora.

```
clear
%Initialize OpenDSS
%Create the OpenDSS Object
DSSobj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');

%Start up the solver
if ~DSSobj.Start(0),
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
    return
end
%Set up the interface variables
DSSText = DSSobj.Text;
DSSCircuit = DSSobj.ActiveCircuit;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
```

3.2.2.2. Selección de archivo OpenDSS

Una vez hecha la inicialización, hay que indicarle a Matlab sobre que archivo de OpenDSS se ejecutarán los comandos que se escriban más adelante en el código. En este caso, el archivo utilizado es el que se creó en el apartado 3.1, donde se define el modelo de la red bajo estudio.

Para escribir comandos de OpenDSS en Matlab se empleará la función *DSSText.command* seguida de un texto entre comillas, que sería la línea de código que se escribiría directamente en la ventana principal de OpenDSS. Esta forma de uso de la interfaz COM es la que resulta más sencilla, pues se usa el mismo código que en el modo de funcionamiento standalone. Otra opción sería utilizar los comandos propios de la interfaz COM.

```
DSSText.command = 'Compile
(C:\Users\lmd\Desktop\Proyecto\Red_BT.dss)';
```

3.2.2.3. Inicialización de variables

En esta parte del código se inicializan todas las variables que se van a usar en el código.

3.2.2.4. Extracción de las curvas de carga

Las curvas de carga semanales de cada una de las cargas se tienen almacenadas en dos archivos de Excel, uno con las curvas de carga de potencia activa y otro con las de potencia reactiva. Estos datos son los multiplicadores que se aplican a la potencia activa base de la carga en OpenDSS.

Para extraer los datos de Excel se emplea la función *xlsread* con las siguientes entradas: ubicación del archivo, nombre de la hoja excel y rango de celdas que contienen los datos que se desea extraer.

```
multP=xlsread('C:\Users\lmd\Desktop\Proyecto\MATLAB\CC_multP.xlsx','
Hoja1','B2:FM41');
multQ=xlsread('C:\Users\lmd\Desktop\Proyecto\MATLAB\CC_multQ.xlsx','
Hoja1','B2:FM41');
```

La extracción de datos de Excel también se podría haber hecho desde OpenDSS, pero entonces hubiese sido necesario ejecutar más casos .dss como el que se ha definido anteriormente, cada uno con las curvas de carga de un día de la semana. En definitiva, es más fácil extraer y manejar estos datos en Matlab, de ahí una de las ventajas de la interfaz COM server.

3.2.2.5. Bucle for para cada día de la semana

Dentro de este bucle, se realizan los siguientes procesos: asignación de las curvas de carga, bucle for para la ejecución del flujo de carga y la extracción de resultados horarios y extracción de resultados diarios.

3.2.2.5.1. Asignación de las curvas de carga

El primer paso dentro de este proceso es asignar a las cargas las curvas de carga del día que se está resolviendo.

```
for dia=1:7
    if dia==1
        %CC de ACTIVA
        for c1=1:31
            LS=['new LoadShape.LS_' num2str(c1) '_M_L npts=24
            interval=1.0 mult=[' num2str(multP(c1,lim_a:lim_b))
            ']];
            DSSText.Command=LS;
            Carga_LS=['Load.Load_' num2str(c1) '_M.daily=LS_'
            num2str(c1) '_M_L'];
            DSSText.Command=Carga_LS;
        end

        for c2=1:9
            LS=['new LoadShape.LS_' num2str(c2) '_T_L npts=24
            interval=1.0 mult=[' num2str(multP(c2+31,lim_a:lim_b))
            ']];
            DSSText.Command=LS;
            Carga_LS=['Load.Load_' num2str(c2) '_T.daily=LS_'
            num2str(c2) '_T_L'];
            DSSText.Command=Carga_LS;
        end

        %CC de REACTIVA
        for c1=1:31
            if (c1==1) || (c1==3) || (c1==4) || (c1==6) || (c1==9)
                || (c1==11) || (c1==13) || (c1==18) || (c1==27) || (c1==30)
                || (c1==31)
            else
                LS_Q=['LoadShape.LS_' num2str(c1) '_M_L.Qmult=['
                num2str(multQ(c1,lim_a:lim_b)) ']];
                DSSText.Command=LS_Q;
            end
        end

        for c2=1:9
            if (c2==1) || (c2==2) || (c2==3) || (c2==6) || (c2==9)
            else
                LS_Q=['LoadShape.LS_' num2str(c2) '_T_L.Qmult=['
                num2str(multQ(c2+31,lim_a:lim_b)) ']];
                DSSText.Command=LS_Q;
            end
        end
    end
end
```

```

        end

        elseif dia==2
            ...

```

Primero se asignan las curvas de carga de activa y luego las de reactiva. Para ello, se crea el elemento curva de carga (Loadshape en OpenDSS), explicado en el apartado 3.1.4.6, especificando el número de puntos de la curva (24) y el vector de multiplicadores que definen la curva. Para asignar los multiplicadores se utilizan las variables creadas en el apartado anterior a las que se asignaron los datos de consumo de los archivos Excel.

Una vez creada la curva de carga, hay que asignársela a la carga correspondiente. Para ello hay que acceder a la propiedad `daily` del elemento carga. El elemento carga es una estructura y sus campos son cada una de sus propiedades. En Matlab, la forma de acceder a un campo de una estructura es mediante la notación de punto `structName.fieldName`. En este caso la notación sería:

```

| 'Load.Load_1_T.daily=LS_1_T_L';

```

Hay que tener en cuenta que todos los elementos carga definidos están contenidos dentro de la estructura `Load`. Al igual que el resto de los elementos de la red estarán contenidos dentro de su elemento tipo (`LoadShape`, `Line`, `Reactor`, etc.).

De igual forma, para asignar las curvas de carga de reactiva se ha accedido a la propiedad `Qmult` del elemento curva de carga, que se creó previamente cuando se asignaron las curvas de carga de activa.

Por último, merece la pena comentar el uso de los vectores de caracteres en matlab (como los vectores definidos `LS`, `Carga_LS`, etc.) para ir variando en cada bucle `for` el nombre del elemento carga mediante el uso de la función `num2str()`, que permite convertir datos numéricos en caracteres.

3.2.2.5.2. Bucle for para cada hora del día

De entre los posibles modos de solución del flujo de carga, especificados en [10], se contemplan los modos diario o anual, que ejecutan un flujo de carga cada hora (periodicidad establecida por defecto) siguiendo las curvas de carga diarias o anuales, respectivamente. En este estudio se ha fijado un horizonte temporal de análisis de una semana, por lo que se ha decidido ejecutar para cada día de la semana un flujo de carga en modo diario.

Además, para poder extraer los resultados de cada hora en la que se ejecuta el flujo de carga se utilizará un bucle `for` para cada hora del día. Dentro este bucle se realizan los siguientes procesos: ejecución del flujo de carga de la hora correspondiente, bucle condicional del algoritmo de solución utilizado y extracción de los resultados de la hora en ejecución.

El bucle condicional del algoritmo de ejecución se utiliza para verificar si el problema ha convergido después de la ejecución del flujo de carga utilizando el algoritmo “Normal” (ver apartado 3.1.5). En caso de no haber convergido, se vuelve a resolver utilizando el algoritmo “Newton”, que funciona mejor con redes de difícil resolución.

```

| for p=1:24
|     DSSText.Command='Solve';
|     convergence(p)=DSSCircuit.Solution.Converged;

```

```

    if convergence(p)==0
        DSSText.Command='Set Algorithm=Newton';
        DSSText.Command='Solve';
        convergence(p)=DSSCircuit.Solution.Converged;
    end

    ...

```

Para cada hora de ejecución se han extraído los siguientes resultados:

- Tensiones fase-neutro en cada PCR.
- Tensiones, intensidades y potencia activa y reactiva en cada fase en cabecera de la red (lado de BT del transformador).
- Intensidad por el neutro en cabecera.
- Pérdidas de la red (desagregadas por pérdidas en el transformador y en los cables).
- Tensiones, intensidades y potencia en cada fase en otros puntos de interés de la red.

Para extraer los resultados de cada elemento se han utilizado comandos propios de la interfaz COM. Mediante estos comandos se puede acceder a los resultados obtenidos en OpenDSS para cada elemento a través de las librerías de funciones. Por ejemplo, la información disponible para una línea sería:

```

        Name: 'Line.line_1'
    NumTerminals: 2
    NumConductors: 4
    NumPhases: 4
    BusNames: {2x1 cell}
    Voltages: [1x16 double]
    Currents: [1x16 double]
    Powers: [1x16 double]
    Losses: [0.0700 0.0155]
    PhaseLosses: [1x8 double]
    SeqVoltages: [1 1 1 1 1 1]
    SeqCurrents: [1 1 1 1 1 1]
    SeqPowers: [1x12 double]

    ...

```

Para esta línea podrían extraerse las tensiones, intensidades y potencias en cada fase y en el neutro en sus dos extremos. Así se ha hecho para obtener las magnitudes de interés en cabecera de la red a partir de la información de la línea que parte del lado de BT del transformador. Para acceder a esta información, primero se activa el elemento del que se quiere extraer la información (Line_1) y luego se accede al campo que contiene la magnitud de interés (Powers). A continuación, se muestra un ejemplo en que se extraen las potencias de cada fase en cabecera.

```

%CAPTURA DE RESULTADOS DE OPENDSS
%Captura de la potencia demandada en cabecera
DSSCircuit.SetActiveElement('Line.Line_1');
Pa(1,p,dia)=abs(DSSCircuit.ActiveCktElement.Powers(1));
Pb(1,p,dia)=abs(DSSCircuit.ActiveCktElement.Powers(3));
Pc(1,p,dia)=abs(DSSCircuit.ActiveCktElement.Powers(5));

...

```

Para obtener las tensiones fase-neutro de cada PCR ha sido necesario crear una función que, partiendo de las tensiones fase-tierra, devuelva las tensiones fase-neutro. Tal y como se comentó en el apartado 3.1.3, las tensiones devueltas por OpenDSS en cada nudo son las tensiones fase-tierra, pero el interés de este estudio son las tensiones fase-neutro, que son las que ve el cliente final.

3.2.2.5.3. Extracción de resultados diarios

Para cada día analizado interesa conocer algunos resultados relativos a las tensiones:

- Tensión fase-neutro mínima y nudo en el que se encuentra.
- Tensión fase-neutro máxima y nudo en el que se encuentra.

Esta información permite comparar distintos casos y focalizar el problema de tensiones en una zona concreta.

A partir de los resultados de cada hora analizada también se extrae la siguiente información semanal de las tensiones:

- Porcentaje de horas que cada PCR permanece en subtensiones semanalmente.
- Porcentaje de horas que cada PCR permanece en sobretensiones semanalmente.

3.2.2.6. Representación de resultados

Como se ha comentado en varias ocasiones, una de las ventajas del uso de Matlab es la representación de los resultados obtenidos en OpenDSS. Los resultados horarios de las magnitudes de interés vistas anteriormente se van a representar semanalmente. Las gráficas obtenidas se muestran en el siguiente apartado.

3.3. Presentación de resultados

En primer lugar, se presentarán los resultados en tensiones utilizando las distintas tomas del transformador para decidir en que toma trabajará. Una vez elegida la toma, se presentarán los resultados de cada magnitud en los nudos de interés de la red.

Para el cálculo de las subtensiones y sobretensiones se ha tenido en cuenta lo dispuesto en el artículo 104 del Real Decreto 1955/2000 [16] en cuanto a la caída de tensión máxima admisible en redes de distribución. En el punto 3 de dicho artículo se especifica que “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”. Dicha tensión es la tensión nominal de la red. En este estudio se ha supuesto que la tensión nominal de la red es de 400 V por lo que, la caída de tensión máxima admisible comprende un rango de 372-428 V.

3.3.1. Resultados con las distintas tomas del transformador

En la Tabla 3-1 y Tabla 3-2 (y en la Figura 3-4 y Figura 3-5) se muestra, para el nudo de conexión de cada carga (aunque hay cargas conectadas al mismo PCR se ha preferido utilizar las referencias de las cargas por resultar más familiares), el porcentaje de horas a la semana que permanece en subtensiones y sobretensiones, respectivamente. Esta información se muestra para cada toma de regulación del transformador. También se añade una fila en la

que se contabiliza el número de cargas con alguna subtensión o sobretensión a lo largo de la semana analizada.

Observando dichas tablas puede concluirse que el transformador debe trabajar en la **toma 4**, aquella que, sin dar lugar a sobretensiones, registra el menor porcentaje de horas en subtensiones. Podríamos esperar este resultado teniendo en cuenta que en la toma 4 la tensión en el lado de BT del transformador es de 424,52 V (1,06 pu), respecto a la toma nominal que sería de 403,81 V (1,01 pu). Al tener una tensión mayor en cabecera se reducen las horas en subtensiones respecto a la toma nominal y se verifica que no se producen sobretensiones, pues esta toma estaría más próxima a 1,07 pu.

Tabla 3-1 Horas a la semana en subtensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador

	Toma	Toma 1 (+5,0%)	Toma 2 (+2,5%)	Toma 3 (nominal)	Toma 4 (-2,5%)	Toma 5 (-5,0%)
	Nº Cargas con subtensiones	40	20	15	14	3
Horas a la semana en subtensión (%)	1_M	35,7	23,8	10,7	2,4	0,0
	2_M	42,9	31,0	17,9	6,0	0,0
	3_M	45,8	33,9	23,8	16,1	6,0
	4_M	36,3	23,8	10,1	0,6	0,0
	5_M	23,8	5,4	0,0	0,0	0,0
	6_M	23,8	5,4	0,0	0,0	0,0
	7_M	20,8	3,0	0,0	0,0	0,0
	8_M	33,3	12,5	0,0	0,0	0,0
	9_M	20,8	2,4	0,0	0,0	0,0
	10_M	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
	11_M	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	12_M	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	13_M	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0
	14_M	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
	15_M	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	16_M	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	17_M	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	18_M	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	19_M	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	20_M	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0
	21_M	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0
	22_M	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
	23_M	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	24_M	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	25_M	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	26_M	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	27_M	74,4	49,4	20,8	6,5	0,0
	28_M	74,4	49,4	20,8	6,5	0,0
	29_M	71,4	48,2	22,0	4,8	0,0
	30_M	73,8	47,0	17,3	4,2	0,0
	31_M	54,8	20,8	3,0	0,0	0,0
	1_T	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0
	2_T	42,9	31,0	17,9	6,0	0,0
	3_T	45,8	35,7	25,6	17,9	6,0
	4_T	45,8	35,7	25,6	17,9	6,0
	5_T	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0
	6_T	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0
	7_T	73,8	47,0	19,0	4,8	0,0
	8_T	73,8	47,0	19,0	4,8	0,0
	9_T	64,9	33,3	13,1	2,4	0,0

Tabla 3-2 Horas a la semana en sobretensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador

	Tomas	Toma 1 (+5,0%)	Toma 2 (+2,5%)	Toma 3 (nominal)	Toma 4 (-2,5%)	Toma 5 (-5,0%)
	Nº Cargas con sobretensiones	0	0	0	0	26
Horas a la semana en sobretensión (%)	1_M	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00
	2_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4_M	0,00	0,00	0,00	0,00	4,76
	5_M	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00
	6_M	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00
	7_M	0,00	0,00	0,00	0,00	38,69
	8_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	9_M	0,00	0,00	0,00	0,00	39,29
	10_M	0,00	0,00	0,00	0,00	51,19
	11_M	0,00	0,00	0,00	0,00	47,02
	12_M	0,00	0,00	0,00	0,00	19,05
	13_M	0,00	0,00	0,00	0,00	45,24
	14_M	0,00	0,00	0,00	0,00	51,19
	15_M	0,00	0,00	0,00	0,00	7,14
	16_M	0,00	0,00	0,00	0,00	5,95
	17_M	0,00	0,00	0,00	0,00	44,05
	18_M	0,00	0,00	0,00	0,00	44,05
	19_M	0,00	0,00	0,00	0,00	1,79
	20_M	0,00	0,00	0,00	0,00	44,05
	21_M	0,00	0,00	0,00	0,00	44,05
	22_M	0,00	0,00	0,00	0,00	51,19
	23_M	0,00	0,00	0,00	0,00	48,81
	24_M	0,00	0,00	0,00	0,00	22,02
	25_M	0,00	0,00	0,00	0,00	22,02
	26_M	0,00	0,00	0,00	0,00	26,79
	27_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	28_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	29_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	31_M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1_T	0,00	0,00	0,00	0,00	39,29
	2_T	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3_T	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4_T	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5_T	0,00	0,00	0,00	0,00	23,81
	6_T	0,00	0,00	0,00	0,00	13,10
	7_T	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	8_T	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	9_T	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

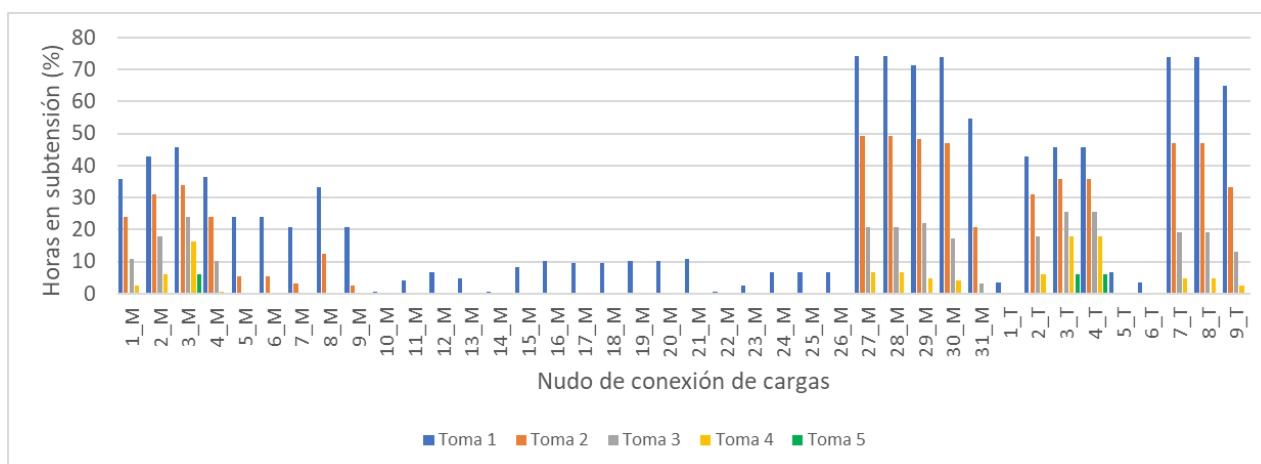


Figura 3-4 Horas a la semana en sobretensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador

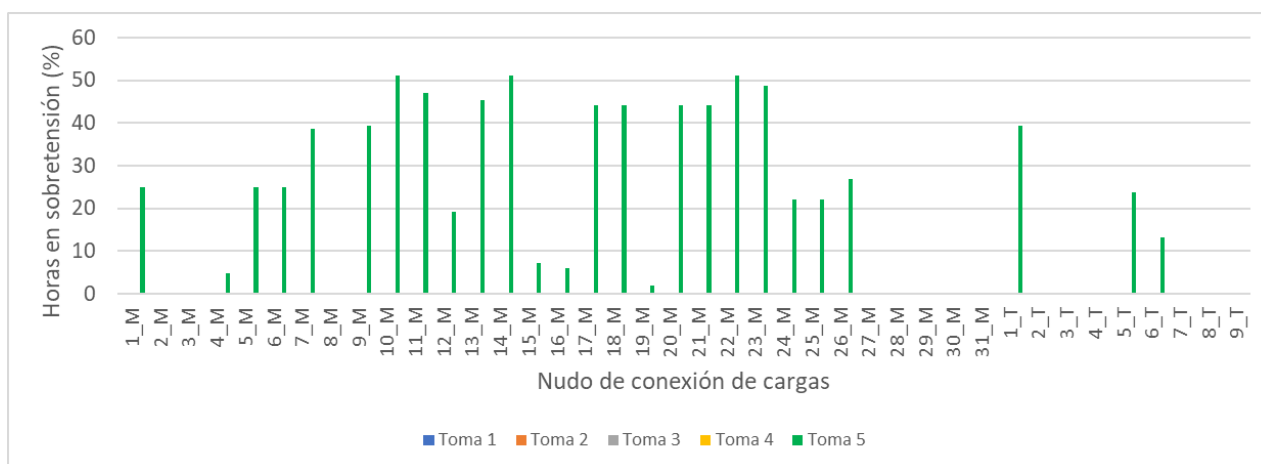


Figura 3-5 Horas a la semana en sobretensiones de cada carga para las distintas tomas del transformador

3.3.2. Resultados con toma 4

En este apartado se mostrarán los resultados de la red bajo estudio, estando el transformador operando en la toma 4. Concretamente, se mostrarán las principales magnitudes de la red: tensiones fase-neutro, intensidades de fase y neutro, potencia activa, potencia reactiva y pérdidas.

3.3.2.1. Tensiones

En primer lugar, para tener una idea de donde se localizan las tensiones mínimas de la red, se ha obtenido la tabla resumen Tabla 3-3. En esta tabla se muestra, para cada día de la semana, la carga en cuyo PCR se ha registrado la tensión mínima y la hora a la que se ha registrado. Se observa que, en los días de entresemana, la carga más crítica es la carga trifásica 3_T, la carga de mayor consumo de toda la red. En los días de fin de semana la carga más crítica es la carga monofásica 29_M, una de las cargas más alejadas del secundario del transformador (861 m).

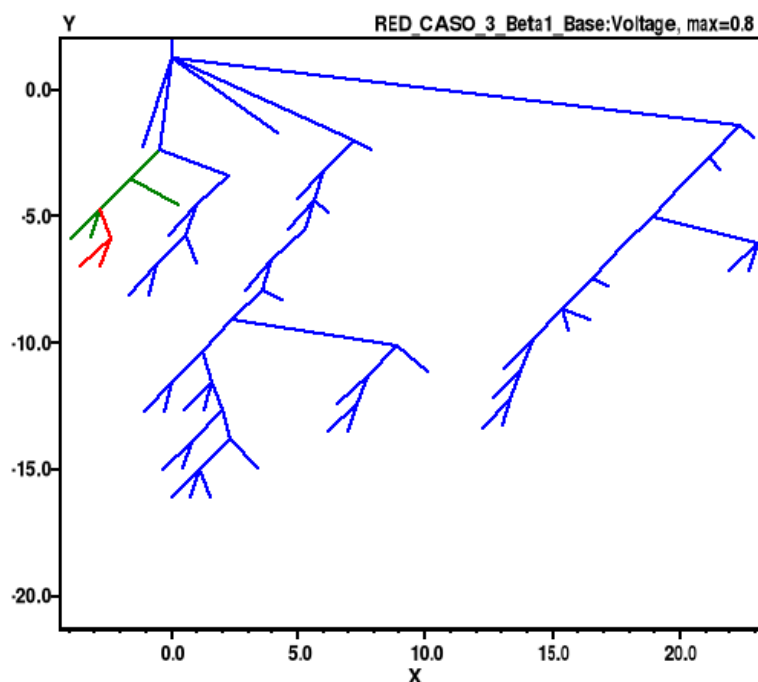
Tabla 3-3 Información de las tensiones mínimas registradas cada día de la semana

Día	Carga con V_{min}	Hora de V_{min}
Lunes	3_T	17:00
Martes	3_T	17:00
Miércoles	3_T	17:00
Jueves	3_T	17:00
Viernes	3_T	17:00
Sábado	29_M	11:00
Domingo	29_M	11:00

A continuación, se muestran dos fotos del estado de las tensiones de la red en dos horas críticas en tensiones de la semana analizada: las 17:00 del lunes y las 11:00 del sábado. Se representan en azul los nudos cuya tensión es superior a 0,93 pu, en verde los nudos cuya tensión está entre 0,93 pu y 0,9 pu y en rojo los nudos cuya tensión es inferior a 0,9 pu.

En la Figura 3-6 se puede observar que la zona en subtensiones se localiza en los nudos que parten del feeder 2, donde se encuentra conectada las carga 3_T. De hecho, en rojo se identifican los PCR a los que se conectan las cargas 3_T y 4_T (mismo PCR) y 3_M. También se observan otros nudos en verde próximos a estos.

En la Figura 3-7 se observa que la zona en subtensiones se encuentra ahora en los nudos finales del feeder 5, donde se encuentra conectada la carga 29_M. También están en subtensiones los nudos a los que se conectan las cargas 27_M y 28_M. En esta foto no se registran tensiones por debajo de 0.9 pu.

**Figura 3-6 Estado de las tensiones a las 17:00 del lunes**

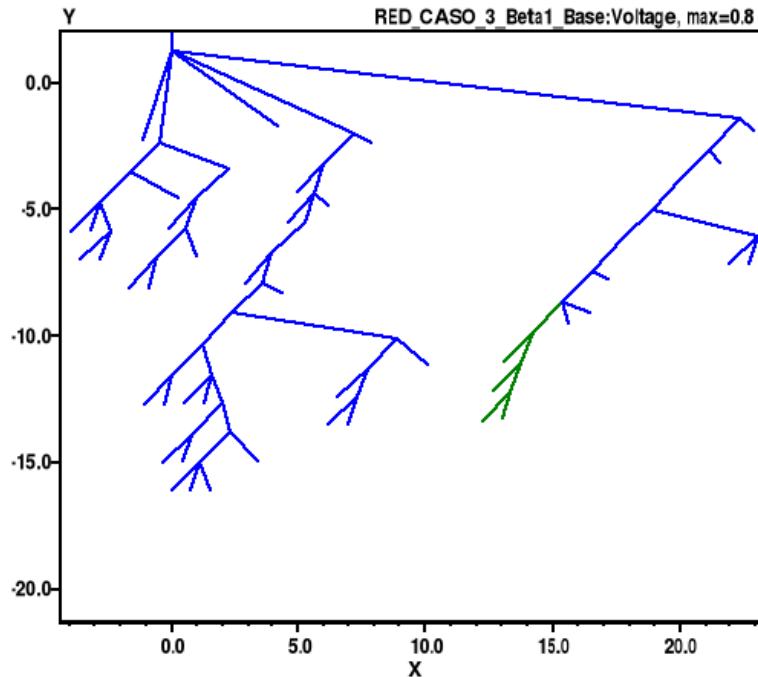


Figura 3-7 Estado de las tensiones a las 11:00 del sábado

Conocida la información anterior, se centra ahora el interés en el perfil de tensión semanal de las cargas más críticas en tensiones. Como se ha visto, las cargas 3_T y 29_M han registrado las mínimas tensiones en varios instantes de la semana analizada. Además, interesa conocer cómo se está comportando la tensión en el nudo de conexión en el que se tenían sospechas de subtensiones: la carga 9_T. Así, en las Figura 3-8, Figura 3-9 y Figura 3-10 se muestra el perfil de tensión semanal de las cargas 3_T, 9_T y 29_M, respectivamente.

En la Figura 3-8 se observa que durante los días de entresemana la tensión baja de 0.93 pu, llegando hasta un valor mínimo de 0,87 pu. Según la Tabla 3-1, esta carga permanece en subtensiones un 18 % del total de horas a la semana, es decir, durante 30 horas está en subtensión. Por otra parte, se observa un cierto desequilibrio en las tensiones, siendo la tensión de la fase α la más desfavorable.

En la Figura 3-9 se observan subtensiones en los días de entresemana, aunque durante pocas horas. Según la Tabla 3-1, esta carga permanece en subtensiones un 2,4 % del total de horas a la semana, es decir, durante 4 horas está en subtensión. El día más crítico en tensiones fue el miércoles, en el que se registra una tensión mínima en este nudo de 0,92 pu. En este caso también se observa un cierto desequilibrio que es más acusado durante el fin de semana.

Por último, en la Figura 3-10 se observan subtensiones durante toda la semana, aunque durante pocas horas. Según la Tabla 3-1, esta carga permanece en subtensiones un 4,8 % del total de horas a la semana, es decir, durante 8 horas está en subtensión. Durante el fin de semana también se tiene un perfil desfavorable en tensión, al contrario que en las cargas anteriores, donde el consumo se reduce durante el fin de semana y, en consecuencia, no bajan tanto las tensiones.

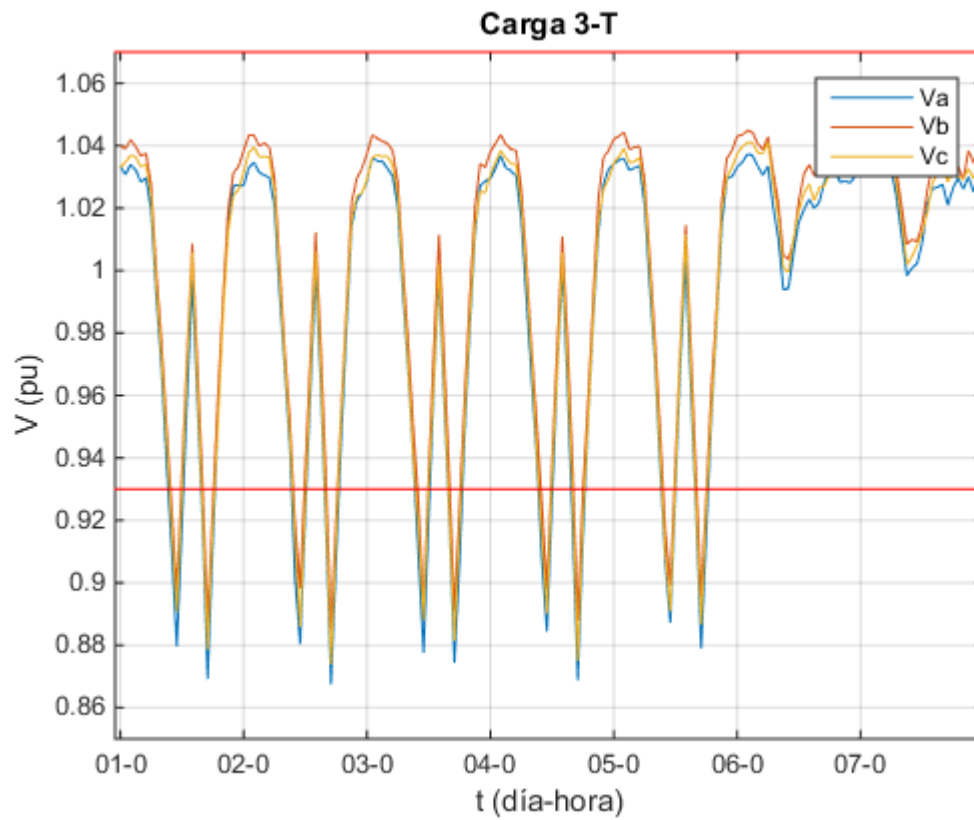


Figura 3-8 Perfil de tensión semanal de la carga 3_T

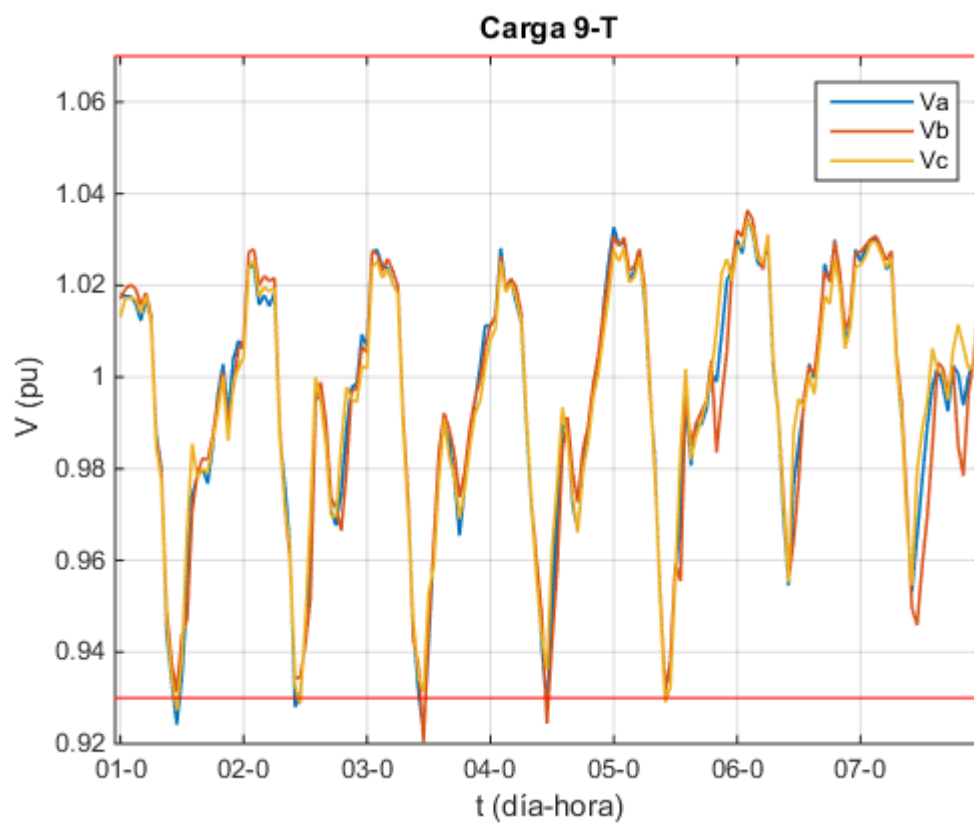


Figura 3-9 Perfil de tensión semanal de la carga 9_T

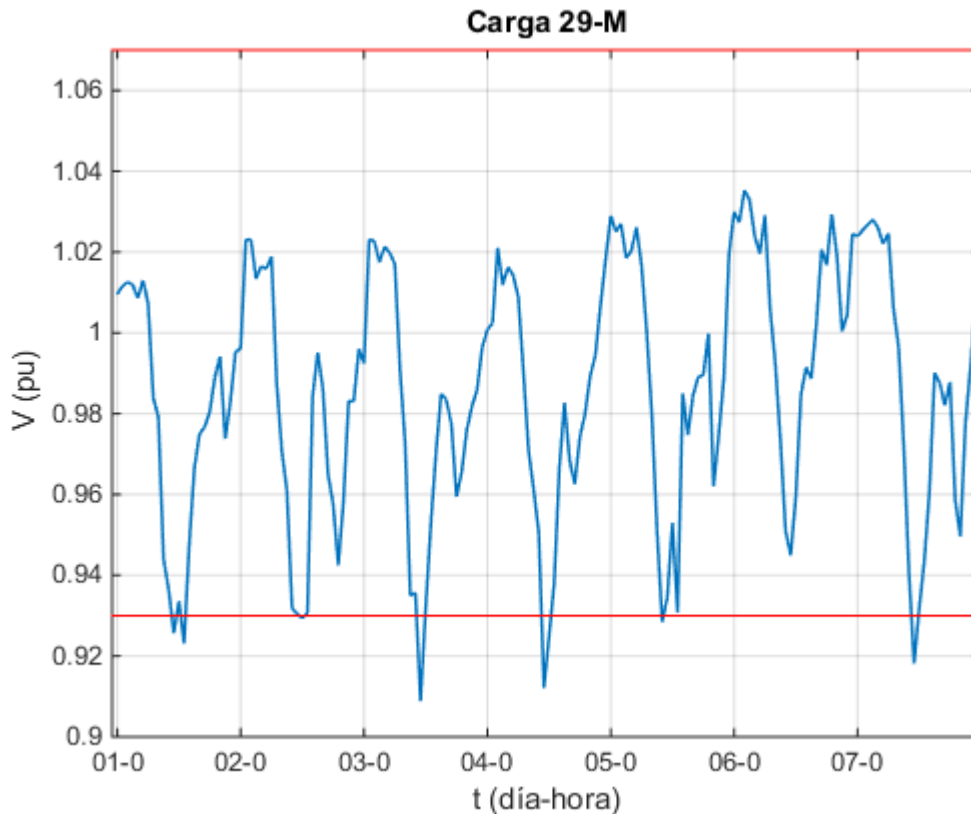


Figura 3-10 Perfil de tensión semanal de la carga 29_M

Visto todo lo anterior y, de cara al problema de optimización del SAE, interesa saber que se tienen dos zonas en subtensiones y conocer los nudos que llegan a tener subtensiones en cada una. Esta información se utilizará para proponer la ubicación del SAE, problema que se abordará en el capítulo 4.

3.3.2.2. Resultados en cabecera

Además de conocer las tensiones en los nudos más desfavorables de la red, también es interesante analizar qué está ocurriendo en cabecera (lado de BT del transformador).

En la Figura 3-11 se muestra el perfil semanal de potencia activa en cada fase en cabecera. Este perfil es muy similar a la curva de carga del consumidor 3_T, que, por ser la carga de mayor consumo, es la que predomina en el perfil de potencia. Se observa un cierto desequilibrio que se acentúa en las horas punta y durante el fin de semana, siendo la fase *a* la más cargada.

Para apreciar el desequilibrio de la red, en la Figura 3-12 se representan las intensidades de fase y neutro en cabecera. La intensidad del neutro varía en torno a 8 A y aumenta durante el fin de semana. Tal y como se esperaba, la red no está muy desequilibrada pues se han conectado las cargas con fase de conexión desconocida de forma que se tenga un escenario lo más equilibrado posible. Aun así, la fase *a* quedaría más cargada.

Por último, en la Figura 3-13 se representa el coseno de phi en cabecera. En las horas valle el coseno de phi disminuye porque disminuye el consumo en esas horas. El mínimo valor de esta magnitud se registra durante el fin de semana, días en los que se tienen los mínimos consumos.

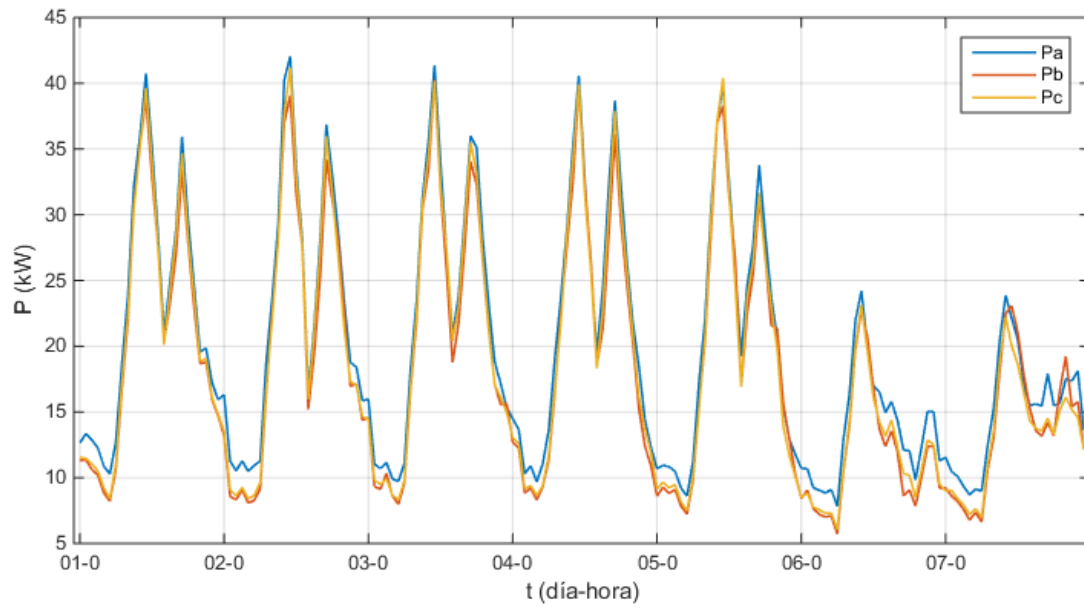


Figura 3-11 Potencia activa por fase en cabecera

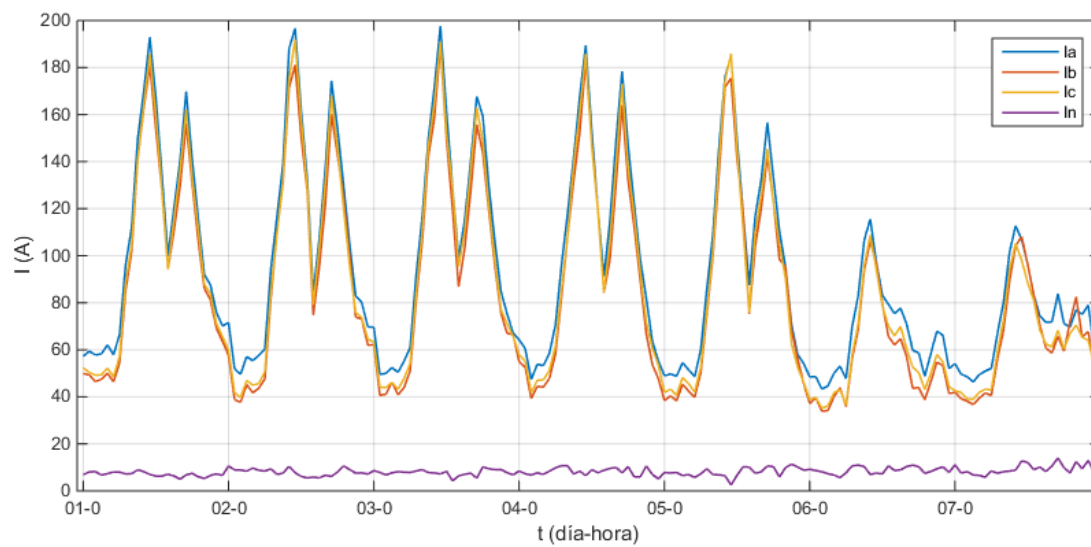


Figura 3-12 Intensidades de fase y neutro en cabecera

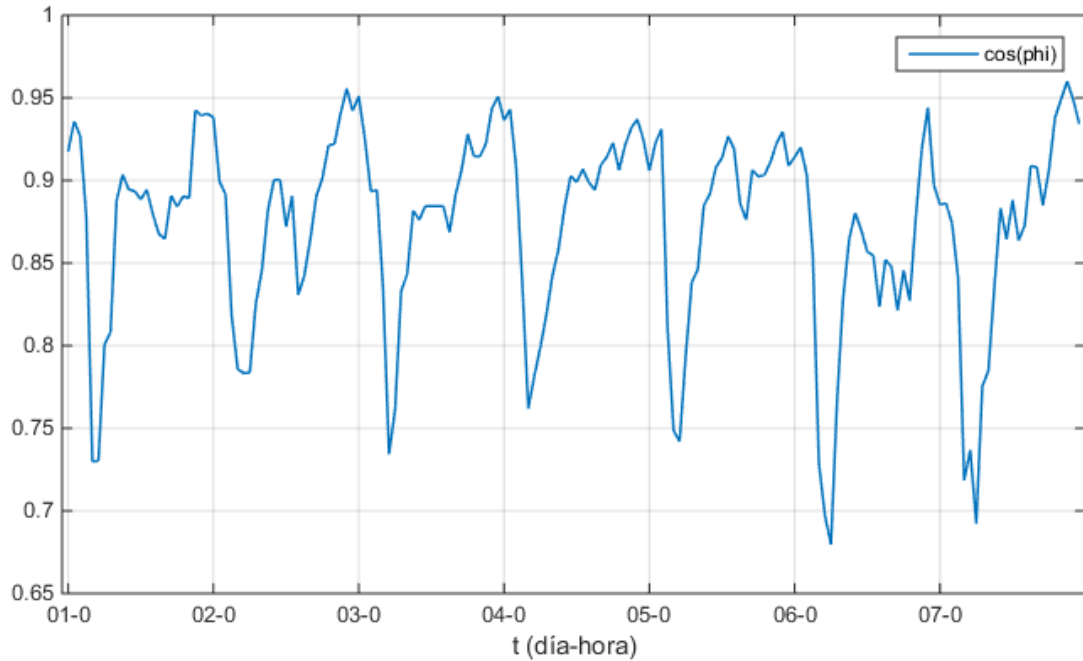


Figura 3-13 coseno de phi en cabecera

3.3.2.3. Pérdidas en la red

Por último, se representan las pérdidas de la red bajo estudio. En la Figura 3-14 se muestra el perfil semanal de pérdidas desagregadas por cables y transformador. En las horas punta las pérdidas en los cables son en torno a un 11% de la potencia total demandada en cabecera y las pérdidas en el transformador en torno a un 3% de esta potencia. Durante el fin de semana, días en los que no se registran grandes picos de consumo, las pérdidas totales están en torno al 5% del consumo en cabecera. Las pérdidas del transformador se mantienen constantes durante las horas valle, en las que predominan las pérdidas en el hierro de este elemento, y siguen la forma de la curva de consumo durante el resto de las horas, en las que predominan las pérdidas en el cobre de este elemento.

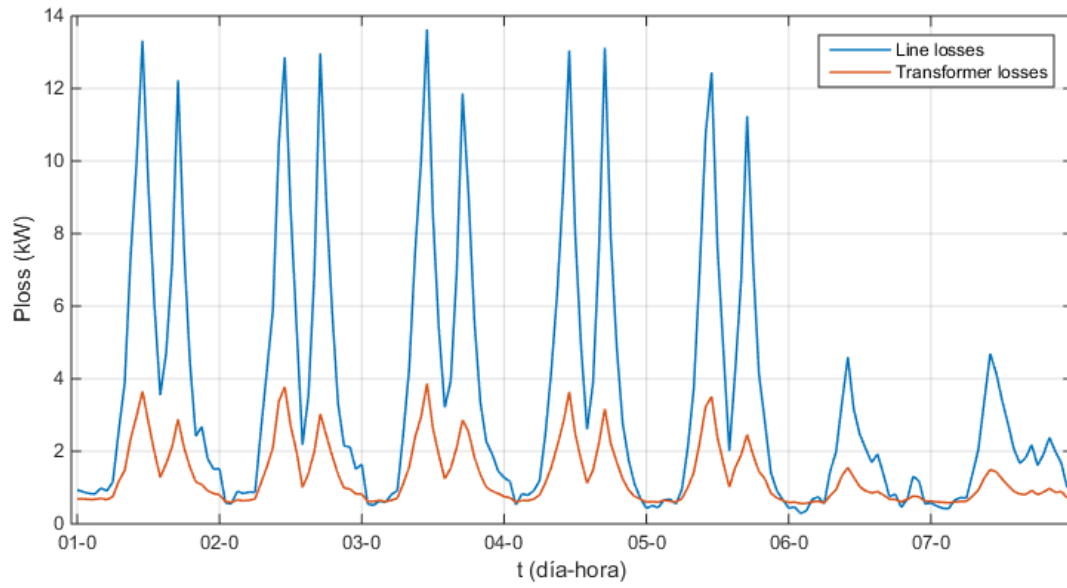


Figura 3-14 Pérdidas de la red desagregadas por cables y transformador

4. Problema de Optimización del SAE

En este capítulo se tratará todo lo relativo al problema de optimización del SAE, desde la formulación del problema, el programa de optimización utilizado para resolver hasta los resultados obtenidos, que serán las entradas del nuevo sistema a resolver en OpenDSS.

4.1. Definición del problema optimización del SAE

El objetivo de este apartado es definir el problema de optimización del SAE, que comprende la localización, el dimensionado y el ciclo de trabajo del mismo. Tal y como se definió en el alcance del proyecto, se establecen dos consideraciones de partida:

- La ubicación del SAE no será una variable de control del problema de optimización. Primero se ubicará en el punto más débil del sistema (punto con mayores subtensiones) y después se evaluará la posibilidad de ubicarlo en puntos más centralizados de la red.
- Se decide resolver un problema simplificado donde no se tengan en cuenta las ecuaciones de la red. Aunque en el alcance del proyecto también se propuso resolver un problema completo teniendo en cuenta dichas ecuaciones, esta opción se descarta. Caso de incluir las ecuaciones de la red se añadiría una fuerte no linealidad al problema, con el agravante del carácter desequilibrado de la red de baja tensión bajo estudio.

Antes de pasar a describir el problema de optimización del SAE, se considera necesario puntualizar que, en lo que sigue, el SAE también se ha referido como batería. Hasta ahora, no se había concretado el sistema de almacenamiento eléctrico a utilizar en este estudio. Cabe aclarar que el SAE contemplado en este trabajo es almacenamiento electroquímico basado en baterías secundarias o recargables. Sin embargo, no se ha abordado la elección de una tecnología de batería concreta, apta para aplicaciones de control de tensión, pues no forma parte de alcance de este trabajo.

Tras realizar una búsqueda de artículos que abordan el problema de optimización de la batería en redes de distribución, poniendo especial interés en aquellos que tienen como objetivo el control de tensión, se llega al problema de optimización que se quiere resolver.

La formulación de dicho problema viene detallada en el artículo “Load Balancing With EV chargers and PV Inverters in Unbalanced Distribution Grids” [17].

El problema de optimización propuesto es un problema no lineal entero mixto que permite obtener las dimensiones y el ciclado óptimo diario de una batería ubicada en una red de baja tensión trifásica a 4 hilos desequilibrada para minimizar la variación de carga, con el objetivo último de evitar subtensiones. Más concretamente, se basa en minimizar la suma de la variación de carga de cada fase lo que resultará en una carga más equilibrada de las tres fases. Conviene aclarar que es un método distinto a la minimización de la suma de la variación de carga de todas las fases, lo que podría dar lugar a la existencia de picos de potencia en cada fase por separado, produciendo subtensiones. En la Figura 4-1 se muestra cómo se minimiza la variación de carga de una fase o, lo que es lo mismo, como se aplana la curva de demanda. Consiguiendo reducir los picos de consumo, se mitigarán las subtensiones de la red.

Las baterías consideradas en este problema son monofásicas, lo que permite minimizar la variación de carga de cada fase por separado. Dado que no se tiene información detallada de las baterías que se utilizarán en este estudio, también se resolverá el problema de optimización considerando baterías trifásicas.

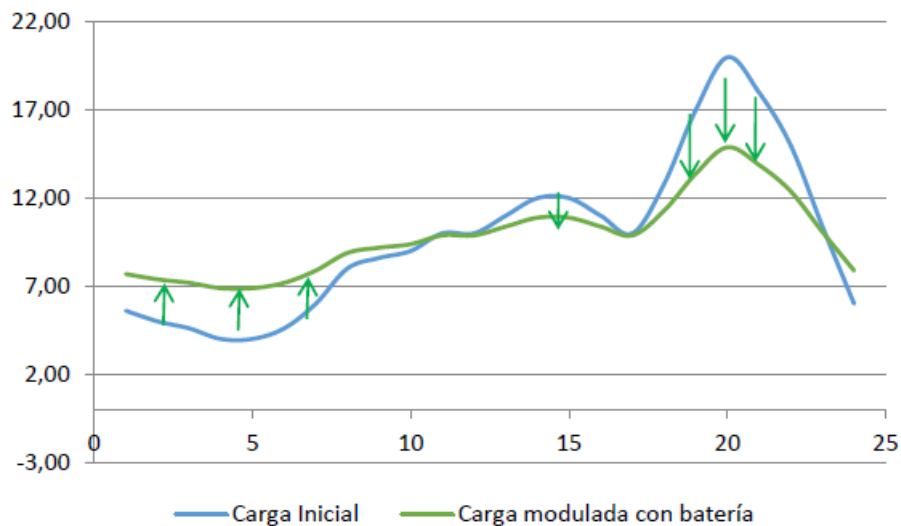


Figura 4-1 Objetivo del PO: Minimización de la variación de carga

A continuación, se detalla el modelo matemático del problema de optimización.

- Parámetros:

$P_{n,i,h}^{load}$	Potencia consumida por la carga conectada al nudo n , fase i , en la hora h (W).
r_c, r_d	Rendimiento de carga y descarga de la batería.
T	Horizonte temporal considerado. Si el problema es diario: $T \rightarrow h = 24$.
N	Número de cargas sujetas a la actuación de la batería.

- Variables:

$P_{n,i,h}^{bat,c}$	Potencia consumida por la batería conectada al nudo n , fase i , en la hora h (W).
---------------------	--

$P_{n,i,h}^{bat,d}$	Potencia inyectada por la batería conectada al nudo n , fase i , en la hora h (W).
$SOC_{n,i,h}^{bat}$	Estado de carga de la batería (en inglés, <i>State of Charge</i> (SOC)) conectada al nudo n , fase i , en la hora h (Wh).
$SOC_{n,i}^{nom}$	Estado de carga nominal de la batería conectada al nudo n , fase i (Wh).
$P_{n,i}^{nom}$	Potencia nominal de carga/descarga de la batería conectada al nudo n , fase i (W).
$b_{n,i,h}$	Variable binaria que representa el estado de carga o descarga de la batería.

- Función objetivo del problema:

$$\min \sum_{h=1}^T \sum_{i \in \{A,B,C\}} \left(\sum_{n=1}^N (P_{n,i,h}^{load} + P_{n,i,h}^{bat,c} - P_{n,i,h}^{bat,d}) \right)^2 \quad (4-1)$$

- Restricciones:

- Estado de carga de la batería en cada hora:

$$SOC_{n,i,h+1}^{bat} = SOC_{n,i,h}^{bat} + r_c \cdot P_{n,i,h}^{bat,c} - \frac{1}{r_d} \cdot P_{n,i,h}^{bat,d} \quad (4-2)$$

- Límites superior e inferior del estado de carga de la batería en cada hora:

$$0 \leq SOC_{n,i,h}^{bat} \leq SOC_{n,i}^{nom} \quad (4-3)$$

- Estado de carga inicial y final del ciclo de trabajo la batería:

$$SOC_{n,i,h1}^{bat} = SOC_{n,i,h24}^{bat} \quad (4-4)$$

- Límites superior e inferior de la potencia de carga y descarga de la batería en cada hora:

$$0 \leq P_{n,i,h}^{bat,c} \leq P_{n,i}^{nom} \cdot b_{n,i,h} \quad (4-5)$$

$$0 \leq P_{n,i,h}^{bat,d} \leq P_{n,i}^{nom} \cdot (1 - b_{n,i,h}) \quad (4-6)$$

4.2. Herramienta de Optimización

Para resolver el problema de optimización de la batería se va a utilizar la herramienta GAMS, un software de alto nivel para la resolución de problemas de optimización matemática mediante el uso de notación algebraica. Esta herramienta consta de una ventana principal donde el usuario introduce la formulación matemática del problema y posteriormente selecciona un “solver” de optimización que permite generar la solución. De esta forma el usuario solo tiene que definir el problema, pero no preocuparse por el algoritmo de resolución.

A continuación, se describen de forma breve los pasos para formular y resolver un problema de optimización en GAMS. Para el aprendizaje del programa se han utilizado varias guías de usuario de la herramienta [18], [19] y [20].

En primer lugar, hay que crear el fichero de datos con la formulación del problema siguiendo un formato concreto, consistente en una serie de bloques. Hay un conjunto de bloques que es obligatorio definir y otro conjunto que es opcional. Dichos bloques se especifican en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1 Bloques de ecuaciones de GAMS

Bloques obligatorios		Bloques opcionales	
Variables	VARIABLES	Conjuntos	SET
Ecuaciones	EQUATIONS	Datos	DATA
Modelo	MODEL	Visualización	DISPLAY
Solución	SOLVE		

Los bloques de ecuaciones presentados se describen a continuación, incluyendo algunas propiedades específicas de cada uno que se han utilizado en este trabajo:

- **Variables:** en este bloque se definen las variables del problema, indicando una breve descripción de cada una de ellas. También se indica de qué tipo son (enteras, binarias, etc.), sus valores de partida y sus restricciones. Los principales tipos de variables que se pueden definir en GAMS se especifican en la Tabla 4-2. En cuanto a sus restricciones, en la Tabla 4-3 se especifica la sintaxis para definir los límites de las variables.
- **Ecuaciones:** en este bloque se declaran y asignan las ecuaciones del problema. La declaración consiste en definir un nombre para cada ecuación y una breve descripción de esta. Posteriormente, a cada nombre se le asigna la ecuación que le corresponde.
- **Modelo:** en este bloque se especifica qué ecuaciones de las definidas anteriormente componen el modelo que se va a resolver.
- **Solución:** en este bloque se especifica qué tipo de problema de optimización se ha formulado y cómo se quiere optimizar la función objetivo: minimizándola o maximizándola.
- **Conjuntos:** en este bloque se definen los índices que se van a emplear y una breve descripción de cada uno. Cabe mencionar que una de las capacidades más potentes de GAMS es su capacidad para indexar variables y ecuaciones.
- **Datos:** en este bloque se definen datos fijos del modelo que pueden ser de tres tipos: escalares (SCALAR), vectores (PARAMETER) o matrices (TABLE). Primero se define el nombre del dato y una breve descripción y posteriormente, su valor numérico. Los valores numéricos se indican entre barras inclinadas.

Tabla 4-2 Tipos de variables en GAMS

Tipo de variable	Rango
Libre (variable por defecto)	$(-\infty, \infty)$
Binaria	$\{0,1\}$
Entera	$\{0,1,\dots,100\}$
Negativa	$(-\infty, 0)$
Positiva	$(0, \infty)$

Tabla 4-3 Símbolos para definir atributos de variables en GAMS

Atributo de la variable	Símbolo
Límite inferior	.lo
Límite superior	.up
Valor fijo	.fx
Valor inicial	.l

Una vez completado el fichero de datos con los bloques necesarios, se selecciona el solver que se utilizará para resolver el problema de optimización especificado en el bloque SOLVE. GAMS dispone de más de 25 solvers para la resolución de problemas de optimización lineales, no lineales y enteros mixtos [21]. En la Tabla 4-4 se muestran algunos de los solvers de GAMS para la resolución de los distintos problemas de optimización.

Tabla 4-4 Principales optimizadores de GAMS

Problema de optimización	Solver
Programación lineal (LP) Programación lineal entera mixta (MIP) Programación cuadrática sujeta a restricciones (QCP) Programación cuadrática entera mixta sujeta a restricciones (MIQCP)	CPLEX, GUROBI, MOSEK, XPRESS
Programación no lineal (NLP)	CONOPT, IPOPTH, KNITRO, MINOS, SNOPT
Programación no lineal entera mixta (MINLP)	ALPHAECF, ANTIGONE, BARON, DICOPT, OQNLP, SBB

Por último, se ejecuta el fichero de datos creado y GAMS devuelve un fichero de salida con toda la información del problema resuelto. Entre la información proporcionada, el fichero contiene un resumen de la solución del problema, indicando si se ha encontrado solución óptima, el valor de la función objetivo y el valor de cada una de las variables del problema.

4.3. Resolución del problema de optimización del SAE

Una vez se ha definido la formulación del problema de optimización del SAE y se conoce el funcionamiento de la herramienta de optimización que se va a utilizar para resolverlo, se presentan los distintos casos que se han resuelto y los resultados obtenidos en cada uno de ellos. En concreto, se ha planteado el problema de optimización considerando baterías monofásicas y trifásicas y optimizando un solo día de ciclado y una semana completa.

4.3.1. Problema 1: batería monofásica y ciclado diario

4.3.1.1. Consideraciones previas

Antes de formular el problema en GAMS, hay que fijar algunos grados de libertad del problema: la ubicación y las dimensiones máximas de la batería.

En cuanto a la ubicación de la batería, teniendo en cuenta lo que se mencionó en el apartado 4.1, la batería se ubicará en la zona de la red más crítica en tensiones. Observando los resultados que se obtuvieron en tensiones en la red objeto de estudio (ver apartado 3.3.2.1), parece lógico que hay dos zonas en subtensiones. En la Figura 4-2, dichas zonas se han resaltado sobre el diagrama unifilar de la red. Se decide por tanto ubicar dos baterías, una en cada zona y en el nudo localizado más aguas arriba de dicha zona (nudos donde aparece el SAE conectado), pues no se tiene un único nudo en subtensiones, sino varios.

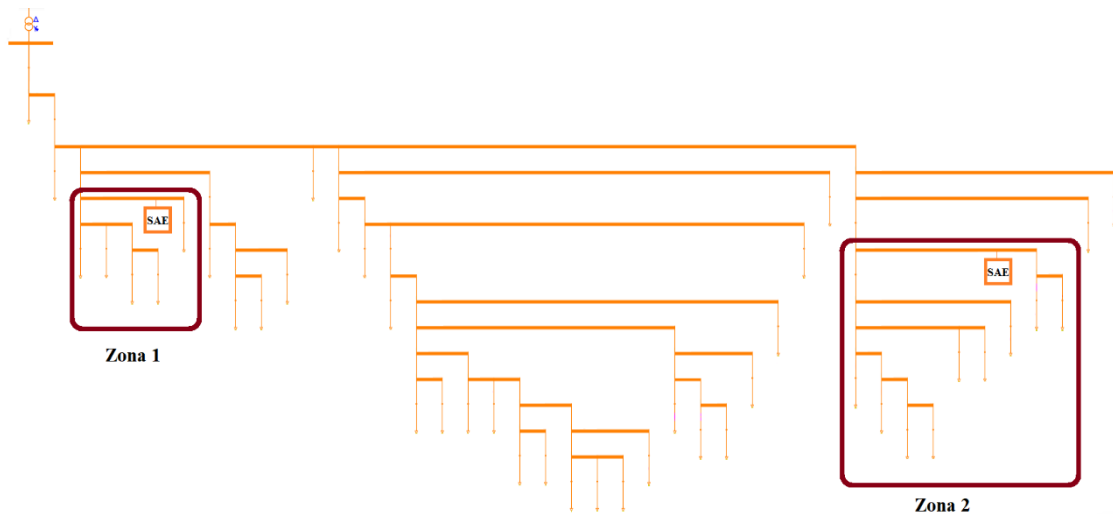


Figura 4-2 Zonas en subtensiones de la red objeto de estudio

A continuación, hay que determinar de forma aproximada las dimensiones de cada batería para indicar una potencia y energía máximas en el problema de optimización. Puesto que el objetivo de la batería es minimizar la variación de carga en cada fase, sus dimensiones pueden obtenerse conociendo el consumo en el nudo donde se ubicará la batería.

En la Figura 4-3 se muestra el consumo en cada fase en el nudo de la zona 1 donde se ubica la batería (a partir de ahora, nudo 1), con una aproximación de las zonas de inyección y absorción de energía de la batería para aplanar dicha curva. Observando dicha curva, pueden aproximarse las dimensiones de cada batería monofásica (se suponen del mismo tamaño):

- La potencia de la batería debe cubrir la máxima demanda de potencia:

$$P_{nom}^{1F} \cong 15 \text{ kW} \quad (4-7)$$

- La capacidad de la batería puede obtenerse como la suma de las dos áreas de inyección de energía, que se aproximan por dos triángulos:

$$\begin{aligned} E_{nom}^{1F} &= E_{iny1} + E_{iny2} \cong \frac{b_1 \cdot h_1}{2} + \frac{b_2 \cdot h_2}{2} = \\ &= \frac{6 \text{ h} \cdot 12 \text{ kW}}{2} + \frac{5 \text{ h} \cdot 15 \text{ kW}}{2} = 73,5 \text{ kWh} \end{aligned} \quad (4-8)$$

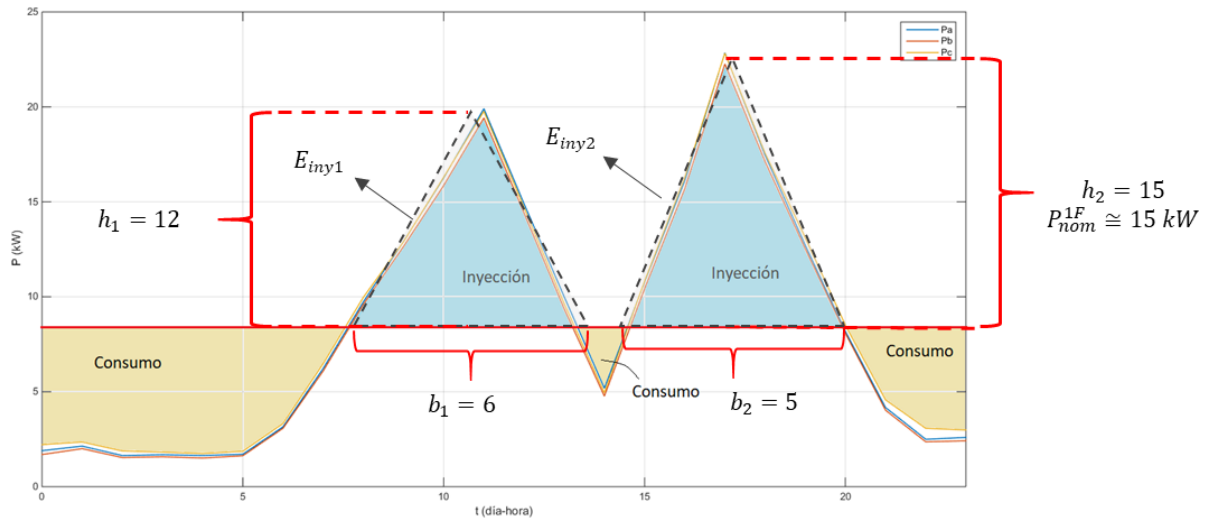


Figura 4-3 Consumo en cada fase en el nudo 1 (zona 1)

El mismo procedimiento se repite en la zona 2. Se obtienen las dimensiones de la batería que se ubicará en esta zona atendiendo al consumo presentado en la Figura 4-4:

- La potencia de la batería debe cubrir la máxima demanda de potencia:

$$P_{nom}^{1F} \cong 6 \text{ kW} \quad (4-9)$$

- La capacidad de la batería puede aproximarse por el área del rectángulo resaltado, que será algo superior a la suma del área de las zonas de inyección:

$$E_{nom}^{1F} = a \cdot b \cong 7 \text{ h} \cdot 6 \text{ kW} = 42 \text{ kWh} \quad (4-10)$$

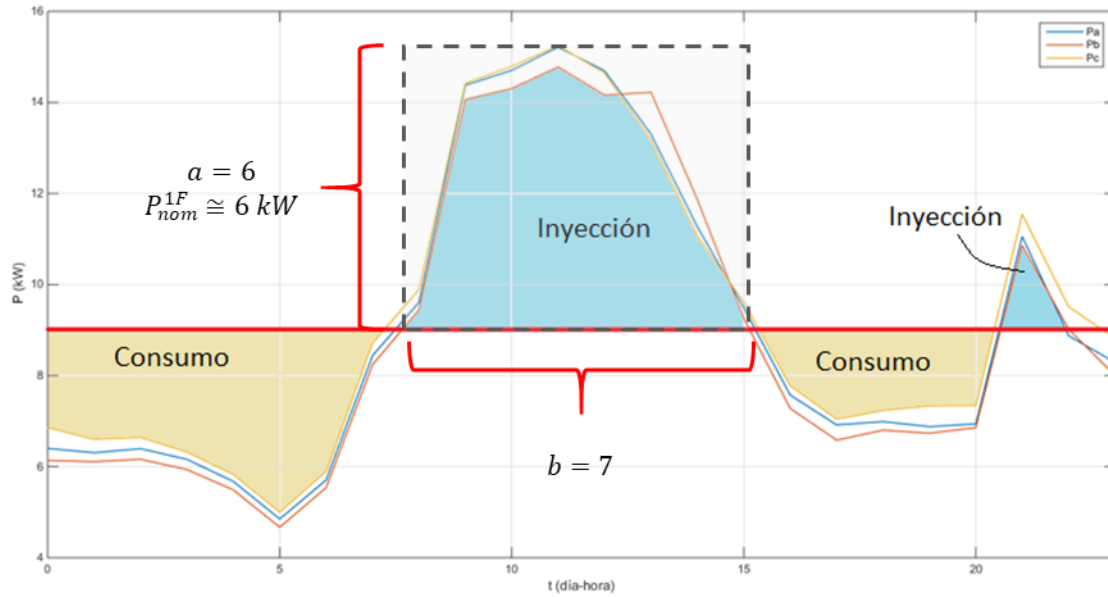


Figura 4-4 Consumo en cada fase en el nudo 2 (zona 2)

4.3.1.2. Formulación del problema en la herramienta de optimización

En segundo lugar, se va a presentar el código creado en GAMS para la formulación de este problema de optimización de la batería. Como se vio en el apartado 4.2, el fichero de GAMS se organiza en diferentes bloques, y así se va a presentar el código creado.

Se ha observado que hay dos zonas con problemas de tensiones en la red objeto de estudio y se ha decidido ubicar un SAE en cada una. El problema de optimización presentado en 4.1 se aplica de forma independiente en cada zona. Por ello, se va a presentar el problema de optimización del SAE en una zona, la zona 1, para no repetir contenidos (las diferencias en el código de la zona 1 y 2 son mínimas).

4.3.1.2.1. Bloque SET

En el bloque de conjuntos se definen los tres índices que se han utilizado en la formulación del problema (ver apartado 4.1): nudo, fase de conexión y hora. La utilización de índices permitirá definir el problema de forma compacta.

```
SET
    n buses
    h horas
    i fase conexión
;
```

4.3.1.2.2. Bloque TABLE

Este bloque se utiliza para introducir matrices de datos que, en este caso, son las curvas de carga de las distintas cargas que se ubican en la zona de actuación de la batería (zona 1 en este problema). Estos datos se introducen mediante una matriz tridimensional, utilizando para ello el formato que se muestra a continuación.

```
TABLE
P(n,i,h) Potencia consumida por la carga conectada en nudo n fase i
en la hora h (W)
```

	h1	h2	h3	h4	...
n1.i1	2800	2500	2300	2000	...
n1.i2	0	0	0	0	...
n1.i3	0	0	0	0	...
n2.i1	0	0	0	0	...
n2.i2	3200	2400	2000	1700	...
n2.i3	0	0	0	0	...
...					

Dado el número de veces que se han hecho actualizaciones en las curvas de carga, se decide modificar el código anterior para importar estos datos desde Excel. Es más sencillo modificarlos desde esta herramienta que desde GAMS. GAMS puede leer y escribir datos en Excel mediante la funcionalidad GDX (GAMS Data eXchange) [22]. En este caso se lee información del archivo “inconsumos_Beta.xlsx”, la relativa a las cargas de la zona de actuación de la batería. Para indicar a GAMS que celdas debe leer, se utiliza el comando *rgn* como se muestra a continuación.

TABLE P(n,i,h) Potencia consumida por la carga conectada en nudo n fase i en la hora h (W);

```
$onecho > task.txt
dset=n rng=a5:a25          rdim=1
dset=i rng=b5:b25          rdim=1
dset=h rng=a1:z1           cdim=1
par=P rng=Hoja1!a1         rdim=2 cdim=1
$offecho

$CALL GDXXRW.EXE inconsumos_Beta.xlsx trace=3 @task.txt
$GDXIN inconsumos_Beta.gdx
$LOAD n i h
$LOAD P
$GDXIN
```

4.3.1.2.3. Bloque SCALAR

En este bloque se definen datos del problema de tipo escalar. Los únicos datos de este tipo presentes en el problema definido son los rendimientos de carga y descarga de la batería. Se han fijado dichos valores a 0.9 en tanto por uno.

SCALAR

```
Rc Rendimiento de carga de la bateria /0.9/
Rd Rendimiento de descarga de la bateria /0.9/
;
```

4.3.1.2.4. Bloque VARIABLES

A continuación, se muestran todas las variables definidas en el problema con sus respectivos índices.

VARIABLES

Desequilibrio	Función objetivo
b(n,i,h)	Variable binaria que representa el estado de carga o descarga de la bateria
Pbat_c(n,i,h)	Potencia inyectada por la bateria conectada al nudo n fase i en la hora h (W)
Pbat_d(n,i,h)	Potencia consumida por la bateria conectada al nudo n fase i en la hora h (W)
SoC(n,i,h)	Estado de carga de la bateria conectada al nudo n en la hora h (Wh)

<code>Pn(n,i)</code>	Potencia nominal de la batería conectada al nudo n fase i (W)
<code>SoCn(n,i)</code>	Capacida nominal de la batería conectada al nudo n fase i (Wh)
<code>;</code>	

También se ha definido qué tipo de variable es cada una.

```
BINARY VARIABLES b;
POSITIVE VARIABLES
Pbat_c, Pbat_d, SoC, Pn, SoCn;
```

Por último, se han especificado valores de partida y valores fijos para algunas variables. En concreto:

- Se ha definido un valor de partida de las potencias de carga y descarga de la batería en la hora 1 para forzar a que la batería comience cargándose.
- Se ha fijado el estado de carga de la batería en la hora 1 a cero. En alguna hora del día el estado de carga de la batería tiene que pasar por cero, de lo contrario, el SOC mínimo resultante podría ser mucho mayor que cero.
- Se han fijado las dimensiones máximas de la batería que se calcularon anteriormente (ver apartado 4.3.1.1): $P_{nom}^{1F} \cong 15 \text{ kW}$, $E_{nom}^{1F} \cong 70 \text{ kW}$.

```
* VALORES DE PARTIDA DE LA POTENCIA DE CARGA/DESCARGA EN h1
Pbat_c.l('n3','i1','h1')=6000;
Pbat_c.l('n3','i2','h1')=6000;
Pbat_c.l('n3','i3','h1')=6000;

Pbat_d.l('n3','i1','h1')=0;
Pbat_d.l('n3','i2','h1')=0;
Pbat_d.l('n3','i3','h1')=0;

* VALORES FIJOS DEL ESTADO DE CARGA INICIAL
SoC.fx('n3','i1','h1')=0;
SoC.fx('n3','i2','h1')=0;
SoC.fx('n3','i3','h1')=0;

* VALORES FIJOS DE P_MAX DE LA BATERÍA (ud. en W)
Pn.fx('n1','i1')=0;
Pn.fx('n1','i2')=0;
Pn.fx('n1','i3')=0;

Pn.fx('n2','i1')=0;
Pn.fx('n2','i2')=0;
Pn.fx('n1','i3')=0;

Pn.fx('n3','i1')=15000;
Pn.fx('n3','i2')=15000;
Pn.fx('n3','i3')=15000;

...

* VALORES FIJOS DE SoC_MAX DE LA BATERÍA (ud. en W)
...

SoCn.fx('n3','i1')=70000;
```

```

SoCn.fx('n3','i2')=70000;
SoCn.fx('n3','i3')=70000;

...

```

En la zona 1 se ubica una única batería por lo que, la potencia y energía máximas de la batería solo serán distintas de cero en un nudo de dicha zona, en este caso el nudo 3. Realmente, GAMS proporciona un resultado independientemente de dónde se coloque la batería, por lo que se podría haber utilizado cualquier otro nudo.

4.3.1.2.5. Bloque EQUATIONS

En primer lugar, se declaran las ecuaciones del problema.

```

EQUATIONS
*Declaración
fo                                Funcion objetivo
E_stored(n,i,h)                  Estado de carga
R_E_stored_max(n,i,h)            Restriccion limite superior del estado de
                                carga
R_E_stored_min(n,i,h)            Restriccion limite inferior del estado de
                                carga
R_E0_Ef_a(n)                     Restricción de valor inicial y final del
                                estado de carga de la batería en fase a
R_E0_Ef_b(n)                     Restricción de valor inicial y final del
                                estado de carga de la batería en fase b
R_E0_Ef_c(n)                     Restricción de valor inicial y final del
                                estado de carga de la batería en fase c
R_3F_max_c(n,i,h)                Restricción limite superior de carga de
                                bateria
R_3F_min_c(n,i,h)                Restricción limite inferior de carga de
                                bateria
R_3F_max_d(n,i,h)                Restricción limite superior de descarga
                                de bateria
R_3F_min_d(n,i,h)                Restricción limite inferior de descarga
                                de batería
;

```

A continuación, a cada nombre definido, se le asigna la ecuación correspondiente.

```

*Asignación
*-----
*                                Función objetivo
*-----
fo..                            Desequilibrio =e= sum(h, sum(i, (sum(n, P(n,i,h) +
                                Pbat_c(n,i,h)-Pbat_d(n,i,h))**2)));

*-----
*                                Restricciones
*-----

E_stored(n,i,h)..              SoC(n,i,h+1) =e= SoC(n,i,h) +
                                Pbat_c(n,i,h)*Rc - Pbat_d(n,i,h)*(1/Rd);

R_E_stored_max(n,i,h)..        SoC(n,i,h) =l= SoCn(n,i);
R_E_stored_min(n,i,h)..        SoC(n,i,h) =g= 0;

R_E0_Ef_a(n)..                  SoC(n,'i1','h1') =e= SoC(n,'i1','h24');
R_E0_Ef_b(n)..                  SoC(n,'i2','h1') =e= SoC(n,'i2','h24');

```

```

R_E0_Ef_c(n) ..          SoC(n, 'i3', 'h1') =e= SoC(n, 'i3', 'h24');

R_3F_max_c(n,i,h) ..     Pbat_c(n,i,h) =l= (Pn(n,i)) * b(n,i,h);
R_3F_min_c(n,i,h) ..     Pbat_c(n,i,h) =g= 0;
R_3F_max_d(n,i,h) ..     Pbat_d(n,i,h) =l= (Pn(n,i)) * (1-b(n,i,h));
R_3F_min_d(n,i,h) ..     Pbat_d(n,i,h) =g= 0;

```

Las ecuaciones definidas anteriormente se corresponden con las especificadas en la formulación del problema (ver apartado 4.1), formada por la función objetivo y cuatro restricciones. Para definir las restricciones en GAMS es necesario dividir las en dos ecuaciones, una para el límite superior y otra para el límite inferior. La sintaxis utilizada para los signos de igualdad y desigualdad se detalla en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5 Signos de igualdad y desigualdad en GAMS

Signo	Símbolo en GAMS
=	=e=
≤	=l=
≥	=g=

4.3.1.2.6. Bloque MODEL

A este modelo se le ha asignado el nombre “SAE_1F_D_Z1” ya que se trata del problema de optimización de baterías monofásicas para obtener el ciclado diario cuando la batería se ubica en la zona 1. En este modelo se han utilizado todas las ecuaciones definidas en el bloque anterior.

```

MODEL SAE_1F_D_P1 /all/ ;

```

4.3.1.2.7. Bloque SOLVE

El problema de optimización que se va a resolver es un problema no lineal entero mixto (MINLP) en el que se quiere minimizar la función objetivo.

```

SOLVE SAE_1F_D_P1 USING MINLP MINIMIZING Desequilibrio;

```

4.3.1.2.8. Bloque DISPLAY

En este bloque se especifican las variables que se quieren sacar por pantalla.

```

DISPLAY
b.l, Pbat_c.l, Pbat_d.l, Pneta.l, P, Pn.l, SoCn.l, SoC.l, Desequilibrio.l;

```

La notación “.l” indica que se saque por pantalla el valor actual de la variable.

4.3.1.2.9. Selección del solver de optimización

Una vez definido el fichero de datos, hay que seleccionar el algoritmo de optimización que GAMS usará para resolverlo. En este caso se va a utilizar el solver SCIP (Solving Constraint Integer Programs) [23], que se puede utilizar para resolver varios tipos de problemas entre los que se encuentra el MINLP.

4.3.1.2.10. Ventana de resultados

Por último, se ejecuta el fichero de datos y GAMS devuelve un fichero de salida del tipo “datafile.lst” con los resultados del problema. Las partes principales de este fichero son:

- Un resumen de la solución del problema. En primer lugar, se recogen las características del problema resuelto: tipo de problema de optimización, solver utilizado, función objetivo, etc. A continuación, se especifica información sobre el proceso de solución mediante tres campos:
 - SOLVER STATUS: Si el problema se ha resuelto correctamente se indicará la descripción “Normal Completion”. Esta descripción indica que el solver ha finalizado de forma normal, sin ser interrumpido por límites o dificultades internas.
 - MODEL STATUS: Este apartado proporciona información sobre la solución obtenida. En este estudio, todas las soluciones obtenidas han sido del tipo “Integer Solution”. Esta descripción indica que se han encontrado una o varias soluciones factibles para el problema con variables discretas. Las posibles soluciones que se pueden obtener se pueden consultar en [24].
 - OBJECTIVE VALUE: proporciona el valor de la función objetivo obtenido.

A continuación, se proporciona el código de uno de los problemas resueltos. En este caso, el problema se ha resuelto correctamente y se han encontrado 8 soluciones factibles.

S O L V E		S U M M A R Y	
MODEL	NON2	OBJECTIVE	Desequilibrio
TYPE	MINLP	DIRECTION	MINIMIZE
SOLVER	SCIP	FROM LINE	146
**** SOLVER STATUS	1 Normal Completion		
**** MODEL STATUS	8 Integer Solution		
**** OBJECTIVE VALUE	5371519090.4137		
RESOURCE USAGE, LIMIT	1.450	1000.000	
ITERATION COUNT, LIMIT	6006	2000000000	
EVALUATION ERRORS	0	0	

- Un reporte con la información de las soluciones obtenidas: Indica si hay soluciones no óptimas, no factibles, no acotadas o errores.

**** REPORT SUMMARY :	0	NONOPT
	0	INFEASIBLE
	0	UNBOUNDED
	0	ERRORS

4.3.1.3. Resultados

Los resultados que proporciona el problema de optimización son: las dimensiones y el ciclado óptimo diario de la batería. A continuación, se presentan los resultados de las baterías que se ubican en las zonas 1 y 2, respectivamente.

Se observa que, en ambas zonas, el ciclado obtenido en cada fase es muy similar (Tabla 4-7 y Tabla 4-9), si bien en la zona 2 hay menos similitud. En cuanto a las dimensiones de la batería en la zona 1 (Tabla 4-6), la fase que precisa de mayor capacidad es la fase *a*, la fase

más cargada. En la zona 2 (Tabla 4-8), la fase que precisa de mayor capacidad de la batería es la fase *b*.

Vista la similitud entre las fases, parece coherente probar una batería trifásica y comparar ambos resultados, tal y como se propuso al principio de este capítulo.

Tabla 4-6 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 1

	Fase a	Fase b	Fase c
P_{max} (W)	10176,6	10123,7	10135,8
E_{max} (Wh)	39404,8	38976,8	38711,5

Tabla 4-7 Ciclado diario óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 1

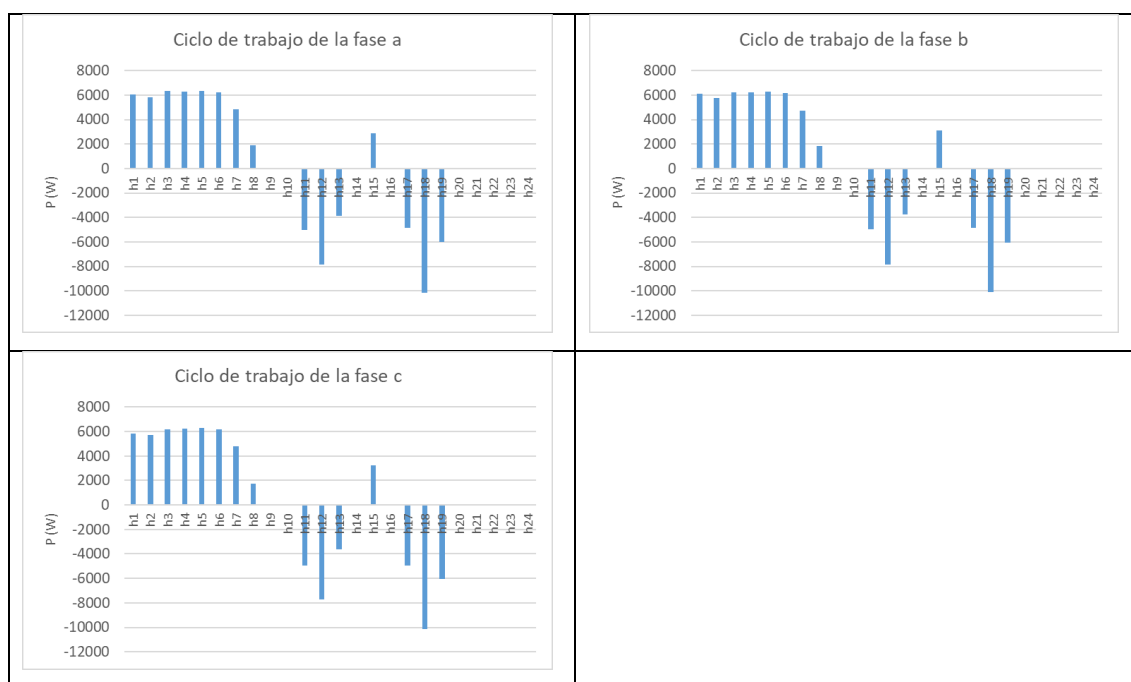
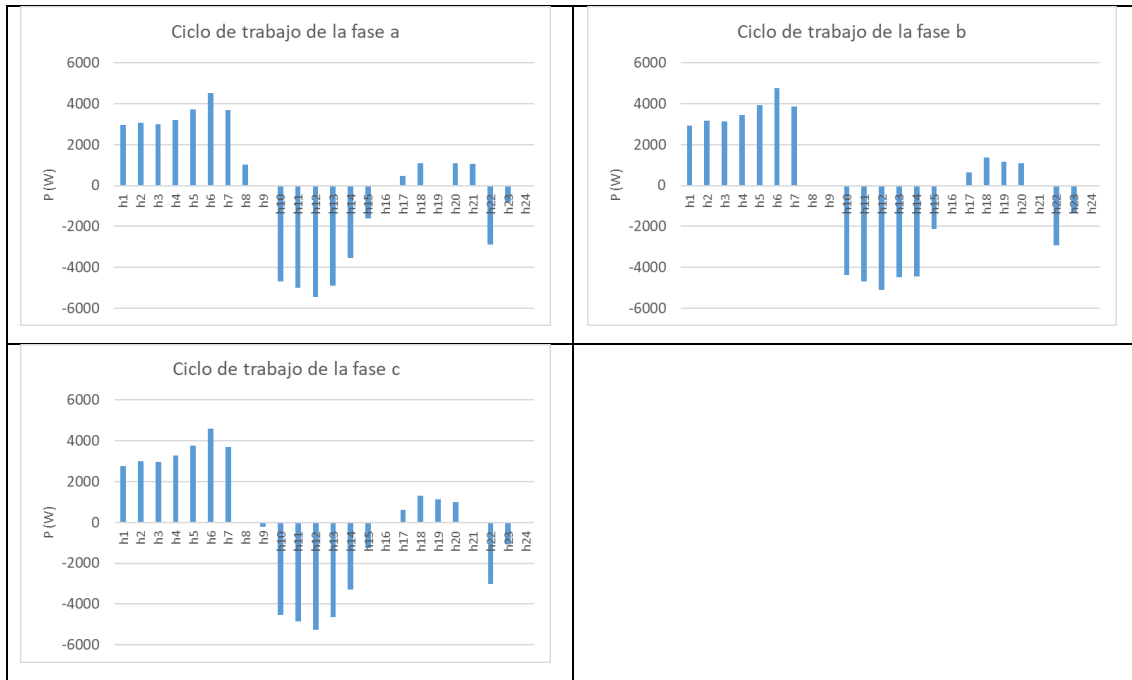


Tabla 4-8 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 2

	Fase a	Fase b	Fase c
P_{max} (W)	5443,7	5090,9	5259,4
E_{max} (Wh)	25179,2	25222,1	24042,6

Tabla 4-9 Ciclado diario óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 2

4.3.2. Problema 2: batería trifásica y ciclado diario

4.3.2.1. Formulación del problema en la herramienta de optimización

Para tener en cuenta que en este caso se tiene una batería trifásica, se añaden dos restricciones al problema:

$$P_{n,p1,h}^{bat,c} = P_{n,p2,h}^{bat,c} = P_{n,p3,h}^{bat,c} \quad (4-11)$$

$$P_{n,p1,h}^{bat,d} = P_{n,p2,h}^{bat,d} = P_{n,p3,h}^{bat,d} \quad (4-12)$$

Estas dos restricciones se formulan en el bloque EQUATIONS de GAMS añadiendo 4 ecuaciones adicionales:

EQUATIONS

...

Pc_3F_a(n,h)	Restricción de batería trifásica carga
Pc_3F_b(n,h)	Restricción de batería trifásica carga
Pd_3F_a(n,h)	Restricción de batería trifásica descarga
Pd_3F_b(n,h)	Restricción de batería trifásica descarga

...

Pc_3F_a(n,h) ..	Pbat_c(n,'i1',h) =e= Pbat_c(n,'i2',h);
Pc_3F_b(n,h) ..	Pbat_c(n,'i2',h) =e= Pbat_c(n,'i3',h);
Pd_3F_a(n,h) ..	Pbat_d(n,'i1',h) =e= Pbat_d(n,'i2',h);
Pd_3F_b(n,h) ..	Pbat_d(n,'i2',h) =e= Pbat_d(n,'i3',h);

4.3.2.2. Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos cuando se tiene una batería trifásica en la zona 1. Si se comparan con los que se obtuvieron anteriormente (comparación de Tabla 4-10 y Tabla 4-6), se observa que para conseguir el mismo objetivo se precisa de una batería de mayor tamaño, ya que se está actuando de forma equilibrada. El ciclado obtenido (Figura 4-5) también es algo diferente: el consumo de potencia no es tan uniforme, al igual que la inyección de potencia en las horas vespertinas.

Tabla 4-10 Dimensión óptima de la batería 3F ubicada en la zona 1

	Fases a, b, c
$P_{max} (W)$	11598,3
$E_{max} (Wh)$	44013,2

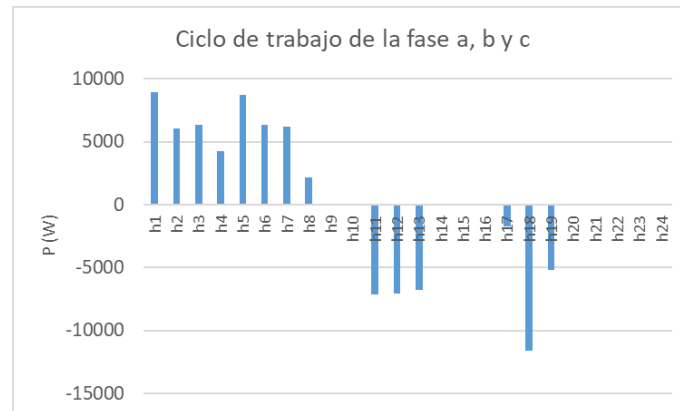


Figura 4-5 Ciclado diario óptimo de la batería 3F ubicada en la zona 1

4.3.3. Problema 3: batería monofásica y ciclado semanal

Por último, se van a obtener las dimensiones y el ciclado óptimo de la batería monofásica para una semana, el horizonte temporal fijado en este trabajo.

4.3.3.1. Formulación del problema en la herramienta de optimización

Para tener en cuenta el horizonte temporal de una semana, se han introducido ligeras modificaciones en el fichero de datos de GAMS:

- Introducir las curvas de carga semanales de las cargas ubicadas en la zona de actuación de la batería.
- Modificar la restricción del estado de carga inicial y final de la batería:

```

R_E0_Ef_a(n) ..      SoC(n, 'i1', 'h1') =e= SoC(n, 'i1', 'h168');
R_E0_Ef_b(n) ..      SoC(n, 'i2', 'h1') =e= SoC(n, 'i2', 'h168');
R_E0_Ef_c(n) ..      SoC(n, 'i3', 'h1') =e= SoC(n, 'i3', 'h168');

```

4.3.3.2. Resultados

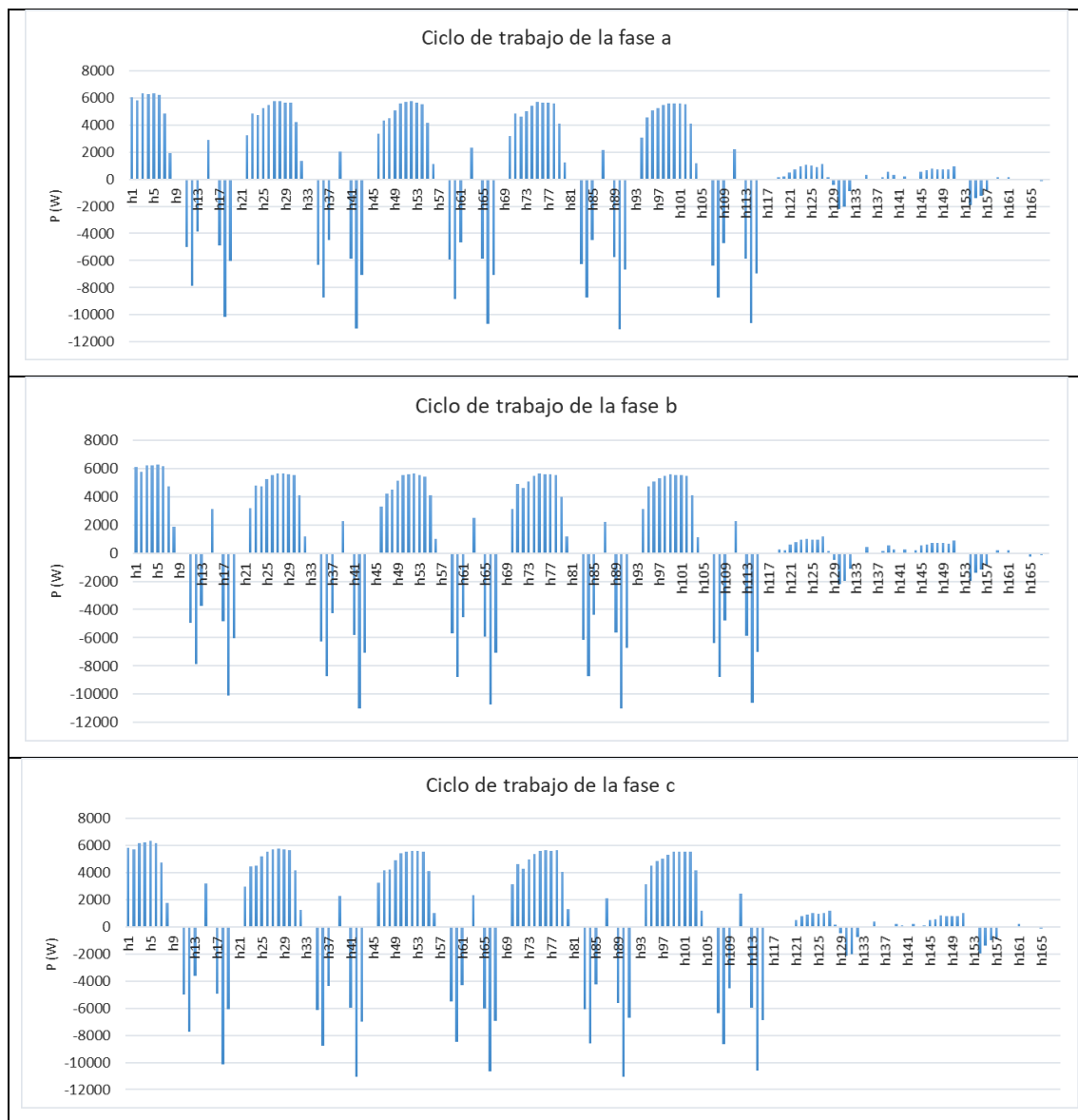
A continuación, se presentan los resultados de las baterías que se ubican en las zonas 1 y 2, respectivamente.

En cuanto a la batería ubicada en la zona 1, si se comparan los resultados obtenidos con los del problema diario (apartado 4.3.1.3), se observa que la batería precisa de unas dimensiones mayores en el ciclado semanal (ver Tabla 4-11). Es lo que cabría esperar ya que, en este caso, se han tenido en cuenta todos los días de la semana, mientras que el diario se resolvió para el lunes, por lo que, hay otros días de la semana con mayor consumo. El ciclado semanal obtenido (Tabla 4-12) es muy similar en los días de entresemana, mientras que durante el fin de semana se reduce mucho el consumo y consecuentemente, la capacidad necesaria de la batería.

En cuanto a la batería ubicada en la zona 2, al igual que ocurría anteriormente, han aumentado las dimensiones de la batería con respecto al caso diario (ver Tabla 4-13). En cuanto al ciclado obtenido (Tabla 4-14), los días de entresemana no presentan un ciclado tan uniforme como en el caso anterior y, se observa que el lunes es el día que precisa de menor capacidad de la batería en la descarga. Los días de fin de semana son muy similares a los de entresemana, pero, con una capacidad necesaria de la batería mayor. Se observa además que, la actuación de la batería de cada fase difiere de las otras fases, sobre todo, la de la fase *b*. Esto se debe a que el consumo en la zona 2 está más desequilibrado que en la zona 1.

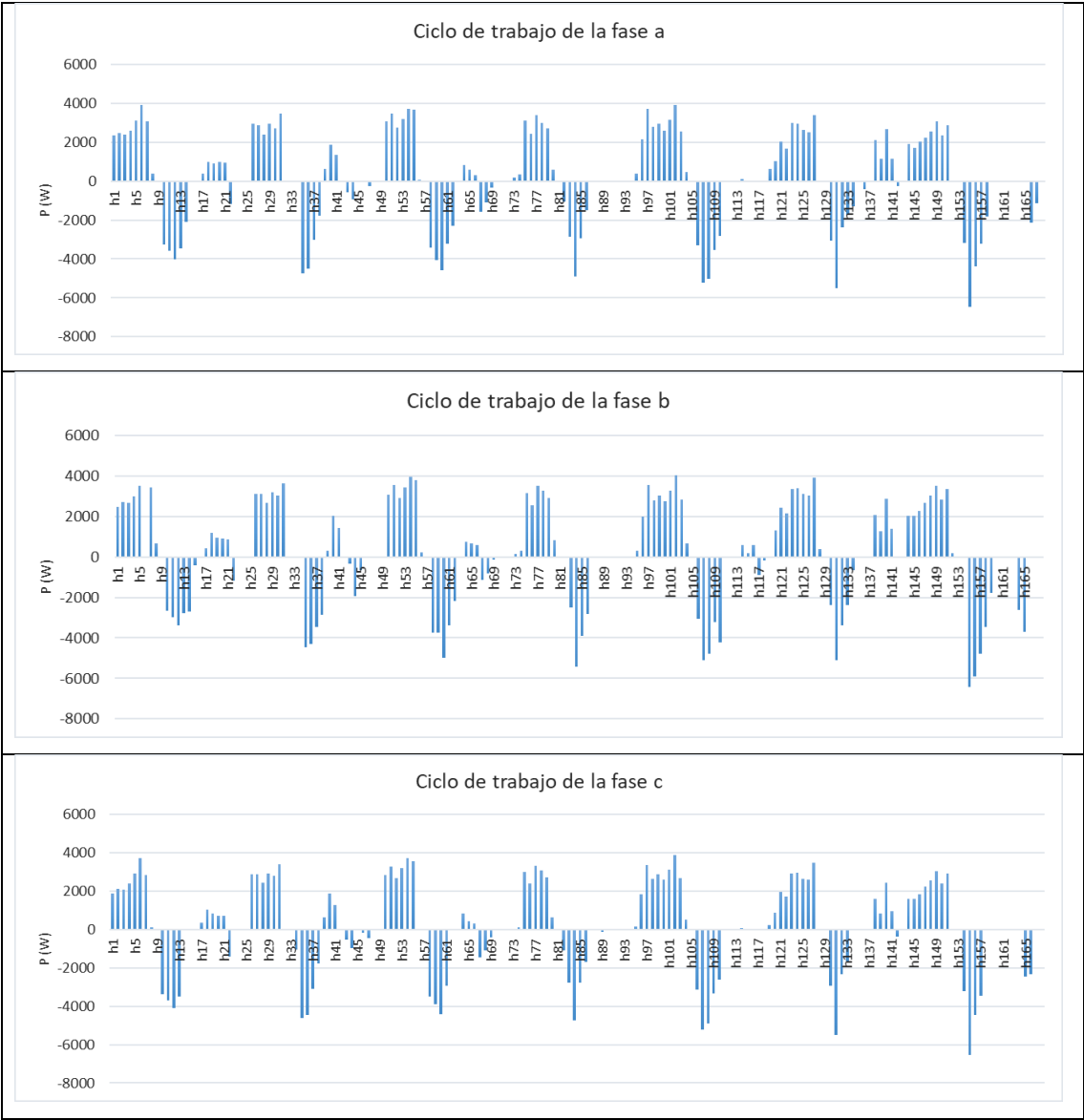
Tabla 4-11 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 1 (ciclo semanal)

	Fase a	Fase b	Fase c
$P_{max} (W)$	11082,3	11010,5	11058
$E_{max} (Wh)$	46654,6	46208,9	45975,9

Tabla 4-12 Ciclado semanal óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 1**Tabla 4-13 Dimensión óptima de la batería 1F ubicada en la zona 2 (ciclo semanal)**

	Fase a	Fase b	Fase c
$P_{max} (W)$	6449,6	6442,9	6541,1
$E_{max} (Wh)$	24850,6	31900,9	24933,8

Tabla 4-14 Ciclado semanal óptimo de la batería 1F ubicada en la zona 2



5. Simulación de la Red Objeto de Estudio con SAE

Los resultados obtenidos en el problema de optimización del SAE son las nuevas Entradas del modelo de la red en OpenDSS. Tras incluir las baterías en el modelo, se simulará la red de BT y se obtendrá el nuevo estado del sistema con el objetivo de comprobar si se han reducido o incluso eliminado, los problemas de subtensiones que se evidenciaron en el capítulo 3.

5.1. Herramienta para modelado y simulación de redes de baja tensión

Para incluir las baterías en el modelo de red presentado en el capítulo 3, se han hecho ligeras modificaciones en el código de OpenDSS. En concreto, se ha añadido una carga en cada nudo de la red en el que se va a ubicar una batería. Aunque la herramienta dispone de un elemento batería (Storage object en OpenDSS), con muchas propiedades disponibles, se ha preferido ir a una solución más simplista utilizando el objeto carga. Esta carga que simula el comportamiento de una batería tiene asociada una curva de carga con multiplicadores negativos en las horas de inyección de potencia y multiplicadores positivos en las horas de consumo, y un factor de potencia unidad, pues no aporta potencia reactiva.

5.1. Herramienta matemática para automatización de escenarios y representación de resultados

En el código de Matlab se han hecho algunas modificaciones para incluir las baterías en el modelo de red. Estos cambios se han identificado en el diagrama de flujo de la herramienta, mostrado en la Figura 5-1.

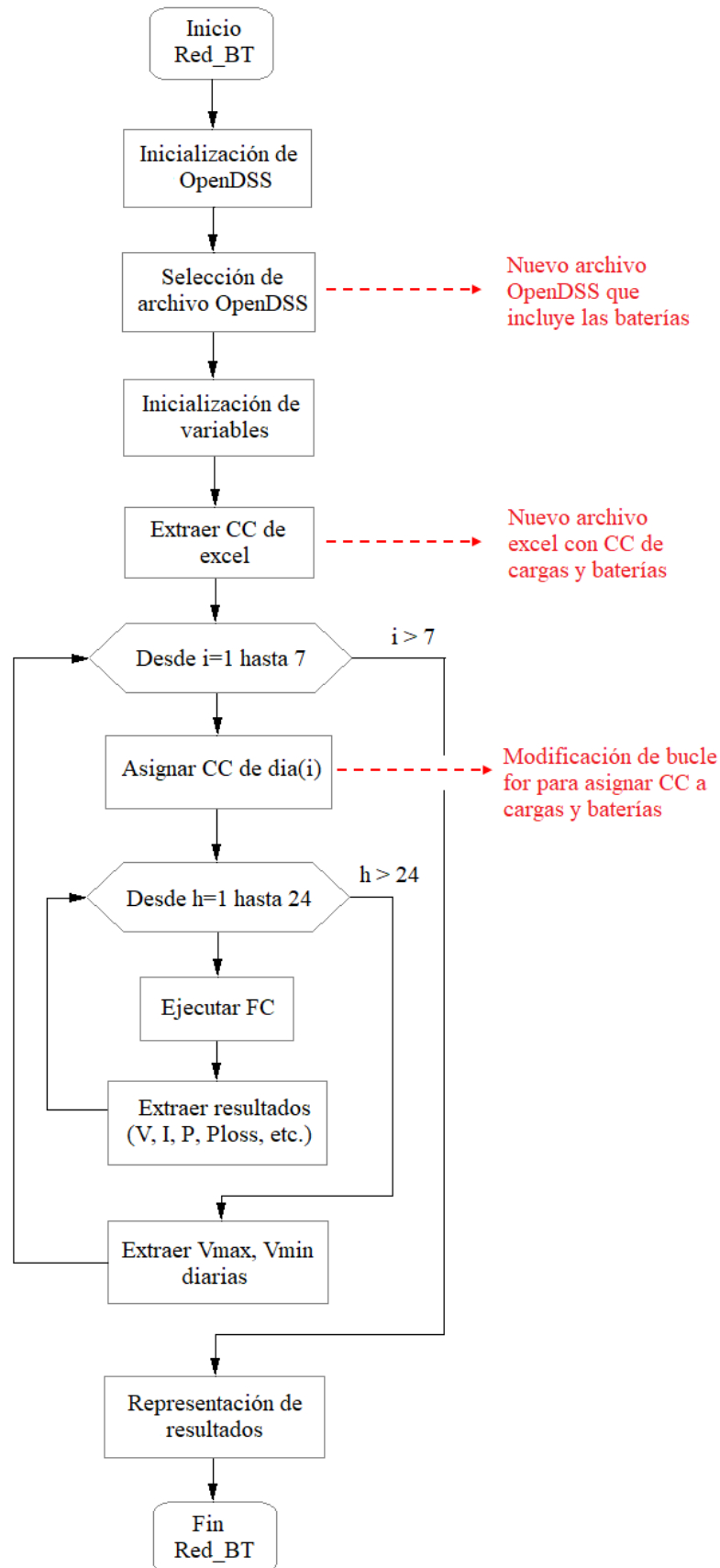


Figura 5-1 Diagrama de flujo implementado en Matlab especificando cambios para incluir baterías en la red.

5.2. Presentación de resultados

En este apartado se presentan los resultados obtenidos con cada una de las baterías que se obtuvieron en el capítulo 4. En primer lugar, se muestran los resultados del problema diario, en el que se comparará la actuación de las baterías monofásicas con la de una batería trifásica. Se van a comparar dos magnitudes: el perfil de tensiones en los nudos críticos y la curva de demanda resultante. El objetivo de esta comparación es justificar la solución finalmente elegida para el problema semanal: baterías monofásicas. Por último, se mostrarán los resultados del problema semanal con batería monofásicas, incluyendo los resultados de todas las magnitudes que se mostraron en el capítulo 3.

5.2.1. Problema 1: batería monofásica y ciclado diario

En el capítulo 4 se obtuvieron las dimensiones y ciclado diario de dos baterías, una para actuar en la zona 1 y otra para actuar en la zona 2 (ver Figura 4-2). Para ver claramente los resultados de la actuación de cada batería, se va a simular primero cada una por separado y luego se incluirán las dos baterías en la red.

En este análisis interesa mostrar las siguientes magnitudes antes y después de la actuación de la batería: la potencia neta en el nudo donde se ubica la batería, el perfil de tensión en el nudo más crítico en tensiones de la zona de actuación de la batería y el porcentaje de horas en subtensión al día de todos los nudos donde se conectan cargas.

5.2.1.1. Batería monofásica ubicada en la zona 1

A continuación, se muestran los resultados de interés cuando se ubican las baterías monofásicas en la zona 1.

En la Tabla 5-1 se observa cómo la batería intenta alcanzar su objetivo: aplanar la curva de demanda, cargándose en las horas valle (de 00:00 a 7:00) y descargándose en las horas punta (de 7:00 a 14:00 y de 15:00 a 19:00). Sin embargo, tal y como se observa en el ciclado diario de esta batería (ver Tabla 4-7), en las últimas horas del día la batería no vuelve a cargarse, por lo que no se aplanan la curva durante esas horas. Dado que en esas horas no se tienen problemas de subtensiones ni sobretensiones, no supondrá un problema la no actuación de la batería en ese tramo.

Pasando ahora a analizar las tensiones, en la Tabla 5-2 se muestra el perfil de tensión en el nudo donde se conecta la carga 3-T, uno de los nudos más críticos en tensiones de la zona 1. En este caso, la actuación de la batería permite reducir las horas en subtensión aunque no permite eliminarlas por completo. Por último, en la Tabla 5-3 se muestra el porcentaje de horas en subtensión al día de los nudos donde se conectan cada una de las cargas de la red. La actuación de la batería ha permitido eliminar las subtensiones en algunos nudos (1-M, 2-M y 2-T) y reducir las horas en subtensión en otros nudos (los nudos 3-M, 3-T y 4-T pasan de estar 6 horas en subtensión a solo 2 horas, la tercera parte). También se observa algo muy interesante en la zona 2, y es que la batería, aunque alejada de esta zona, ha permitido mejorar las tensiones también en esta área (se han eliminado las subtensiones en 9-T y se han reducido en 27-M, 28-M y 29-M).

Tabla 5-1 Potencia neta en el nudo donde se ubican la batería en la zona 1

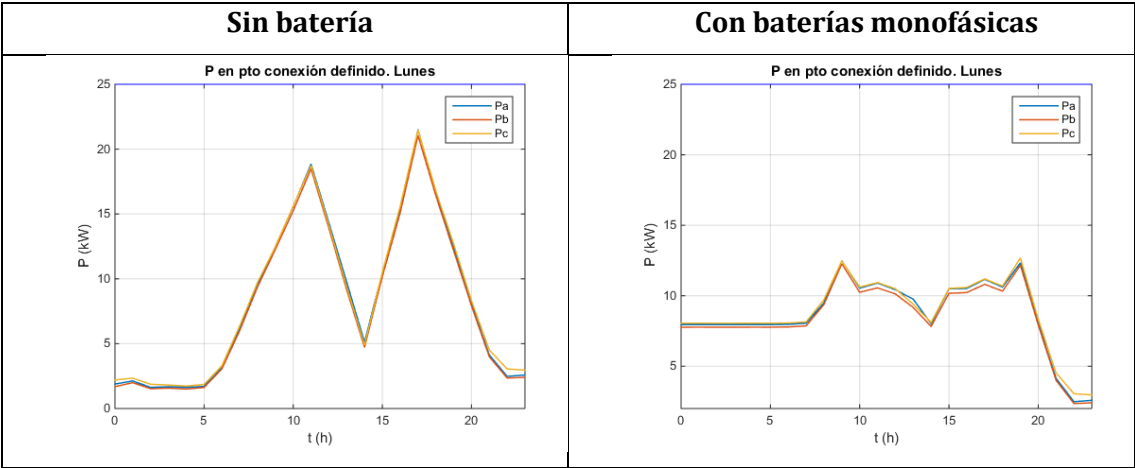


Tabla 5-2 Perfil de tensión en el nudo más crítico en tensiones de la zona 1

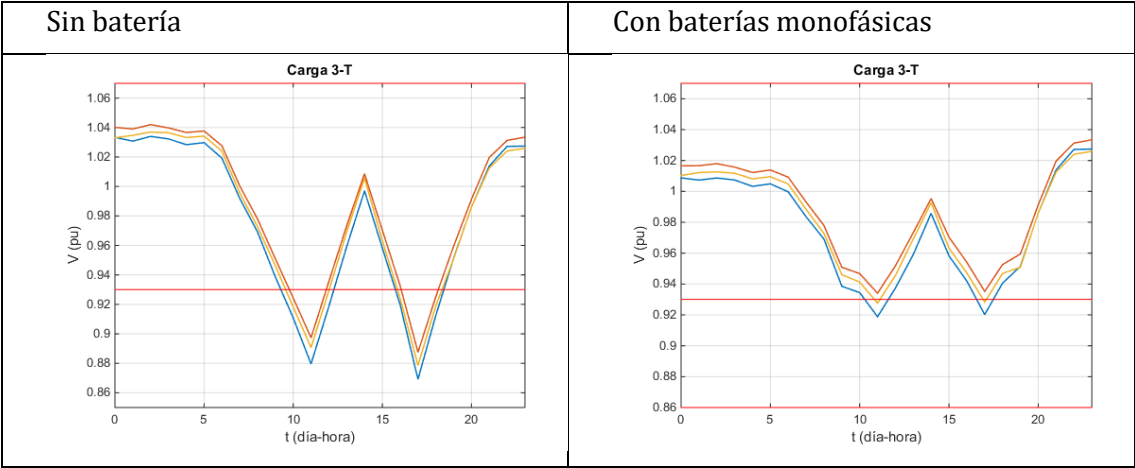
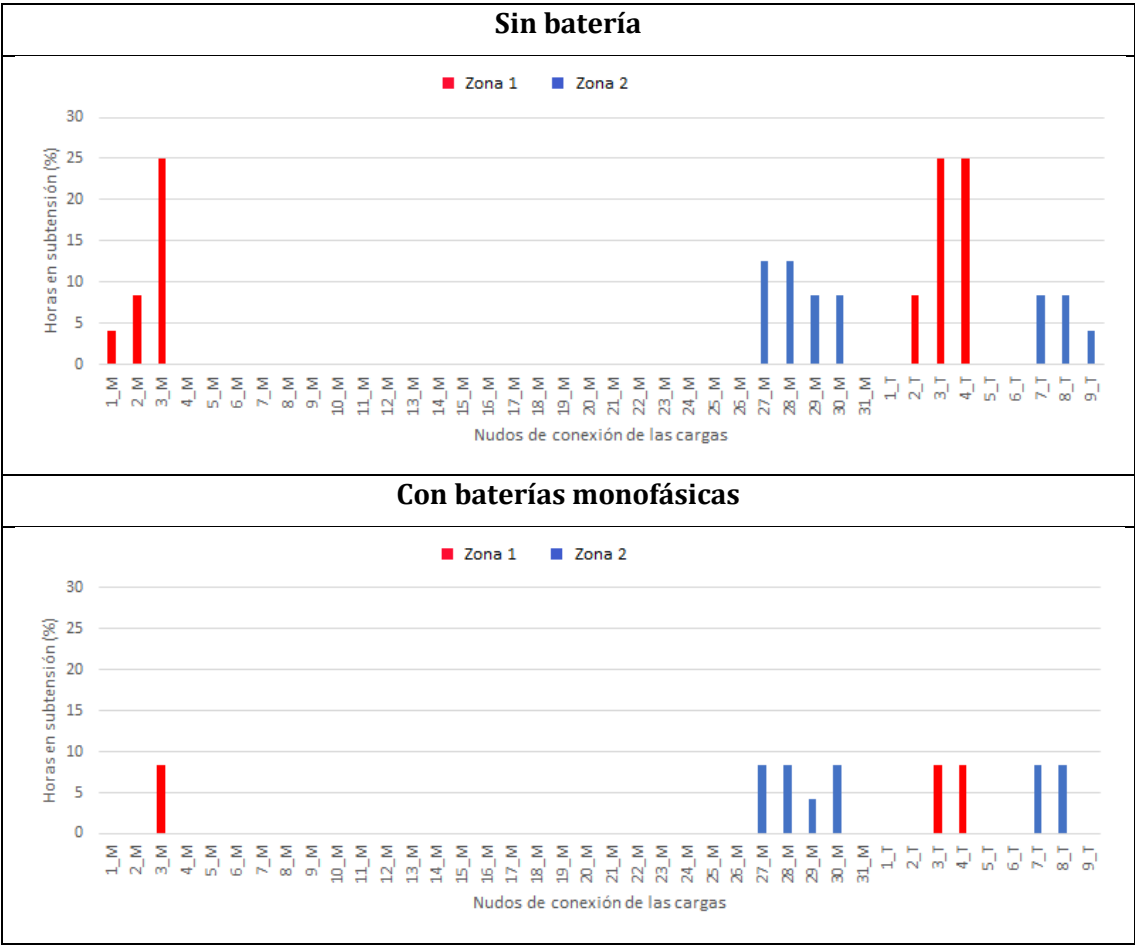


Tabla 5-3 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas sin/con batería en zona 1



5.2.1.2. Batería monofásica ubicada en la zona 2

A continuación, se muestran los resultados de interés cuando se ubican las baterías monofásicas en la zona 2.

En la Tabla 5-4 se observa cómo la batería intenta alcanzar su objetivo: aplanar la curva de demanda, cargándose en las horas valle (de 00:00 a 7:00) y descargándose en las horas punta (de 7:00 a 15:00 y de 20:00 a 23:00). A diferencia del caso anterior, la curva de demanda a aplanar es algo desequilibrada por lo que, el ciclado obtenido para cada batería monofásica también lo es (ver Tabla 4-9). Sin embargo, el ciclado obtenido no es del todo óptimo ya que, en algunos tramos, como entre las 19:00 y las 22:00, se obtiene una potencia neta algo desequilibrada.

Pasando ahora a analizar las tensiones, en la Tabla 5-5 se muestra el perfil de tensión en el nudo donde se conecta la carga 29-M, el nudo más crítico en tensiones de la zona 2. En este caso, la actuación de la batería permite eliminar las subtensiones por completo. Por último, en la Tabla 5-6 se muestra el porcentaje de horas en subtensión al día de los nudos donde se conectan cada una de las cargas de la red. La actuación de la batería ha permitido eliminar las subtensiones en todos los nudos de la zona 2 y, al contrario de lo ocurría anteriormente, no ha mejorado las subtensiones en la zona 1.

Tabla 5-4 Potencia neta en el nudo donde se ubica la batería en la zona 2

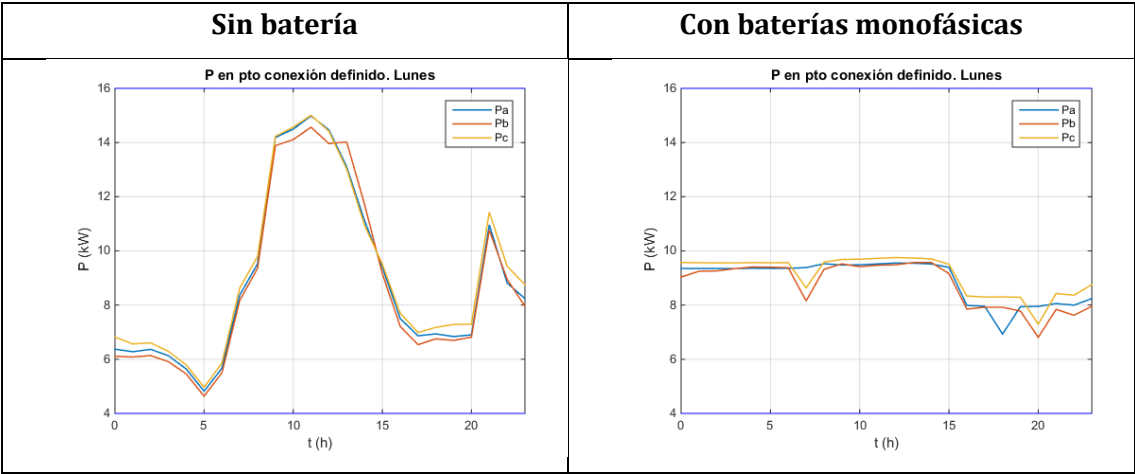


Tabla 5-5 Perfil de tensión en el nudo más crítico en tensiones de la zona 2

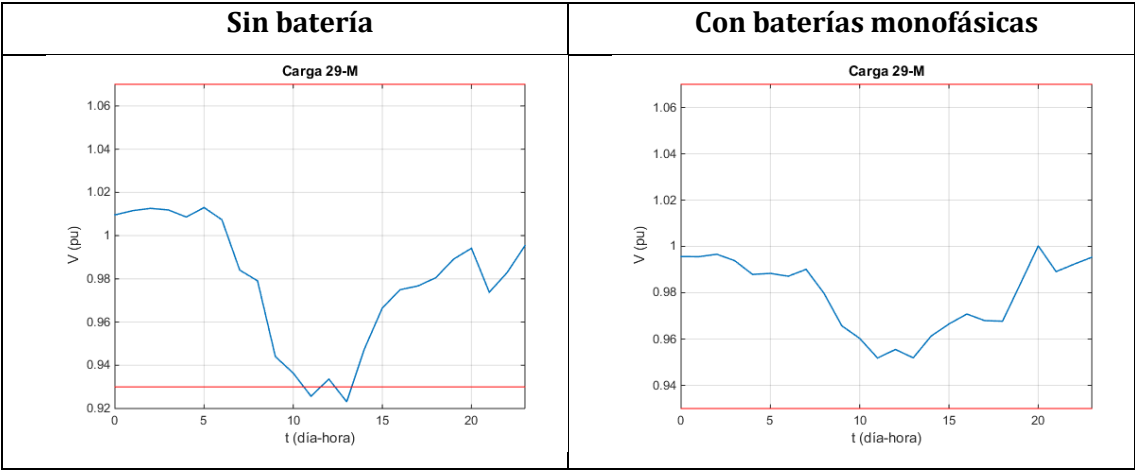
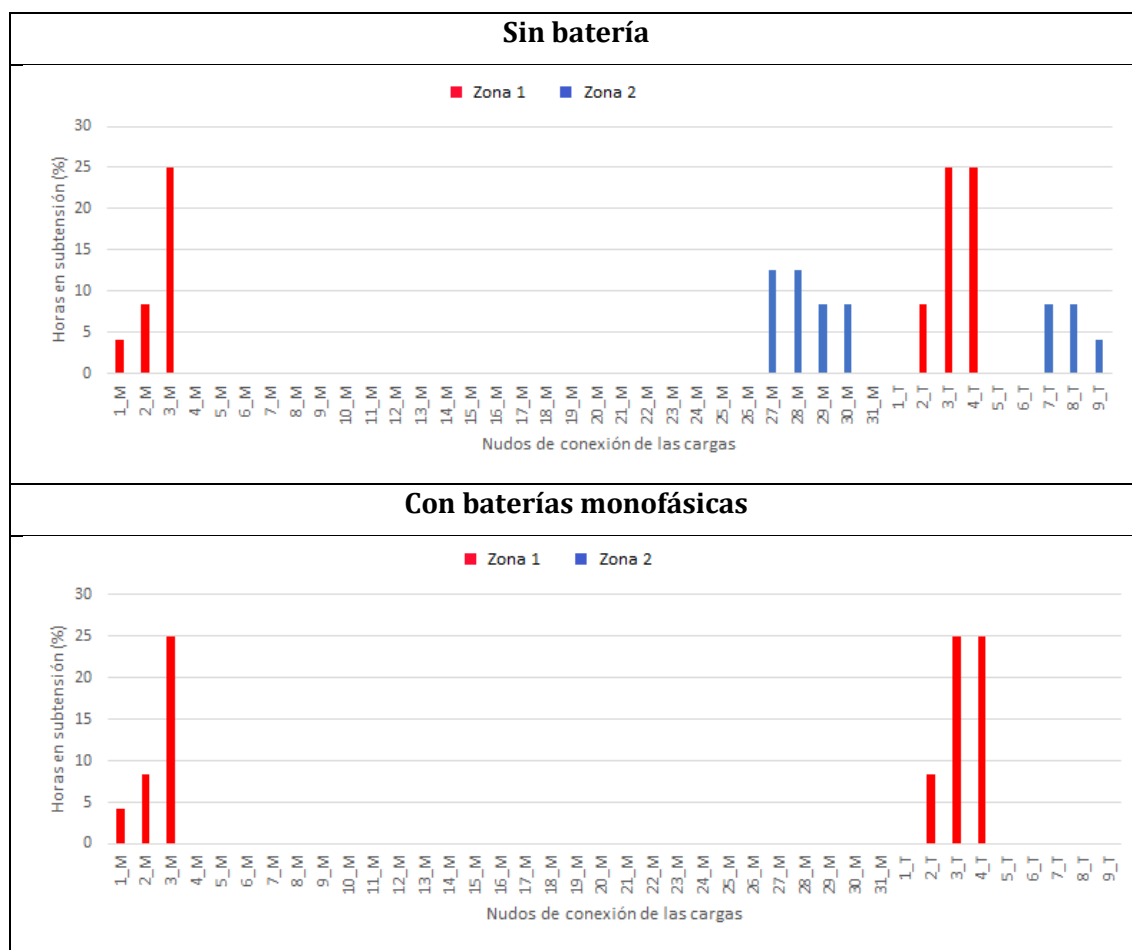


Tabla 5-6 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas, sin/con batería en zona 2



5.2.1.1. Baterías monofásicas ubicadas en las zonas 1 y 2

A continuación, se muestran los resultados de interés cuando se ubican las baterías correspondientes en las zonas 1 y 2.

En la Tabla 5-9 se muestra el porcentaje de horas en subtensión al día de los nudos donde se conectan cada una de las cargas de la red. El resultado es ligeramente diferente a la combinación de los resultados en subtensiones mostrados en los apartados anteriores (Tabla 5-3 y Tabla 5-6). En cuanto a la zona 1, se ha reducido el porcentaje de horas en subtensión del nudo donde se conecta la carga 3-M. En esa misma zona, los nudos de las cargas 3-T y 4-T presentan el mismo porcentaje de horas en subtensión. En cuanto a la zona 2, al igual que anteriormente (Tabla 5-6), se han eliminado todas las subtensiones.

En lo que respecta a las sobretensiones, la actuación de las dos baterías en la red no ha producido ninguna sobretensión. Como se vio en el apartado 5.2.1.1, la batería de la zona 1 llegó incluso a corregir subtensiones en nudos de la zona 2. Si a ello se añade la actuación de la batería en la zona 2, que también corrige subtensiones en dichos nudos, es razonable pensar que podría aparecer alguna sobretensión. En la Tabla 5-7 y Tabla 5-8, se muestra el perfil de tensión de los nudos 29-M y 9-T, respectivamente, que son los nudos de la zona 2 en los que más mejoró las subtensiones la batería de la zona 1. Se muestra ese perfil cuando actúa solo la batería de la zona 1 y cuando actúan ambas baterías. La actuación de ambas

baterías permite mejorar significativamente las tensiones en los dos nudos, de forma que, la tensión mínima registrada está en torno a 0.96 pu. Este es el resultado de haber obtenido una batería óptima para cada zona sin tener en cuenta la red en el problema de optimización. El resultado es bueno desde el punto de vista de las tensiones, pero más costoso que si se hubiese obtenido la mejor relación de compromiso coste-actuación de las baterías.

En definitiva, la actuación de ambas baterías ha permitido mejorar ligeramente las subtensiones (respecto a la combinación de los resultados de cada batería por separado) y, sin que ello suponga la aparición de sobretensiones.

Tabla 5-7 Perfil de tensión en el nudo 29-M con batería en zona 1 vs batería en zona 1 y 2

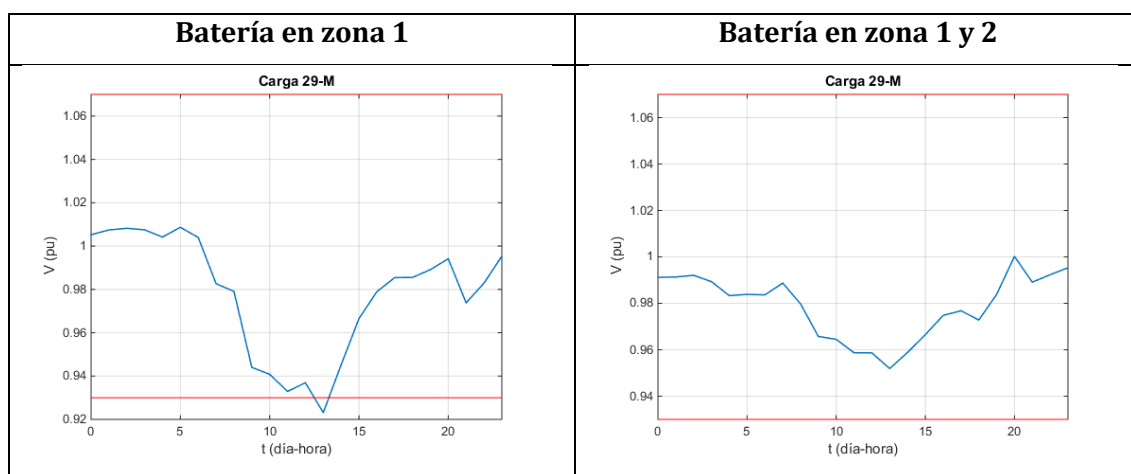


Tabla 5-8 Perfil de tensión en el nudo 9-T con batería en zona 1 vs batería en zona 1 y 2

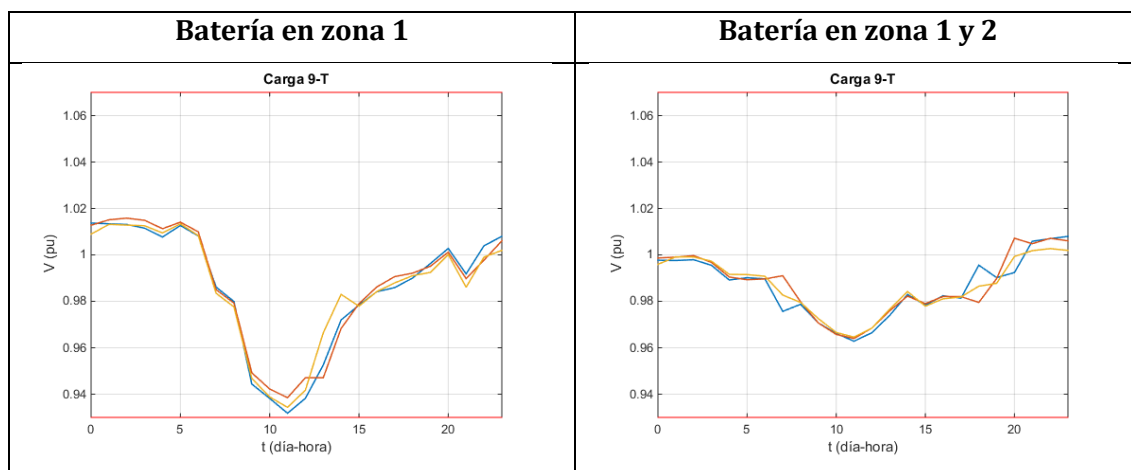
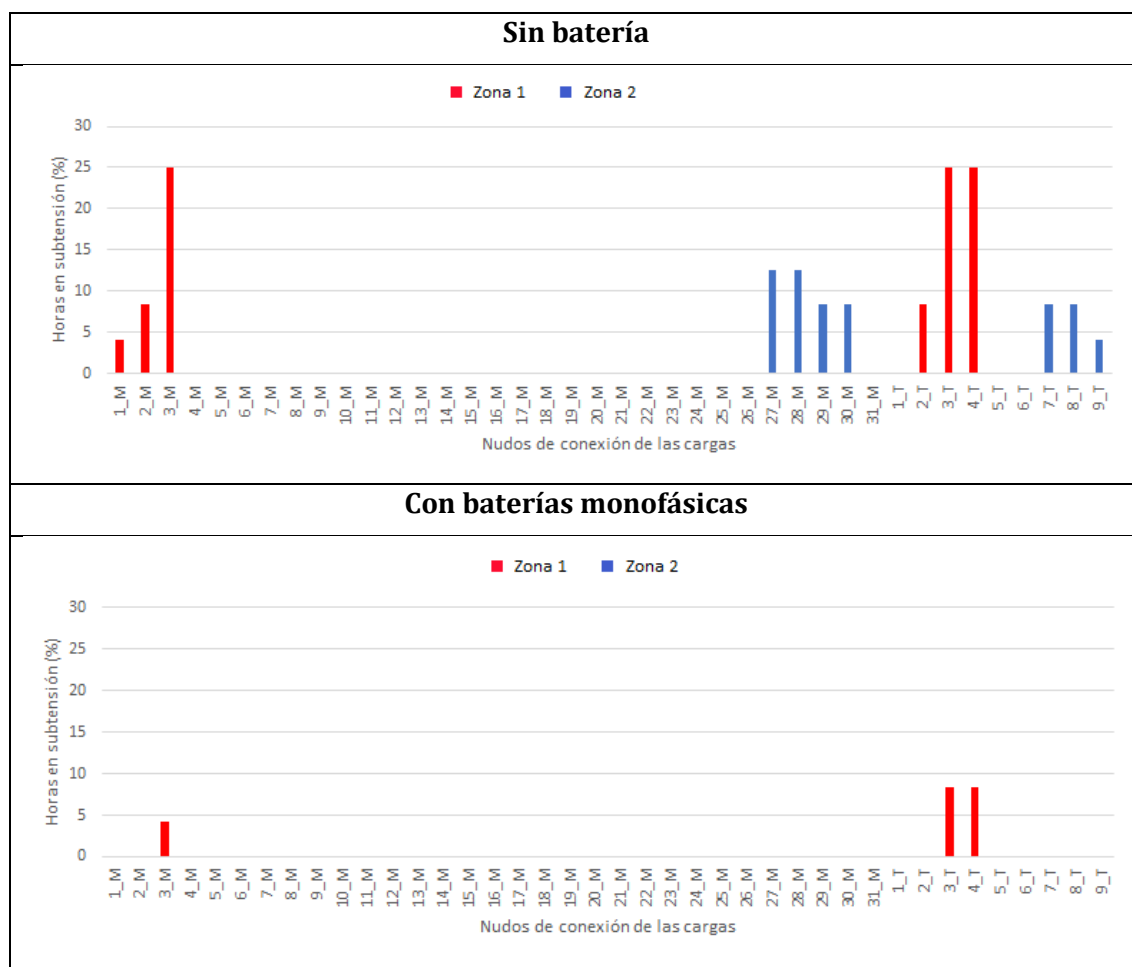


Tabla 5-9 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas, sin/con batería en zonas 1 y 2



5.2.2. Problema 2: batería trifásica y ciclado diario

En este apartado se quiere comparar la actuación de la batería monofásica y trifásica. A continuación, se muestran los resultados de interés cuando actúa una y otra batería en la zona 1.

En la Tabla 5-10 se muestra la potencia neta en el nudo en el que se conecta la batería. El ciclado de la batería trifásica obtenido da lugar a una potencia neta oscilante en torno al valor promedio. Comparado con la potencia neta en el caso monofásico, este resultado es muy mejorable.

Pasando ahora a analizar las tensiones, en la Tabla 5-11 se muestra el perfil de tensión en el nudo donde se conecta la carga 3-T, uno de los nudos más críticos en tensiones de la zona 1. El perfil en el caso trifásico es más irregular, como resultado del ciclado que se comentaba anteriormente. No obstante, se mejoran las subtensiones con respecto al caso sin batería. Por último, en la Tabla 5-12 se compara el porcentaje de horas en subtensión de las cargas en cada caso. En los nudos 3-M y 30-M se obtienen mejores resultados que en el caso monofásico. Sin embargo, en los nudos 3-T y 4-T no se reducen tanto las horas en subtensión como en el caso monofásico.

Visto lo anterior se concluye que la batería monofásica es la **mejor solución** para este problema. No solo el ciclado es mejor, sino que, las dimensiones obtenidas son inferiores (ver apartados 4.3.1.3 y 4.3.2.2). En cuanto a las tensiones, con la batería trifásica se han mejorado las tensiones en dos nudos con respecto al caso monofásico, si bien en otros se han corregido menos.

Tabla 5-10 Potencia neta en el nudo donde se ubican la batería en la zona 1

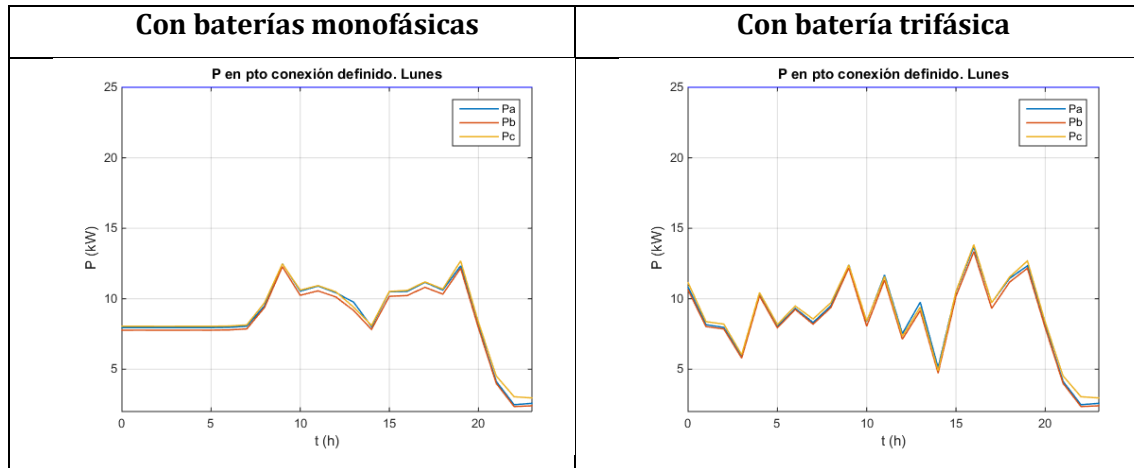


Tabla 5-11 Perfil de tensión en el nudo más crítico en tensiones de la zona 1

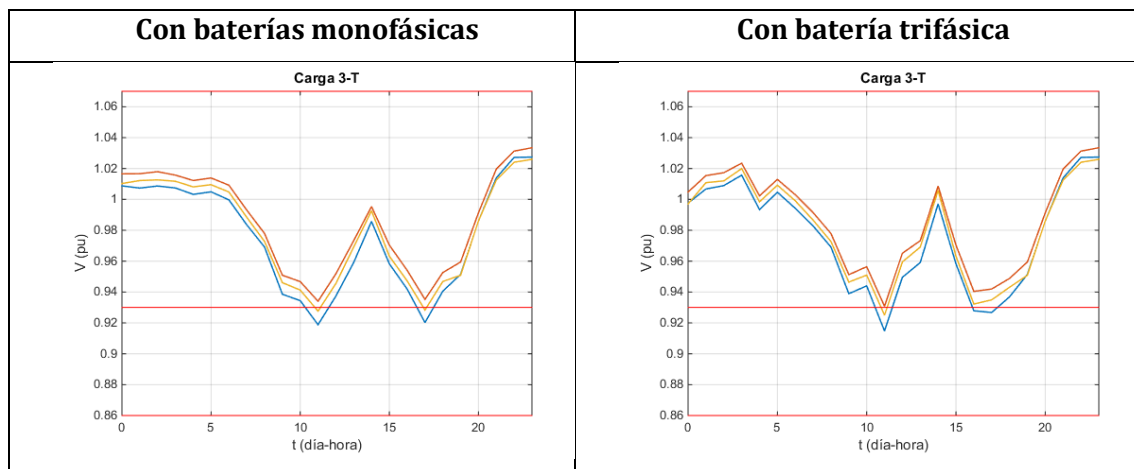
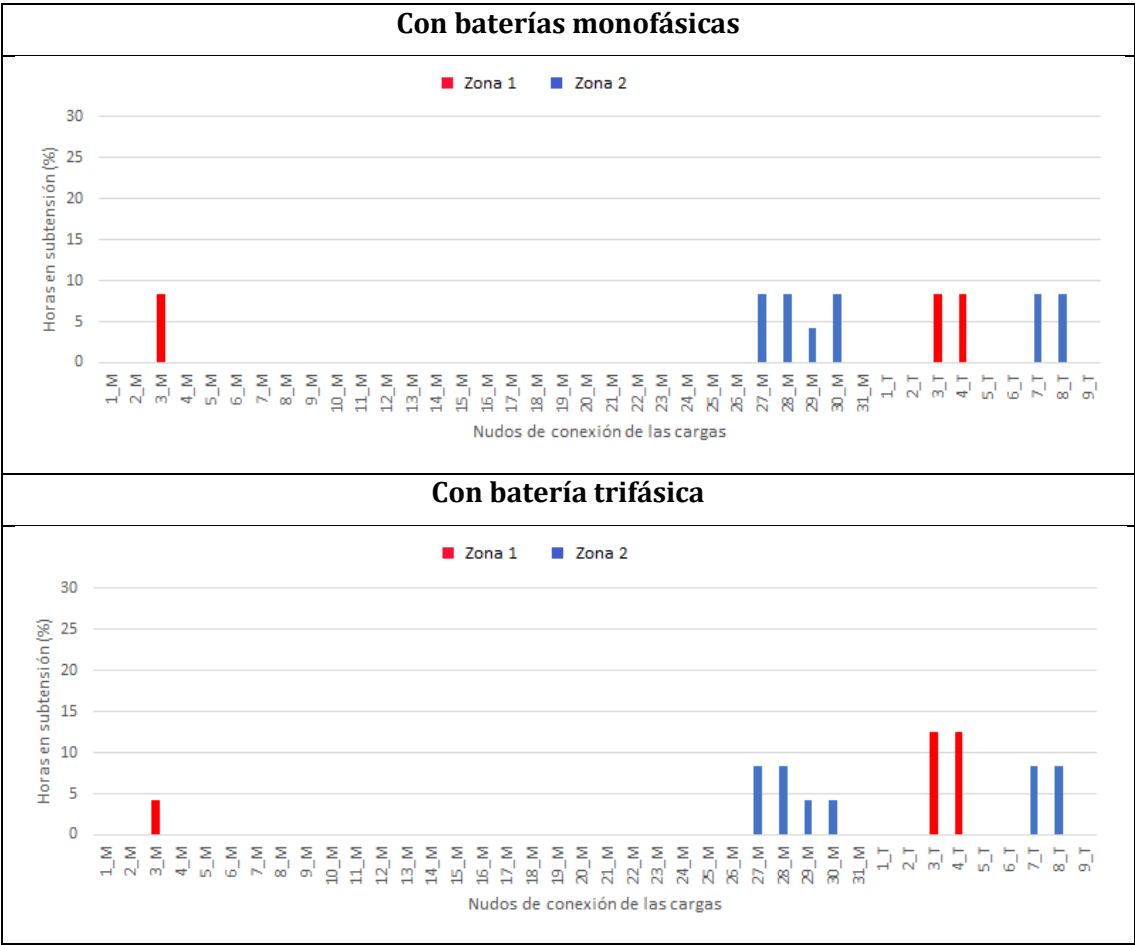


Tabla 5-12 Porcentaje de horas en subtensión al día de las cargas sin/con batería en zona 1



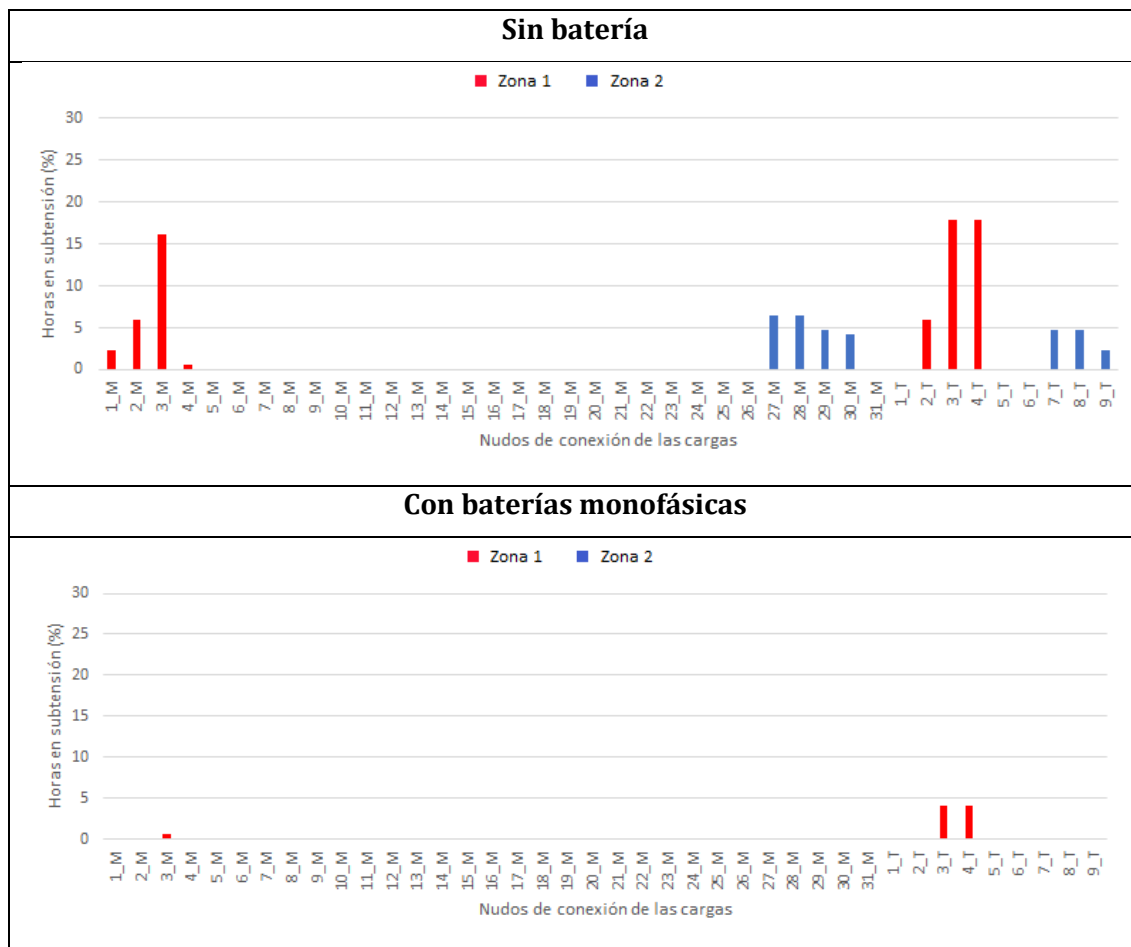
5.2.3. Problema 3: batería monofásica y ciclado semanal

Por último, se muestran los resultados del problema semanal cuando se ubican las baterías monofásicas correspondientes en las zonas 1 y 2. Al igual que anteriormente, se van a mostrar las subtensiones resultantes de la actuación de la batería, así como todos los resultados que se mostraron en el capítulo 3 sobre las principales magnitudes de la red: tensiones fase-neutro, intensidades de fase y neutro, potencia activa, potencia reactiva y pérdidas.

5.2.3.1. Tensiones

En la Tabla 5-13 se muestra el porcentaje de horas en subtensión a la semana de los nudos donde se conectan cada una de las cargas de la red. En cuanto a la zona 1, se eliminan las subtensiones en las cargas 1-M, 2-M, 4-M y 2-T, al igual que ocurría en el problema diario. En las cargas restantes (3-M, 3-T y 4-T), no han llegado a eliminarse por completo, pero se ha reducido el número de horas en subtensión en gran medida. Este resultado es ligeramente mejor que el obtenido en el problema diario, por lo que, en el problema semanal la batería está mejor optimizada. En cuanto a la zona 2, se han eliminado todas las subtensiones, al igual que en el problema diario.

Tabla 5-13 Porcentaje de horas en subtensión a la semana de las cargas, sin/con batería en zonas 1 y 2



A continuación, se centra el interés en el perfil de tensión semanal de los nudos que se consideraron más críticos en tensiones en el capítulo 3. Estos nudos son:

- Nudo de conexión de la carga trifásica 3-T, ubicado en la zona 1. Es la carga de mayor consumo de la red.
- Nudo de conexión de la carga trifásica 9-T, ubicado en la zona 2. Nudo en el que se tenían sospechas de subtensiones.
- Nudo de conexión de la carga monofásica 29-M, ubicado en la zona 2. Es el nudo que registró las tensiones mínimas en esta zona.

En la Figura 5-2 se muestra el perfil de tensión semanal de la carga 3-T. Se observa como en los días de entresemana, la tensión baja durante breves períodos de tiempo de 0.93 pu, llegando a un valor mínimo de 0.92 pu. El perfil de tensión del lunes es el más desfavorable, mientras que el viernes no se llegan a tener subtensiones. Este nudo ha pasado de estar el 18% de horas en subtensión (30 horas) cuando no se tenía batería, al 4.17 % (7 horas) cuando actúan las baterías de ambas zonas.

En la Figura 5-3 se muestra el perfil de tensión semanal de la carga 9-T. Se han eliminado las subtensiones en este nudo de forma que, el valor mínimo de tensión registrado está en torno a 0.95 pu. Como ya se comentó, las dos baterías están contribuyendo a la mejora de las tensiones en este nudo. Sin embargo, se observa en algunos períodos de tiempo del lunes

y el domingo un comportamiento anómalo de la tensión de la fase *b*, que contribuye a que haya un gran desequilibrio en dichos períodos.

Por último, en la Figura 5-4 se muestra el perfil de tensión semanal de la carga 29-M. Se han eliminado las subtensiones en este nudo de forma que, el valor mínimo de tensión registrado está en torno a 0.94 pu. Al igual que en el nudo anterior, las dos baterías están contribuyendo a la mejora de las tensiones en este nudo. Esta carga, conectada en la fase *b*, también registra un pico de tensión el lunes. Observando el ciclado de la batería monofásica de la fase *b* conectada en la zona 2 (ver Tabla 4-14), se observa que durante la hora 6 del lunes la batería no actúa, introduciendo una diferencia grande de potencia respecto a la hora previa y la hora siguiente, lo que ha repercutido en una subida de tensión en los nudos aguas abajo. Aunque esto no presenta un problema, este ciclado podría mejorarse alineando la absorción de potencia de la batería en esa hora con la anterior.

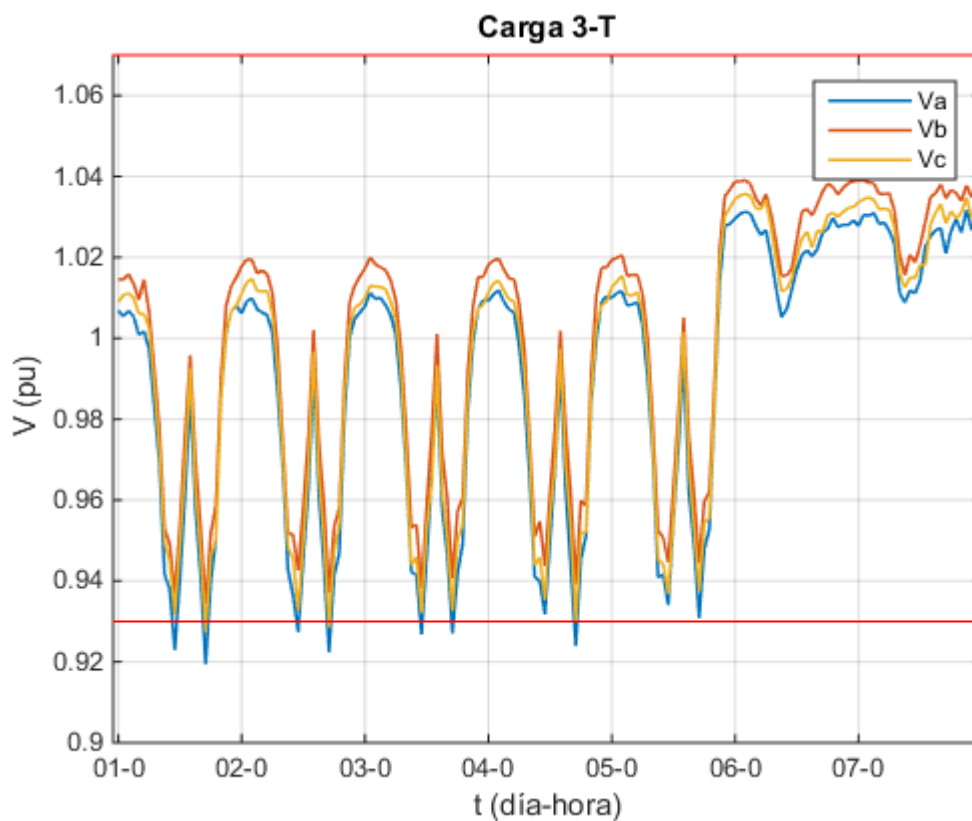


Figura 5-2 Perfil de tensión semanal de la carga 3-T con baterías

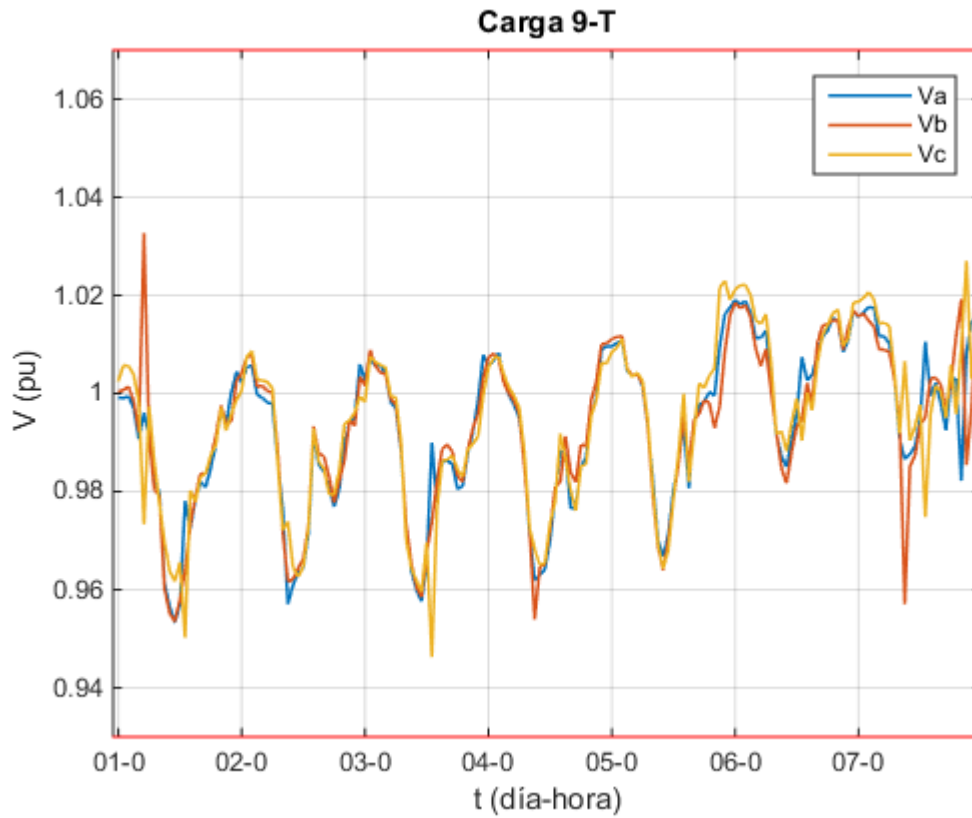


Figura 5-3 Perfil de tensión semanal de la carga 9-T con baterías

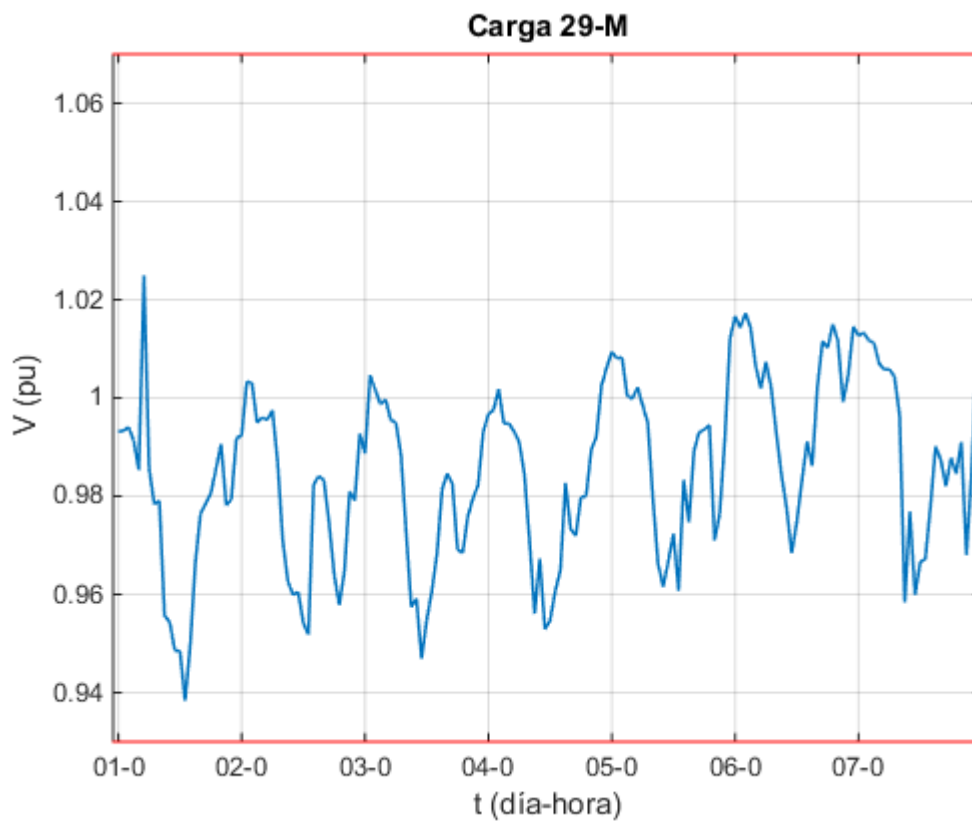


Figura 5-4 Perfil de tensión semanal de la carga 29-M con baterías

5.2.3.2. Resultados en cabecera

Además de conocer las tensiones en los nudos más desfavorables de la red, también es interesante analizar qué está ocurriendo en cabecera (lado de BT del transformador).

En la Figura 5-5 se muestra el perfil semanal de potencia activa en cada fase en cabecera. Como resultado de la actuación de la batería, se ha reducido el consumo máximo de potencia en cabecera en torno a 12 kW y se ha aplanado la curva de consumo (ver Figura 3-11).

Para apreciar el desequilibrio de la red, en la Figura 5-6 se representan las intensidades de fase y neutro en cabecera. Al igual que en el caso sin batería, la intensidad del neutro varía en torno a 8 A y llega a su valor máximo durante el fin de semana, cuando el desequilibrio es más acentuado. Se observa como la fase *a* sigue siendo la fase más cargada.

Por último, en la Figura 5-7 se representa el coseno de phi en cabecera. Respecto al caso en que no había actuación de la batería (ver Figura 3-13), la curva de factor de potencia se ha desplazado ligeramente hacia arriba y se ha aplanado, pues el mínimo registrado en las horas valle ha aumentado de 0.7 a 0.8 aproximadamente. Esto se debe a que en las horas valle ha aumentado el consumo de potencia activa, mientras que la reactiva apenas ha variado.

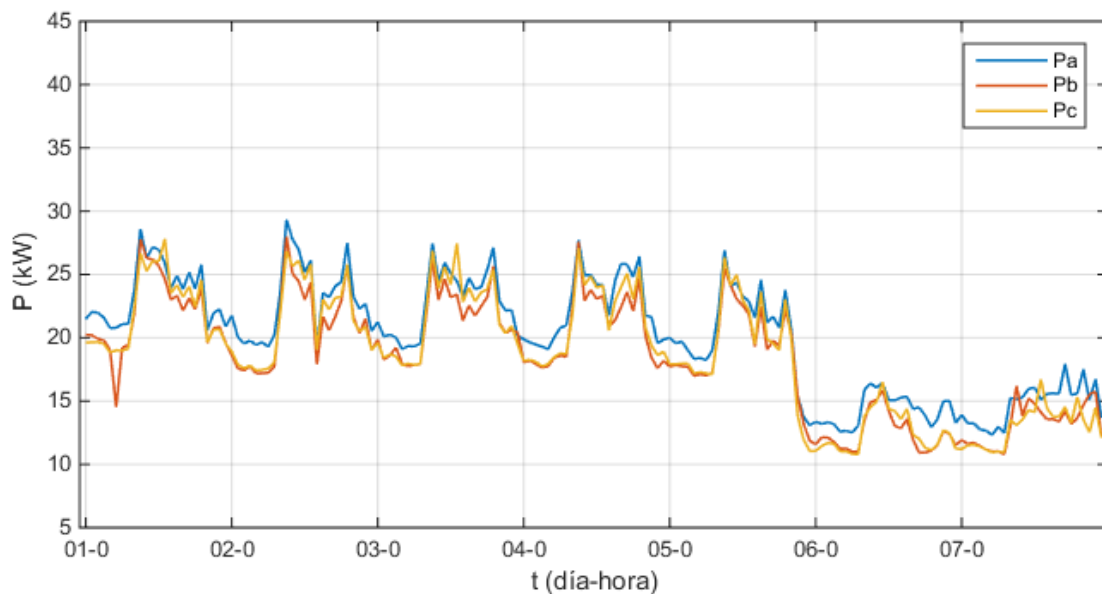


Figura 5-5 Potencia activa por fase en cabecera, con baterías

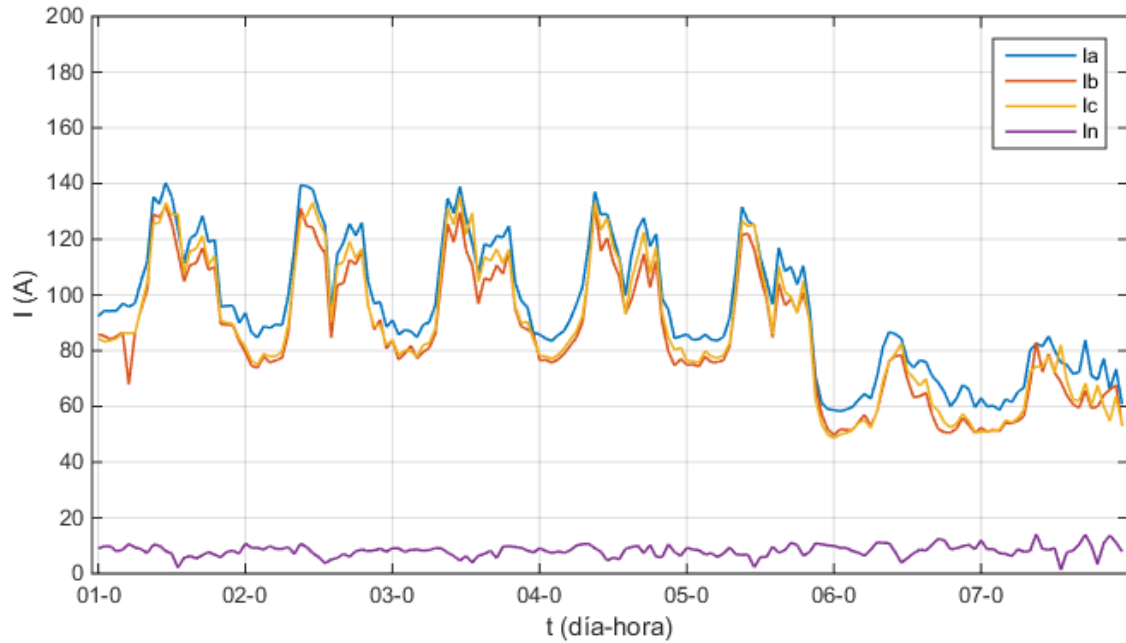


Figura 5-6 Intensidades de fase y neutro en cabecera, con baterías

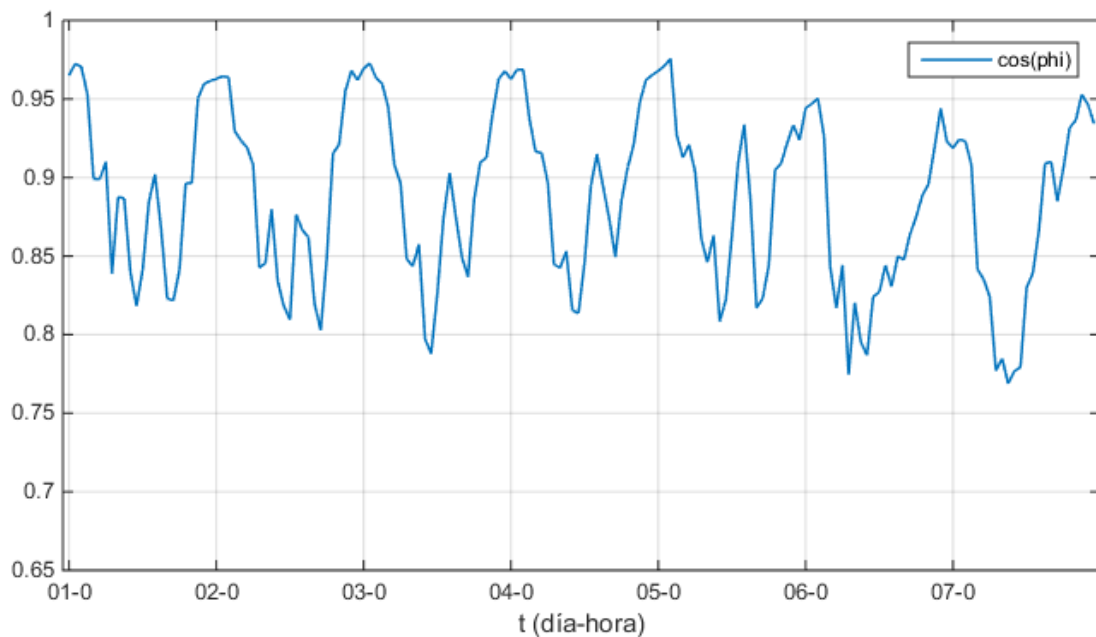


Figura 5-7 Coseno de ϕ en cabecera, con baterías

5.2.3.3. Pérdidas en la red

Por último, se representan las pérdidas de la red bajo estudio. En la Figura 5-8 se muestra el perfil semanal de pérdidas desagregadas por cables y transformador. En las horas punta las pérdidas en los cables son en torno a un 8% de la potencia total demandada en cabecera, mientras que en el caso sin batería alcanzaban el 11%. Las pérdidas en el transformador en dichas horas están en torno a un 2% de la potencia total demandada en cabecera mientras que, sin la actuación de la batería, ascendían a un 4%. Durante el fin de semana, días en los

que no se registran grandes picos de consumo, las pérdidas totales están en torno al 3.8% del consumo en cabecera.

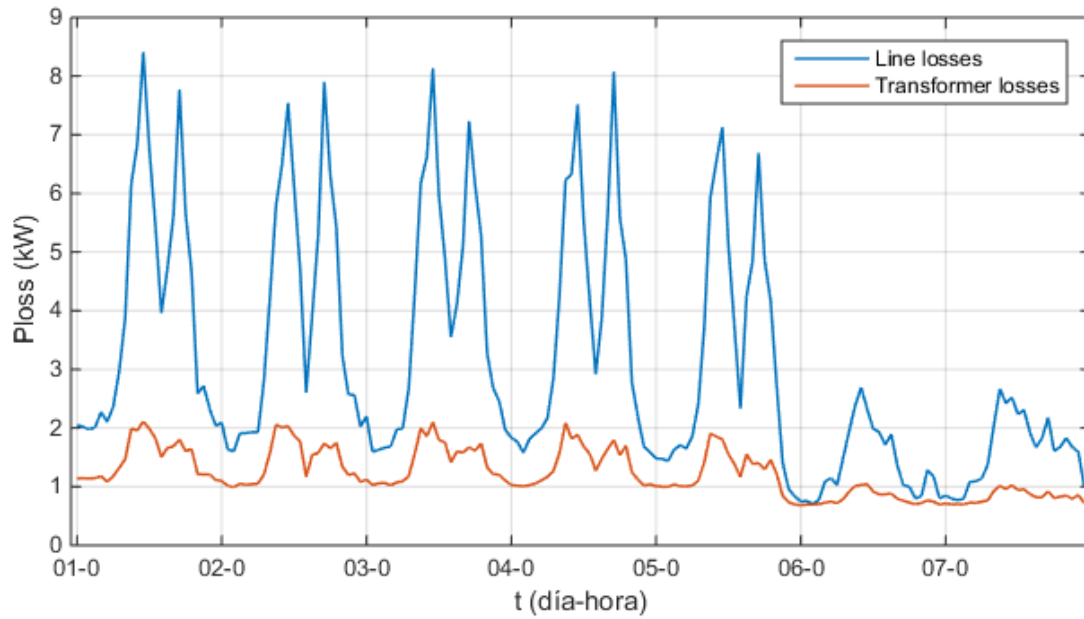


Figura 5-8 Pérdidas de la red desagregadas por cables y transformador, con baterías

6. Conclusiones y Trabajo Futuro

Una vez se ha presentado el trabajo desarrollado en este proyecto y los resultados de este, se exponen a continuación las conclusiones del estudio, así como las líneas de trabajo futuras que se pueden abordar para continuar este proyecto.

6.1. Conclusiones

En primer lugar, y atendiendo al objetivo fijado en este proyecto, se ha demostrado como los sistemas de almacenamiento pueden contribuir a solventar los problemas de subtensiones en las redes de distribución de BT. En consecuencia, podrían utilizarse como una herramienta de soporte a la operación de la red. Para llegar a esta afirmación se ha cuantificado la mejora técnica del uso de los SAE en la red de distribución bajo estudio. La actuación del SAE en la red ha permitido:

- Eliminar las subtensiones en la mayoría de los nudos de la red. Solo en algunos nudos no ha conseguido eliminarlas por completo, pero sí reducir el tiempo que permanecían en subtensión en gran medida.
- Mejorar la tensión mínima registrada en la red durante el período de estudio de 0.87 pu a 0.92 pu.
- Aplanar la curva de demanda en cabecera, reduciendo las puntas de consumo y aumentando el consumo en horas valle.
- Reducir las pérdidas máximas en los cables y en el transformador en torno a un 2% de la potencia consumida en cabecera de la red.

Otra conclusión que se deriva del estudio del SAE abordado es que el uso de baterías monofásicas es mejor solución que el uso de baterías trifásicas. Con baterías monofásicas se ha obtenido un mejor ciclado de la batería, unas dimensiones inferiores y se corrigen en mayor medida las subtensiones de la red.

Es importante resaltar que los resultados obtenidos en este proyecto están condicionados por las consideraciones adoptadas a falta algunos datos de la red. Principalmente, influirán en los resultados tres aspectos del modelo de la red: el modelo de línea empleado, los perfiles de consumo obtenidos y la distribución de las cargas en las fases. En concreto, la obtención de los perfiles de consumo de los clientes ha sido uno de los estudios que más tiempo ha consumido en el proyecto y que influye en gran medida en los resultados presentados. Se ha intentado en la medida de lo posible obtener unos consumos realistas

con los datos de que se disponía. De todo lo anterior se deduce la importancia de contar con estos datos a la hora de realizar un estudio como el que se ha abordado para obtener unos resultados realistas.

Por último, a modo de evaluación de las herramientas utilizadas en este proyecto, merece una valoración muy positiva el uso de OpenDSS para el estudio de redes de distribución. A pesar del trabajo de iniciación que cualquier herramienta precisa y la falta de interfaz gráfica, las posibilidades que ofrece la herramienta han permitido cubrir ampliamente el estudio abordado en este proyecto.

6.2. Trabajo futuro

Dicho lo anterior, en este apartado se propone el trabajo futuro para continuar con la evaluación de los SAE en el control de tensión de las redes de distribución de BT.

Teniendo en cuenta que gran parte del tiempo invertido en este proyecto se ha empleado en el tratamiento de datos, el modelado y la simulación de la red, se puede seguir trabajando en mejorar el problema de optimización del SAE propuesto. En este sentido, se proponen dos líneas de trabajo para proporcionar mejoras a la solución presentada actualmente:

- Estudiar más sistemáticamente la ubicación óptima de la batería mediante, por ejemplo, un análisis de sensibilidad.
- Incorporar un modelo aproximado de la red en el problema de optimización. Como se indicó en el apartado correspondiente, no se ha tenido en cuenta la red por la dificultad que se añadía al problema.

Tras una cuantificación técnica del desempeño de los SAE para tal fin, el siguiente paso es una cuantificación económica de esta solución. Esta cuantificación podría llevarse a cabo para las distintas baterías secundarias presentes en el mercado, poniendo especial interés en el uso de baterías de coches, uno de los activos que las compañías de distribución se plantean utilizar después de su uso en vehículos eléctricos.

Una vez hecho lo anterior, se procedería a una comparativa técnica y económica de la solución de mejora de los SAE frente a las soluciones que se han venido empleando tradicionalmente para el control de tensión: transformadores con tomas de regulación, regulación de tensión, dispositivos basados en electrónica de potencia, construcción de un nuevo centro de transformación, etc.

Bibliografía

- [1] O. "Energía e Innovación", El Almacenamiento de Energía en la Distribución Eléctrica del Futuro, 2017, pp. 140-143.
- [2] H. K. Willia, Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition.
- [3] L. Moreno-Díaz, E. Romero-Ramos, A. Gómez-Expósito, E. Cordero, J. Rodríguez y J. Sánchez, *Accuracy of Electrical Feeder Models for Distribution Systems Analysis*, Sevilla, 2018.
- [4] L. Moreno Díaz, *State of the Art for the Design and Sizing of Electric Microgrids*, Sevilla, 2017, pp. 95-97.
- [5] REE, «Actividades/Operación del sistema/Medidas Eléctricas,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/medidas-electricas>.
- [6] BOE, «Agencia Estatal, Boletín Oficial del Estado,» 2017. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2017-15609.
- [7] T. y. C. Ministerio de Industria, *Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*, 2007.
- [8] *Orden ITC/2794/2007, de 27 de Septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007*.
- [9] OMIE, «Calendarios y períodos,» 2017. [En línea]. Available: http://www.omel.es/files/int_festivos_2017_01_01_2017_12_31_0.pdf.
- [10] R. Dugan, «Reference Guide. The Open Distribution System Simulator (OpenDSS),» 2016.
- [11] «Source Forge,» [En línea]. Available: <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861976/>.
- [12] EPRI, «OpenDSS Neutral Conventions,» Mayo 2010. [En línea].
- [13] R. Dugan, «SourceForge,» 2013. [En línea]. Available: <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861976/thread/06ed0a26/#1de4>.

- [14] «SourceForge,» 2017. [En línea]. Available: <https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861976/thread/06ed0a26/#d20f>.
- [15] T. M. Roger Dugan, «An Open Source Platform for Collaborating on smart grid research,» San Diego, 2011.
- [16] M. d. Economía, «Real Decreto 1995/2000, 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,» 2000.
- [17] J. D. Sam Weckx, «Load Balancing With EV Chargers and PV Inverters in Unbalanced Distribution Grids,» 2015.
- [18] R. S. Garrido, *CAPITULO 14: GAMS*.
- [19] *El Entorno GAMS*.
- [20] A. Ramos, P. Sánchez, J. M. Ferrer, J. Barquín y P. Linares, «Modelos Matemáticos de Optimización,» Madrid, 2010.
- [21] GAMS, «Optimization Solvers in GAMS,» [En línea]. Available: <https://www.gams.com/optimization-solvers/>.
- [22] GAMS, “Data Exchange with Microsoft Excel,” [Online]. Available: https://www.gams.com/latest/docs/UG_DataExchange_Excel.html.
- [23] GAMS, «SCIP,» [En línea]. Available: <https://www.gams.com/latest/docs/S SCIP.html>.
- [24] GAMS, «GAMS Output,» [En línea]. Available: https://www.gams.com/latest/docs/UG_GAMSOutput.html#UG_GAMSOutput_ModelStatus.

Anexo 1. Información Adicional de la Red Objeto de Estudio

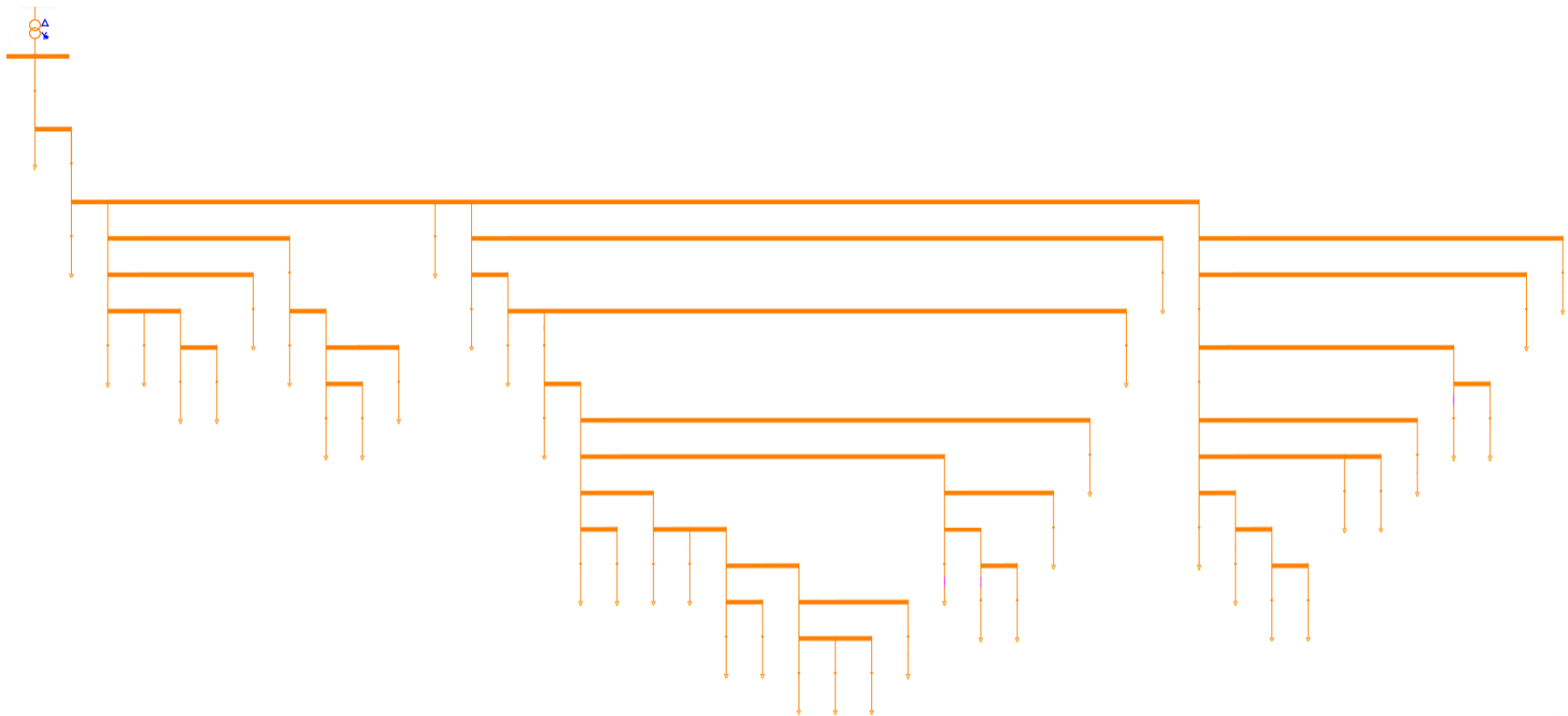


Figura 0-1 Diagrama unifilar de la red objeto de estudio. Proporcionado por la distribuidora.

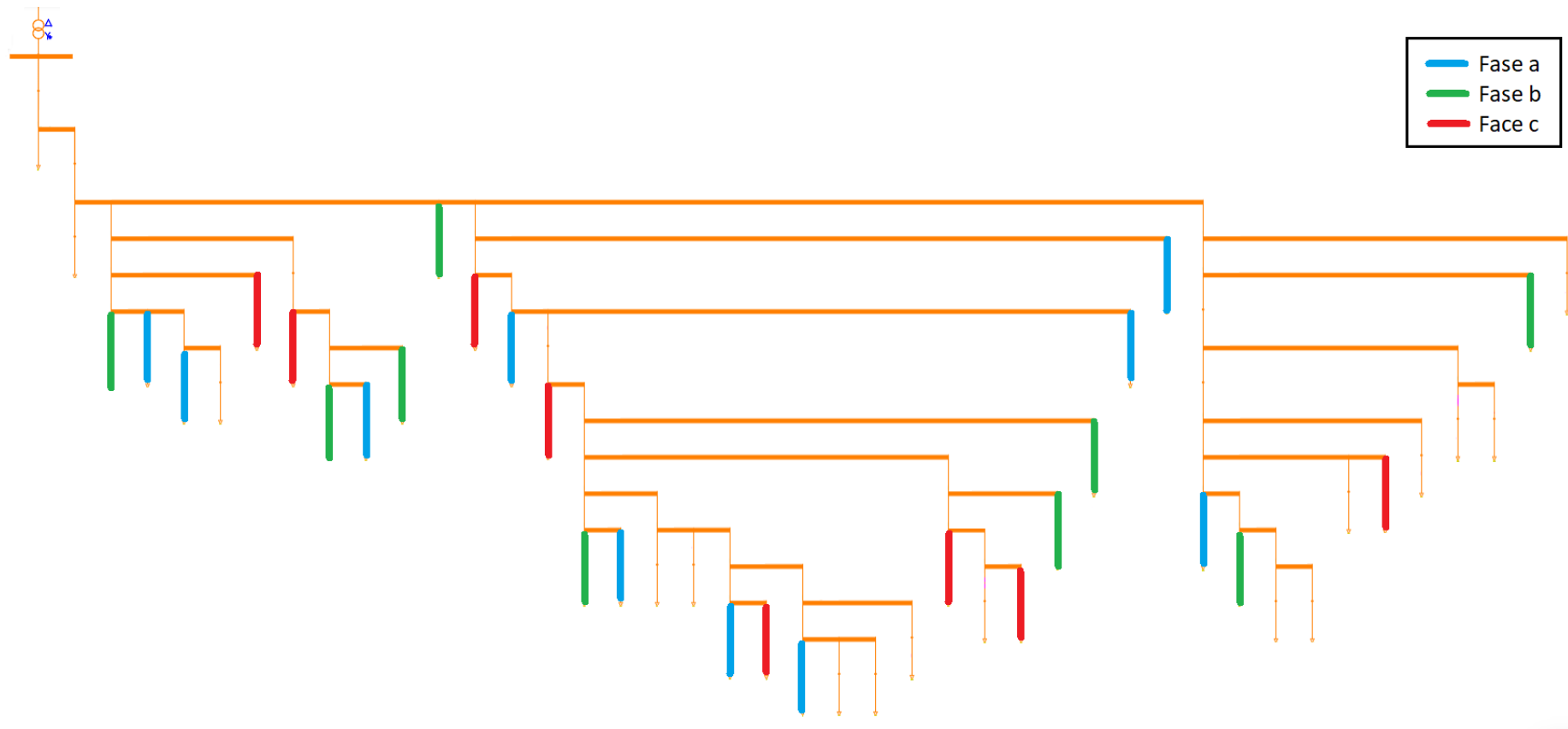


Figura 0-2 Diagrama Unifilar de la red objeto de estudio identificando la fase de conexión de cargas monofásicas

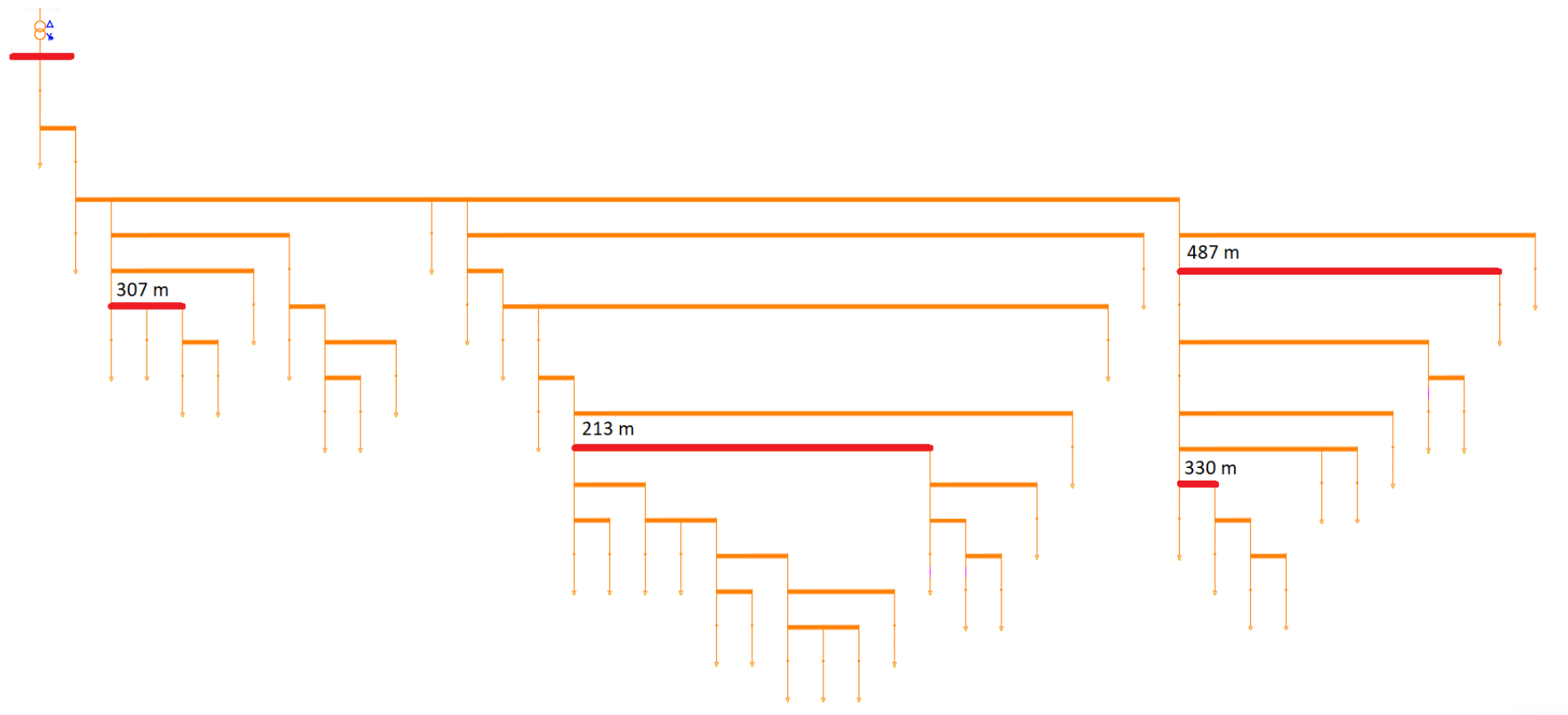


Figura 0-3 Diagrama unifilar de la red objeto de estudio identificando las puestas a tierra

Tabla 0-1 Matrices de impedancia de cada tipo de conductor

RZ 0,6/1 kV 3x1 Al 95 + ½ Al 54,6				
$\begin{bmatrix} 0.3951 + j0.8351 & 0.0493 + j0.7495 & 0.0493 + j0.7495 & 0.0493 + j0.7352 \\ 0.0493 + j0.7495 & 0.3951 + j0.8351 & 0.0493 + j0.7495 & 0.0493 + j0.7352 \\ 0.0493 + j0.7495 & 0.0493 + j0.7495 & 0.3951 + j0.8351 & 0.0493 + j0.7352 \\ 0.0493 + j0.7352 & 0.0493 + j0.7352 & 0.0493 + j0.7352 & 0.7162 + j0.8568 \end{bmatrix}$				
RZ 0,6/1 kV 3x1 Al 50 + ½ Al 54,6				
$\begin{bmatrix} 0.742 + j0.8568 & 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7445 \\ 0.0493 + j0.7645 & 0.742 + j0.8568 & 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7445 \\ 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7645 & 0.742 + j0.8568 & 0.0493 + j0.7445 \\ 0.0493 + j0.7445 & 0.0493 + j0.7445 & 0.0493 + j0.7445 & 0.7162 + j0.8568 \end{bmatrix}$				
RZ 0,6/1 kV 4x1 Al 16 +1 Al 16				
$\begin{bmatrix} 2.1132 + j0.8411 & 0.0493 + j0.7395 & 0.0493 + j0.7395 & 0.0493 + j0.7195 \\ 0.0493 + j0.7395 & 2.1132 + j0.8411 & 0.0493 + j0.7395 & 0.0493 + j0.7195 \\ 0.0493 + j0.7395 & 0.0493 + j0.7395 & 2.1132 + j0.8411 & 0.0493 + j0.7195 \\ 0.0493 + j0.7195 & 0.0493 + j0.7195 & 0.0493 + j0.7195 & 2.0363 + j0.8411 \end{bmatrix}$				
RZ 0,6/1 kV 4x1 Al 25				
$\begin{bmatrix} 1.346 + j0.696 & 0.0493 + j0.7728 & 0.0493 + j0.7728 & 0.0493 + j0.7528 \\ 0.0493 + j0.7728 & 1.346 + j0.696 & 0.0493 + j0.7728 & 0.0493 + j0.7528 \\ 0.0493 + j0.7728 & 0.0493 + j0.7728 & 1.346 + j0.696 & 0.0493 + j0.7528 \\ 0.0493 + j0.7528 & 0.0493 + j0.7528 & 0.0493 + j0.7528 & 1.2977 + j0.8696 \end{bmatrix}$				
RZ 0,6/1 kV 2x1 Al 16*				
$\begin{bmatrix} 2.06395 + j0.1061 & 0 \\ 0 & 2.06395 + j0.1061 \end{bmatrix}$				
3x1 Al 50 + ½ Al 25				
$\begin{bmatrix} 0.742 + j0.8568 & 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7478 \\ 0.0493 + j0.7645 & 0.742 + j0.8568 & 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7478 \\ 0.0493 + j0.7645 & 0.0493 + j0.7645 & 0.742 + j0.8568 & 0.0493 + j0.7478 \\ 0.0493 + j0.7478 & 0.0493 + j0.7478 & 0.0493 + j0.7478 & 1.2977 + j0.8696 \end{bmatrix}$				
3x1 Cu 50 + ½ Cu 25				
$\begin{bmatrix} 0.4656 + j0.853 & 0.0493 + j0.7622 & 0.0493 + j0.7622 & 0.0493 + j0.7483 \\ 0.0493 + j0.7622 & 0.4656 + j0.853 & 0.0493 + j0.7622 & 0.0493 + j0.7483 \\ 0.0493 + j0.7622 & 0.0493 + j0.7622 & 0.4656 + j0.853 & 0.0493 + j0.7483 \\ 0.0493 + j0.7483 & 0.0493 + j0.7483 & 0.0493 + j0.7483 & 0.8599 + j0.8800 \end{bmatrix}$				
3x1 Cu 16 + ½ Cu 10				
$\begin{bmatrix} 1.3542 + j0.8952 & 0.0493 + 0.7882 & 0.0493 + 0.7882 & 0.0493 + 0.7710j \\ 0.0493 + 0.7882 & 1.3542 + j0.8952 & 0.0493 + 0.7882 & 0.0493 + 0.7710j \\ 0.0493 + 0.7882 & 0.0493 + 0.7882 & 1.3542 + j0.8952 & 0.0493 + 0.7710j \\ 0.0493 + 0.7710j & 0.0493 + 0.7710j & 0.0493 + 0.7710j & 2.0342 + j0.9113 \end{bmatrix}$				
2x1 Cu 10*				
$\begin{bmatrix} 2.05975 + j0.1161 & 0 \\ 0 & 2.05975 + j0.1161 \end{bmatrix}$				

* La impedancia proporcionada para los cables monofásicos es la impedancia total del cable de ida y vuelta (o de la fase y neutro). Para introducirlo en OpenDSS de forma matricial se ha tomado $Z_{aa} = Z_{nn} = \frac{Z_{cable}}{2}$

