



POLITÉCNICA



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE MINAS Y ENERGÍA

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN EFICIENCIA ENERGÉTICA  
EN LA EDIFICACIÓN, LA INDUSTRIA Y EL  
TRANSPORTE**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DEL IMPACTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN UNA  
RED DE DISTRIBUCIÓN

Nº REGISTRO: TFM MUEE 2021/2022

AUTOR: Carlos González-Novo Martín

TUTOR:

Daniel Serrano Jiménez

Departamento de Energía y Combustibles

Convocatoria: 2021-2022  
Madrid, septiembre del 2022



## **Agradecimientos**

Me gustaría dar las gracias al profesor Daniel Serrano Jiménez por aceptarme para realizar este proyecto y ayudarme en todo lo posible durante estos meses de trabajo.

Además, me gustaría mencionar a mi pareja, familiares y amigos que han estado apoyándome en todo momento.

Muchas gracias por todo.



# Índice

<b>Resumen</b>	<b>X</b>
<b>Abstract</b>	<b>X</b>
<b>Resumen ejecutivo</b>	<b>XI</b>
<b>Acrónimos</b>	<b>XVI</b>
<b>DOCUMENTO 1: MEMORIA TÉCNICA</b>	<b>I</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
1.1. Contexto . . . . .	2
1.2. Objetivos . . . . .	4
1.3. Organización de memoria . . . . .	4
<b>2. Estado del arte</b>	<b>6</b>
2.1. Red de distribución . . . . .	6
2.1.1. Introducción . . . . .	6
2.1.2. Topologías de redes de distribución . . . . .	9
2.1.3. Líneas eléctricas . . . . .	12
2.1.4. Transformadores . . . . .	22
2.1.5. Casos de prueba . . . . .	25
2.2. Vehículo eléctrico . . . . .	39
2.2.1. Introducción . . . . .	39
2.2.2. Componentes del vehículo eléctrico . . . . .	40
2.2.3. Estrategias de carga . . . . .	42
2.2.4. Infraestructuras y modos de carga . . . . .	43
2.2.5. Métodos de carga . . . . .	48
2.2.6. Impacto del vehículo eléctrico en la red . . . . .	52
<b>3. Herramienta de análisis</b>	<b>54</b>
3.1. Descripción de la herramienta . . . . .	54
3.1.1. Estructura general . . . . .	57
3.1.2. Interacción documento texto (.txt) - Matlab . . . . .	62
3.1.3. Interacción Matlab - OpenDSS . . . . .	63
3.2. Modelado de la red . . . . .	64
3.2.1. Modelado de líneas . . . . .	66
3.2.2. Modelado de reguladores de tensión . . . . .	73
3.2.3. Modelado de cargas . . . . .	81
3.2.4. Modelado de generadores . . . . .	83

3.3. Resolución del flujo de potencias . . . . .	84
<b>4. Resultados</b>	<b>86</b>
4.1. Características generales - 13 Node Test Feeder . . . . .	86
4.1.1. Líneas . . . . .	86
4.1.2. Transformadores . . . . .	87
4.1.3. Regulador de tomas . . . . .	87
4.1.4. Cargas . . . . .	87
4.2. Definición de escenarios . . . . .	88
4.3. Análisis de resultados . . . . .	92
4.3.1. Casos A.1 y B.1 . . . . .	92
4.3.2. Casos A.2 y B.2 . . . . .	96
4.3.3. Casos A.3.1 y B.3.1 . . . . .	100
4.3.4. Casos A.3.2 y B.3.2 . . . . .	104
4.3.5. Casos A.3.3 y B.3.3 . . . . .	108
4.3.6. Casos A.3.4 y B.3.4 . . . . .	112
4.3.7. Casos A.3.5 y B.3.5 . . . . .	116
4.3.8. Casos A.3.6 y B.3.6 . . . . .	120
4.3.9. Casos A.4.1 y B.4.1 . . . . .	124
4.3.10. Casos A.4.2 y B.4.2 . . . . .	128
<b>5. Conclusiones</b>	<b>139</b>
<b>6. Trabajos futuros</b>	<b>142</b>
<b>Referencias</b>	<b>143</b>
<b>Anexo</b>	<b>150</b>
<b>DOCUMENTO 2: ESTUDIO ECONÓMICO</b>	<b>1</b>
<b>7. Estudio económico</b>	<b>170</b>
7.1. Aspectos considerados . . . . .	170
7.2. Tiempos empleados y costes unitarios . . . . .	170
7.3. Presupuesto . . . . .	172
7.4. Organización temporal. Diagrama de Gantt . . . . .	172

# **Lista de Figuras**

1.	IEEE 13 Node Test Feeder . . . . .	XII
2.	Estructura del código . . . . .	XIII
3.	Parque mundial de vehículos eléctricos - Bloomberg [1] . . . . .	2
4.	Principales características del Programa MOVES - IDAE [3] . . . . .	3
5.	Sistema de energía eléctrica convencional [4] . . . . .	6
6.	Esquema unifilar de una red de transporte y subtransporte [5] . . . . .	7
7.	Diseños de distribución Norteamericanos vs Europeos. [7] . . . . .	10
8.	Red radial y anillada para la conexión de subestaciones de centros de carga distribuidos [8] . . . . .	11
9.	Red de distribución mallada [9] . . . . .	12
10.	Configuraciones varias en apoyos de las líneas de distribución . . . . .	13
11.	Geometría genérica de apoyo de línea norteamericana de MT . . . . .	14
12.	Geometría genérica de apoyo de línea europea de MT . . . . .	15
13.	Geometría genérica de apoyo de línea europea de BT . . . . .	16
14.	Geometría genérica de apoyo de línea norteamericana de BT . . . . .	16
15.	Configuración de cable de MT subterráneo [10] . . . . .	18
16.	Parámetros del Cu y Al [11] . . . . .	19
17.	Propiedades de los aislantes [11] . . . . .	20
18.	Geometría genérica de línea europea subterránea de MT [6] . . . . .	21
19.	Geometría genérica de línea europea subterránea de BT [6] . . . . .	22
20.	Geometría genérica de línea norteamericana subterránea de BT [6] . . . . .	22
21.	Niveles de aislamiento para transformadores de distribución según [12] . . . . .	23
22.	Diversos sistemas de puesta a tierra incluidos en una misma instalación [15]	24
23.	IEEE 4 Node Test Feeder [17] . . . . .	26
24.	IEEE 13 Node Test Feeder . . . . .	27
25.	IEEE 34 Node Test Feeder [17] . . . . .	28
26.	IEEE 37 Node Test Feeder [17] . . . . .	29
27.	IEEE 123 Node Test Feeder [17] . . . . .	30
28.	IEEE NEV Test Feeder [17] . . . . .	31
29.	IEEE 8500 Node test Feeder [17] . . . . .	32
30.	IEEE Comprehensive Distribution Test Feeder (CTF) [17] . . . . .	33
31.	IEEE 342 Node Low Voltage Network Test System [17] . . . . .	34
32.	IEEE European Low Voltage Test Feeder [17] . . . . .	35
33.	Casos representativos de [44] . . . . .	37
34.	Casos representativos de [45]: (a) red urbana de MT con dos subestaciones interconectadas, (b) red semiurbana de MT con un anillo de subestaciones, (c) red semiurbana de BT . . . . .	38
35.	Sistema de propulsión de un VE [49] . . . . .	41
36.	Esquema del Modo 1. Sin comunicación con la red eléctrica [54] . . . . .	44

37.	Esquema del Modo 2. Grado bajo de comunicación con la red [54] . . . . .	44
38.	Esquema del Modo 3. Grado elevado de comunicación con la red [54] . . . . .	45
39.	Esquema del Modo 4. Grado elevado de comunicación con la red con carga rápida [54] . . . . .	45
40.	Circuitos de los convertidores de potencia para la carga de VE [55] . . . . .	46
41.	Método de carga por etapas de una batería de Li-Ion . . . . .	48
42.	Método de carga de 5 etapas de una batería de Li-ion . . . . .	49
43.	Método de carga por pulsos de una batería de Li-ion . . . . .	50
44.	Interfaz gráfica Matlab . . . . .	55
45.	Interfaz gráfica OpenDSS . . . . .	56
46.	Interfaz COM de OpenDSS [75] . . . . .	57
47.	Estructura del código . . . . .	58
48.	EXTRAE - Interfaz para definir Cargas_13BusFeeder.txt . . . . .	59
49.	EXTRAE - Interfaz VE_13BusFeeder.txt . . . . .	59
50.	EXTRAE - Información general . . . . .	60
51.	Esquema conceptual de la creación del código principal de OpenDSS . . . . .	64
52.	Representación de los campos magnéticos que influyen entre los conductores [76] . . . . .	67
53.	Círculo equivalente de un transformador monofásico en régimen permanente [76] . . . . .	74
54.	Círculo equivalente regulador de tomas [76] . . . . .	75
55.	Transformador de tomas tipo B [76] . . . . .	76
56.	Banco de tres transformadores monofásicos [77] . . . . .	77
57.	Conexión estándar Triángulo - estrella conectada a tierra [76] . . . . .	78
58.	Descripción de los escenarios . . . . .	89
59.	Perfiles iniciales de demanda 2022 (REE) . . . . .	91
60.	Perfil de demanda de los modelos con cargas temporales . . . . .	91
61.	A.1 y B.1 - Definición de VE y Cargas . . . . .	93
62.	A.1 y B.1 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	93
63.	A.1 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	94
64.	B.1 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	95
65.	A.2 y B.2 - Definición de VE y Cargas . . . . .	96
66.	A.2 y B.2 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	97
67.	A.2 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	99
68.	B.2 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	99
69.	A.3.1 y B.3.1 - Definición de VE y Cargas . . . . .	101
70.	A.3.1 y B.3.1 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	102
71.	A.3.1 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	103
72.	B.3.1 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	103
73.	A.3.2 y B.3.2 - Definición de VE y Cargas . . . . .	105
74.	A.3.2 y B.3.2 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	105

75.	A.3.2 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	107
76.	B.3.2 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	107
77.	A.3.3 y B.3.3 - Definición de VE y Cargas . . . . .	109
78.	A.3.3 y B.3.3 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	110
79.	A.3.3 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	111
80.	B.3.3 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	111
81.	A.3.4 y B.3.4 - Definición de VE y Cargas . . . . .	113
82.	A.3.4 y B.3.4 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	114
83.	A.3.4 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	115
84.	B.3.4 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	115
85.	A.3.5 y B.3.5 - Definición de VE y Cargas . . . . .	117
86.	A.3.5 y B.3.5 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	117
87.	A.3.5 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	118
88.	B.3.5 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	119
89.	A.3.6 y B.3.6 - Definición de VE y Cargas . . . . .	120
90.	A.3.6 y B.3.6 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	121
91.	A.3.6 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	122
92.	B.3.6 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	122
93.	A.4.1 y B.4.1 - Definición de VE y Cargas . . . . .	125
94.	A.4.1 y B.4.1 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	126
95.	A.4.1 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	127
96.	B.4.1 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	127
97.	A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (00:00 - 6:00) . . . . .	129
98.	A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (6:30 - 10:00) . . . . .	130
99.	A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (13:00 - 17:00) . . . . .	131
100.	A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (17:30 - 21:30) . . . . .	132
101.	A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (22:00 - 23:30) . . . . .	133
102.	A.4.2 Y B.4.2 - Definición de Cargas . . . . .	133
103.	A.4.2 Y B.4.2 - Histórico el número de VE conectados a la red . . . . .	134
104.	A.4.2 Y B.4.2 - Histórico de la potencia demandada . . . . .	135
105.	A.4.2 y B.4.2 - Tensiones máximas y mínimas . . . . .	136
106.	A.4.2 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	137
107.	B.4.2 - Histórico de la tensión en cada bus . . . . .	137
108.	Diagrama de Gantt . . . . .	173

## **Lista de Tablas**

1.	Tabla de resultados . . . . .	XIV
2.	Configuración de las líneas aéreas . . . . .	86
3.	Configuración de las líneas subterráneas . . . . .	86
4.	Configuración de los segmentos de línea . . . . .	86
5.	Configuración de los transformadores . . . . .	87
6.	Configuración del regulador de tomas . . . . .	87
7.	Configuración de las cargas distribuidas . . . . .	87
8.	Configuración de las cargas puntuales . . . . .	88
9.	Valores límites de simulación . . . . .	90
10.	Parámetros de las estrategias de carga de VE . . . . .	92
11.	Tabla de resultados . . . . .	140
12.	Tiempos empleados . . . . .	171
13.	Jornada laboral de los ingenieros en el proyecto . . . . .	171
14.	Costes unitarios . . . . .	171
15.	Presupuesto del proyecto . . . . .	172

## **Lista de código**

1.	Matlab - Parámetros de simulación ( <i>Main</i> ) . . . . .	60
2.	Interpretación de parámetros de tipo texto en Matlab (Main) . . . . .	62
3.	OpenDSS - Definición del circuito ( <i>circuit</i> ) . . . . .	66
4.	OpenDSS - Definición de líneas ( <i>Line</i> ) . . . . .	71
5.	OpenDSS - Códigos de línea ( <i>Linecodes</i> ) . . . . .	72
6.	OpenDSS - Definición del transformador ( <i>transformer</i> ) . . . . .	79
7.	OpenDSS - Definición del regulador ( <i>regcontrol</i> ) . . . . .	80
8.	OpenDSS - Definición de cargas ( <i>load</i> ) . . . . .	82
9.	OpenDSS - Definición de generador ( <i>generator</i> ) . . . . .	84
10.	OpenDSS - Modo de resolución . . . . .	85
11.	VBScript función EXTRAE_TXT . . . . .	150
12.	VBScript función ConacatRange . . . . .	151
13.	Matlab - Main . . . . .	151
14.	Matlab - Función Cargas . . . . .	158
15.	Matlab - Función vehículos eléctricos . . . . .	161
16.	Matlab - Función interacción Matlab con OpenDSS . . . . .	163
17.	Matlab - Resultados . . . . .	164

## Resumen

La idea de este proyecto surge bajo la preocupación del elevado crecimiento mundial de la flota de VE y el lento proceso de adaptación de las redes de distribución para los VE. Por ello, se propone realizar una búsqueda de configuraciones eficientes de conexión de VE a la red, que permitan efectuar las distintas modalidades de recarga sin penalizar las redes de distribución de media y baja tensión, ni provocar desajustes graves en el sistema eléctrico existente.

Para lograr este objetivo se ha generado una herramienta de análisis sencilla, fiable y muy versátil, con una interfaz usuario-código visual. La herramienta genera los valores de entrada en Excel, los interpreta en Matlab y los resuelve en OpenDSS.

Con esta herramienta se crean y analizan un total de 16 casos de estudio para comprender y determinar los factores más relevantes que afectan al voltaje de la red y a su desequilibrio, con el fin de poder plantear dos nuevas configuraciones muy eficientes acorde a una topología real de una red de distribución de trece buses, facilitada por el IEEE.

Por último, se plantea un estudio económico para considerar los costes que ha supuesto la realización del proyecto, así como su organización temporal.

## Abstract

The idea of this project arises from the concern of the global increase in the EV fleet and the slow process of adapting distribution networks for EVs. For this reason, it is proposed to carry out a search for efficient configurations for connecting EV to the distribution network, which allow the different charging modes to be carried out without penalizing the medium and low-voltage distribution networks, or causing serious imbalances in the existing electrical system.

To achieve this goal, a simple, reliable and very versatile analysis tool has been generated, with a visual user-code interface. The tool generates the input values in Excel, interprets them in Matlab, and solves them in OpenDSS.

With this tool, a total of 16 case studies are created and analyzed to understand and determine the most relevant factors that arise from the network voltage and its imbalance, in order to be capable of propose two new very efficient configurations according to a real thirteen buses distribution network topology, provided by the IEEE.

Finally, an economic study is proposed in which the costs involved in carrying out this project are considered, as well as its temporary organization.

## **Resumen ejecutivo**

Los vehículos de propulsión eléctrica son actualmente la alternativa vigente a los motores de combustión interna, ya que los vehículos de propulsión de pila de hidrógeno tienen una presencialidad muy reducida en el mercado energético. Existen, estimaciones que indican que la flota mundial de vehículos eléctricos (VE) superará los 25 millones a finales del 2022 (fuente BloombergNEF (BNEF)). Además, BNEF indica que el crecimiento, a partir de la segunda mitad del 2022, será de 1 millón de VE mensuales, es decir el crecimiento de la flota se disparará en los próximos años.

Además, este tipo de tecnología cuenta con el apoyo económico europeo que fomenta la creación de incentivos monetarios en los diversos países de la unión. En concreto en España, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, aprobó el 23 de julio de 2021, la orden TED/800/2021, por la que se aprueban las bases reguladoras del Programa de incentivos a proyectos singulares en movilidad eléctrica (Programa MOVES Proyectos Singulares II).

Todos estos factores, llevan a preguntarse a uno mismo ¿cómo puede llegar a afectar tal número de VE, a las redes de distribución disponibles?. Pues bien, bajo esta idea se establece el objetivo de determinar escenarios de carga de VE eficientes para una red de distribución concreta, teniendo en cuenta diferentes parámetros como: tipo de carga, hora de carga, condiciones de tensión, valores de desequilibrio permitidos y potencia máxima demandada. De manera que, la conexión de VE a la red de distribución, permita efectuar las distintas modalidades de recarga sin penalizar a las redes ni provocar desajustes graves en el sistema eléctrico existente.

Para alcanzar dicho objetivo se requieren establecer previamente los conocimientos base que definen a las redes de distribución y a los VE.

Primero, se describe la estructura del sistema de energía eléctrica convencional. En ella, se realiza una comparativa de las topologías americanas frente a las europeas, ya que en este proyecto se utiliza un modelo de red de distribución norteamericano modelado como europeo, al que se le ha definido una frecuencia de operación de 50 Hz y una tensión de alimentación adecuada.

Dado que, los puntos de carga de VE se conectan a las redes de distribución de media (MT) y baja (BT) tensión, el estado del arte del proyecto se centra en este tipo de redes. Por ello, se describen los diferentes mallados existentes: redes radiales, redes en anillo y redes malladas; y se realiza una descripción de las líneas aéreas y subterráneas de las redes de distribución europeas y americanas. Algunos de los conceptos que se presentan

son: geometrías de los cables y apoyos, tipos de conductores y conceptos básicos de los transformadores.

También, se describen diversas topologías, europeas y norteamericanas, de redes de distribución, que se proponen como casos de prueba para los estudios del proyecto. Los casos de prueba descritos son modelos de código abierto diseñados por el IEEE, EPRI y PNNL.

En este proyecto, se busca analizar una red de distribución pequeña, que permita realizar los cálculos del proyecto de manera rápida y eficaz, en la que aparezcan diversas configuraciones de líneas y las aparentadas más habituales localizadas en las redes. Por ello, se escoge para los análisis de resultados el caso de prueba de 13 nodos diseñado por IEEE (“13 Node Test Feeder”), que incluye reguladores de tensión, bancos de condensadores, líneas aéreas y subterráneas trifásicas y monofásicas, y cargas desequilibradas.

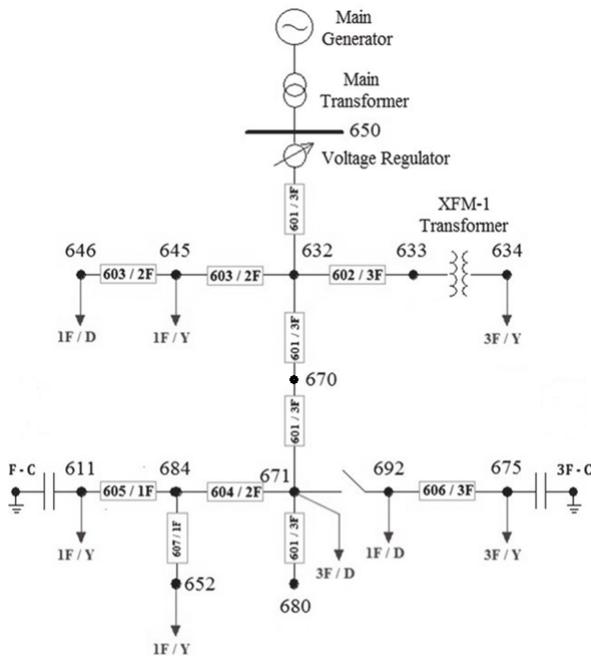


Figura 1: IEEE 13 Node Test Feeder

Tras aclarar todos estos conceptos de la red de distribución, se describen los conocimientos base del vehículo eléctrico. Se desarrollan los conceptos de: las componentes del vehículo eléctrico, las estrategias de carga, las infraestructuras y modos de carga, los métodos de carga y el impacto del vehículo eléctrico en la red.

Por tanto, se presentan las tres áreas que componen el sistema de propulsión del vehículo eléctrico, se definen las propiedades y características de carga lenta, semi-rápida, rápida súper rápida y ultra rápida, se describen los modos de carga de las infraestructuras de recarga de VE, se presentan algunos de los métodos de carga descritos en la literatura, y por último, se destacan algunos de los análisis del impacto de la carga de los VE sobre las redes de distribución más comúnmente estudiados otros artículos científicos del mismo género.

Tras clarificar todos estos conceptos, definidos en el estado del arte, se decide crear una herramienta de análisis capaz de resolver los flujos de potencia de una red de distribución a lo largo de un tiempo de simulación, cuyas estaciones de carga de VE y cargas de origen residencial, industrial y comercial son descritas por el usuario. Además, calcula y representa el perfil de tensiones en cada fase de los buses que componen la red y calcula el valor de desequilibrio en cada intervalo de tiempo de simulación de cada bus trifásico y el valor de la potencia total demandada por todas las cargas conectadas a la red.

Esta herramienta se ha escrito en tres lenguajes de programación diferentes, programados en Matlab, OpenDSS y Excel. Desde Matlab, se compila el código principal que llama y realiza todas las acciones necesarias para mostrar los resultados de la simulación. En OpenDSS, se describe la topología de la red de distribución y se resuelven los flujos de potencia de la misma. Por último, desde herramienta Excel se definen las características de las cargas de la red.

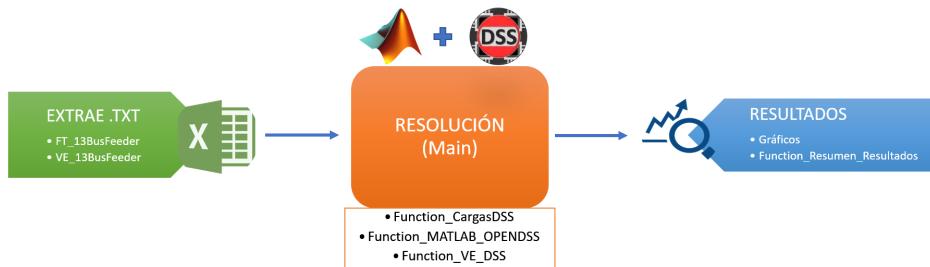


Figura 2: Estructura del código

Esta estructura se ha planteado para facilitar el uso de la herramienta de análisis, de manera que pueda ser utilizada por usuarios sin grandes conocimientos de los programas indicados.

Tras realizar la descripción de la herramienta y de los modelos que utiliza, se analizan 20 casos de estudio. La mitad de ellos se destinan a analizar los efectos de los VE sobre el caso la red de 13 buses (“13 Node Test Feeder”), en ausencia del regulador de tomas; en la otra mitad, se incorpora a la red el regulador de tomas. Los casos sin regulador reciben la letra “A” y los casos con regulador la “B”.

Resulta reseñable destacar, que se trata de un proyecto de investigación donde el análisis de los resultados se realiza bajo el precepto de un desconocimiento completo de los efectos que produce la carga de VE en la red de distribución. Por ello, el número de casos de estudio es elevado y los casos de análisis se van definiendo en función de los resultados recogidos en los escenarios anteriores. Además, con el objetivo de dar alcance al objetivo principal del proyecto, se plantea un último análisis para mostrar maneras eficientes de distribuir los puntos de carga de los VE en la red de distribución, acorde a los límites de tensión, potencia y desequilibrio utilizados como base de estudio en este proyecto. En ellos, se consideran tanto estrategias de carga lenta como rápida a lo largo de la simulación y definen las cargas en base a los conocimientos adquiridos en los escenarios anteriores.

Los parámetros limitantes de los casos de estudio resueltos se resumen en la siguiente tabla.

A.1	B.1	A.2	B.2
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,056$	$V_{max} = 1,0283$	$V_{max} = 1,0561$
$V_{min} = 0,91405$	$V_{min} = 0,95965$	$V_{min} = 0,91405$	$V_{min} = 0,95965$
$Kd_{max} = 2,1709\%$	$Kd_{max} = 1,9124\%$	$Kd_{max} = 2,1941\%$	$Kd_{max} = 1,9546\%$
$P_{max} = 3466 \text{ kW}$	$P_{max} = 3466 \text{ kW}$	$P_{max} = 3466 \text{ kW}$	$P_{max} = 3466 \text{ kW}$
A.3.1	B.3.1	A.3.2	B.3.2
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,0932$	$V_{max} = 1,021$	$V_{max} = 1,0561$
$V_{min} = 0,86904$	$V_{min} = 0,93588$	$V_{min} = 0,91405$	$V_{min} = 0,95965$
$Kd_{max} = 2,6841\%$	$Kd_{max} = 2,867\%$	$Kd_{max} = 2,1941\%$	$Kd_{max} = 1,9546\%$
$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$	$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$	$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$	$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$
A.3.3	B.3.3	A.3.4	B.3.4
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,0994$	$V_{max} = 1,0283$	$V_{max} = 1,0995$
$V_{min} = 0,87272$	$V_{min} = 0,945$	$V_{min} = 0,8751$	$V_{min} = 0,94701$
$Kd_{max} = 2,5818\%$	$Kd_{max} = 2,7701\%$	$Kd_{max} = 2,5134\%$	$Kd_{max} = 2,5141\%$
$P_{max} = 4666 \text{ kW}$	$P_{max} = 4666 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$
A.3.5	B.3.5	A.3.6	B.3.6
$V_{max} = 1,021$	$V_{max} = 1,0623$	$V_{max} = 1,0283$	$V_{max} = 1,0995$
$V_{min} = 0,91331$	$V_{min} = 0,95965$	$V_{min} = 0,8433$	$V_{min} = 0,91446$
$Kd_{max} = 2,1941\%$	$Kd_{max} = 1,991\%$	$Kd_{max} = 2,5167\%$	$Kd_{max} = 2,6012\%$
$P_{max} = 4835 \text{ kW}$	$P_{max} = 4835 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$
A.4.1	B.4.1	A.4.2	B.4.2
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,0808$	$V_{max} = 1,0078$	$V_{max} = 1,0933$
$V_{min} = 0,90699$	$V_{min} = 0,97695$	$V_{min} = 0,9001$	$V_{min} = 0,94932$
$Kd_{max} = 2,1709\%$	$Kd_{max} = 2,2358\%$	$Kd_{max} = 2,3606\%$	$Kd_{max} = 2,3613\%$
$P_{max} = 4857,5 \text{ kW}$	$P_{max} = 4857,5 \text{ kW}$	$P_{max} = 4381,132 \text{ kW}$	$P_{max} = 4381,132 \text{ kW}$

Tabla 1: Tabla de resultados

En las conclusiones se destacan los siguientes conceptos aprendidos de los análisis de resultados:

- El aumento de la demanda supone una reducción de la tensión.
- El regulador de cargas reduce su toma ante aumentos de la demanda y la aumenta ante reducciones de la misma. Por ello, mantiene las tensiones dentro del rango de 0,9-1,1 pu.
- El horario de carga de los VE es irrelevante ante situaciones en las que todas las cargas de la red son constantes.
- La definición de un horario adecuado para cada estrategia de carga tiene efectos muy acusados sobre la red. En concreto se recomienda realizar cargas rápidas en los períodos donde la carga demandada por el sector residencia, comercial, industrial y es pequeña.
- La carga de VE en posiciones alejadas de la alimentación supone una reducción elevada de la tensión en toda la red. Por ello, se recomienda la diversificación de la carga en toda la red.

Además, se hace alusión a los dos últimos casos de estudio cuyos buenos resultados reflejan la viabilidad de la nueva topología eficiente presentada.

Seguidamente, tras describir las conclusiones de este proyecto, se proponen nuevas ideas para trabajos futuros y se realiza la memoria económica del proyecto, donde se valora el tiempo empleado y se presenta el diagrama de Gantt.

Adicionalmente en el anexo A, se indican las funciones y códigos que se han utilizado en la herramienta de análisis.

## Acrónimos

Acrónimo	Descripción
A	Amperio
AAAC	All-Aluminum Alloy Conductor
AAC	All-Aluminum Conductor
ACAR	Aluminum Conductor, Alloy Reinforced
ACSR	Aluminum Conductor, Steel Reinforced
Al	Aluminio
BNEF	BloombergNEF
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
Cu	Cobre
DAB	Dual Active Bridge
DER	Distribution Energy Resources
DSS	Distribution System Simulator
EPR	Etileno propileno
EPRI	Electric Power Research Institute
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
J	Julio
K	Kelvin
kg	Kilogramo
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltiamperios
KVar	Kilovoltiamperios reactivos
kW	Kilovatio
m	Metro
min	Minuto
mm	Milímetro
MT	Media Tensión
MW	Megavatio
N	Newton
NEV	Neutral-to-Earth Noltage
°C	Grado centígrado
PE	Polietileno

Acrónimo	Descripción
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
PVC	Policloruro de vinilo
PWM	Pulse-width modulation
SIPO	Series Input and Parallel Output
SoC	State of Charge (estado de carga)
SST	Solid-state transformer
TFWG	Test Feeder Working Group
THD	Total Harmonic Distortion (Distorsión armónica total)
V	Voltio
VE	Vehículos Eléctricos
XLPE	Polientileno reticulado

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y  
ENERGÍA**

**DOCUMENTO 1: MEMORIA TÉCNICA**

**ESTUDIO DEL IMPACTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN  
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

## 1. Introducción

### 1.1. Contexto

Los vehículos de propulsión eléctrica son actualmente la alternativa vigente a los motores de combustión interna. Según estimaciones de BloombergNEF (BNEF), la flota mundial de vehículos eléctricos (VE) superará los 25 millones a finales del 2022 e indica que el crecimiento a partir de la segunda mitad del 2022 será de 1 millón de VE mensuales [1]. Este estudio predictivo se muestra en la siguiente figura:

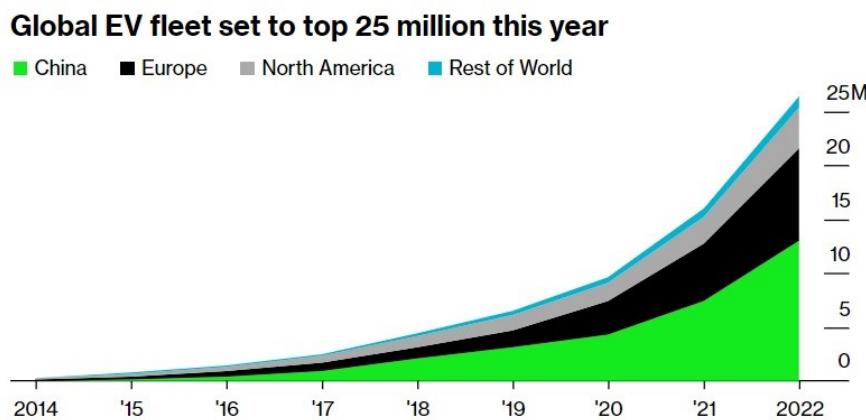


Figura 3: Parque mundial de vehículos eléctricos - Bloomberg [1]

Este aumento exponencial supondrá un alto nivel de penetración de los VE en la red, y su implementación en la infraestructura de distribución existente, podría llegar a afectar a la calidad de la energía y la estabilidad de la red. Parámetros como el nivel de tensión, el valor de potencia máxima o el desequilibrio máximo en los buses de las redes de distribución, serán aspectos determinantes, no solo de la calidad de la energía y estabilidad de la red, sino también de la viabilidad de conexión de los VE en la misma.

Además, es importante tener en mente que los VE son cargas variables en el tiempo, de manera que el carácter espacio-temporal variable de los mismos, aporta una mayor complejidad a los análisis de redes.

Por todo ello, implementar puntos de carga de VE en la realidad sin un estudio previo que tenga en cuenta estos factores, puede dar lugar a la congestión de la red y las subsiguientes compensaciones por exceso o por defecto. Por lo tanto, el efecto de agregar carga de VE al sistema de distribución existente debe analizarse considerando diferentes criterios, como el impacto en la red con diferentes cargadores de VE, la naturaleza móvil de la carga de

VE, la calidad de la energía, el perfil de tensiones, la demanda máxima de potencia y el desequilibrio en la red.

Uno de los aspectos en los que se basa este estudio de BNEF son las políticas medioambientales que se están implementando en China y Europa. En concreto el 23 de julio del 2021, se aprobó en España, las bases reguladoras del programa de incentivos a proyectos singulares en movilidad eléctrica (Programa MOVES Proyectos Singulares II) [2].

El programa MOVES forma parte de la Componente 1, Inversión 2 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y dota con 100.000.000 € a la selección y concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas correspondientes a proyectos singulares y proyectos relativos a desarrollos experimentales e innovadores relacionados con el vehículo eléctrico, de importe mínimo 100.000 € y llevados a cabo en el territorio nacional [3].

El IDAE, como organismo organizador de este programa, resume las principales características del programa MOVES en la siguiente figura.

CONCEPTO	REQUISITOS MOVES SINGULARES II	CONCEPTO	REQUISITOS MOVES SINGULARES II
Presupuesto	Dotación presupuestaria de <b>100.000.000 euros</b>	Cantidad de las ayudas	La intensidad de la ayuda para los proyectos singulares innovadores será del 40% de los costes subvencionables (IVA o IGIC no incluido). Se podrá incrementar en 10 puntos porcentuales para medianas empresas y en 20 puntos porcentuales en el caso de micro y pequeñas empresas.
Compatibilidades	Las ayudas otorgadas en este programa serán compatibles con otras ayudas concedidas, para la misma finalidad, por cualesquiera Administraciones públicas u organismos o entes públicos, nacionales o internacionales, siempre que no se supere el coste de la actividad subvencionada y se cumplan las dos condiciones siguientes:  1) Que, de forma acumulada, no se superen los límites establecidos por el Reglamento (UE) n.º 651/2014, de la Comisión, de 17 de junio de 2014.  2) Que las ayudas otorgadas por las otras Administraciones, para la misma actuación, no cuenten con cofinanciación de Fondos Europeos."	Carácter incentivador	Solo serán subvencionables las actuaciones cuya inversión se haya realizado con posterioridad a la fecha de registro de la solicitud de ayuda.
Beneficiarios	Podrán ser beneficiarios:  Todo tipo de empresa (Micro, Pequeña, Mediana y Gran Empresa), Universidades y Centros Privados de Investigación y Desarrollo y el Sector Público Institucional		
Actuaciones elegibles  (Anexo I de la Orden Ministerial)	Se incentivarán proyectos de desarrollo tecnológico y experiencias innovadoras en movilidad eléctrica que sirvan para promover el salto tecnológico hacia el vehículo eléctrico y de pila de combustible, fomentando el desarrollo de proyectos por parte de empresas españolas, a fin de alcanzar la madurez tecnológica que facilite su comercialización. Se considerarán proyectos singulares los que contemplen las actuaciones descritas en el Anexo I de la <a href="#">Orden TED/800/2021, de 23 de julio</a>	Financiación con fondos PTRR	En esta segunda edición, el origen de los fondos será del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. El Programa es parte de la Componente 1, Inversión 2 del Plan.
		Plazo de ejecución	Las actuaciones se ejecutarán en un plazo máximo de 18 meses contados a partir de la fecha de notificación de concesión de la ayuda.

Figura 4: Principales características del Programa MOVES - IDAE [3]

En este proyecto se presentan varios informes detallados sobre el análisis del impacto de la integración VE sobre la tensión, el desequilibrio y consumo en los buses de una red de distribución. El análisis se realiza en cada una de las fases que componen la topología de

## **1 INTRODUCCIÓN**

---

red escogida.

### **1.2. Objetivos**

El objetivo principal de este proyecto es determinar escenarios eficientes de carga de VE para una red de distribución concreta, teniendo en cuenta diferentes parámetros como: tipo de carga, hora de carga, condiciones de tensión, valores de desequilibrio permitidos y potencia máxima demandada. De manera que, la conexión de VE a la red de distribución, permita efectuar las distintas modalidades de recarga sin penalizar las redes de distribución de baja tensión ni provocar desajustes graves en el sistema eléctrico existente.

Para alcanzar dicho propósito se plantean cinco objetivos:

1. Establecer conocimientos base de las redes de distribución.
2. Establecer conocimientos base del vehículo eléctrico.
3. Crear una herramienta capaz de determinar el impacto de las tensiones y el desequilibrio en una red de distribución.
4. Analizar el impacto de las tensiones en un caso práctico realista.
5. Evaluar económicamente el proyecto.

A su vez, dentro de estos objetivos se plantean tres adicionales con el fin de establecer y analizar correctamente todos los conceptos de este documento.

1. Comprensión profunda de las herramientas OpenDSS, Matlab y Excel.
2. Comprensión de los cálculos para el modelado de redes de distribución.
3. Comprensión de los factores que afectan a las tensiones y favorecen el desequilibrio de la red.

### **1.3. Organización de memoria**

La estructura del proyecto se divide en 6 secciones. Estas se describen a continuación.

En la primera de ellas, sección actual, se realiza una breve introducción del proyecto, en la que se tratan aspectos como: el contexto, los objetivos y la organización de la memoria.

En la segunda sección, se realiza una introducción a las redes de distribución y los vehículos eléctricos, con el objetivo de presentar los conocimientos base que se utilizarán en secciones posteriores.

En la tercera sección, se describe la herramienta de análisis utilizada en el proyecto, así como los modelos empleados de los elementos del sistemas y los cálculo matemáticos que realiza la herramienta.

En la cuarta sección, se estudia al caso de prueba propuesto por el IEEE, "13 Node Test Feeder", un caso realista y muy completo. Se describen las propiedades generales del caso, se definen nuevos escenarios de análisis y se presentan y analizan sus resultados.

En la quinta sección, se realiza una recapitulación de las conclusiones más importantes del proyecto. En concreto, se presenta una tabla resumen con los resultados de los casos de análisis y se describen los conceptos clave de cada caso.

En la sexta sección, se realiza una reflexión de aquellos conceptos que podrían ser interesantes de analizar, a través de la herramienta de análisis, en trabajos futuros. Además, dada la flexibilidad y sencillez de la interfaz de esta herramienta, se propone su utilización para cualquier otro usuario interesado en la materia.

Adicionalmente se presenta un anexo A, en el que viene descrito tanto el código utilizado en la herramienta de análisis como otros códigos de interés planteados como herramientas secundarias de análisis de datos.

Por último, se realiza una memoria económica del proyecto donde se valora el tiempo empleado y se presenta el diagrama de Gantt del proyecto.

## 2. Estado del arte

### 2.1. Red de distribución

#### 2.1.1. Introducción

Actualmente, la energía eléctrica es una forma de energía muy presente en diversos ámbitos de la sociedad, como es: la industria, el comercio, los hogares, los medios de transporte, etc. Su presencia se hace fundamental debido a algunos aspectos característicos que la definen. Entre ellos, destaca su controlabilidad, versatilidad y limpieza (principalmente, en el lugar de consumo), que hacen que pueda ser generada, transmitida y consumida de manera fiable, eficiente y económica.

La estructura de los sistemas de energía eléctrica se divide en cuatro etapas: la generación, el transporte, la distribución y el consumo. El sistema eléctrico trabaja a diferentes niveles de tensión, requiriendo, por tanto, de subestaciones y centros de transformación que permitan adaptarlos.

A continuación, se describen de manera general cada una de estas etapas mencionadas (figura 5) realizando una comparación entre los sistemas de energía eléctrica de Europa y América del Norte.

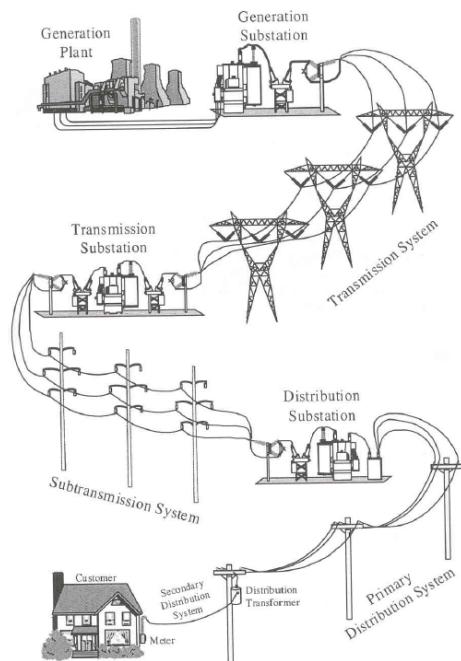


Figura 5: Sistema de energía eléctrica convencional [4]

La **generación** corresponde a la etapa en el cual se produce la energía eléctrica a través de uno o varios alternadores trifásicos, en las centrales de generación. La generación convencional utiliza generadores síncronos para producir electricidad a una frecuencia de 50 Hz, en Europa, o 60 Hz en América; y a un nivel de tensión entre 6 y 25 kV [5]. La frecuencia, junto a otros parámetros determinarán la estructura del sistema de transporte y distribución.

El **transporte** corresponde a la etapa en el que se transmite de manera fiable y económica a largas distancias la energía eléctrica. Para ello, se disminuyen las secciones de los cables y se aumenta la tensión. Esto mejora el rendimiento de la red, disminuyendo las pérdidas por efecto Joule en los cables. En España, se utilizan los valores normalizados de tensión según el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, de 132, 220 y 380 kV . Sin embargo, en algunos países de gran extensión, ya se han llegado a construir líneas con tensiones por encima de los valores indicados (500 kV y 765 kV). De esta manera, para una misma potencia transmitida se reducen las pérdidas en los conductores.[5]

En el caso de Norteamérica la configuración es muy similar a la Europea, ya que las líneas son trifásicas balanceadas y están construidas con conductores de aluminio trenzados y reforzados con un núcleo de acero para las de menor tensión; mientras que, para los tramos de mayor tensión se utilizan dos conductores por paquete. La diferencia más reseñable son los voltajes típicos utilizados, de 230 o 345 kV. Esta característica limita la longitud de los tramos a tramos más cortos y permite que la altura de los apoyos sea más pequeña que en Europa.[6]

A continuación se muestra un esquema de un unifilar de una configuración típica de una red de transporte.

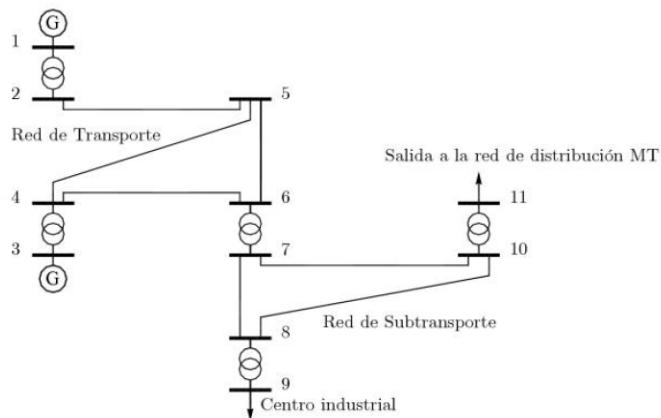


Figura 6: Esquema unifilar de una red de transporte y subtransporte [5]

## 2 ESTADO DEL ARTE

---

La red de **distribución** da servicio eléctrico a las viviendas e industria, lo que requiere que la red esté sometida a cargas variables en función de la demanda. Por ello, a continuación se realiza una descripción detallada de las características de una red de distribución.

Desde la red de transporte la tensión se reduce en las subestaciones a valores de 45, 66 y 132 kV en España. A estas tensiones funcionan las líneas de distribución primaria, o de substransporte, que rodean los grandes núcleos urbanos e industriales, cuyas longitudes no sobrepasan los 100 km, en el caso de ser aéreas. Estas redes conectan con subestaciones de distribución que dan salida a las redes de distribución de Media Tensión (MT). Estas líneas forman parte de las líneas de distribución secundaria.

Existen dos niveles diferenciados en la red de distribución secundaria: la red de distribución de Media Tensión (MT) y la red de distribución de Baja Tensión.[5]

- **Red de distribución de MT.** A niveles reglamentarios de España, la tensión trasmisida en este tipo de redes toma valores de 3, 6, 10, 15 o 20 kV. Y las longitudes de estas líneas no suelen superar los 25 km. Las redes aéreas suelen emplearse en para abastecer a algunos consumidores industriales y rurales. Mientras que, en las ciudades se emplean normalmente cables aislados subterráneos llegando hasta los centros de las áreas de consumo donde se reduce la tensión a niveles por debajo de los 1.000 V. Estos centros reciben el nombre de Centros de Transformación (CT).
- **Red de distribución de BT.** Los valores de tensión que trasmiten estas redes son inferiores a los 1.000 V. En España los valores normalizados son de 230 V o 400 V (tensión de carga habitual de un vehículo eléctrico). Las longitudes son del orden de 1 km y principalmente, la red está formada por líneas subterráneas o aéreas con cables aislados que parten de los CT y dan suministro directo a los usuarios mediante una conexión monofásica.

Respecto a las redes Norteamericanas, las líneas de MT monofásicas se incluyen como subredes fuera de las líneas principales trifásicas. La tensión nominal en las secciones trifásicas es de 12,47 kV y en las secciones monofásicas la tensión de línea a neutro es de 7,2 kV. Los servicios públicos normalmente usan postes de 30 a 45 pies, colocados de 6 a 8 pies de profundidad y la construcción vertical también se usa ocasionalmente en líneas aéreas. Las longitudes de los tramos varían de 100 a 150 pies en áreas suburbanas hasta 300 o 400 pies en áreas rurales.

Por otro lado, las líneas de BT de América del Norte, también pueden incluir una o varias fases y los niveles de tensión son de 120 o 240 V.

Ahora bien, existen diversas configuraciones de red que aportan una gran fiabilidad y

calidad de suministro al consumidor. Estas se describen en la siguiente sección.

Por último, el **consumo** hace referencia a la totalidad de cargas conectadas a la red. Estas cargas pueden aparecer en un único punto de la red (carga puntual) o pueden estar repartidas en todo un tramo de la misma (carga distribuida). A su vez, las cargas pueden organizarse según su aplicación, por ello existen cargas industriales, residenciales y comerciales, entre otras.

### 2.1.2. Topologías de redes de distribución

Según el tipo de mallado de la red, se distinguen las siguientes configuraciones básicas: redes radiales, redes en anillo y redes malladas.

Tanto en Europa como en América del Norte se usan las redes de distribución de MT radiales en áreas geográficas con cargas dispersas y baja densidad, como las zonas rurales; y las redes malladas en los núcleos urbanos e industriales, debido a la alta fiabilidad de suministro que su configuración ofrece.

En baja tensión predominan las líneas radiales. Estas nacen a partir de un transformador de MT/BT que da suministro eléctrico a los clientes a tensiones adecuadas. Una gran diferencia topológica de Norteamérica, frente a la Europea, es que los consumidores tienen una conexión a red monofásica, lo que origina un mayor desequilibrio de la red y un uso de transformadores monofásicos frente a los trifásicos de Europa (topología mostrada en la figura 7).

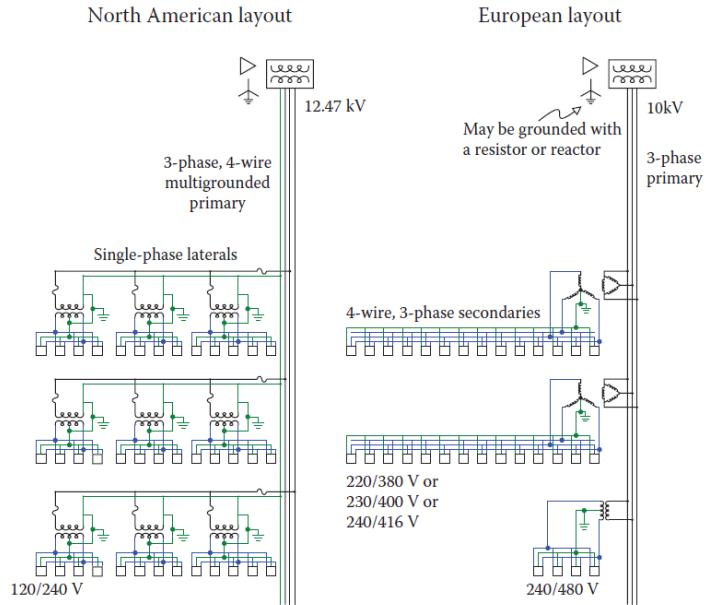


Figura 7: Diseños de distribución Norteamericanos vs Europeos. [7]

La **red radial** es la forma más simple (ver figura 8). Utiliza un única línea de suministro lo que limita a los consumidores a tener varias vías de alimentación. Sus ventajas residen en una fácil supervisión y protección de la red, así como en una rápida localización de fallos y una gestión operativa sencilla.

Ahora bien, cuando se duplica el gasto, el resultado es una red de doble ramal que permite llegar a cada centro de carga a través de dos caminos diferentes. Luego, si los requisitos impuestos a la fiabilidad del suministro son elevados, cada alimentación se puede alimentar desde una red de suministro independiente. Debido a este hecho, una falla en una red no afectaría a la otra.[8]

La **red en anillo** permite el suministro eléctrico al consumidor por dos vías distintas de una único bus principal formando una conexión circular entre las diversas subestaciones de los centros de carga. Normalmente, se mantiene el circuito en bucle abierto (ver figura 8), de manera que en caso de fallo eléctrico en la alimentación, la línea de suministro abierta quede cerrada para mantener al consumidor conectado a la red. Ahora bien, si el fallo proviene de una subestación, todas las subestaciones aguas abajo de esta fallarán. Las redes anilladas tienen generalmente longitudes de cable más cortas. Sin embargo, la sección transversal del cable debe ser mayor debido a la transmisión de capacidades más altas de un extremo del anillo al otro.[8]

Con respecto a los costos de las pérdidas de la red, la red radial y la red anillada de tipo

abierto solo difieren de manera insignificante. Hay ventajas mínimas si la red anillada se opera en la variante de tipo cerrado. Sin embargo, la protección del anillo cerrado requiere interruptores automáticos y protección diferencial de línea o protección direccional, lo que conlleva que la inversión sea mayor en este tipo de redes.[8]

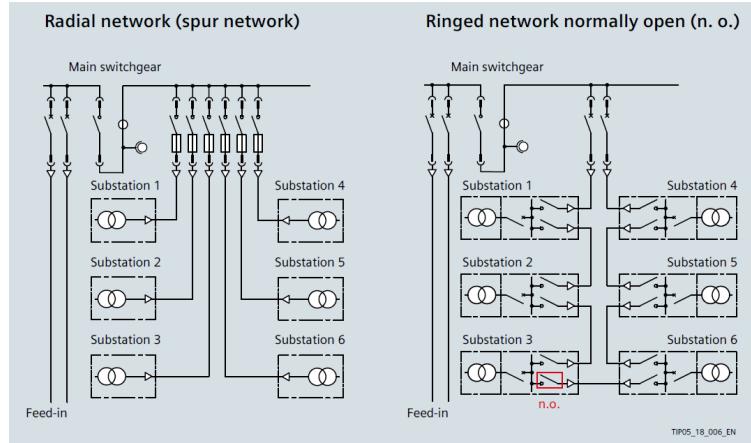


Figura 8: Red radial y anillada para la conexión de subestaciones de centros de carga distribuidos [8]

La **red mallada** no es más que una combinación de las configuraciones anteriores (ver figura 9), ya que cada subestación esta conectada a la red por un anillo principal que a su vez se compone de subanillos o mallas que permiten formar circuitos individuales entre las estaciones del sistema. Por ello, esta configuración es de mayor complejidad y tiene costos mayores a los anteriores, pero permite que en el caso de falla de uno a de las mallas, no afecte a todo el sistema, sino que simplemente de como resultado el fallo de las subestaciones de la malla afectada, dando una alimentación continuada al resto de estaciones. Solo con una red anillada de tipo cerrado y un gasto de protección adecuado podría alcanzarse también este nivel de fiabilidad en la red.[8]

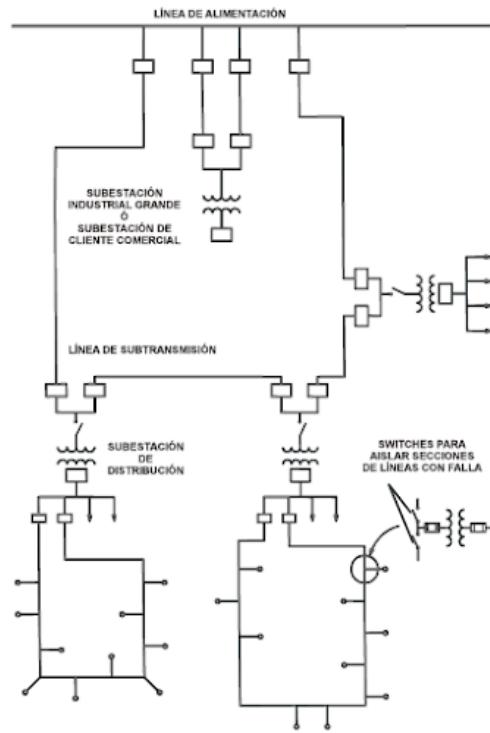


Figura 9: Red de distribución mallada [9]

### 2.1.3. Líneas eléctricas

Las líneas eléctricas de distribución se pueden agrupar en dos grandes grupos en función del medio por el cual la energía se transmite. Pueden ser, **líneas aéreas** o **líneas subterráneas**. Como se indicaba con anterioridad, las líneas aéreas son más frecuentes en zonas poco pobladas de MT, mientras que, las líneas subterráneas predominan en las zonas urbanas BT.

#### Líneas aéreas

Las líneas eléctricas aéreas están compuestas por un conjunto de cables sostenidos por apoyos anclados al suelo a una distancia de seguridad fijada por la normativa territorial del país.

Existen una gran variedad de configuraciones utilizadas en las líneas aéreas de distribución. Y las características de los apoyos que componen estas líneas se describen mediante un análisis exhaustivo en el cual se tiene en cuenta variables como: la naturaleza del apoyo

(metálico, de madera, de hormigón...), el tipo de apoyo (tipo de celosía, tipo de hormigón...), la función del apoyo (amarre, principio o fin de línea, suspensión, cruces...), el tipo de cruceta (avifauna, metálica, de madera...), la clase de cruceta (herrajes varios, metálica recta, metálica derivación...), la disposición del armado (triángulo, doble bandera vertical, amarre en fachada, tresbolillo...), la naturaleza del aislamiento (composite, vidrio, porcelana...), la disposición del aislamiento (rígido, cadena...), el material del conductor(AAC, ACSR, XLPE...), etc (ver figura 10).



Figura 10: Configuraciones varias en apoyos de las líneas de distribución

Normalmente, en Norteamérica, para un circuito trifásico de MT, la estructura más común es una disposición horizontal con una cruceta de madera de 8 o 10 pies en un poste, aunque construcciones con herrajes también suelen ser comunes. La naturaleza principal del poste suele ser la madera aunque también se utiliza el acero, el hormigón e incluso la fibra de vidrio. La madera tratada tiene una gran durabilidad, es fácil de trepar y conectar equipos, y también aumenta el aislamiento entre los conductores energizados y tierra.[7]

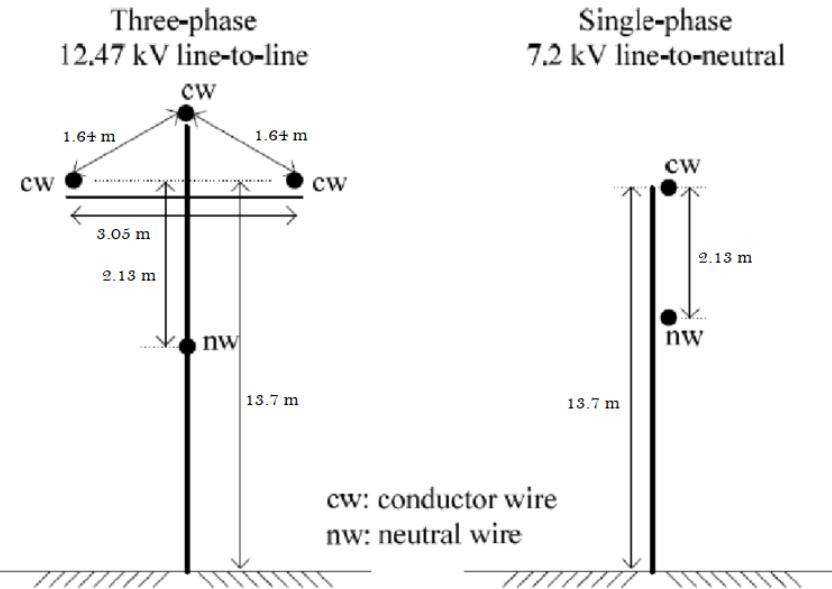


Figura 11: Geometría genérica de apoyo de línea norteamericana de MT

Los circuitos de distribución normalmente tienen un neutro incorporado: el neutro actúa como una conexión a tierra de seguridad para el equipo y proporciona una ruta de retorno para cargas desequilibradas y para fallas de línea a tierra. El neutro suele situarse por debajo de los conductores de fase aunque, algunas configuraciones lo posicionan en la cruceta. Los circuitos secundarios a menudo se colocan debajo del primario. El primario y el secundario pueden compartir el neutro, o pueden tener cada uno su propio neutro. Además, otra característica habitual es que las empresas eléctricas comparten su espacio con otras empresas, lo que permite visualizar en un mismo apoyo cables de teléfono o televisión amarrados en el poste por debajo de las fases.[7]

Por otro lado, la arquitectura Europea de los circuitos de MT es prácticamente idéntica, salvo por la excepción que los postes se encuentran más alejados y las dimensiones son mayores, debido a que en estas líneas se conduce la electricidad a tensiones más elevadas. La distancia desde el aislador a tierra es de 9,5 m y entre conductores 1 m (ver figura 12).

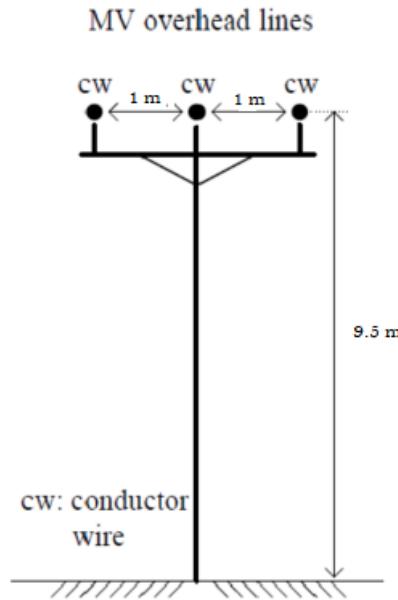


Figura 12: Geometría genérica de apoyo de línea europea de MT

Además, una de las características más reseñables de esta red es que el sistema trifásico sin neutro con el que cuenta, puede considerarse equilibrado; mientras que, debido a la existencia de laterales monofásicos, la configuración de la red de MT de América del Norte está inherentemente desequilibrada. Característica especialmente imprescindible, a la hora de calcular las caídas de tensión.

Las líneas aéreas de BT son escasas, ya que predominan las redes subterráneas. Estas se pueden ver en zonas de baja densidad de carga, como zonas rurales. Los conductores están desnudos y son de aluminio. La diferencia principal entre las líneas de BT de Europa y América del Norte reside en la arquitectura de los transformadores y su conexión a tierra, conceptos que se describen en la sección 2.1.4.

En cuanto a la geometría del apoyo y la disposición de los mismos, la variedad de arquitecturas es mayor en América del Norte, ya que disponen de tramos monofásicos. A continuación, se muestran los esquemas de las geometrías en ambas zonas geográficas con dimensiones genéricas.

LV overhead lines

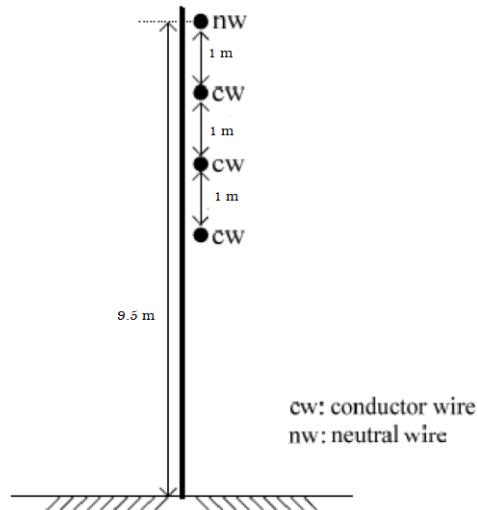
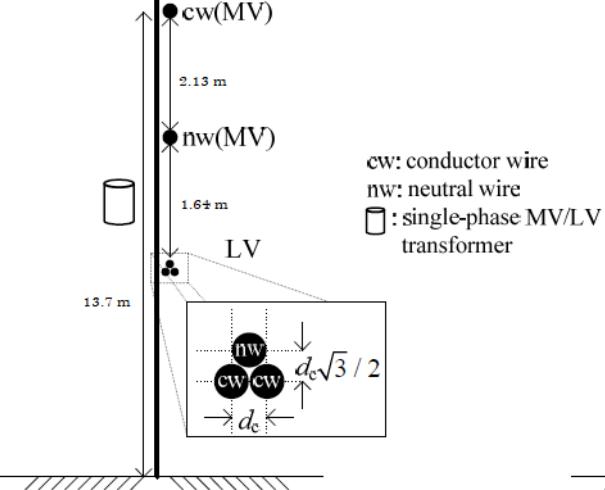


Figura 13: Geometría genérica de apoyo de línea europea de BT

LV overhead lines

Single-phase



Three-phase

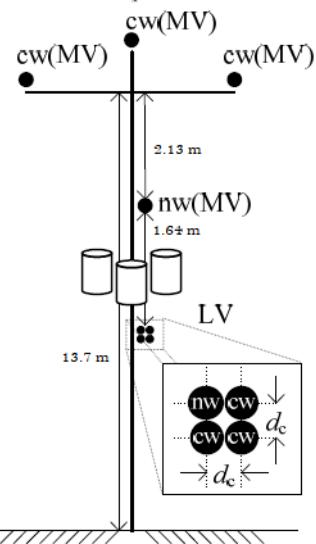


Figura 14: Geometría genérica de apoyo de línea norteamericana de BT

En Europa, las características eléctricas y mecánicas de los conductores aéreos vienen

definidas en las normas internacionales IEC 60889, IEC 60104, IEC 60888 e IEC 61232. En estas normativas se pueden distinguir tres tipologías de cables:

A) Conductores de aluminio.

- Aluminio trefilado designado según IEC 60889 como A1 (resistividad de 28,264 nΩm).
- Aleación de aluminio tipo B designado según IEC 60104 como A2 (resistividad de 32,530 nΩm).
- Aleación de aluminio tipo A designado según IEC 60104 como A2 (resistividad de 32,840 nΩm).

B) Conductores de acero recubiertos de zinc (según IEC 60888).

- Acero de resistencia media, designado como S1A o S1B, donde A y B son clases de revestimiento de zinc, correspondientes respectivamente a la clase 1.
- Acero de alta resistencia, designado S2A o S2B, donde A y B son clases de revestimiento de zinc, correspondientes respectivamente a la clase 2.
- Acero de extra alta resistencia, designado S3A.

C) Conductores de acero revestidos de aluminio (según IEC 61232).

- Clase 20SA, tipos A y B, designados respectivamente SA1A y SA1B.
- Clase 27SA, designada como SA2.

Principalmente en las líneas aéreas europeas se utilizan conductores desnudos tipo A1 o A1/S1A, conductor formado por la combinación de hilos de aluminio trefilado y alambres de acero recubiertos de zinc de resistencia media clase 1.

En Norteamérica, se utilizan aleaciones de aluminio similares a las europeas. Predominan en líneas aéreas los conductores de aluminio trefilado, debido a que es más liviano y menos costoso para una determinada capacidad de transporte de corriente. La nomenclatura de los conductores de aluminio difiere de la europea de la siguiente manera: [7]

- A) AAC. Conductor totalmente de aluminio, con un grado de aluminio 1350-H19. Tiene la relación conductividad-peso más alta de todos los conductores aéreos.
- B) ACSR. Conductor de aluminio, reforzado con acero. Debido a su alta relación resistencia mecánica a peso, el ACSR tiene una ampacidad equivalente o superior para el mismo tamaño de conductor (la designación de tamaño kcmil está determinada por el área de la sección transversal del aluminio; la se descuida el acero). El acero agrega un peso adicional, normalmente del 11 al 18 % del peso del conductor. Se

## 2 ESTADO DEL ARTE

---

encuentran disponibles varios trenzados diferentes para proporcionar diferentes niveles de resistencia. Los tamaños de distribución comunes de ACSR tienen el doble de resistencia a la rotura de AAC. Alta resistencia significa que el conductor puede soportar cargas de viento y hielo más altas.

- C) AAC. Conductor de aleación totalmente de aluminio 6201-T81, tiene ampacidades de alta resistencia y equivalentes de AAC o ACSR. Se utiliza en áreas costeras donde el uso de ACSR está prohibido debido a una corrosión excesiva.
- D) ACAR. Conductor de aluminio, reforzado con aleación. Se compone de hilos de aleación de aluminio 6201-T81 y aluminio 1350 estándar. Con ello, se aumenta la resistencia del conductor.

### Líneas subterráneas

Otra forma de transmitir energía eléctrica a los consumidores es por medio del soterramiento de las líneas. En Europa es común encontrar líneas subterráneas tanto en MT como en BT. Sin embargo, en América del Norte, prácticamente no existen de MT; por ello, el sistema de distribución híbrido aéreo-subterráneo es el más común. La arquitectura de este sistema de distribución conlleva que los transformadores se monten en plataformas a nivel del suelo o en bóvedas subterráneas, siendo este último sistema el más común en áreas densamente pobladas.

Algunas de las características constructivas de los cables subterráneos son: el tipo de material del conductor, el tipo de aislante, la temperatura de operación, los diámetros de las diferentes capas del cable, la profundidad a la que se encuentra soterrada la línea, etc. Todas ellas, afectan al comportamiento del cable en condiciones de operación. Por ello, conocer la estructura y materiales de los conductores subterráneos es fundamental. A continuación se describe la configuración más común de estos cables.

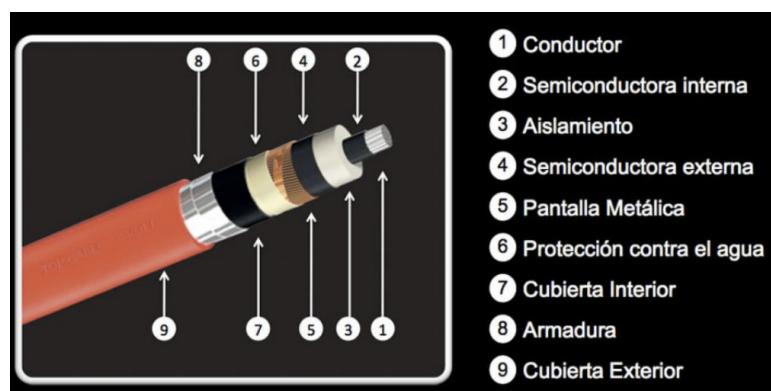


Figura 15: Configuración de cable de MT subterráneo [10]

La constitución de los cables de MT, mostrada en la figura 15, es de 7 capas para permitir una conducción, aislamiento y protección (tanto eléctrica como mecánica) adecuada.

- **Conductor.** La industria busca fundamentalmente conductores de alta conductividad eléctrica, resistentes a la corrosión, flexibles y de gran resistencia mecánica. Por ello, se utilizan materiales como el aluminio y el cobre. La configuración de los hilos conductores es dispar, pues varían según los requerimientos de sección solicitados. Para tensiones entre 12 y 24 kV se usan habitualmente conductores de tipo circular concéntrico comprimido, con el fin de reducir la sección del cable. Para más información consultar [11].

Parámetros	Unidades	Cobre	Aluminio
Resistividad específica a 20° C	$10^{-8} \Omega\text{m}$	2,8264	1,7241
Coeficiente térmico	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	0,0043	0,0039
Densidad	$10^3 \text{ kg/m}^3$	2,7	8,9
Calor específico	J/kgK	880	385
Resistencia a la tracción 0,2% de elongación			
- Harddrawn	N/mm <sup>2</sup>	140	330
- Recocido		45	70
Tracción permitida en la instalación (recocido)	N/mm <sup>2</sup>	20	50

Figura 16: Parámetros del Cu y Al [11]

- **Capa semiconductor interna.** La funcionalidad de esta capa es la de impedir la ionización del aire y distribuir adecuadamente el campo eléctrico en la superficie del conductor. Esta capa se encuentra en contacto directo con el aislante, de manera que el aire eventual únicamente pueda saturarse bajo esta superficie, impidiendo así la posible interacción con el campo eléctrico.
- **Aislante.** La industria busca fundamentalmente aislantes de alto nivel de aislación, larga vida útil, baja permitividad relativa, immune a reacciones químicas a ciertas temperaturas, manipulable, baja resistividad térmica, de bajo coste y de alta resistencia dieléctrica. Por ello, destacan los aislantes de papel impregnado con resinas y aceites minerales, y los poliméricos. Estos últimos, también conocidos como aislantes secos son los más usados en la actualidad. Dentro de los materiales aislantes poliméricos destacan los termoplásticos de PVC y PE, y los dieléctricos termoestables de XLPE y EPR.

Aislación	PVC	PE	XLPE	EPR	Papel Impregnado
Densidad	1400	900	900	1200	1250
Resistividad térmica [°K.m/W]	6	3 (alta densidad) 3,5(baja den.)	3,5	5	5-6
Permitividad relativa [ε <sub>r</sub> ]	8	2,3	2,3	3,3	3,5
tan(δ)	100.10 <sup>-3</sup>	4.10 <sup>-4</sup>	4.10 <sup>-4</sup>	4.10 <sup>-3</sup>	2.10 <sup>-3</sup>

Figura 17: Propiedades de los aislantes [11]

- **Capa semiconductor externa.** Es un compuesto con características similares al aislamiento pero de baja resistencia eléctrica. La funcionalidad de esta capa es la de reducir la tensión superficial del cable a valores nulos y conducir, en caso de cortocircuito, la corriente a la pantalla a la que se conecta la tierra.
- **Pantalla.** Es una red de hilos conductores que envuelve a la capa semiconductor. Esta debe tener el potencial de tierra o debe estar cerca del mismo. La funcionalidad de esta capa será por tanto, la de evitar la liberación del campo eléctrico aguas arriba de la pantalla, distribuir de el esfuerzo eléctrico del aislante de forma simétrica y radial, evitar la interacción entre los cables circundantes, y reducir el riesgo de electrocución. Además, en líneas trifásicas para dar forma cilíndrica al cable, se suele aplicar un relleno sobre la pantalla que se elimina con facilidad para facilitar la unión de empalmes o finales de tramos.
- **Capa protectora contra la humedad.** Se usan materiales higroscópicos, capaces de absorber y evitar la entrada de humedad en el interior del cable. La capa se sitúa sobre la superficie de los aislantes y es metálica. Las principales cubiertas metálicas son: cubiertas metálicas de extrusión y cubiertas metálicas con soldadura longitudinal.
- **Asiento o cubierta interior.** Esta capa sólo se utiliza en cables armados. Es una cubierta estanca que separa la pantalla de la armadura debido a que no comparten el mismo material.
- **Armadura.** Es un elemento de protección mecánica del cable, ya que refuerza su estructura frente a rozaduras, golpes o corrosiones a las que pueda estar sometido. Principalmente se compone de alambres de hierro cobre o aluminio, o pletinas helicoidales de hierro. Dado que esta protección se encuentra afectada por el campo magnético de los conductores, las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas aumentan. Por ello en líneas monofásicas se utilizan materiales no magnéticos; mientras que, en el caso de

líneas trifásicas, estas pérdidas son mínimas gracias a la distribución de los cables de la línea.

- **Chaqueta o cubierta exterior.** Es la capa más externa del cable, que lo protege tanto de las agresiones químicas del entorno como de las mecánicas. Los materiales más utilizados son el PE o el PVC, cuyas características suponen una restricción adicional a la transferencia de calor, lo que limita la ampacidad del cable.

En las líneas subterráneas predominan los cables subterráneos de XLPE con conductores de aluminio trenzado y protectores de cinta de cobre debido a la calidad de servicio que ofrecen y el costo que suponen.

Tras aclarar los conceptos básicos de la composición de los cables subterráneos, es esencial conocer su distribución en el campo. Las dimensiones que se muestran a continuación, son valores genéricos medios, ya que en las líneas de distribución existen una gran variedad de configuraciones.

MV underground cables

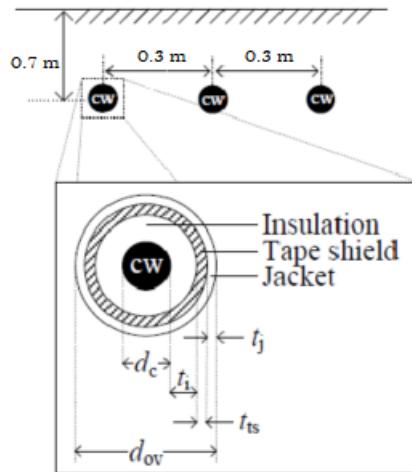


Figura 18: Geometría genérica de línea europea subterránea de MT [6]

En la figura 18 se muestra la geometría genérica de una línea de MT europea. Además, se ha dibujado la sección transversal de uno de los cables, en la que se visualizan las capas más importantes del mismo, así como las variables métricas de los espesores y radios que

## 2 ESTADO DEL ARTE

---

tomarán diferentes valores en función del voltaje de la línea y del proveedor.

Una de las características a destacar, es que en estas líneas trifásicas subterráneas los cables están apantallados y por ello, no se requiere el uso de un neutro.

LV underground cables

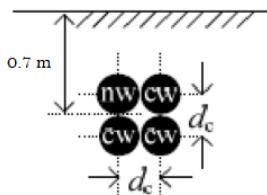


Figura 19: Geometría genérica de línea europea subterránea de BT [6]

En BT, se incluye un cable nutro a la línea trifásica de distribución. La geometría habitual de este tipo de líneas es la mostrada en la figura 19.

LV underground cables



Figura 20: Geometría genérica de línea norteamericana subterránea de BT [6]

Por último, en la figura 20 se muestra la geometría más común de las líneas de distribución norteamericanas. Es por ello que, se han representado tanto la configuración de línea monofásica como la trifásica. El neutro (nw), como se puede observar, forma parte de la línea.

### 2.1.4. Transformadores

Los transformadores son una de las partes fundamentales del sistema de distribución, ya que tienen la función de reducir la tensión en cada una de las fases de la línea, permitiendo así su transporte a distancias más largas.

tiendo así, segregar el sistema de distribución en MT y BT por medio de transformadores trifásicos situados en las subestaciones de distribución.

En América del Norte, 40 millones de transformadores de distribución están en servicio y cada año se instala otro millón [7]. La conexión del transformador determina los voltajes del cliente y la configuración de puesta a tierra.

Los transformadores de distribución, tanto trifásicos como monofásicos están disponibles en varios tamaños estandarizados. En Norteamérica el transformador aéreo más común es de 25 kVA y los transformadores tipo pedestal tienden a ser un poco más grandes donde 50 kVA es la más común. Estas unidades tienen una baja impedancia lo que proporciona una mejor regulación del voltaje y un comportamiento más estable ante cargas fluctuantes. En concreto, los transformadores de menos de 50 kVA tienen impedancias inferiores al 2 %, y los transformadores en el rango de 750 a 2500 kVA tienen una impedancia de 5,75 %, según se especifica en [7].

El mero hecho de reducir la impedancia de los transformadores también los hace más vulnerables a las corrientes de falta en el secundario y a las caídas de voltaje y corriente en el primario. Para ello, existen normativas, como [12], que especifican el aislamiento de los devanados de los transformadores de distribución (ver figura 21).

Low-Frequency Test Level, kV rms	Basic Lightning Impulse Insulation Level, kV Crest	Chopped-Wave Impulse Levels	
		Minimum Voltage, kV Crest	Minimum Time to Flashover, $\mu$ s
10	30	36	1.0
15	45	54	1.5
19	60	69	1.5
26	75	88	1.6
34	95	110	1.8
40	125	145	2.25
50	150	175	3.0
70	200	230	3.0
95	250	290	3.0
140	350	400	3.0

Figura 21: Niveles de aislamiento para transformadores de distribución según [12]

Las cubiertas de los transformadores aéreos o montados en pedestal normalmente están hechos de acero al carbono, pues la corrosión es una de las principales preocupaciones, especialmente para cualquier aparato en contacto con el suelo, debido a la humedad, suciedad y otros desechos que se encuentran en esta superficie. En concreto, las unidades

## 2 ESTADO DEL ARTE

---

subterráneas que cuentan con transformadores sumergibles en agua, que son muy susceptibles a la corrosión, suelen reforzarse con acero inoxidable.

En cuanto a la ventilación de los transformadores, principalmente es pasiva, no tienen capacidad de enfriamiento adicional como los transformadores de potencia. Se clasifican según su potencia aparente (kVA), debido a su reducido tamaño y a la corta duración de las cargas máximas que pueda demandar el cliente. Las empresas de servicios públicos los dimensionan habitualmente para que tengan cargas máximas que excedan el 150 % de su capacidad nominal.

Los transformadores subterráneos se instalan en un recinto lo suficientemente grande como para albergar el transformador con una rejilla que cubre la parte superior. El calor se disipa a través de la rejilla en la parte superior, y la suciedad y los escombros en el recinto pueden suponer un problema de corrosión y de refrigeración. Por ello, el uso de transformadores sumergibles suele ser común en este tipo de situaciones.

En relación con los diseños norteamericanos, los sistemas europeos tienen transformadores más grandes y más clientes por transformador. La mayoría de los transformadores europeos son trifásicos y del orden de 300 a 1000 kVA, mucho más grandes que las típicas unidades monofásicas norteamericanas de 25 o 50 kVA.

Acorde a las normativa internacional IEC 60364 [13] y a la normativa francesa NF C 15-100 [14], las redes públicas de BT europeas suelen ser del tipo TN, TT o IT. La primera letra T implica que el neutro del transformador está conectado a tierra y la primera I indica que el neutro está impedanciado a tierra. La segunda letra N implica que el bastidor está conectado al neutro y la segunda letra T implica que el bastidor está conectado a tierra localmente. Con ello, tenemos que la conexión a tierra TN cuando el neutro del transformador está puesto a tierra, y el bastidor conectado al neutro; una conexión a tierra TT cuando el neutro del transformador está puesto a tierra y el bastidor también; y una conexión a tierra IT cuando el neutro del transformador está aislado, y el bastidor puesto a tierra.

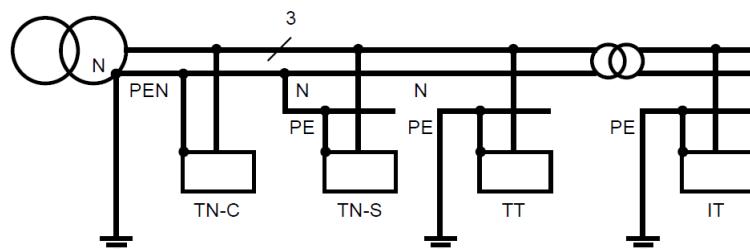


Figura 22: Diversos sistemas de puesta a tierra incluidos en una misma instalación [15]

Existen variaciones del tipo TN como las mostradas en la figura 22. Los subsistemas TN-C son aquellos en los que los conductores neutros N y PE forman uno solo (PEN). Los subsistemas TN-S son aquellos en los que los conductores neutros N y PE están separados (obligatoria para las redes con conductores de cobre de sección  $10\ mm^2$ ). Por último, los subsistemas TN-C-S son aquellos en los que se da uso de un TN-S aguas abajo de un TN-C (la arquitectura inversa está prohibida).

A diferencia de las conexiones europeas de puesta a tierra, las redes de distribución de BT de América del Norte suelen ser del tipo TN.

#### **2.1.5. Casos de prueba**

En esta sección se realiza una breve descripción de los casos de prueba más representativos de diferentes redes de distribución norteamericanas y europeas.

Para las redes de América del Norte se considerarán los casos creados por el equipo del IEEE, ya que a pesar de existir diferentes modelos de código abierto diseñados como parte de la base de datos del proyecto Green Circuit de EPRI y los estudios de PNNL de origen norteamericano, los modelos de IEEE se consideran los más adecuados [16]. Otros casos de prueba enfocados al análisis del impacto de la penetración de los recursos energéticos en la red de distribución son el J1, K1, M1 de EPRI; o para probar los flujos de energía y otras aplicaciones en un entorno de red inteligente como Ckt5, Ckt7, Ckt24 y PNNL Taxonomy Feeders.

Por otro lado, EPRI e IEEE también proporcionan topologías de origen europeo. En concreto se analizará un caso de una red de distribución residencial de baja tensión del norte de Inglaterra; y otro que representa la red de distribución europea al completo.

Actualmente, existen 4 métodos para generar un sistema de prueba. El primero es tomando datos de un alimentador real de una red de distribución real y eliminando los datos desconocidos. El otro método consiste en agrupar varias redes reales para construir sistemas de prueba representativos sintéticos. El tercer método consiste en construir el sistema de prueba mediante un diseño manual. El cuarto método para construir un sistema de prueba consiste en utilizar herramientas de planificación basadas en criterios económicos y técnicos para crear una red de distribución realista [16].

A continuación, se describen algunos de los casos definidos por los diversos equipos ya mencionados.

#### 4 Node Test Feeder (IEEE)

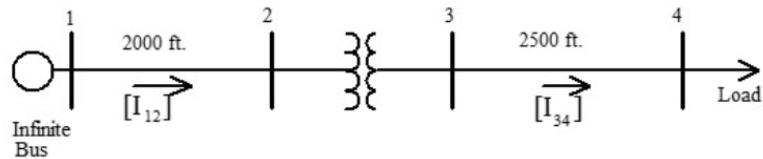


Figura 23: IEEE 4 Node Test Feeder [17]

Se trata de un caso de prueba de 4 nodos, cuyo propósito principal es de proporcionar un sistema simple para probar simulaciones de todas las posibles conexiones de transformadores trifásicos, incluido el triángulo abierto para carga balanceada y no balanceada. En total permite 6 tipos de conexiones de transformador para operaciones de reducción y elevación. Este alimentador de prueba se usa ampliamente para probar diferentes algoritmos para la estimación del estado del sistema de distribución [18] o para probar reguladores de tensión escalonadas [19], además de los propósitos originales.

### 13 Bus Test Feeder (IEEE)

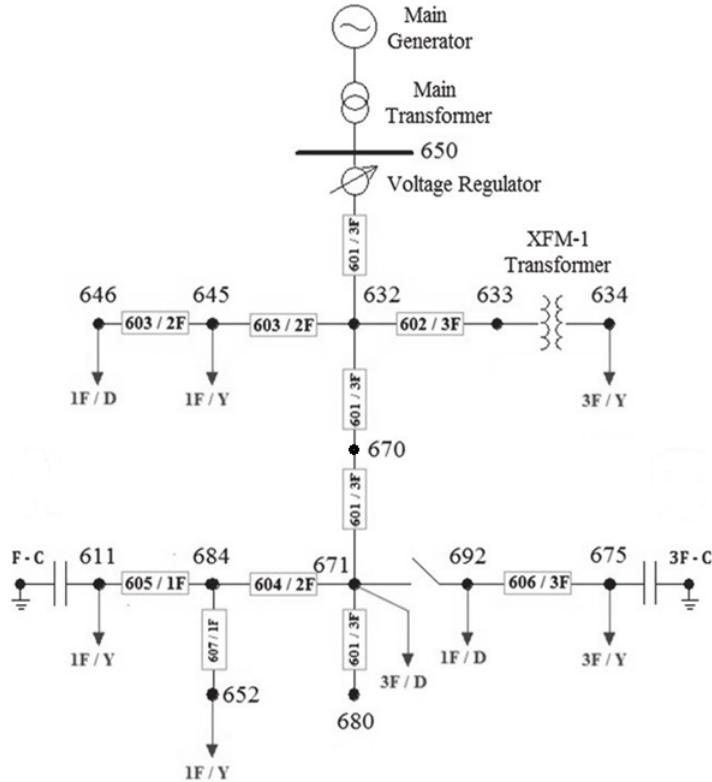


Figura 24: IEEE 13 Node Test Feeder

Se trata de un caso de prueba de 13 nodos, diseñado en 1991, que incluye características comunes al sistema de distribución norteamericano. El sistema incluye reguladores de tensión, bancos de condensadores, líneas aéreas y subterráneas trifásicas y monofásicas, y cargas desequilibradas. Para más información consultar [20].

Este sistema proporciona un punto de partida para probar la problemática del cálculo de convergencia del flujo de energía en un sistema altamente desequilibrado. Además, ofrece un sistema simple para verificar diferentes algoritmos en un sistema distribución desequilibrado. Tal es su amplia variedad de aplicaciones que se ha visto utilizado en proyectos de control de almacenamiento de energía fotovoltaica y detección en isla en micro-redes y proyectos de selección de ubicación óptima de bancos de condensadores en una red de distribución, entre otros muchos. Ello demuestra que este caso de prueba va más allá de del propósito inicial de verificar los cálculos de convergencia del flujo de energía.

### 34 Node Test Feeder (IEEE)

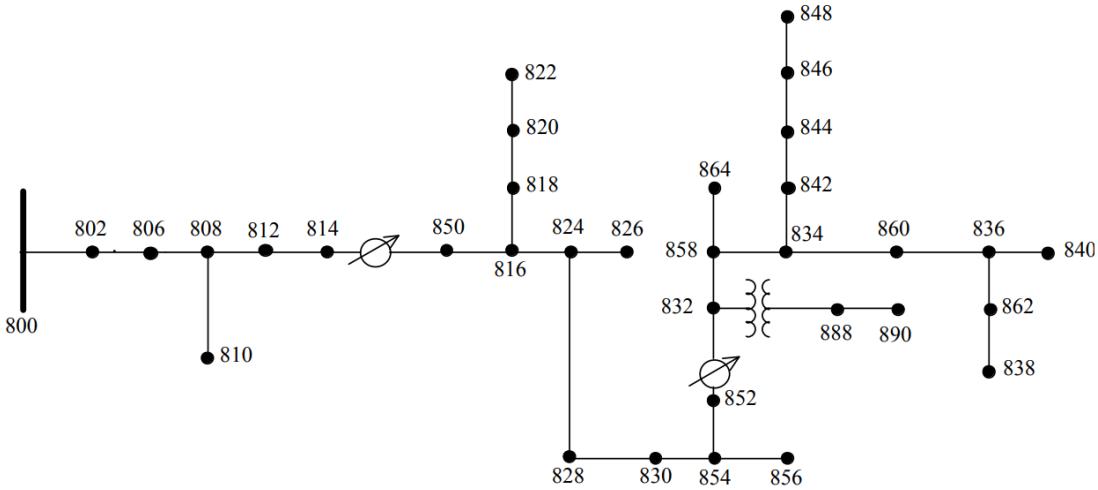


Figura 25: IEEE 34 Node Test Feeder [17]

Se trata de un caso de prueba real de 34 nodos de Arizona [20]. Este sistema de distribución se caracteriza por su larga longitud y las cargas puntuales y distribuidas desequilibradas de reducida impedancia. Esto puede presentar un problema de convergencia del cálculo del flujo de energía del sistema. Además, cuenta con dos reguladores de tensión en línea y un transformador en línea. Esta arquitectura lo convierte en un caso típico de análisis de una red de distribución norteamericana.

Algunos artículos en lo que ha sido utilizado este bus de prueba, tenían como temática el análisis sobre la ubicación óptima de la generación distribuida [21] o la asignación óptima del sistema de almacenamiento de energía [22]. Ello lo hace un caso interesante de análisis para este proyecto.

### 37 Node Test Feeder (IEEE)

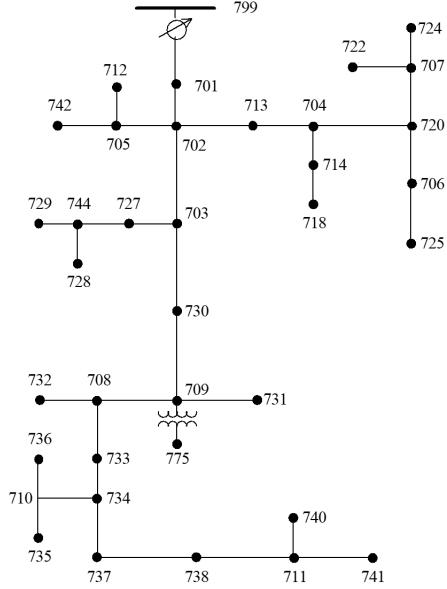


Figura 26: IEEE 37 Node Test Feeder [17]

Se trata de un caso de prueba de 37 nodos cuya arquitectura forma parte de un caso real de un sistema de distribución subterráneo de California [20].

El objetivo de este diseño era el de probar la capacidad de software para manejar un sistema en triángulo de tres cables.

Los estudios en los que se ha usado este bus no son muchos. Sin embargo, algunos de los temas más representativos son en generación distribuida como proveedor de potencia reactiva [23] y en análisis de señales pequeñas en micro-redes [24].

## 123 Node Test Feeder (IEEE)

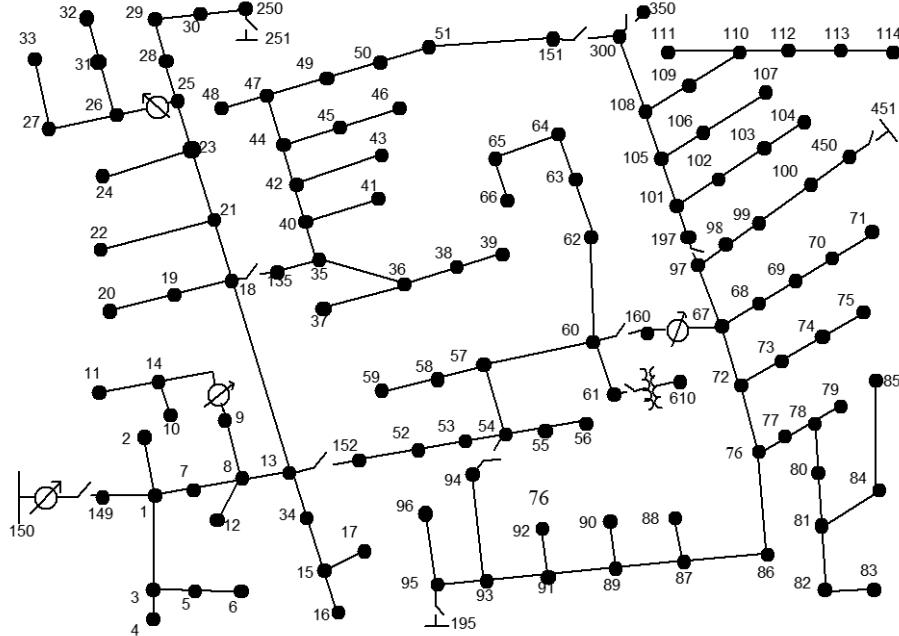


Figura 27: IEEE 123 Node Test Feeder [17]

Se trata de un caso de prueba de 123 nodos cuya tensión de operación es de 4,16 kV nominales. Este bus tiene como finalidad principal estudiar el problema de la caída de tensión, ya que incluye cuatro reguladores de tensión y condensadores de derivación que permiten efectuar cambios en los nodos del sistema [20]. Además, incluye varios conmutadores para permitir pruebas sencillas sobre la reconfiguración del generador interno. Este bus no tiene problemas de convergencia.

Este caso de prueba ha sido aplicado en varios artículos de temáticas variadas como: el cálculo del flujo de energía óptimo en redes inteligentes trifásicas y desequilibradas [25], el marco de planificación operativa integral para la acción de autorreparaciones en redes inteligentes [26] y la gestión estocástica de la potencia reactiva en redes inteligentes [27]. Lo que demuestra la amplia gama de su uso aparte del propósito definido.

## NEV Test Feeder (IEEE)

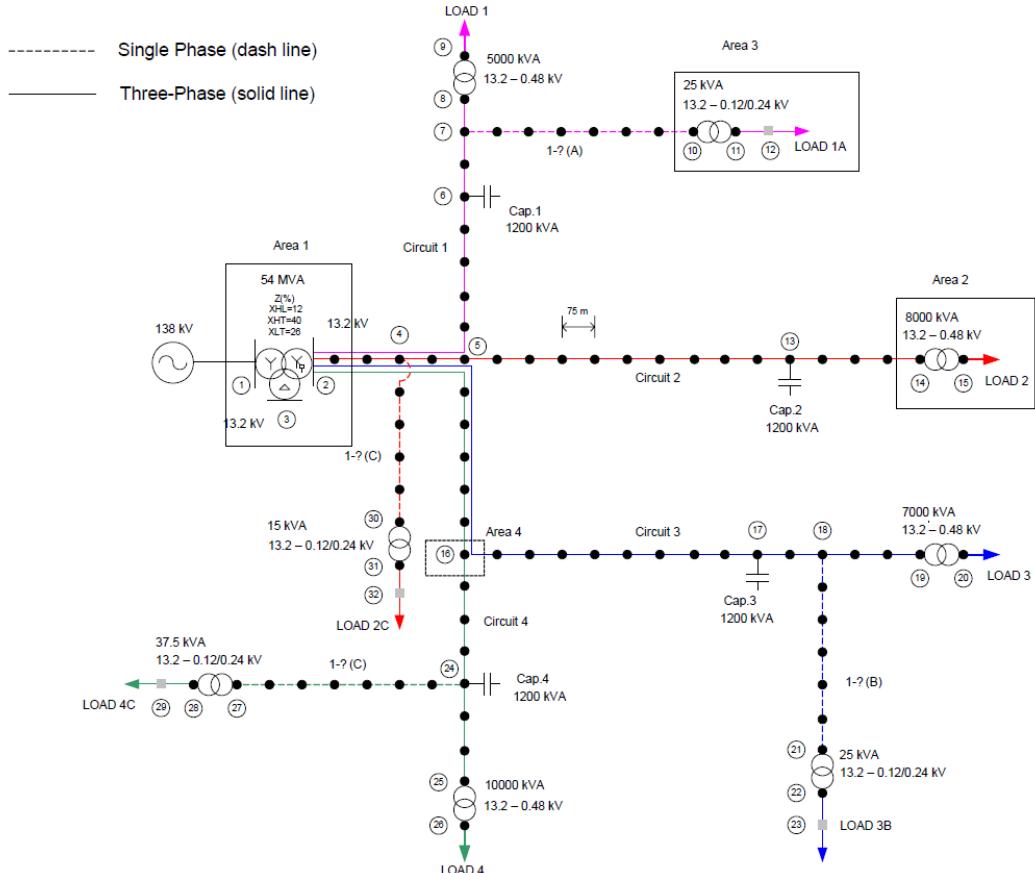


Figura 28: IEEE NEV Test Feeder [17]

Se trata de un caso de prueba radial de 83 nodos con un voltaje nominal de 12,47 kV [28]. En todos los casos anteriores, se asumió que no existe impedancia entre el conductor neutro y la tierra. Esta suposición es la base para la reducción de Kron que reduce la matriz de impedancia primitiva 4x4 a una matriz de impedancia de fase 3x3 asumiendo que el voltaje neutral en el punto de conexión a tierra es 0 V. Ahora bien, cuando la tensión del neutro toma valores no nulos debido a una mala conexión a tierra [29], un aumento de los armónicos en la red [30] u otras acciones que puedan dañar la red, la suposición establecida deja de tener validez.

Este modelo se diseñó bajo el propósito de analizar el voltaje de la conexión neutro-tierra (NEV) [31].

### 8500 Node test Feeder (IEEE)

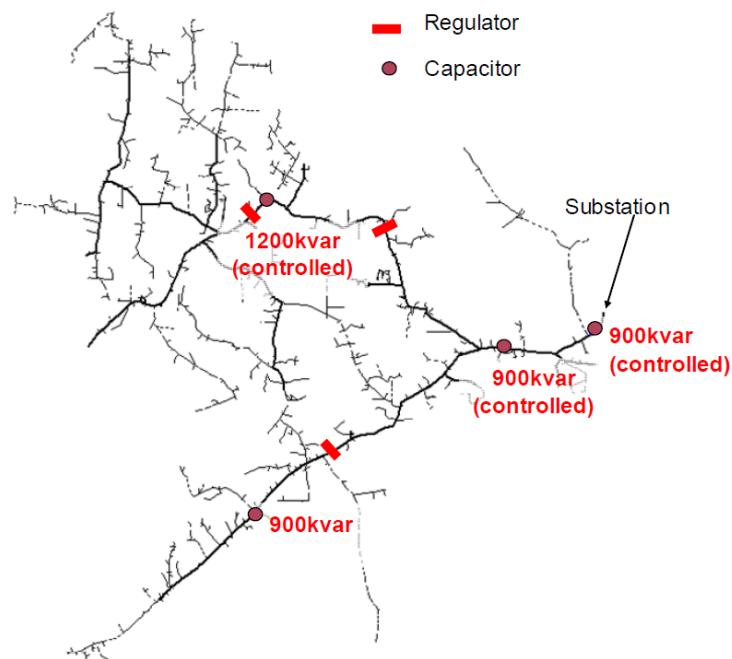


Figura 29: IEEE 8500 Node test Feeder [17]

Se trata de un caso base norteamericano de 8500 nodos que supone una longitud total de línea de 170 km, diseñado para verificar el funcionamiento de las herramientas de análisis de distribución para redes de grandes dimensiones [32]. La topología de la red de distribución es radial con líneas aéreas y subterráneas. La tensión nominal del bus es de 12,47 kV.

El sistema incorpora múltiples reguladores, transformadores con derivación central, bancos de condensadores por fase y distribución secundaria de BT. Además, tiene cargas tanto para condiciones equilibradas como desequilibradas.

Este bus de prueba se ha utilizado para diferentes propósitos, como el modelado de carga multi-estado en el tiempo [33] y estudios de integración de redes inteligentes [34]. Estos propósitos hacen interesante la aplicación de este modelo para el análisis de carga de vehículos eléctricos.

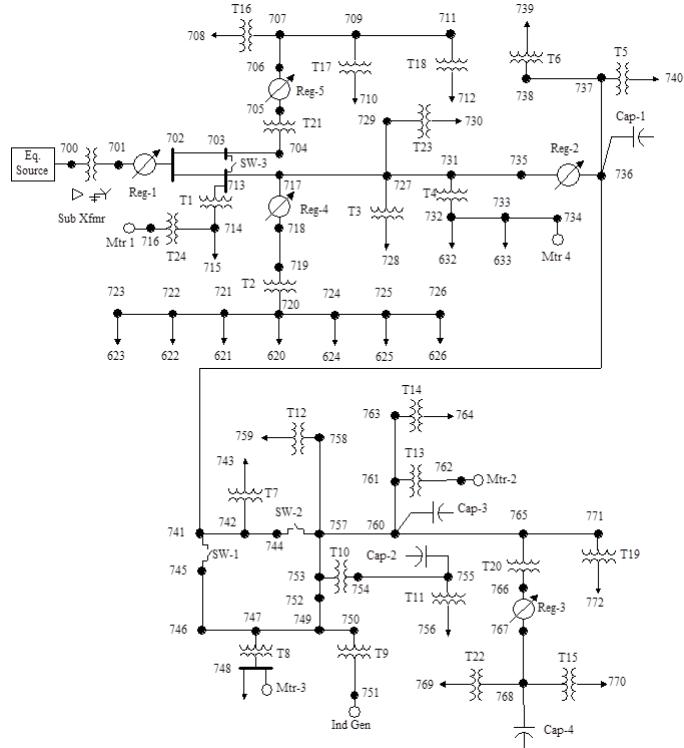
**Comprehensive Distribution Test Feeder (CTF) (IEEE)**


Figura 30: IEEE Comprehensive Distribution Test Feeder (CTF) [17]

Este caso base fue desarrollado para probar los modelos de todos los componentes de distribución y para probar las cualidades de convergencia de una serie de esquemas de conmutación [35]. Para convertirlo en un caso de prueba complejo, incluye líneas aéreas y subterráneas trifásicas, bifásicas y monofásicas con y sin neutro, transformadores trifásicos, monofásicos y con derivación central, reguladores de tensión escalonados, máquinas de inducción, cargas puntuales, bancos de condensadores conmutados y cargas monofásicas de 120 y 240 voltios de fase en transformadores con toma central. También tiene modeladas líneas subterráneas y aéreas paralelas.

A pesar de estar completo con todo tipo de elementos de distribución disponibles, este caso de prueba puede dar resultados poco realistas para los estudios del sistema de distribución.

Este bus de prueba se ha utilizado en algunas aplicaciones de generación distribuida [36], además de su intención original de probar software.

### 342 Node Low Voltage Network Test System (IEEE)

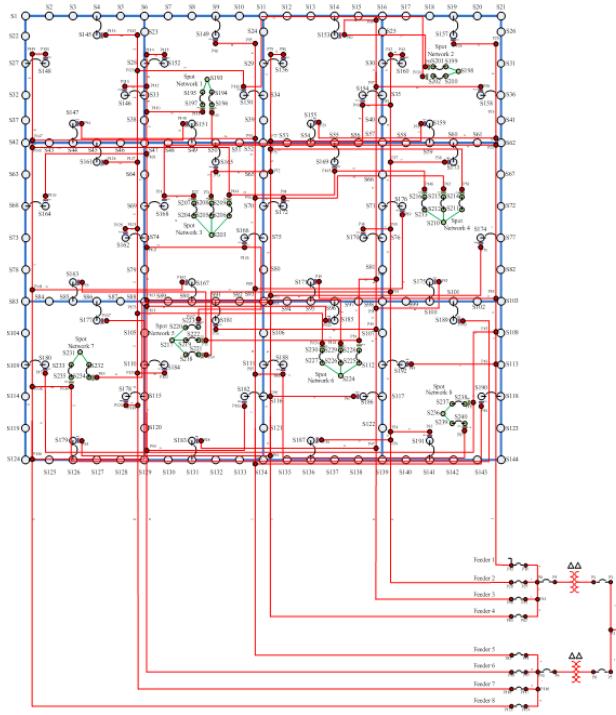


Figura 31: IEEE 342 Node Low Voltage Network Test System [17]

Se trata de un caso base de 342 nodos, representativo de los sistemas de red de bajo voltaje que se implementan en los núcleos urbanos de América del Norte. Cuenta con múltiples generadores de 13,2 kV que suministran 120 V a una densa red de mallado complejo y 480 V en determinados puntos de la red [37]. Las cargas de los consumidores están conectadas tanto a la red mallada de 120 V como a los puntos de tensión de 480 V. El sistema está en uso en muchas partes de Estados Unidos donde numerosas líneas paralelas sirven al consumidor.

Este sistema de prueba se diseñó específicamente para probar la capacidad de cálculo de software para manejar sistemas altamente mallados y fue el primer sistema de prueba publicado por el TFWG que no era radial. Podemos encontrar citaciones de este caso de prueba en artículos relacionados con la coordinación entre el operador del sistema de transmisión (OST) y el operador del sistema de distribución (OSD) [38], y otras aplicaciones de comunicación.

### European Low Voltage Test Feeder (IEEE)

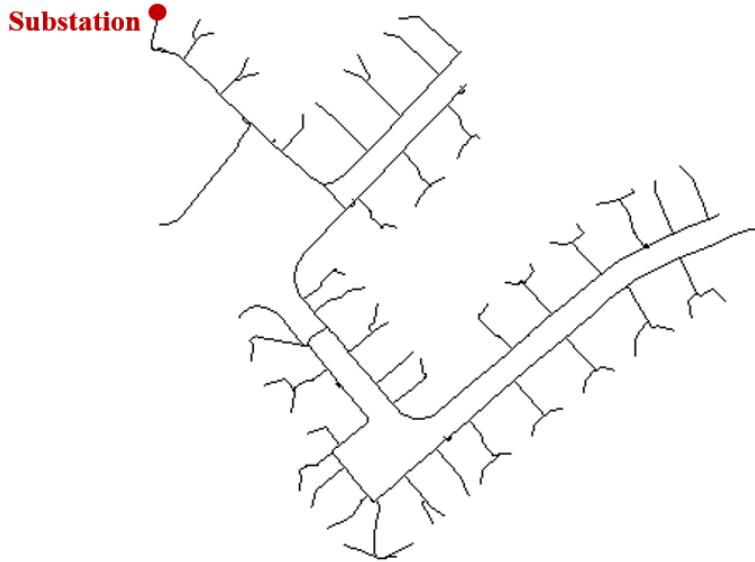


Figura 32: IEEE European Low Voltage Test Feeder [17]

Se trata de un sistema radial de baja tensión de 400 V que representa una red de distribución de Reino Unido, creado en 2015. Debido a la fecha de creación se consideraba entonces Europeo, de ahí el nombre que recibe.

Este caso de prueba funciona a 50 Hz y se compone de un solo transformador y un solo generador de BT con 55 cargas monofásicas conectadas a una de sus fases. En el modelo se proporcionan diferentes posicionamientos de las cargas por minuto para simulaciones de series de tiempo. Los detalles completos de este caso se pueden encontrar en [17].

El propósito de este alimentador era acomodar la capacidad del software para operar en diferentes sistemas de distribución alrededor de Europa. Este modelo se ha utilizado ampliamente en recursos de distribución de energía y aplicaciones de redes inteligentes [39] y cartografía de topología [40] debido a sus datos y coordenadas temporales. El modelo todavía usa la ecuación de Carson con la reducción de Kron para convertir la línea en un modelo de 3 cables. La mayor parte del alimentador europeo está conectado a tierra por TT, es decir, el neutro del transformador está conectado a tierra y las cargas de los consumidores están conectadas a tomas de tierra independientes del sistema. Ahora bien,

## 2 ESTADO DEL ARTE

la aplicación de la reducción de Kron, que asume múltiples conexiones a tierra neutrales, funciona bien en redes de BT de reducido tamaño, pero da un resultado diferente en una red más larga con carga desequilibrada [41, 42]. En la tesis [16] se propone una modificación en el caso de prueba para acomodar el cálculo de la tensión neutra real.

A día de hoy, el equipo del IEEE (TFWG) únicamente ha publicado este caso de prueba de origen “europeo”. Actualmente está trabajando para crear nuevos casos de prueba en series de tiempo quasi-estáticas, circuitos chinos, redes de núcleos urbanos a gran escala y microrredes [43]. Muestra que TFWG está haciendo un esfuerzo para preparar casos de prueba de sistemas globales, pero aún tiene un largo camino por delante en el diseño de estos casos que no son del origen norteamericano.

## Representative Residential LV Feeder for North England

Este modelo fue diseñado bajo el objetivo de mostrar una evaluación de la capacidad del alojamiento de paneles fotovoltaicos en la red de distribución de BT del norte de Inglaterra. Para ello, analiza por medio de cuatro algoritmos de agrupamiento (agrupamiento jerárquico, k-medoides ++, k-medias mejoradas ++ y modelo de mezcla gaussiana - GMM) un conjunto de 232 alimentadores de BT, teniendo en datos de seguimiento de series de tiempo, la presencia de la generación a escala residencial y una clasificación de los clientes.

Por medio de múltiples índices de validez, el artículo [44] obtuvo un conjunto final de 11 agrupaciones de alimentadores con una alta precisión estadística, entre las cuales 8 de ellas no incluían paneles fotovoltaicos (ver figura 33).

TABLE VI - REPRESENTATIVE FEEDERS									
k	No. customers	Type of customers (share)	Total cable length [m]	Total Path Imp. [ohm]	Mean 3Φ daily active power [kW]	In [A]	PV penetration	PV-supplied demand	Distribution
1	31	PC1 / PC2 (90 / 10)	935	2.26	5.75	16.05	N/A	N/A	65.1%
2	38	PC1 / PC3-PC8 (79 / 19)	1591	2.33	16.34	45.54	N/A	N/A	5.7%
3	31	PC1 / PC2 (61 / 39)	561	1.11	8.58	22.80	N/A	N/A	3.5%
4	23	PC1 / PC3-PC4 (39 / 61)	764	1.08	10.28	17.63	N/A	N/A	3.5%
5	222	Mainly PC1 (99)	4589	15.38	37.31	59.43	N/A	N/A	1.3%
6	126	Mainly PC1 (94)	2450	9.29	17.68	36.14	N/A	N/A	10%
7	97	PC1 / PC3-PC4 (70 / 12)	1617	1.31	47.05	53.47	N/A	N/A	1.3%
8	100	PC1 / PC3-PC4 (93 / 5)	1406	7.11	17.00	47.65	N/A	N/A	4.8%
9	91	PC1 / PC3-PC8 (92 / 3)	2708	5.30	15.08	16.57	19%	0.92	0.9%
10	100	PC1 / PC2 (93 / 7)	1912	7.90	14.24	1.59	25%	1.71	1.3%
11	18	Only PC1 (100)	593	0.63	4.77	19.25	39%	3.38	2.6%

Figura 33: Casos representativos de [44]

El k-means ++ mejorado y el modelo de mezcla gaussiana (GMM) tuvieron los mejores rendimientos y sus resultados fueron muy similares [44]. Como tal, ambos métodos se consideraron como alternativas viables para realizar la agrupación de redes de BT.

La ventaja principal que aporta este artículo al proyecto es que la metodología desarrollada es genérica y aplicable a diferentes conjuntos de alimentadores dentro de otras regiones o países, lo que abre un nuevo mundo al desarrollo de casos bases europeos.

### European Representative Electricity Distribution Network

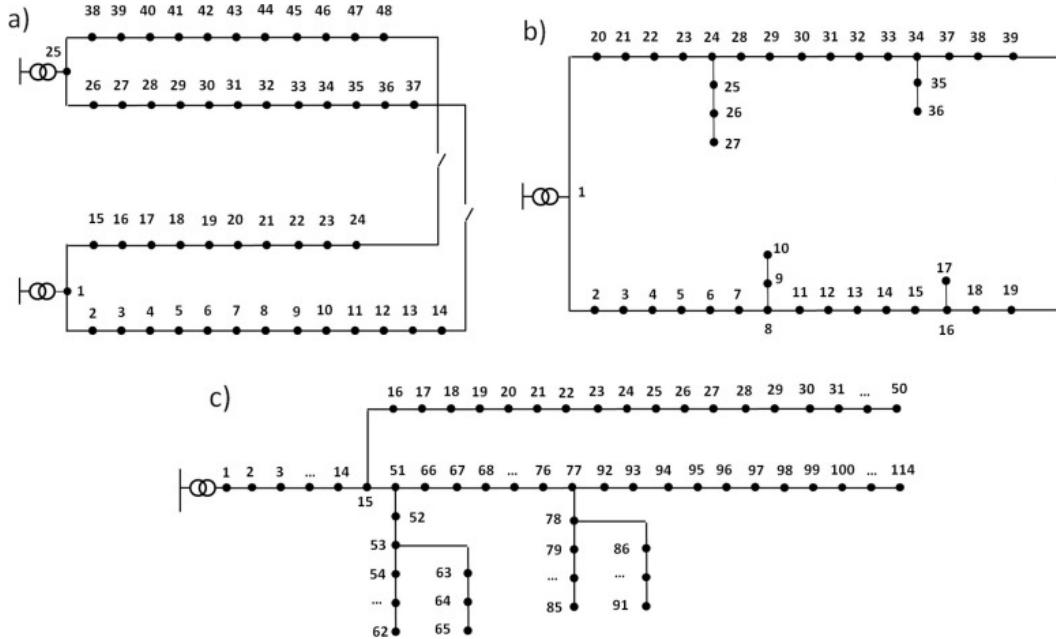


Figura 34: Casos representativos de [45]: (a) red urbana de MT con dos subestaciones interconectadas, (b) red semiurbana de MT con un anillo de subestaciones, (c) red semiurbana de BT

Este es el primer modelo completo de una red de referencia europea que puede automatizar el diseño de una red de distribución a gran escala basándose en el mapa de calles y la información del consumidor [45]. Se construyeron tres redes a gran escala y seis redes de tipo alimentador a partir de los datos de 79 grandes operadores de sistemas europeos (DSO). Los indicadores presentados por los DSO en una encuesta en línea se utilizaron para crear la red propuesta.

Las redes representativas construidas se clasifican en dos grupos: redes a gran escala y redes de tipo alimentador. Las redes a gran escala son las redes que incluyen alta tensión (AT), media tensión (MT) y BT, incluidos consumidores de BT y MT, alimentadores MT-BT y subestaciones MT-BT. Todas las redes se consideran trifásicas y equilibradas, lo que no se adecúa completamente a la realidad. El modelo de red de referencia (RNM) utilizado por los autores es un modelo muy bueno para la planificación de la distribución y las estrategias de crecimiento de la red.

En la actualidad, se continúa utilizando como base este modelo en artículos de temáticas

relacionadas con el impacto de las flotas de los vehículos eléctricos sobre la red de distribución en megaciudades [46] o en diseño de nuevas estaciones en la red de distribución [47]. Este primero resulta de gran interés puesto que analiza el impacto de la eficiencia de las diferentes rutas desarrolladas por cada vehículo de transporte y el impacto que estas rutas tienen en la red de distribución eléctrica.

## 2.2. Vehículo eléctrico

### 2.2.1. Introducción

El origen del vehículo eléctrico comienza hace casi 200 años, antes del Motor de Combustión Interna Alternativo (MCIA), cuando en 1830 el inventor escocés Robert Anderson construye el primer carro eléctrico con baterías primarias. Estas pilas de un solo uso generaban energía eléctrica por medio de petróleo crudo [48].

Cuatro años mas tarde, Thomas Davenport, construye una pequeña locomotora motorizada con energía eléctrica. El vehículo americano daba pie al primer motor de corriente continua. Estos dos inventores, dan pie a una nueva etapa en la que muchos ingenieros comienzan a interesarse por el motor eléctrico. Sin embargo, y dada la inexistencia y bajo desarrollo de las baterías eléctricas, estos vehículos no llegaban a calar en la sociedad.

No fue hasta 1859, cuando el francés Gaston Planté inventa la primera batería recargable de plomo-ácido, que es la base del desarrollo de los sistemas de almacenamiento del vehículo eléctrico, cuyo modelo fue mejorado por Camille Faure en 1881. Con ello, y junto a la invención de la dinamo en 1880 por Werner von Siemens, los vehículos eléctricos pueden funcionar sin la necesidad de estar conectado a la red eléctrica. Nace en 1891, fabricado por el norteamericano William Morrison, el primer vehículo considerado como coche eléctrico. [48, 49]

Ahora bien, el año 1900 da pie a la incorporación del vehículo eléctrico en el mercado, ya que el invento del Dr. Ferdinand Porche presentado la Expo de París de este año lanzó a la fama al coche eléctrico "Lohner Porche", lo que dió pie a la fabricación de más de 300 unidades de este vehículo. [49]

Finaliza este año con la venta de 4200 vehículos, de los cuales el 40 % eran de vapor, el 38 % eran eléctricos y el 22 % eran de gasolina. A pesar de finalizar el año con estas estadísticas, el invento del motor de arranque en 1912 por Charles Kettering, los avances en la tecnología de producción en serie de los vehículos de gasolina en 1908 por Henry Ford y los inconvenientes en la recarga de las baterías, condujeron a la desaparición del

los VE a comienzos del siglo XX. [49]

La firma reciente de nuevas políticas europeas (El Pacto Verde Europeo [50]) y americanas (Política medioambiental de Biden [51]) que luchan frente a la degradación del medio ambiente y el cambio climático, junto al desarrollo de las tecnologías de almacenamiento eléctrico, dan pie a la reincorporación al mercado de los vehículos eléctricos. Estas políticas tienen por objetivo eliminar definitivamente las emisiones de efecto invernadero liberadas a la atmósfera por los vehículos de combustión interna, para restaurar el equilibrio ecológico mediante la eliminación del consumo de combustibles fósiles.

Actualmente, el sector del transporte está explorando y evaluando diferentes fuentes alternativas, incluidas baterías eléctricas, biodiesel, celdas de combustible e hibridaciones de estos sistemas, para reemplazar las fuentes de energía convencional. Entre estas alternativas, los vehículos 100 % eléctricos e híbridos eléctricos han ocupado una buena cuota de mercado, ya que se logran mejoras como las cero emisiones durante el uso, menores costos de mantenimiento, operación altamente eficiente y menor ruido. Sin embargo, también incluyen inconvenientes como un precio más alto, tiempos de carga prolongados, bajas densidades de energía y una frecuencia mayor de “repostaje”.

Resulta propio pensar que los largos tiempos de carga y la frecuencia de la misma, generen que la red distribución tome un papel fundamental para la incorporación de estos vehículos en la vida cotidiana de las personas. Por ello, en este proyecto se pretende analizar el comportamiento de la red ante las diferentes estrategias de carga y sus infraestructuras.

### 2.2.2. Componentes del vehículo eléctrico

El sistema propulsivo de un vehículo eléctrico difiere de manera considerable de un vehículo de combustión interna, ya que requiere de componentes que almacenen y suministren energía eléctrica en las condiciones adecuadas para alimentar al motor y los componentes auxiliares del sistema. Además, para llevar una gestión óptima y eficiente de la energía, el vehículo deberá disponer de una unidad de control eléctrica (ECU) que permita controlar el motor eléctrico (ME), las baterías y los frenos mecánicos.

A continuación en la figura 35, se muestran los distintos sistemas que componen la propulsión del vehículo eléctrico:

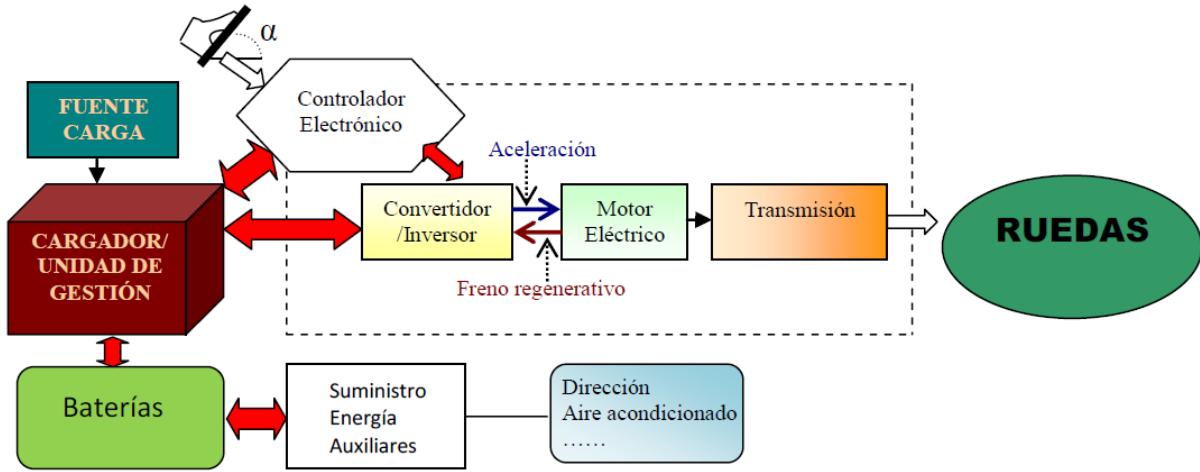


Figura 35: Sistema de propulsión de un VE [49]

A consecuencia de lo comentado con anterioridad, se pueden diferenciar tres áreas que componen el sistema de propulsión del VE:

- **Sistema de aceleración y frenado regenerativo.** Lo compone el convertidor/inversor, el motor eléctrico y el sistema de transmisión del vehículo, cuya arquitectura de los motores convencionales también es usada para este tipo de motor. Este sistema ha de estar en continua conexión con la unidad de carga, de manera que exista en todo momento comunicación entre las baterías y el motor. Además, la ECU toma un papel fundamental en esta comunicación, ya que a través del análisis de varios parámetros, como el ángulo del pedal del acelerador o el estado de carga de las baterías, controla la entrada y salida de la corriente al motor/generador eléctrico.
- **Sistema de almacenamiento.** Lo compone el cargador o unidad de gestión de la carga y las baterías del vehículo. Este sistema a de ser bidireccional, es decir a de permitir la circulación de la corriente eléctrica tanto en dirección hacia el ME (cuando el motor solicita potencia), como en dirección opuesta (cuando el motor actúa como generador durante el frenado regenerativo). De esta manera, las baterías pueden descargarse y cargarse cuando el vehículo no se encuentra en conectado a la red. Por otro lado, el sistema de baterías también deberá suministrar energía a los componentes auxiliares de VE.
- **Sistema de elementos auxiliares.** Lo componen todos los elementos auxiliares del vehículo, como la iluminación, el aire acondicionado, la dirección, etc. De igual modo que en los anteriores sistemas, la transmisión de energía eléctrica también es bidireccional, de modo que durante el rodaje del vehículo el suministro de energía eléctrica sea el más adecuado en cada situación.

### 2.2.3. Estrategias de carga

En la literatura existente, se presentan diferentes *estrategias de carga de baterías de vehículos eléctricos (VE)*. En Europa, la recarga de los vehículos eléctricos está normada por el IEC 61851-1 [52]; y actualmente, se distinguen diversas estrategias de carga en función de: la potencia e intensidad demandada por el vehículo eléctrico, la cantidad de información que intercambia la red con el VE y el tipo de conector que se utilice en la recarga.

Estos tres aspectos mencionados, logran distinguir cinco estrategias diferentes, cuyo cálculo del tiempo de recarga se realiza en base a la capacidad de las baterías de los VE, con un valor medio en mercado de 30 kWh [53].

A continuación se describen las estrategias más comunes para la carga de vehículos eléctricos.

- **Carga lenta o convencional.** Se trata del sistema de carga estandarizado por los conductores de VEs. La batería del VE se carga aplicándola una tensión constante. De modo que, la corriente de la batería está dictada por el voltaje del convertidor y la resistencia interna de la batería. Este método da como resultado una carga relativamente más lenta de entre 6 a 8 h, y extiende la vida útil de la batería. Se trata por tanto de una solución óptima para puntos de recarga privados.  
En España, la carga se realiza en corriente alterna (CA) monofásica de 230V e intensidad de 16 A o 10 A, dependiendo de la toma de alimentación del VE, con una potencia activa suministrada de 3,7 kW aproximadamente [54].
- **Carga rápida.** Se trata de un sistema de carga en el que la batería del VE se carga aplicándola una corriente constante más alta que en carga lenta. Esto da como resultado un tiempo de carga mínimo en comparación con el método anterior. Sin embargo, esta metodología afecta de manera significativa a la duración de la batería. Cuantitativamente, se considera que la carga rápida permite recargar el estado de carga de la batería del 20 al 80 % en 180 o 240 min, aplicando una corriente de hasta 400 A con una potencia activa demandada por el VE de 50 kW.
- **Carga semi-rápida.** Se trata de una combinación de las estrategias anteriores. La batería se carga inicialmente en modo corriente constante, lo que da como resultado una carga rápida hasta que el estado de carga (SoC) alcanza un valor predefinido. Después de esto, la batería del VE se carga en modo tensión constante. Esto ayuda a optimizar la vida útil de la batería y minimizar el tiempo de carga de la misma. Es por ello, que este es el método preferido para los cargadores de vehículos eléctricos comerciales trifásicos. Sin embargo, una de las principales desventajas de esta estrategia es el elevado grado de comunicación del VE con la red de distribución.

Esta configuración suele ser propia de establecimientos como los centros comerciales y oficinas, donde el tiempo de estacionamiento del vehículo suele establecerse entre 2-4 h. Así, en estos puntos de recarga se ofrece una carga habitual con corriente alterna trifásica a 400 V, 16 A y 11,1 kW o de 400 V, 32 A y 22 kW [54].

Debido a la versatilidad de esta estrategia de carga, también son comunes las cargas de VE en corriente monofásica a 230 V y 32 A con una potencia demandada de 7,4 kW, permitiendo así cargar el vehículo en el ámbito doméstico en un tiempo de unas 4 h y sin necesidad de una instalación trifásica [53].

Las otras dos estrategias existentes son la **carga súper rápida** y la **carga ultra rápida**. Actualmente, la primera de ellas es habitualmente utilizada en algunos de los modelos de la empresa Tesla, cuyos modelos superan los 40 kW de potencia activa demandada, permitiendo realizar la recarga del 80 % de la batería en 30 min aproximadamente.

Por otro lado, la **carga ultra rápida** aún está en desarrollo, y tiene como objetivo cargar la batería del vehículo eléctrico en un período de entre 10 y 30 min. Para ello, la potencia suministrada por la infraestructura de recarga deberá ser entorno a 130-150 kW y se deberá aplicar una corriente de 375 A como mínimo. Esta carga esta pensada para VE con acumuladores de tipo súper-condensadores como son los vehículos pesados como los autobuses.

#### 2.2.4. Infraestructuras y modos de carga

Por otro lado, se pueden clasificar los diferentes modos de cargas en función del grado de comunicación del vehículo con la red eléctrica: [54]

- **Modo 1, sin comunicación con la red eléctrica.** El vehículo se conecta a la red eléctrica a través de tomas de corriente estándar presentes en las residencias, que según el país suelen suministrar una corriente alrededor de los 10 A. Para utilizar el modo 1, la instalación eléctrica debe cumplir con las normas de seguridad y debe tener un sistema de puesta a tierra, un disyuntor de protección contra sobrecargas y una protección diferencial. Además, los enchufes deben tener dispositivos de obturación para evitar contactos accidentales.



Figura 36: Esquema del Modo 1. Sin comunicación con la red eléctrica [54]

- **Modo 2, grado bajo de comunicación con la red.** El vehículo se conecta a la red eléctrica principal a través de tomas de corriente domésticas. La carga se realiza mediante red monofásica o trifásica e instalación de cable de puesta a tierra. El cable de carga cuenta con un dispositivo de control piloto, que se encarga de verificar la correcta conexión del vehículo con la red. Debido a ello, esta solución es particularmente costosa.

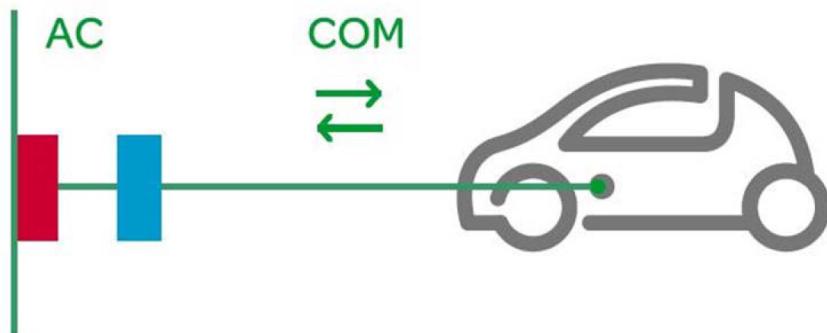


Figura 37: Esquema del Modo 2. Grado bajo de comunicación con la red [54]

- **Modo 3, grado elevado de comunicación con la red.** El vehículo se conecta directamente a la red eléctrica a través de una toma y un enchufe específicos, y un circuito dedicado. También se instala una función de control y protección de forma permanente en la instalación. Este es el único modo de carga que cumple con los estándares aplicables que regulan las instalaciones eléctricas.

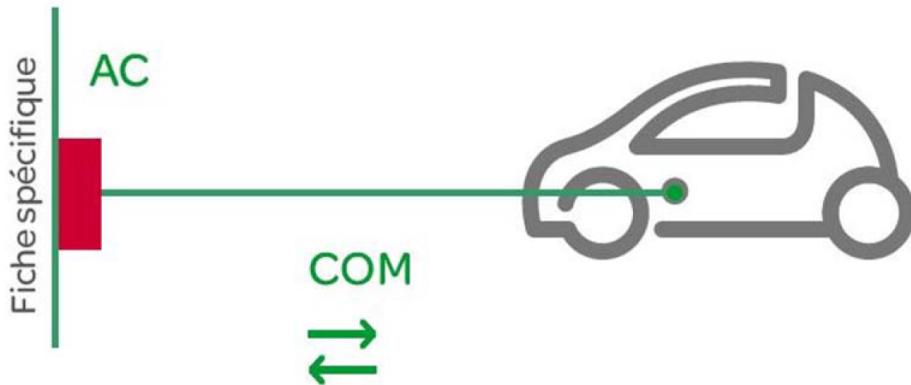


Figura 38: Esquema del Modo 3. Grado elevado de comunicación con la red [54]

- **Modo 4, grado elevado de comunicación con la red con carga rápida.** El vehículo eléctrico se conecta a la red eléctrica principal a través de un cargador externo. La infraestructura de recarga cuenta con conversor a corriente continua, lo que permite la carga rápida. Las funciones de control y protección y el cable de carga del vehículo se instalan de forma permanente en la instalación.



Figura 39: Esquema del Modo 4. Grado elevado de comunicación con la red con carga rápida [54]

Una parte muy importante en estas infraestructuras es la configuración de los circuitos de los convertidores de potencia para la carga de vehículos eléctricos. Acorde a la literatura existente [55], existen múltiples configuraciones para la carga de los VE.

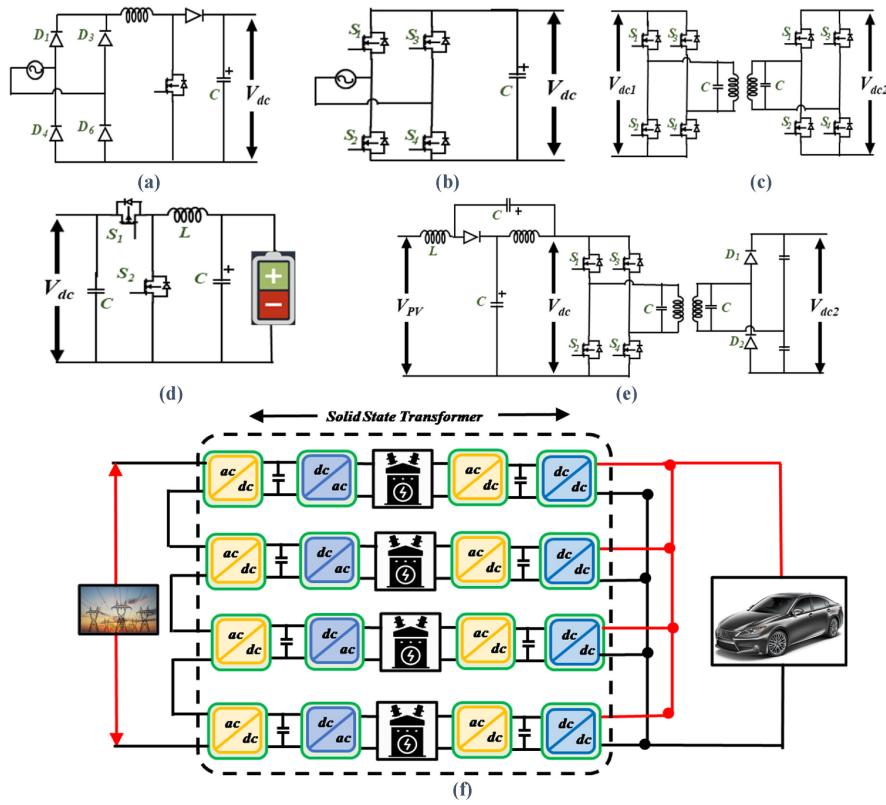


Figura 40: Circuitos de los convertidores de potencia para la carga de VE [55]

En la figura 40, se muestran siete configuraciones diferentes de cargadores de baterías, cuya descripción se realiza a continuación.

- a) **Rectificado no controlado con corrección del factor de potencia.** Comúnmente, bajo carga doméstica o a bordo se utiliza un rectificador de puente de diodos en el lado de entrada. Sin embargo, la corriente consumida no es estable, predominan la naturaleza pico con armónicos dominantes de bajo orden, lo que lleva al deterioro de la calidad de la energía de la red. Para mejorar esto, se emplea un circuito de corrección del factor de potencia (PFC) de impulso junto con el rectificador de puente de diodos. PFC aumenta y regula el voltaje rectificado para generar un voltaje de CC de ondulación mínima. Para más información sobre el sistema de control utilizado, consultar [55].
- b) **Rectificador controlado con modulación de ancho de pulso (PWM).** Este sistema se usa en cargadores comerciales rápidos, donde el rectificador con PWM se sitúa en el lado de entrada. El sistema de control PWM detecta el voltaje de conexión de CC para generar la referencia de corriente de la red. Esta referencia se compara con la corriente real de la red para producir la señal de modulación del rectificador.

Comparativamente al caso (a), este convertidor logra un mejor rendimiento a un costo mayor (debido a los cuatro interruptores y controladores de compuerta).

- c) **Convertidor de puente activo doble (DAB).** Este circuito está conectado aguas abajo del circuito rectificador de CC ((a) o (b)). Consiste en puentes H conectados a ambos lados de un transformador de alta frecuencia. La transferencia de energía en este convertidor se logra controlando el ciclo de trabajo de ambos puentes laterales, por medio de la potencia de salida, y cambiando la fase de los pulsos de conmutación. Estos pulsos de conmutación de onda cuadrada o quasi-ondulada se utilizan para la excitación del primario. Y en función de la energía demandada por el VE, se obtiene el cambio de fase requerido y se aplican pulsos cambiados al secundario. Esta topología es la configuración más popular para lograr un flujo de energía bidireccional. Para más información sobre el sistema de control utilizado, consultar [55].
- d) **Convertidor reductor.** Se conecta a la salida del convertidor DAB (c), formando una tercera etapa opcional del sistema de carga. Como la carga requiere el paso de grandes corrientes a través de la batería, el convertidor reductor demuestra ser una opción ideal para reducir los niveles de corriente de la etapa anterior. Esta conexión suele ser habitual en cargas semi-rápidas, ya que, cuando los circuitos de alimentación funcionan con su potencia nominal a corriente constante (antes de alcanzar dictado por el SoC), la corriente de la batería se detecta y se compara con el valor de referencia para generar un pulso de conmutación para el interruptor reductor.
- e) **Cargador de EV alimentado por energía solar.** Esta es una de las configuraciones típicas en estaciones de carga alimentadas con energía renovable de corriente continua. Al depender de un generador de CC, no requiere de diodos rectificadores, y posee una mayor inmunidad a cortocircuitos y a aumentos de tensión. En el lado del primario del transformador de alta frecuencia se logra generar los pulsos de onda cuadra o quasi-ondulada que requeridos. Mientras, en el lado del secundario, se puede emplear un rectificador PWM (b). Esto proporciona un grado adicional de libertad en el algoritmo de control. Para más información sobre el sistema de control utilizado, consultar [55].
- f) **Topología de carga de alta potencia.** Esta estructura es la más popular para futuras implementaciones de cargadores integrados en la línea de media tensión. Está basada en la filosofía de entrada en cascada y salida paralela (enfoque SIPO) para realizar una conversión de potencia más alta. Los transformadores de estado sólido (SST) se utilizan activamente para lograr un mejor rendimiento en un espacio reducido. Con esta estructura modular, se observan mejoras en la confiabilidad y el rendimiento [55].

### 2.2.5. Métodos de carga

Existen varios métodos de carga acorde a literatura [56]. Estos están basados en los conceptos definidos en la sección 2.2.3 y desarrollados con el objetivo de encontrar la técnica óptima para cargar, de manera eficiente, una batería en el menor tiempo posible sin dañar las celdas de la misma.

#### Corriente Constante - Tensión Constante (CC-CV)

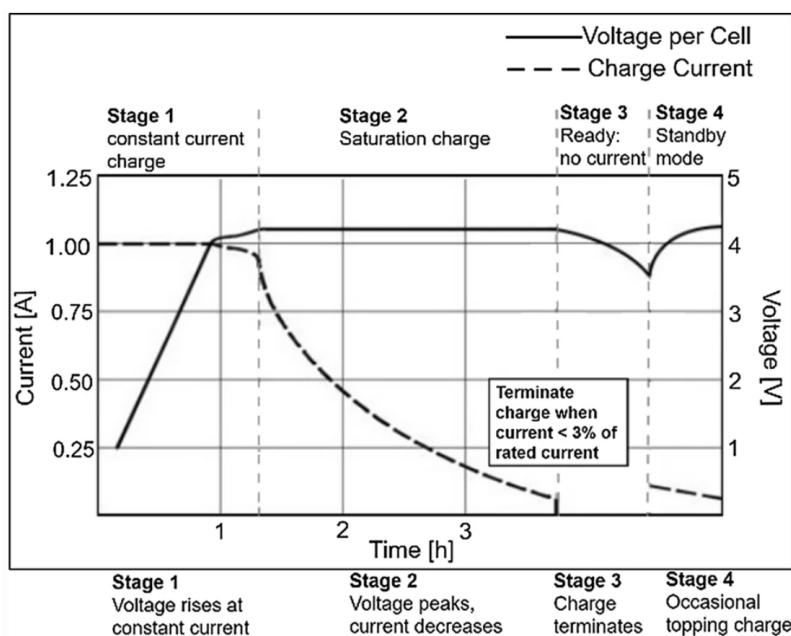


Figura 41: Método de carga por etapas de una batería de Li-Ion

Este método, representado en la figura 41, combina tanto carga a corriente constante (CC) como a tensión constante (CV). El proceso de carga comienza en carga rápida a CC, hasta alcanzar valor de voltaje conocido como tensión de corte. Para las baterías de Ion Litio, la tensión de corte suele rondar los  $4,20\text{V/celda}$ , con una tolerancia de  $\pm 50\text{mV/celda}$  debido a los materiales del cátodo de estas baterías.

Tras alcanzar el valor de la tensión de corte da comienzo la segunda etapa, donde la carga de la batería continúa bajo tensión constante e igual al valor de corte. Finaliza esta etapa tras alcanzar un valor de corriente entre el 3 – 5 % del valor nominal, llegándose al un estado de saturación de la carga. En este punto, la batería puede considerarse cargada.

En la etapa tercera, la batería se encuentra plenamente cargada, por lo que la corriente es nula. Sin embargo, debido a que la tensión se ve reducida levemente, en ocasiones se realiza una carga adicional que la lleva a su valor de corte nuevamente, cubriendo así la cuarta etapa opcional.

Por otro lado, en [57] se propone una variante a este modo de carga, que consiste en una carga lenta antes de la primera etapa, siempre y cuando la tensión de la celda parte de un voltaje inferior a los 3V, es decir, cuando esta muy descargada. Posteriormente, se mantiene el método CC-CV descrito.

### Método de carga de 5 etapas

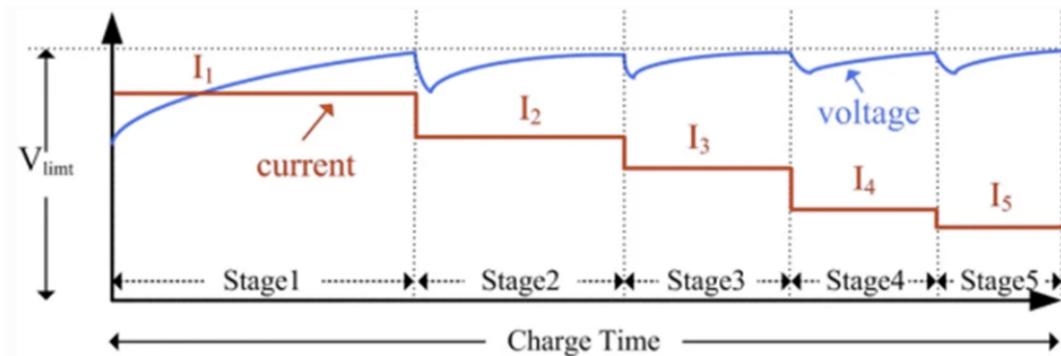


Figura 42: Método de carga de 5 etapas de una batería de Li-ion

Un método alternativo que permite obtener una carga más rápida y segura, y una vida útil de la batería más prolongada, es el representado en la figura 42.

El método de carga de cinco etapas consiste en alimentar a la batería bajo corriente constante, en el que el tiempo de carga se divide en cinco períodos. En cada etapa, la corriente de carga se establece en un valor de umbral constante; y durante la carga, el voltaje de la batería aumenta hasta alcanzar el valor límite de voltaje preestablecido. En cada etapa el valor de la corriente y periodo deberá ser recalculado de manera que la batería quede completamente cargada al voltaje preestablecido. Este proceso continua hasta que el número de etapa llegue a 5.

Ahora bien, los algoritmos que definen los valores de corriente constante en cada una de las etapas pueden llegar a ser complejos y poco efectivos [56].

### Método de carga por pulsos

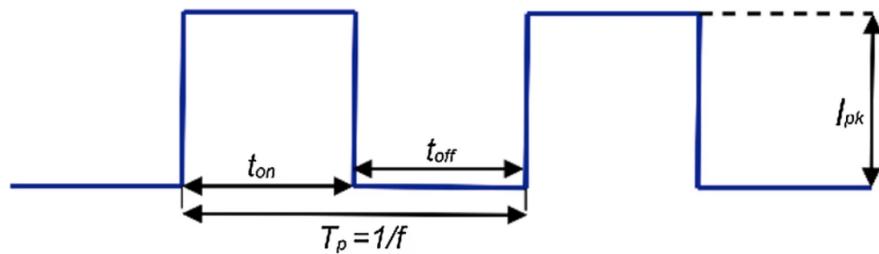


Figura 43: Método de carga por pulsos de una batería de Li-ion

Esta estrategia de carga, representada en la figura 43, inyecta la corriente en la batería en forma de pulsos, lo que brinda un periodo de descanso para que los iones se difundan y neutralicen en la celda. Cada pulso de corriente que se aplica a la batería se caracteriza por los siguientes factores: amplitud pico  $I_{pk}$ , un ciclo de trabajo  $D = t_{on}/T_p$ , y frecuencia  $f$ .

En la literatura [57, 58] se llega a afirmar que este método permite acelerar el proceso de carga, ralentizar el efecto de polarización y aumentar los ciclos de vida.

Existen dos métodos de carga por pulsos: con servicio fijo y con servicio variable. Acorde a [58], la estrategia de carga por pulsos con servicio variable permite aumentar la eficiencia de la misma con respecto al método convencional del servicio fijo.

### Métodos de carga basados en modelos físicos de batería

En los métodos anteriormente mencionados solo se consideraban los límites de corriente y voltaje, sin tener en cuenta el proceso de envejecimiento de las baterías y las relaciones químicas secundarias que ocurren en su interior. Por ello, actualmente se está investigando en nuevos métodos de carga que abordan el problema de l impacto de la carga en el estado de salud (SoH) y el envejecimiento de la batería, así como minimizar el tiempo de carga y prologar la vida útil de la batería al mismo tiempo [59, 60].

Esta nueva categoría de estrategias emplea los modelos electroquímicos de baterías de iones de litio para calcular cuantitativamente y con elevada precisión el envejecimiento de la batería, para minimizarlo durante el tiempo de carga.

El modelo de batería electroquímica estima los estados internos de una batería de una manera precisa, ya que se construye a partir de la micro-estructura interna de la batería de iones de litio. Sin embargo, es muy arduo el cálculo para estimar con precisión los parámetros, debido a que el modelo electroquímico se compone de complicadas ecuaciones diferenciales (PDE) e involucra una gran cantidad de parámetros y condiciones de contorno [59]. Por lo tanto, la complejidad de estos modelos a menudo conduce a la necesidad de más memoria y esfuerzo computacional y, por ello, no se ven implementados para cálculos rápidos a tiempo real del sistema de gestión de la batería en los vehículos eléctricos [56].

### **2.2.6. Impacto del vehículo eléctrico en la red**

El impacto de la carga de los vehículos eléctricos sobre la red de distribución resulta estar en boca de muchos artículos científicos a día de hoy. Todos ellos, utilizan diversas tipologías de análisis para visualizar los efectos de estas baterías desde diferentes puntos de vista [55].

Teniendo en cuenta los aspectos mencionados en las secciones 2.1 y 2.2, resulta sencillo deducir algunas de las variables que se analizan en estos artículos. Por ejemplo, los valores de tensión, potencia y corriente en los buses de la red son las variables comúnmente analizadas. Pero también es habitual analizar variables que describen la distorsión armónica de la red o el grado de desequilibrio por medio del método de componentes simétricas, ya que tanto a nivel europeo (EN 50160) como internacional (IEC 61000-2-X) estos valores están limitados.

A continuación, se van a destacar tres grandes tipos de análisis del impacto de la carga de los VEs:

1. ***Impacto de la carga del vehículo eléctrico en calidad de la energía y el sistema de equipamiento.*** Evalúa el impacto a nivel de circuito de la carga de EV con diferentes rectificadores en el lado de la red. Principalmente se analizan parámetros de calidad como la tasa de distorsión armónica (THD). Dentro de esta rama se realizan análisis específicos tales como:
  - Estudios de resultados de simulación para diferentes topologías de convertidores de potencia [61].
  - Efecto de la contaminación de la red sobre otras cargas sinusoidales [62, 63].
  - Control de modo de carga de CC-CV de los cargadores de vehículos eléctricos en modo de carga rápida [64].
2. ***Impacto de la carga de vehículos eléctricos en diferentes topologías de red.*** Evalúa los niveles de tensión en los nodos que describen la red, por ello los dos tipos de red (radial o paralela) son principal caso de análisis. Algunos análisis a considerar son:
  - Análisis del perfil de tensiones ante diferentes topologías con alta penetración de vehículos eléctricos [65, 66].
  - Análisis del perfil de tensiones en redes radiales o paralelas [65, 66, 67].
3. ***Impacto de la carga de vehículos eléctricos en la curva de demanda de distribución.*** Evalúa los efectos de la carga o descarga de los VE en la red de distribución con el fin de aplanar la curva para que no evitar sobredimensionar el sistema

eléctrico. Ello tiene consecuencias positivas como, impulsar las energías renovables en el mercado eléctrico y reducir el precio de casación de la demanda. Ahora bien, el comportamiento de la demanda es altamente dependiente de la localización y las estaciones del año, entre otras, en las que los clientes demandan potencia a la red. Es por ello, que existen varios análisis entorno a estos factores, tales como [68, 69, 70]:

- Variación de la curva de carga durante las diferentes estaciones.
- Variación de la curva de carga urbana, suburbana y rural.
- Variación de la curva de carga residencial, industrial y comercial.

### 3. Herramienta de análisis

#### 3.1. Descripción de la herramienta

En este proyecto se estudian los perfiles de tensión en los buses de la red, y otros parámetros como el grado de desequilibrio y la potencia máxima demandada. Todos estos parámetros se analizan para la topología de red del “13 Bus Test Feeder” (ver sección 2.1.5), cuyas cargas y elementos que lo componen varían a merced del usuario.

Para modelar el circuito y calcular los valores de tensión se utiliza el programa OpenDSS, ya que los resultados están validados por el IEEE y permite interactuar con otros programas como Matlab a través del módulo COM server (ver figura 46).

Estas dos herramientas de simulación se caracterizan por su potencia de cálculo y su sencillez. Además, estos programas se presentan en la literatura en estudios con cálculos estáticos o dinámicos en redes de distribución [63, 71, 72].

#### Matlab

Matlab es una plataforma de programación y cálculo numérico utilizada para analizar datos, desarrollar algoritmos y crear modelos, entre otras muchas funciones. El funcionamiento de esta herramienta es conocido por millones de ingenieros y científicos [73]. Es por ello, que se presupone que el lector sabe utilizarlo y el presente trabajo no será tan exhaustivo en la explicación del código desarrollado.

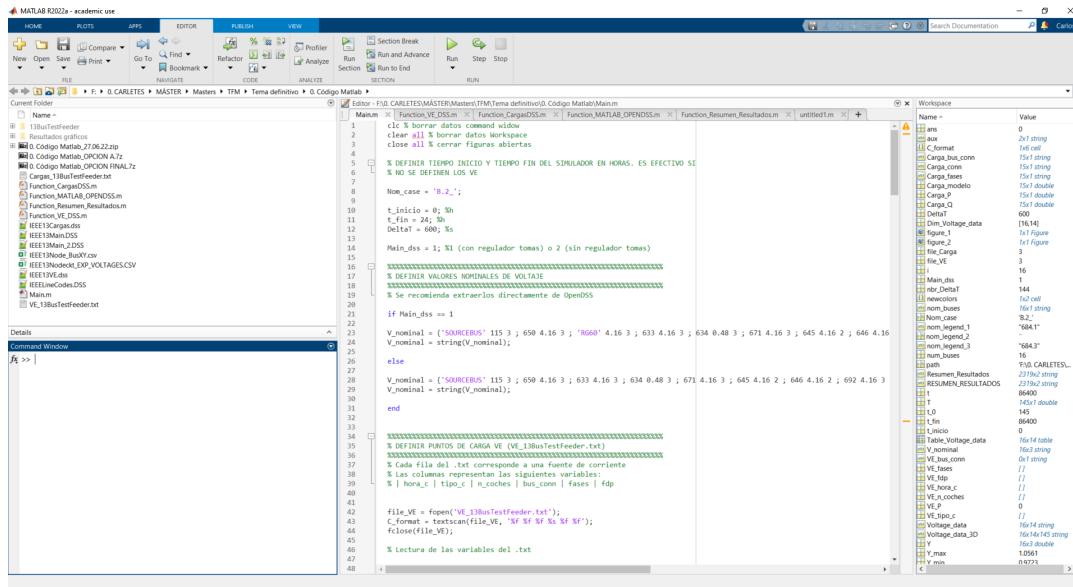


Figura 44: Interfaz gráfica Matlab

En este proyecto se utilizará como una herramienta de análisis y tratamiento de datos, lo que facilita la representación gráfica de resultados y da visibilidad a los parámetros claves en los que están basadas las conclusiones del proyecto.

## OpenDSS

OpenDSS es un Simulador de Sistema de Distribución de energía eléctrica (DSS) diseñado para admitir la integración y la modernización de la red de DER. Permite a los ingenieros realizar análisis complejos utilizando una plataforma flexible, personalizable y fácil de usar.

Este software libre modela tecnologías de distribución, recursos, activos y controles tradicionales y avanzados. Se diseñó originalmente para tener en cuenta los impactos en el espacio-tiempo de los recursos de energía distribuida en la red mediante la introducción del concepto de análisis de series temporales cuasi-estáticas en la industria de la energía eléctrica. La sencillez con la que OpenDSS lleva a cabo esta tarea reduce los tiempos de simulación, dando viabilidad al cálculo con largas series temporales.

En la actualidad cuenta con más de 65.000 descargas y miles de usuarios globales. Esta herramienta poderosa de simulación es aprovechada en la industria por empresas de servicios públicos, laboratorios de investigación y universidades para modelar y simular

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

aplicaciones de distribución avanzadas [74].

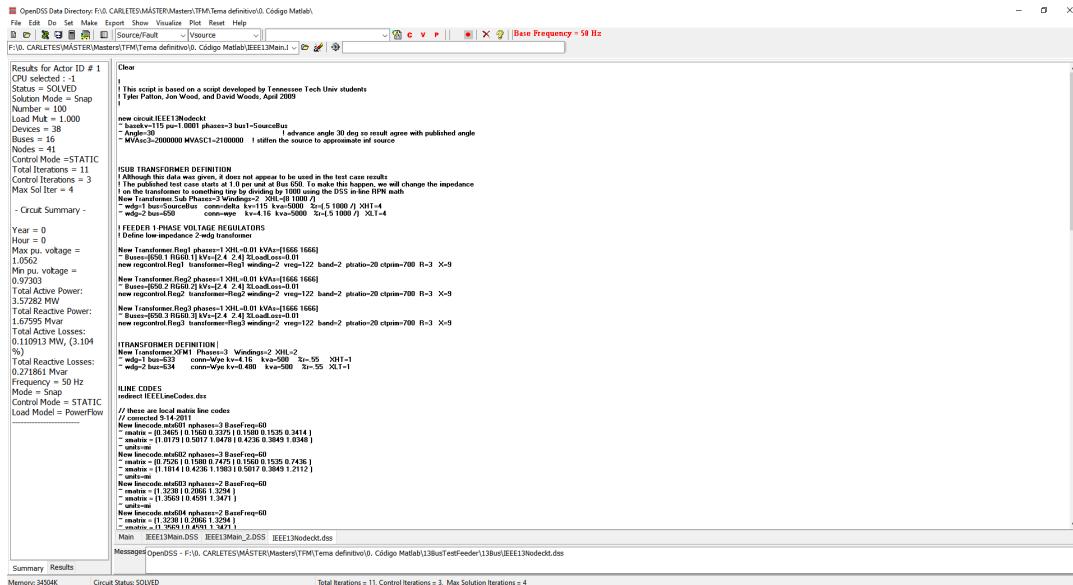


Figura 45: Interfaz gráfica OpenDSS

OpenDSS incorpora una interfaz COM (Component Object Model) en el servidor DLL para permitir que los usuarios experimentados utilicen las características del programa para realizar nuevos tipos de estudios (figura 46). La DLL se agregó para proporcionar las características de la interfaz COM a lenguajes informáticos o plataformas que no admiten COM, Microsoft Windows. La interfaz es capaz de diseñar y ejecutar funciones y modos de solución personalizados desde un programa externo y realizar las funciones del simulador, incluida la definición de los datos del modelo. Es una interfaz básica pero funcional, ya que permite interactuar con programas y lenguajes de programación como Matlab, Visual Basic, Python, R y C+, entre otros.

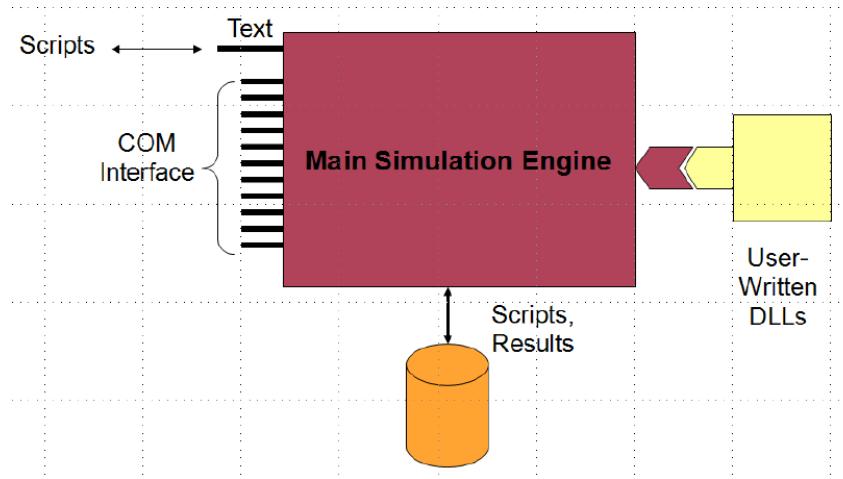


Figura 46: Interfaz COM de OpenDSS [75]

En la figura 46, se muestra un esquema conceptual de la estructura de la interfaz COM de OpenDSS.

### 3.1.1. Estructura general

La estructura de este código se ha planteado para un perfil de usuario sin grandes conocimientos de Matlab, OpenDSS o incluso Excel. Los conocimientos mínimos que ha de tener el usuario vienen explicados en este documento.

El usuario deberá desempeñar las siguientes actividades:

- Definición de cargas y VE. Se realizará desde Excel.
- Definición de parámetros básicos para la simulación: nombre del caso estudiado, hora de inicio de la simulación, hora de fin de la simulación e intervalo del tiempo de cálculo. Se realizará desde Matlab.
- Compilación del código en Matlab.

A continuación, se representa un esquema simplificado de la configuración del código.

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

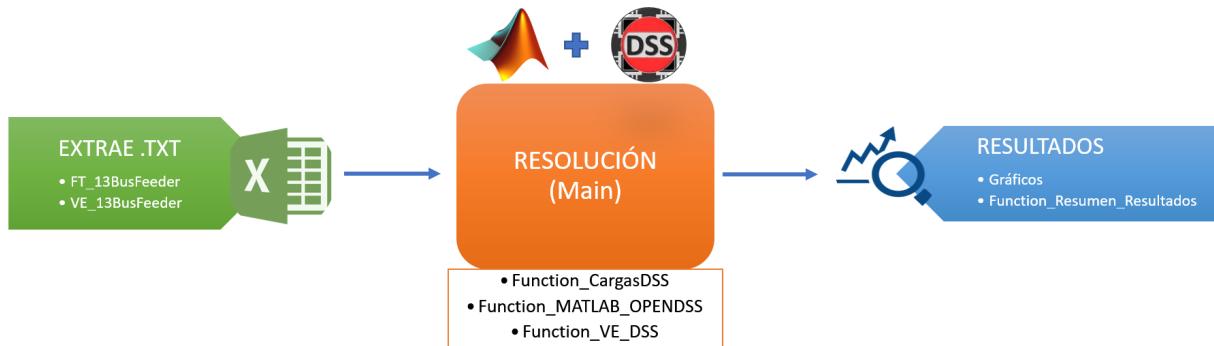


Figura 47: Estructura del código

Acorde a la figura 47, el código se ha simplificado para extraer los parámetros definidos por el usuario e incorporarlos al código principal (Main) para la obtención de los resultados gráficos. Además, tras la simulación se genera una variable en Matlab con un resumen con los parámetros más relevantes para cada instante de tiempo de simulación.

Con el fin de evitar errores humanos en la definición de los parámetros de entrada, se facilita un excel, “EXTRAЕ.xlsм”, en el que el usuario deberá definir las cargas y los VE en dos tablas. En las hojas en las que se encuentran dichas tablas, se explican los aspectos más importantes a considerar a la hora de definir las variables. Además, dado que esta información es interpretada en Matlab por medio de un archivo de texto, se facilita un botón, para cada tabla, que permite al usuario generar un “.txt” con los datos definidos en la tabla. El código detrás de esta acción automática se puede visualizar en el Anexo A (ver código 11).

## Estudio del impacto del VE en una red de distribución

---

**GENERAR  
Cargas\_13BusTestFeeder.txt**

**ASPECTOS IMPORTANTES A CONSIDERAR PARA GENERAR .TXT**

1) COMPLETE LA TABLA. TENGA EN CUENTA:

- Carga\_modelo = modelo de la carga. Tipos:
  - a) 0 = Modelo de cargas constantes.
  - b) 1 = Modelo de cargas temporales.
- Cargas\_bus\_conn = configuración de conexión de OpenDSS.
- fasesConexion = número de fases conectadas a la red.
- Carga\_kw = Potencia activa de la carga (kW).
- Carga\_kvar = Potencia reactiva de la carga (kVar).

2) PULSE EL BOTÓN "GENERAR Cargas\_13BusTestFeeder.txt" PARA CREAR EL .TXT

MUY IMPORTANTE. Los decimales se delimitan con ".".

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fas	Carga_cof	Cargas_kw	Cargas_kvar
0	671.1,2,3	3	Delta	1155	660
0	634.1	1	Wye	160	110
0	634.2	1	Wye	120	90
0	634.3	1	Wye	120	90
0	645.2	1	Wye	170	125
0	646.2,3	1	Delta	230	132
0	692.3,1	1	Delta	170	151
0	675.1	1	Wye	485	190
0	675.2	1	Wye	68	60
0	675.3	1	Wye	290	212
0	611.3	1	Wye	170	80
0	652.1	1	Wye	128	86
0	670.1	1	Wye	17	10
0	670.2	1	Wye	66	38
0	670.3	1	Wye	117	68

Figura 48: EXTRAE - Interfaz para definir Cargas\_13BusFeeder.txt

**GENERAR  
VE\_13BusTestFeeder.txt**

**ASPECTOS IMPORTANTES A CONSIDERAR PARA GENERAR .TXT**

1) COMPLETE LA TABLA. TENGA EN CUENTA:

- VE\_hora\_c = hora de carga de la flota de VE.
- VE\_tipo\_c = tipo de carga:
  - a) 1 = carga lenta.
  - b) 2 = carga semi-rápida.
  - c) 3 = carga rápida.
- VE\_n\_coches = número de coches de la flota de VE.
- VE\_bus\_conn = configuración de conexión de OpenDSS.
- VE\_fases = número de fases conectadas a la red.
- VE\_fdp = factor de potencia.

2) PULSE EL BOTÓN "GENERAR VE\_13BusTestFeeder.txt" PARA CREAR EL .TXT

MUY IMPORTANTE. Los decimales se delimitan con ".".

VE_hora	VE_tipo	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
22	1	10	671.1	1	0.9
22	1	10	671.2	1	0.9
22	1	10	671.3	1	0.9
22	1	10	634.1	1	0.9
22	1	10	634.2	1	0.9
22	1	10	634.3	1	0.9
22	1	10	645.2	1	0.9
22	1	10	645.3	1	0.9
22	1	10	646.2	1	0.9
22	1	10	646.3	1	0.9
22	1	10	692.1	1	0.9
22	1	10	692.2	1	0.9
22	1	10	692.3	1	0.9
22	1	10	675.1	1	0.9
22	1	10	675.2	1	0.9
22	1	10	675.3	1	0.9
22	1	10	611.3	1	0.9
22	1	10	652.1	1	0.9
22	1	10	670.1	1	0.9
22	1	10	670.2	1	0.9
22	1	10	670.3	1	0.9

Figura 49: EXTRAE - Interfaz VE\_13BusFeeder.txt

Además, en este excel se facilita información general sobre la topología de la red para facilitar la definición de los parámetros de los VE y las cargas.

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

BUS	V [kW]	FASES
SOURCEBUS	115	3
650	4.16	3
RG60	4.16	3
633	4.16	3
634	0.48	3
671	4.16	3
645	4.16	2
646	4.16	2
692	4.16	3
675	4.16	3
611	4.16	1
652	4.16	1
670	4.16	3
632	4.16	3
680	4.16	3
684	4.16	2

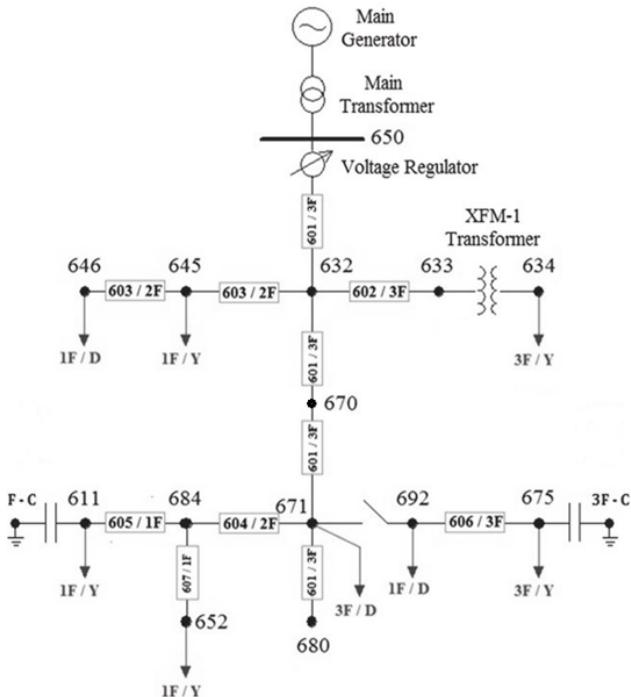


Figura 50: EXTRAE - Información general

Tras generar los dos documentos de texto, el usuario debe especificar las variables de simulación. Estas son las siguientes:

```

1 % -----
2 % PARÁMETROS DE SIMULACIÓN (USUARIO)
3 %
4
5 Nom_case = 'B.2_';
6
7 t_inicio = 0; %h
8 t_fin = 24; %h
9 DeltaT = 600; %s
10
11 Main_dss = 1; %1 (con regulador tomas) o 2 (sin regulador tomas)

```

Código 1: Matlab - Parámetros de simulación (*Main*)

Como se observa en el código, se especifican las unidades de cada variable y se da un nombre al caso de estudio que se desea analizar.

Cabe destacar la definición de una variable nueva *Main\_dss* cuyo objetivo es el de definir el código principal que se compilará en OpenDSS para obtener los resultados. Este código se ha modificado para simular un caso en el que la red carezca del regulador de tomas *Sorcebus*, ya que como se podrá observar en el proyecto, el uso de un regulador favorecerá enormemente la capacidad de carga de VE en la red.

Siguiendo el esquema de la figura 47, tras definir todos los valores de entrada, el usuario compila el código de Matlab (ver código 13). Las funciones que aparecen en este código se explican a continuación:

- **Function\_CargasDSS** (código 14). Crea un archivo .dss a partir de la información descrita por el usuario en el documento “Cargas\_13BusFeeder.txt”. Para cada tiempo de simulación las variables de este archivo se recalculan, reemplazando los parámetros del tiempo anterior.
- **Function\_VE\_DSS** (código 15). Crea un archivo .dss a partir de la información descrita por el usuario en el documento “VE\_13BusFeeder.txt”. Para cada tiempo de simulación las variables de este archivo se recalculan, reemplazando los parámetros del tiempo anterior.
- **Function\_MATLAB\_OPENDSS** (código 16). A través de módulo COM server de OpenDSS se hace un llamamiento desde Matlab a OpenDSS para obtener los resultados de las tensiones en cada instante de tiempo de simulación.
- **Function\_Resumen\_Resultados** (código 17). Almacena y calcula los parámetros de tensión mínima y máxima, potencia demandada y el grado de desequilibrio de los buses en los buses trifásicos. Todo ello, calculado en cada instante de tiempo.

Tras finalizar la simulación, el código almacena y proyecta los resultados gráficos de las tensiones nodales y sus valores máximos y mínimos a lo largo de la simulación. Para más información sobre la descripción del código y sus funciones consultar el Anexo A.

Cabe destacar que en el código se han limitado las funciones del usuario, con el fin de facilitar el interacción usuario - software. Sin embargo, debido a la estructura del código resultaría sencillo adaptarlo a diferentes topologías de red, dando pie a nuevas oportunidades de análisis a proyectos futuros.

En las siguientes secciones se explicarán las partes del código consideradas de mayor complejidad, para facilitar la comprensión plena del funcionamiento del código.

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

#### 3.1.2. Interacción documento texto (.txt) - Matlab

Tras generar las entradas en formato texto desde excel, deben ser interpretadas en el código de Matlab. Para ello, se sigue la siguiente estructura:

1. Abrir archivo de texto.
2. Incorporación de los datos en una variable de Matlab. (*C\_format*). En esta variable se especifican por columnas el formato de los valores por columnas.
3. Cierre del archivo de texto.
4. Disgregación de la matriz *C\_format* por columnas.

El código que realiza esta función se presenta a continuación.

```
1 %-----  
2 % DEFINIR PUNTOS DE CARGA VE (VE_13BusTestFeeder.txt)  
3 %-----  
4 % Cada fila del .txt corresponde a una fuente de corriente  
5 % Las columnas representan las siguientes variables:  
6 % hora_c , tipo_c , n_coches , bus_conn , fases , fdp  
7  
8  
9 file_VE = fopen('VE_13BusTestFeeder.txt');  
10 C_format = textscan(file_VE, '%f %f %f %s %f %f');  
11 fclose(file_VE);  
12  
13 % Lectura de las variables del .txt  
14  
15 VE_hora_c = C_format{1};  
16 VE_tipo_c = C_format{2};  
17 VE_n_coches = C_format{3};  
18 VE_bus_conn = string(C_format{4});  
19 VE_fases = C_format{5};  
20 VE_fdp = C_format{6};  
21  
22  
23 %-----  
24 % DEFINIR CARGAS (Cargas_13BusTestFeeder.txt)  
25 %-----  
26 % Cada fila del .txt corresponde a una fuente de corriente  
27 % Las columnas representan las siguientes variables:  
28 % modelo , bus_conn , fases , conn , V , P , Q  
29  
30  
31 file_Carga = fopen('Cargas_13BusTestFeeder.txt');  
32 C_format = textscan(file_Carga, '%f %s %s %s %f %f');  
33 fclose(file_Carga);
```

```
34
35 % Lectura de las variables del .txt
36
37 Carga_modelo = C_format{1};
38 Carga_bus_conn = string(C_format{2});
39 Carga_fases = string(C_format{3});
40 Carga_conn = string(C_format{4});
41 Carga_P = C_format{5};
42 Carga_Q = C_format{6};
```

Código 2: Interpretación de parámetros de tipo texto en Matlab (Main)

Como se puede observar en el código 2, algunas de las nuevas variables se describen como formato tipo texto con el fin de evitar interpretaciones erróneas del dichas variables en el código de Matlab.

### 3.1.3. Interacción Matlab - OpenDSS

La interacción Matlab - OpenDSS no es más que un llamamiento al código principal de OpenDSS para compilar y extraer los resultados, en cada instante de tiempo de la simulación, en formato “.csv” a través del COM Server. El código se detalla en el Anexo A (código 16).

El código de OpenDSS debe ser compilado mediante el comando “*compile*” en el que se define la dirección exacta de este archivo, por ello es esencial que el usuario modifique dicha ubicación acorde a su dirección de trabajo.

Además, se define mediante un condicional, basado en el parámetro de simulación “*Main-dss*” (código 1), la compilación de dos estructuras de código cuya diferencia reside en la ausencia o presencia del regulador de tomas situado aguas abajo de la línea de alimentación principal.

Para considerar las cargas definidas por el usuario en esta estructura de código se requiere generar un archivo de texto “.dss” que varíe en cada instante de tiempo de simulación y pueda ser interpretado por el programa de OpenDSS. Estos archivos son “IEEE13Cargas.dss” y “IEEE13VE.dss”, y son generados en Matlab a través de las funciones 14 y 15, descritas en el Anexo A.

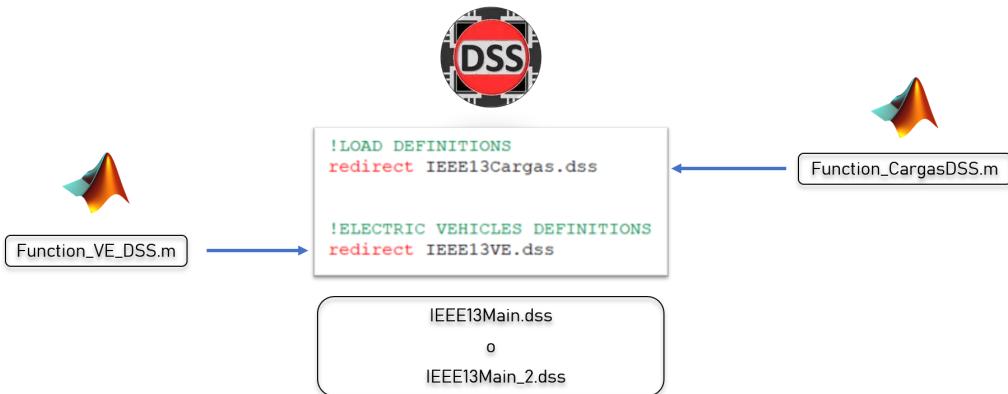


Figura 51: Esquema conceptual de la creación del código principal de OpenDSS

## 3.2. Modelado de la red

Tras haber comprendido en la sección 3.1.1 el concepto de la estructura del código (figura 47), se procede a explicar los conceptos básicos a considerar a la hora de modelar una red de distribución.

En esta sección se pretende transmitir una visión teórico-práctica del modelado de la red, cuyo ejemplo práctico será el caso base utilizado en los casos de estudio de este proyecto (“13 Bus Test Feeder (IEEE)”).

Para obtener un modelo nodalizado de una red de distribución se deben considerar las siguientes conceptos:

- Número de nodos.
- Matriz de conexiones.
- Cargas distribuidas y puntuales.
- Impedancias de los cables.
- Transformadores.
- Generadores.

Todos estos conceptos se describen detalladamente en las secciones de modelado de líneas, modelado de transformadores, modelado de generadores y modelado de cargas.

Como es de suponer, modelar la red de distribución puede llegar a ser un proceso complicado. Es por ello, que se utiliza OpenDSS como herramienta de simulación. Este simulador trabaja con su propio lenguaje, cuya codificación se presenta en cada descripción técnica de esta sección.

Ahora bien, para comprender el código utilizado se deben aclarar algunas de las estructuras básicas que emplea el código de OpenDSS. Estas son:

### **Estructura de las conexiones de los buses**

OpenDSS especifica las conexiones de los buses por medio de la siguiente sintaxis:

*NOMBREBUS.i.j.k*

donde i, j y k se refieren al nudo 1, 2 y 3 del bus, respectivamente.

En el caso de que alguna de los buses carezca de alguna línea basta con omitir dicha variable de la ecuación. Además, OpenDSS no requiere que se defina el neutro de las líneas (valor 0) en esta sintaxis, ya que por defecto lo considera.

### **Creación de objetos**

Cualquier objeto que se desee crear en OpenDSS debe ir precedido por el comando *new*.

Algunos de los objetos comúnmente utilizados son: circuitos (*Circuit*), transformadores (*Transformer*), códigos de líneas (*Linecode*), condensadores (*Capacitor*), líneas (*Line*) y cargas (*Load*).

### **Lectura de documentos ajenos al principal**

Como ya se ha podido observar en la figura 51 el comando *redirect* permite redirigir la lectura del código a cualquier otro archivo de formato “.dss” que se encuentre en el mismo directorio que el código principal.

Dicho comando da una gran versatilidad al código, haciéndolo más limpio y permitiendo modificar partes concretas del mismo sin necesidad de actuar sobre el código principal.

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

#### Inicio del código

El comienzo de cualquier circuito eléctrico se inicia con un objeto tipo *circuit* al que se le asigna un nombre y se le atribuyen algunas de las características de la linea principal de alimentación del sistema de distribución (“SorceBus”).

```
1 new circuit.IEEE13Nodeckt          ! Define new circuit
2 ~ basekv=115 pu=1.0001            ! Define nominal voltage
3 ~ phases=3                         ! Define number of phases
4 ~ bus1=SourceBus                   ! Bus name
5 ~ Angle=30                         ! Offset angle. Advance angle 30 deg
6 ~ MVAsc3=2000000 MVASC1=2100000   ! Apparent power. Aprox to inf source
```

Código 3: OpenDSS - Definición del circuito (*circuit*)

El ejemplo representado es el circuito del caso base de 13 nodos, que recibe el nombre de “IEEE13Nodeckt”. Es importante declarar en esta línea el bus de referencia (“SorceBus”); aunque también se puede definir en los bornes de un transformador de subestación.

El “SorceBus” aquí definido, tiene una tensión de alimentación de 115,0115 kV desfasadas cada una de las 3 fases 120° entre si. Además, se aproxima este bus fuente a una fuente infinita, de manera que las cargas aguas abajo de la misma, no afecten a la red de alimentación.

#### **3.2.1. Modelado de líneas**

Determinar la impedancia en serie de las líneas aéreas y subterráneas de la red de distribución es el primer aspecto que se debe considerar para comenzar a modelar la red. Ello permite conocer la matriz de admitancias (Y) que caracteriza a la red de distribución.

La impedancia en serie de una línea de distribución monofásica, bifásica o trifásica viene dada por la resistencia y reactancia de sus conductores. El componente resistivo de los conductores está definido por las características implícitas del cable, cuyos valores están tabulados y descritos por el fabricante.

Lo primero que se deberá calcular es la componente de reactancia inductiva de la impedancia, que es función de los campos magnéticos totales que rodean a un conductor.

Para facilitar la comprensión de este concepto, así como de sus cálculos, se supondrá que la suma de las corrientes de todos los conductores que interfieren entre sí es nula.

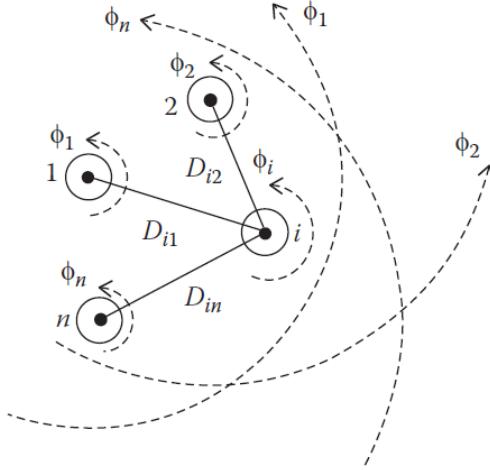


Figura 52: Representación de los campos magnéticos que influyen entre los conductores [76]

Acorde a la literatura [76], la figura 52 muestra  $n$  conductores a los que se les ha representado las líneas de flujo magnético creadas por las corrientes que fluyen a través de ellos (corrientes en dirección hacia el lector). De esta manera, el flujo del conductor  $i$  se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$\lambda_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \left( I_1 \cdot \ln \frac{1}{D_{i1}} + I_2 \cdot \ln \frac{1}{D_{i2}} + \dots + I_1 \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} + \dots + I_n \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \right) \quad (1)$$

donde,

$D_{in}$  = Distancia entre el conductor  $i$  y el conductor  $n$  [m].

$GMR_i$  = Radio geométrico del conductor  $i$  [m].

La inductancia de cada conductor es función de la “auto-inductancia” del propio conductor  $i$  y la “inductancia mutua” entre el conductor  $i$  y todos los demás  $n-1$  conductores.

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

$$\text{Auto-inductancia} \quad L_{ii} = \frac{\lambda_{ii}}{I_i} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad [H/m] \quad (2)$$

$$\text{Inductancia mutua} \quad L_{in} = \frac{\lambda_{in}}{I_n} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \quad [H/m] \quad (3)$$

Asumiendo que en las líneas de distribución trifásicas cada fase ocupa la misma posición física en la estructura, con una separación de un tercio de la longitud de la línea. Y asumiendo, adicionalmente a esta transposición, que las fases de la línea están igualmente cargadas (cargas balanceadas), es posible combinar los términos anteriores en una única inductancia de fase:

$$\text{Inductancia de fase} \quad L_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \quad [H/m] \quad (4)$$

donde,

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \quad (5)$$

$D_{ab}$ ,  $D_{ab}$  y  $D_{ab}$  son las distancias entre las fases.

Conociendo la inductancia de cada fase de la línea, se calcula la impedancia en serie de cada fase mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$\bar{z}_i = r_i + j \cdot \omega \cdot L_i = r_i + j \cdot 1,25664 \cdot 10^{-6} \cdot f \cdot \ln \frac{D_{eq}}{GMR_i} \quad (6)$$

Ahora bien, dado que la mayor parte de la red de distribución está compuesta por líneas monofásicas, bifásicas y trifásicas no transpuestas que atienden cargas desequilibradas, es necesario conservar la identidad de los términos de inductancia propia y mutua de los conductores (ecuaciones 2 y 3); además de tener en cuenta, la ruta de retorno a tierra para las corrientes desequilibradas. Con ello, las impedancias propias y mutuas para una red están dadas por:

$$\text{Impedancia propia} \quad \bar{z}_{ii} = r_i + j \cdot 1,25664 \cdot 10^{-6} \cdot f \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad [H/m] \quad (7)$$

$$\text{Impedancia mutua} \quad \bar{z}_{in} = r_i + j \cdot 1,25664 \cdot 10^{-6} \cdot f \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \quad [H/m] \quad (8)$$

Para poder introducir el efecto de la tierra en los cálculos de las impedancias de las líneas distribución, Carson desarrolló en 1926 una serie de ecuaciones que permitían determinar las impedancias propias y mutuas aplicables para conductores aéreos y subterráneos. En ellas, realiza la suposición de que la tierra es un sólido plano, infinito, uniforme y de resistividad constante. De manera que, cualquier defecto producido en el conductor que actúa como neutro es despreciable.

A día de hoy, debido a la extensión de la ecuación, se realizan una serie de aproximaciones y simplificaciones de Carson Originales, que dan como resultado a las ecuaciones de Carson modificadas:

$$\bar{z}_{ii} = r_i + 0,001588 \cdot f + j \cdot 0,00202237 \cdot f \left( \ln \frac{1}{GMR_i} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) [\Omega/milla] \quad (9)$$

$$\bar{z}_{ij} = 0,001588 \cdot f + j \cdot 0,00202237 \cdot f \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \frac{\rho}{f} \right) [\Omega/milla] \quad (10)$$

donde,

$\bar{z}_{ii}$  = impedancia propia del conductor en  $\Omega/milla$ .

$\bar{z}_{ij}$  = impedancia mutua entre los conductores  $i$  y  $j$  en  $\Omega/milla$ .

$r_i$  = resistencia del conductor  $i$ .

$GMR_i$  = radio medio geométrico del conductor  $i$  en ft.

$f$  = frecuencia del sistema en Hz.

$\rho$  = resistividad de la tierra en  $\Omega * m$ .

$D_{ij}$  = distancia entre los conductores  $i$  y  $j$ .

Estas ecuaciones permiten calcular la matriz primitiva de impedancias que gobierna a una la línea homogénea de dimensiones  $ncond \times ncond$ , donde  $ncond$  es número de conductores.

Ejemplo:

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

Un segmento de línea de distribución en estrella con conexión a tierra de cuatro hilos aéreos dará como resultado una matriz de  $4 \times 4$ ; para un segmento de línea en estrella con puesta a tierra subterránea que consta de tres cables neutros concéntricos, la matriz resultante será de  $6 \times 6$ ; y para una línea trifásica que consta a de  $m$  neutros, la matriz de impedancias será de la forma:

$$\hat{Z}_{\text{primitiva}} = \left[ \begin{array}{ccc|ccc} \bar{z}_{aa} & \bar{z}_{ab} & \bar{z}_{ac} & \bar{z}_{an1} & \bar{z}_{an2} & \bar{z}_{anm} \\ \bar{z}_{ba} & \bar{z}_{bb} & \bar{z}_{bc} & \bar{z}_{bn1} & \bar{z}_{bn2} & \bar{z}_{bnm} \\ \bar{z}_{ca} & \bar{z}_{cb} & \bar{z}_{cc} & \bar{z}_{cn1} & \bar{z}_{cn2} & \bar{z}_{cnm} \\ \hline \bar{z}_{n1a} & \bar{z}_{ab} & \bar{z}_{n1c} & \bar{z}_{n1n1} & \bar{z}_{n1n2} & \bar{z}_{n1nm} \\ \bar{z}_{n2a} & \bar{z}_{n2b} & \bar{z}_{n2c} & \bar{z}_{n2n1} & \bar{z}_{n2n2} & \bar{z}_{n2nm} \\ \bar{z}_{nma} & \bar{z}_{nmb} & \bar{z}_{nmc} & \bar{z}_{nmn1} & \bar{z}_{nmn2} & \bar{z}_{nmnm} \end{array} \right] \quad (11)$$

O lo que es lo mismo:

$$\hat{Z}_{\text{primitiva}} = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (12)$$

Ahora bien, dado que la red de distribución no es homogénea, es decir, esta formada por tramos diversos (líneas trifásicas, monofásicas, bifásicas de  $m$  neutros, donde  $m$  toma valores enteros incluido el 0) con características diferentes, cada tramo de la red delimitado por sus nodos tendrá la estructura de 11.

Para simplificar los conceptos, asignaremos a cada matriz de impedancias primitiva de cada tramo como una única impedancia de valor  $ncond \times ncond$ . Lo que da lugar a una nueva matriz primitiva de la red de distribución de filas iguales al número de impedancias de la red y columnas iguales al número de nodos ( $nimp \times n$ ):

$$\hat{Z}_{\text{prim}} = \begin{bmatrix} \hat{z}_{11} & \hat{z}_{12} & \cdots & \hat{z}_{1n} \\ \hat{z}_{21} & \hat{z}_{22} & \cdots & \hat{z}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hat{z}_{nimp1} & \hat{z}_{nimp2} & \cdots & \hat{z}_{nimpn} \end{bmatrix} \quad (13)$$

En análisis nodales de redes se utiliza como base de cálculo la matriz de admitancias primitiva. Esta matriz se calcula invirtiendo el valor de cada uno de sus elementos de la matriz de impedancias primitiva ( $\hat{Z}_{prim}$ ), lo que da lugar a la siguiente ecuación:

$$\hat{Y}_{prim} = \begin{bmatrix} \hat{y}_{11} & \hat{y}_{12} & \cdots & \hat{y}_{1n} \\ \hat{y}_{21} & \hat{y}_{22} & \cdots & \hat{y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hat{y}_{nimp1} & \hat{y}_{nimp2} & \cdots & \hat{y}_{nimpn} \end{bmatrix} \quad (14)$$

## Modelado de líneas en OpenDSS

Esta ardua tarea de cálculo la realiza de manera interna OpenDSS, tras haber modelado todos los aspectos de la red (conexiones, cargas, transformadores, condensadores, etc.). Dado que muchos de ellos, se describen más adelante, la definición de las conexiones de línea y la impedancia de los cables se explica a continuación.

Para modelar las conexiones e impedancias de los cables de las líneas, se utiliza el elemento *Line*. En este objeto de línea se requiere especificar un nombre para cada conexión así como, el número de fases, los buses de conexión, el código de línea (*linecode*) y la longitud de conexión y sus unidades.

```

1 !LINE DEFINITIONS
2
3 new Line.650632      Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3      Bus2=632.1.2.3
4 ~ LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft
5
6 new Line.632670      Phases=3 Bus1=632.1.2.3      Bus2=670.1.2.3
7 ~ LineCode=mtx601 Length=667   units=ft
8
9 new Line.670671      Phases=3 Bus1=670.1.2.3      Bus2=671.1.2.3
10 ~ LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft
11
12 new Line.671680      Phases=3 Bus1=671.1.2.3      Bus2=680.1.2.3
13 ~ LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft
14
15 new Line.632633      Phases=3 Bus1=632.1.2.3      Bus2=633.1.2.3
16 ~ LineCode=mtx602 Length=500   units=ft
17
18 new Line.632645      Phases=2 Bus1=632.3.2      Bus2=645.3.2
19 ~ LineCode=mtx603 Length=500   units=ft

```

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

```
20
21 new Line.645646      Phases=2 Bus1=645.3.2          Bus2=646.3.2
22 ~ LineCode=mtx603 Length=300   units=ft
23
24 new Line.692675      Phases=3 Bus1=692.1.2.3        Bus2=675.1.2.3
25 ~ LineCode=mtx606 Length=500   units=ft
26
27 new Line.671684      Phases=2 Bus1=671.1.3          Bus2=684.1.3
28 ~ LineCode=mtx604 Length=300   units=ft
29
30 new Line.684611      Phases=1 Bus1=684.3            Bus2=611.3
31 ~ LineCode=mtx605 Length=300   units=ft
32
33 new Line.684652      Phases=1 Bus1=684.1            Bus2=652.1
34 ~ LineCode=mtx607 Length=800   units=ft
```

Código 4: OpenDSS - Definición de líneas (*Line*)

Las impedancias se pueden describir de distintas maneras. Sin embargo, el formato más habitual es por medio de la librería *linecode* donde se especifica la matriz de impedancias y su matriz nodal capacitiva por unidad métrica [ $\Omega/\text{unidad métrica}$ ], de cada tipología de conexión existente en la línea. Los valores de esta matriz se crean considerando los aspectos ya mostrados en esta sección (sección 3.2) y en el anexo A, sobre las impedancias según los diferentes tipos de materiales de los cables y los efectos de auto-inductancia e inductancia mutua que aparecen en los cables.

La librería *Linecode* contiene la matriz de impedancia y su matriz nodal capacitiva, cuyos valores pueden calcularse por componentes simétricas o se pueden especificar directamente. El caso mostrado a continuación las define por componentes simétricas, lo que da lugar una matriz reducida.

```
1 !LINE CODES
2
3 // these are local matrix line codes
4 // corrected 9-14-2011
5
6 new linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=50
7 ~ rmatrix = (0.3465 , 0.1560 0.3375 , 0.1580 0.1535 0.3414 )
8 ~ xmatrix = (1.0179 , 0.5017 1.0478 , 0.4236 0.3849 1.0348 )
9 ~ units=mi
10
11 new linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=50
12 ~ rmatrix = (0.7526 , 0.1580 0.7475 , 0.1560 0.1535 0.7436 )
13 ~ xmatrix = (1.1814 , 0.4236 1.1983 , 0.5017 0.3849 1.2112 )
14 ~ units=mi
15
```

```

16 new linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=50
17 ~ rmatrix = (1.3238 , 0.2066 1.3294 )
18 ~ xmatrix = (1.3569 , 0.4591 1.3471 )
19 ~ units=mi
20
21 new linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=50
22 ~ rmatrix = (1.3238 , 0.2066 1.3294 )
23 ~ xmatrix = (1.3569 , 0.4591 1.3471 )
24 ~ units=mi
25
26 new linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=50
27 ~ rmatrix = (1.3292 )
28 ~ xmatrix = (1.3475 )
29 ~ units=mi
30
31 new Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi
32 ~ rmatrix=[0.791721 ,0.318476 0.781649 ,0.28345 0.318476 0.791721 ]
33 ~ xmatrix=[0.438352 ,0.0276838 0.396697 ,-0.0184204 0.0276838
            0.438352 ]
34 ~ cmatrix=[383.948 ,0 383.948 ,0 0 383.948 ]
35
36 new linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=50
37 ~ rmatrix = (1.3425 )
38 ~ xmatrix = (0.5124 )
39 ~ cmatrix = [236]
40 ~ units=mi

```

Código 5: OpenDSS - Códigos de línea (*Linecodes*)

Esta matriz reducida se describe como un conjunto de tres matrices de dimensiones nphases x nphases agrupados por sus valores resistivos, inductivos y capacitivos, todos ellos calculados en una millas (“mi”) de longitud.

Otras especificaciones mostradas en el ejemplo son: el nombre del código de línea, el número de fases (“nphases”) y la frecuencia.

### 3.2.2. Modelado de reguladores de tensión

En el análisis de una red de distribución, es importante que las diversas conexiones de transformadores trifásicos se modelen correctamente, de manera que el cálculo de las tensiones y corrientes aguas abajo del transformador se ajuste a la realidad.

En esta sección se describen los aspectos genéricos que se deben conocer para el modelado de transformadores trifásicos, monofásicos y reguladores de tomas de la red de distribución. En concreto, se muestra como calcular la matriz de admitancias nodal del

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

transformador.

Para evitar confusiones de puntuación, se formulan, con mayúsculas, aquellas variables pertenecientes al primario de transformador, y en letra minúscula las variables que pertenecen al secundario. Además, se utiliza la misma letra para indicar que el primario y el secundario pertenecen al mismo transformador.

#### Modelado de transformadores monofásicos

El circuito equivalente de un transformador monofásico es el siguiente.

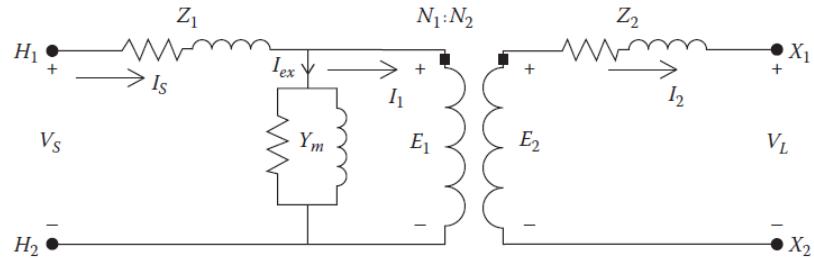


Figura 53: Circuito equivalente de un transformador monofásico en régimen permanente [76]

Las pérdidas que puede llegar a tener un transformador monofásico son: pérdidas por histéresis ( $P_H$ ), perdidas por corrientes parásitas de Foucault ( $P_F$ ) y pérdidas en el cobre del los bobinados. La suma de estas dos primeras toma el nombre de pérdidas en el hierro ( $P_{Fe}$ ) y las pérdidas en el cobre corresponden a la potencia medida en un ensayo de cortocircuito. Dicho esto, mediante los ensayos en vacío y en cortocircuito se puede identificar la impedancia del transformador.

Las ecuaciones a tener en cuenta para el cálculo de esta impedancia son:

$$r_t = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (15)$$

$$V = I \cdot Z \quad (16)$$

$$S = V \cdot I \quad (17)$$

$$P_{cu} = R_{cu} \cdot (I_{10})^2 \quad (18)$$

$$f.d.p = \cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{P_{10}}{S_n} \quad (19)$$

$$R_{cc} = R_1 + R'_2 \quad (20)$$

$$X_{cc} = X_{d1} + R'_{d2} \quad (21)$$

$$\bar{Z}_{cc} = R_{cc} + j \cdot X_{cc} \quad (22)$$

Estas ecuaciones pueden extrapolarse para un regulador de tomas. El número de espiras varía dependiendo de la toma en la que se encuentre conectado cada bobinado. Es por ello que, la tensión y la corriente se verá afectada por la relación de la toma ( $\alpha$  para el primario y  $\beta$  para el secundario). La ecuación de la relación de transformación tomaría la siguiente forma:

$$r_t = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1 \cdot \alpha}{N_2 \cdot \beta} \quad (23)$$

A continuación se presenta el circuito equivalente de un regulador de tomas.

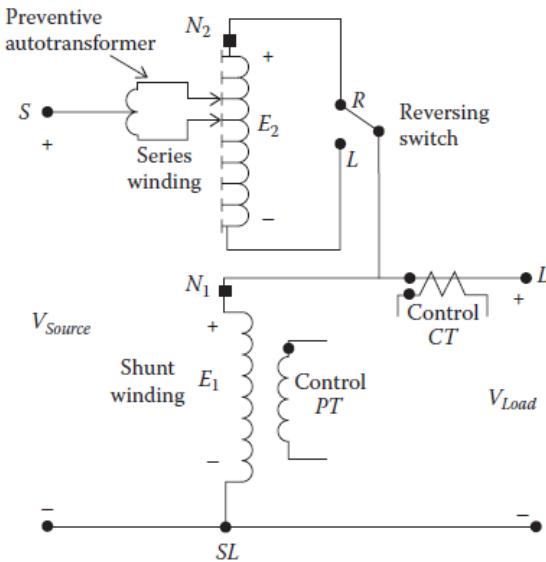


Figura 54: Circuito equivalente regulador de tomas [76]

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

Además, dependiendo de la conexión de sus tomas, las tensiones y corrientes de pueden tener sentidos opuestos:

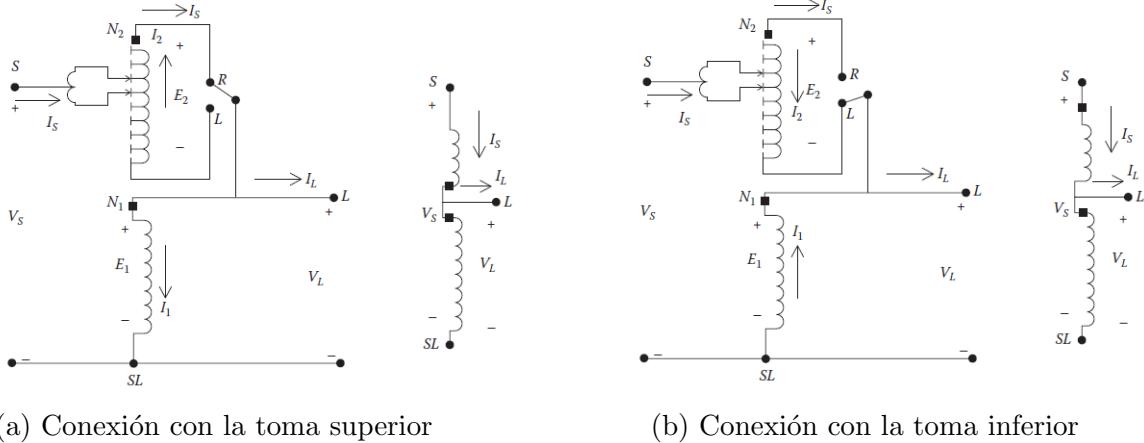


Figura 55: Transformador de tomas tipo B [76]

En la figura 55 se observa con claridad la dirección que toma tanto la tensión del bobinado como la corriente. Matemáticamente hablando, las ecuaciones de la tensión y corriente se expresan de la siguiente forma:

$$V_s = E_1 \pm E_2 \quad (24)$$

$$I_L = I_S - I_1 \quad (25)$$

$$V_L = E_1 \quad (26)$$

$$I_2 = \pm I_S \quad (27)$$

#### Modelado de transformadores trifásicos

Para modelar un transformador trifásicos, se definirá al transformador como banco de tres transformadores monofásicos, cada uno conectado a una fase y desacoplados entre si, es decir no existe interacción electromagnética entre las fases.

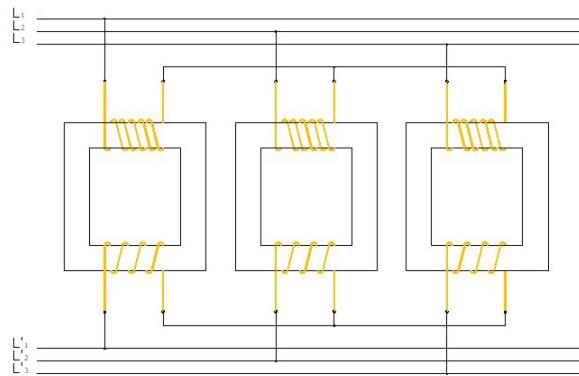


Figura 56: Banco de tres transformadores monofásicos [77]

Así pues, se seguirá el mismo método para calcular las impedancias de los transformadores monofásicos del lado del primario y del lado del secundario, dando lugar a una matriz de admitancias primitiva del transformador de  $z \times z$ , donde  $z$  es el número de admitancias.

$$Y_{t_{prim}} = \begin{bmatrix} Y_A & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_B & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_C & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_a & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y_b & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_c \end{bmatrix} \quad (28)$$

Por otro lado, existen varias maneras diferentes de conectar las bornas de los transformadores a los nodos de la red. Algunas de ellas son:

- Triángulo - triángulo.
- Triángulo - estrella.
- Estrella - estrella.
- Estrella - triángulo.

A estos cuatro tipos de conexión, se suele añadir un neutro a tierra, dando lugar a dos conexiones adicionales por cada tipo de conexión definido en el listado.

Para definir esta conexión en el modelo, se utilizará las matices de incidencia cuyos parámetros serán descritos por convenio. Es por tanto, una matriz de filas igual al número de

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

impedancias y columnas igual al número de nodos del transformador (una dimensión adicional si existe conexión a tierra en el primario y/o secundario del transformador).

A continuación se describe la matriz de incidencia ejemplificándola con una conexión Estrella - triángulo con conexión a tierra (ver figura 57).

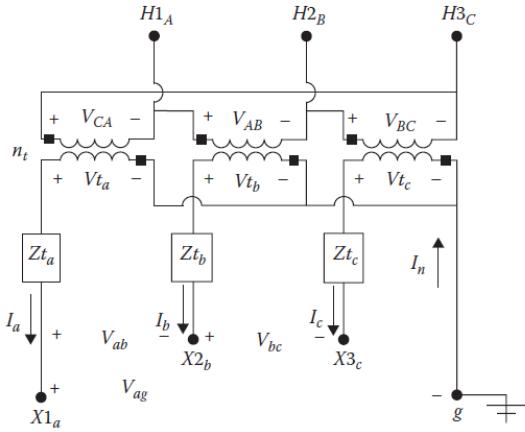


Figura 57: Conexión estándar Triángulo - estrella conectada a tierra [76]

Acorde a la figura 57 y considerando que toda corriente que salga de los bornes toma valor positivo e igual a 1, y toda corriente que entre toma valor -1, la matriz de incidencias puede ser descrita de la siguiente manera:

$$\Gamma_t = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (29)$$

Para obtener la matriz de admitancias nodal del transformador bastará con multiplicar 29 traspuesta por 28 y nuevamente 29:

$$Y_t = \Gamma' \cdot Y_t \cdot \Gamma \quad (30)$$

## Modelado de transformadores en OpenDSS

OpenDSS utiliza el objeto *Transformer* para implementar el uso de un transformador en el circuito. El transformador puede suministrar energía con un mínimo de dos terminales y dos bobinados (transformador monofásico). La conexión de los bobinados en estrella (“Wye”) o triángulo (“Delta”) afecta a la relación de transformación del mismo, cuyos conductores siempre serán uno más que el número de fases por terminal. Este conductor adicional hace referencia al neutro, aunque para conexiones en triángulo por defecto está abierto.

La codificación de este objeto es muy variada y por ello, únicamente se expondrán los transformadores que aparecen en el caso base de 13 buses.

```

1 ! SUB TRANSFORMER DEFINITION
2
3 new Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
4 ~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
   XHT=4
5 ~ wdg=2 bus=650           conn=wye     kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
   XLT=4
6
7 ! XFM1 TRANSFORMER DEFINITION
8
9 new Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 XHL=2
10 ~ wdg=1 bus=633          conn=Wye   kv=4.16      kva=500    %r=.55      XHT=1
11 ~ wdg=2 bus=634          conn=Wye   kv=0.480     kva=500    %r=.55      XLT=1

```

Código 6: OpenDSS - Definición del transformador (*transformer*)

En este código se definen dos transformadores: el de la subestación y el trafo situado entre el bus 633 y 634. El código sigue una arquitectura similar a la ya mostrada en las líneas. Primero, se especifican las características generales del transformador como el número de fases, bobinados y el porcentaje de reactancia del bobinado primario al secundario. A continuación, se definen otros parámetros más específicos como el el bus de conexión, el tipo de conexión , el voltaje y la potencia reactiva de referencia, y los términos de perdida de potencia.

Los términos de pérdida de potencia se miden en tanto por ciento, y estos son: “%r” para potencia activa, y XHL, XLT y XHT para la potencia reactiva.

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

---

- El parámetro “%r” representa el porcentaje de resistencia del devanado sobre la base nominal de kVA. La reactancia se encuentra entre dos devanados y se especifica por separado.
- El parámetro XHL (o X12) representa el porcentaje de reactancia del devanado 1 a devanado 2.
- El parámetro XLT (o X23) representa el porcentaje de reactancia del devanado 2 a devanado 3.
- El parámetro XHT (o X13) representa el porcentaje de reactancia del devanado 1 a devanado 3.

Respecto a los valores introducidos en el transformador de subestación en estos parámetros se especifica que el porcentaje se divide entre 1000 con el fin de minimizar las perdidas inductivas para asemejar el comportamiento del transformador al de uno ideal, de manera que trabaje a 1 por unidad en el lado de baja.

De forma adicional, OpenDSS permite incorporar un transformador de tomas que haga de regulador de tensión por medio del objeto *regcontrol*.

```
1 ! FEEDER 1-PHASE VOLTAGE REGULATORS
2 ! Define low-impedance 2-wdg transformer
3
4 new Transformer.Reg1 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
5 ~ Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
6 new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=122 band=2
    ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
7
8 new Transformer.Reg2 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
9 ~ Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
10 new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=122 band=2
    ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
11
12 new Transformer.Reg3 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
13 ~ Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
14 new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3 winding=2 vreg=122 band=2
    ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
```

Código 7: OpenDSS - Definición del regulador (*regcontrol*)

Este regulador debe incorporarse tras definir las especificaciones de un transformador. Sin embargo, la configuración del objeto *regcontrol* difiere de *transformer*.

- El parámetro “vreg” representa el voltaje del regulador para el devanado que se está

controlando. Multiplicando este valor por la relación  $p$  debería dar como resultado el voltaje a través del DEVANADO del transformador controlado.

- El parámetro “band” representa ancho de banda en voltios para el bus controlado.
- El parámetro “ptratio” representa la relación que convierte el voltaje del bobinado al voltaje del regulador. Si el devanado es estrella, se utiliza el voltaje de línea a neutro. De lo contrario, se utiliza el voltaje de línea a línea.
- El parámetro “ctprim” representa la relación que convierte la corriente del bobinado a la corriente del regulador.
- El parámetro “R” representa la caída de la resistencia de la línea en el regulador, expresada en voltios.
- El parámetro “X” representa la caída de la reactancia de la línea en el regulador, expresada en voltios.

### 3.2.3. Modelado de cargas

Las cargas en un sistema de distribución generalmente se definen por la energía compleja consumida. Se puede expresar esta energía demandada como: potencia reactiva (kVA) y factor de potencia, potencia activa (kW) y factor de potencia, o directamente como potencia activa (kW) y potencia reactiva (kvar). El voltaje específico siempre será el nominal del nodo de la red.

También, se deben considerar las conexiones de las cargas (conexión en estrella o conexión en triángulo) y el tipo de cargas (trifásicas, bifásicas o monofásicas) con cualquier grado de desequilibrio. Por tanto, las cargas se pueden modelar como:

- Potencia activa y reactiva constante (PQ constante).
- Corriente constante.
- Impedancia constante.
- Cualquier combinación de las anteriores.

Ahora bien, dado que el objetivo principal de este proyecto es el de simular diferentes cargas de vehículos eléctricos se hace hincapié en los modelos que describen la carga de los mismos.

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

#### Modelado de cargas en OpenDSS

OpenDSS permite seleccionar el modelo de definición de la carga de sus 8 tipos almacenados en la librería del programa [75]. Sin embargo, para nuestro casos de estudio se utilizará el modelo 1 (PQ constante), ya que las cargas serán constantes en cada instante de tiempo de la simulación.

```
1 !LOAD DEFINITIONS
2 new Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=1155
   kvar=660
3 new Load.634a Bus1=634.1      Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=0.277 kW=160
   kvar=110
4 new Load.634b Bus1=634.2      Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=0.277 kW=120
   kvar=90
5 new Load.634c Bus1=634.3      Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=0.277 kW=120
   kvar=90
6 new Load.645 Bus1=645.2      Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=170
   kvar=125
7 new Load.646 Bus1=646.2.3    Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW=230
   kvar=132
8 new Load.692 Bus1=692.3.1    Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW=170
   kvar=151
9 new Load.675a Bus1=675.1    Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=485
   kvar=190
10 new Load.675b Bus1=675.2    Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=68
   kvar=60
11 new Load.675c Bus1=675.3    Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=290
   kvar=212
12 new Load.611 Bus1=611.3    Phases=1 Conn=Wye   Model=5 kV=2.4   kW=170
   kvar=80
13 new Load.652 Bus1=652.1    Phases=1 Conn=Wye   Model=2 kV=2.4   kW=128
   kvar=86
14 new Load.670a Bus1=670.1    Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=17
   kvar=10
15 new Load.670b Bus1=670.2    Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=66
   kvar=38
16 new Load.670c Bus1=670.3    Phases=1 Conn=Wye   Model=1 kV=2.4   kW=117
   kvar=68
```

Código 8: OpenDSS - Definición de cargas (*load*)

El código representado es el definido en el caso base, cuyos parámetros pueden ser deducidos de los códigos anteriores.

### 3.2.4. Modelado de generadores

En este proyecto no se analiza el efecto de los generadores sobre la red eléctrica. Sin embargo, para dar consistencia a esta sección se realiza una breve descripción del modelado de los mismos.

Los generadores pueden ser modelados como fuentes de corriente o tensión. Por tanto, el método de cálculo de su matriz de admitancias es simple, basta con conocer la matriz de tensiones primitiva del generador y multiplicarla por su matriz de incidencias (ecuación 32).

Las dimensiones de la matriz de tensiones primitiva  $n_v \times 1$  donde  $n_v$  es el número de fuentes de tensión en la red de distribución.

$$\bar{V}_{prim} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_{n_v} \end{bmatrix} \quad (31)$$

La matriz de incidencias se compone de ceros y unos, donde el valor unidad es atribuido a aquellos nodos donde existe una fuente de tensión; y el valor 0 a aquellos nodos donde no la haya. Por tanto, las dimensiones de esta matriz son iguales a  $1 \times n$ , donde  $n$  es el número de nodos de la matriz.

$$\hat{V} = \bar{V}_{prim} \cdot \Gamma_v \quad (32)$$

De la ecuación 32, se obtiene la matriz nodal de tensiones de dimensiones  $n_v \times n$ .

### Modelado de generadores en OpenDSS

OpenDSS modela a un generador como un elemento de conversión de energía similar al objeto *load*. Su potencia viene definida básicamente por sus kW y f.d.p nominales o por

### 3 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

sus kW y kvar.

El objeto utilizado es *Generator* y su interpretación varía en función del modo de estudio que se haya definido en el programa. Para el modo de flujo de potencia, el generador es una carga negativa, es decir una carga que genera y no consume potencia. Para otros tipos de modos, el generador toma un papel de fuente de tensión con las peculiaridades de cada modo. Consultar para más información [75].

Para simulaciones de flujo de potencia, los transformadores se pueden modelar como:

- Potencia activa y reactiva constante (PQ constante).
- Flujo de corriente estándar (P y  $|V|$ ).
- Impedancia constante.
- Cualquier combinación de las anteriores.

Además, el objeto *generator* graban sus propios parámetros: kwh y kvah totales, valor máximo de potencia activa (kW) y reactiva (kVA), hora de operación e incluso el precio de la energía generada (precio [\$] · energía *kwh*).

A continuación, un ejemplo del código para un aerogenerador de 8 MW, facilitado en el manual oficial de OpenDSS [75].

```
1 ! define a wind generator of 8MW
2
3 new generator.gen1 bus1=regbus      kV=12.47      kW=8000      pf=1
4 ~ conn=delta duty=wind Model=1
```

Código 9: OpenDSS - Definición de generador (*generator*)

### **3.3. Resolución del flujo de potencias**

Acorde al esquema conceptual presentado en la sección 3.1.1 sobre la estructura del código (ver figura 47), el programa OpenDSS actúa como herramienta de cálculo y resolución del sistema de distribución.

OpenDSS incluye varios modos de cálculo para la resolución del flujo de potencias. Entre ellos destacan: modo estático (Standard Single Snapshot mode), modo diario (Daily Mode) o el modo de ciclo de trabajo (Dutycycle Mode), entre otros. Consultar [75] para más

información sobre estos modos).

Dado que la simulación temporal se realiza en Matlab, los cálculos del flujo de potencia se resuelven por el modo estático, permitiendo así simulaciones más rápidas y con una menor demanda de memoria RAM. Para ello, se define en el código de OpenDSS, antes del comando *solve*, la siguiente línea:

```
1 Set mode=snapshot  
2 Solve
```

Código 10: OpenDSS - Modo de resolución

Los métodos más comunes para resolver flujos de potencia obtienen los resultados por medio de un cálculo iterativo o por un cálculo directo de la solución. El cálculo iterativo esta diseñado para elementos no lineales, como las cargas y los generadores, que son tratados como fuentes de corriente. Actualmente se emplean dos tipos de algoritmo en este tipo de cálculo: el modo “Normal” y el modo “Newton”. Este último es algo más robusto pero mucho más lento que el modo “Normal”.

El modo “normal” es el aplicado en este proyecto, ya que es un método iterativo de punto fijo, relativamente simple y que funciona muy bien para casi todos los sistemas de distribución con una fuente de energía rígida [75].

## 4. Resultados

### 4.1. Características generales - 13 Node Test Feeder

En esta sección se describen las propiedades generales consideradas para la creación del código en OpenDSS que describe la topología de la red del caso “13 Node Test Feeder” (ver sección 2.1.5), utilizado como caso de prueba del proyecto.

#### 4.1.1. Líneas

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
mtx601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
mtx602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
mtx603	C B N	1/0	1/0	505
mtx604	A C N	1/0	1/0	505
mtx605	C N	1/0	1/0	510

Tabla 2: Configuración de las líneas aéreas

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
mtx606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
mtx607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Tabla 3: Configuración de las líneas subterráneas

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	mtx603
632	633	500	mtx602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	mtx603
650	632	2000	mtx601
684	652	800	mtx607
632	671	2000	mtx601
671	684	300	mtx604
671	680	1000	mtx601
671	692	0	Switch
684	611	300	mtx605
692	675	500	mtx606

Tabla 4: Configuración de los segmentos de línea

Las impedancias de cada configuración están representadas en el código 5.

#### 4.1.2. Transformadores

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1.1	2

Tabla 5: Configuración de los transformadores

Esta configuración se ha representado en el código 6.

#### 4.1.3. Regulador de tomas

Regulator ID:	1
Line Segment:	650 - 632
Location:	50
Phases:	A - B -C
Connection:	3-Ph,LG
Monitoring Phase:	A-B-C
Bandwidth:	2.0 volts
PT Ratio:	20
Primary CT Rating:	700

	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	3	3	3
X - Setting:	9	9	9
Voltage Level:	122	122	122

Tabla 6: Configuración del regulador de tomas

Esta configuración se ha representado en el código 7.

#### 4.1.4. Cargas

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68
			17	10	66	38	117	68

Tabla 7: Configuración de las cargas distribuidas

## 4 RESULTADOS

---

Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
		1158	606	973	627	1135	753

Tabla 8: Configuración de las cargas puntuales

Esta configuración varía a gusto del usuario. En cada caso de estudio se especifica la configuración definida. Un ejemplo de una de la configuraciones utilizadas es el que aparece en el código 8.

### 4.2. Definición de escenarios

En este proyecto se analizan 20 casos de estudio, 10 de ellos se destinan a analizar los efectos de los VE sobre la red de 13 buses en ausencia del regulador de tomas; en la otra mitad, se incorpora a la red el regulador de tomas. Los casos sin regulador reciben la letra “A” y los casos con regulador la “B”.

Nótese, que se trata de un proyecto de investigación donde el análisis de los resultados se realiza bajo el precepto de un desconocimiento completo de los efectos que produce la carga de VE en la red de distribución. Por ello, el número de casos de estudio es elevado y los casos de análisis se van definiendo a partir de los resultados recogidos en los escenarios anteriores.

Estos 10 casos pueden agruparse en cuatro secciones diferenciadas.

1. Caso sin cargas ni VE.
2. Caso con cargas temporales y sin VE.
3. Caso con cargas y VE. Los VE se reparten equitativamente en cada nudo de la red.
4. Caso con cargas y VE. Los puntos de carga de los vehículos eléctricos se reparten de forma estratégica en los nudos de la red.

En los dos primeros escenarios se estudia el comportamiento de las cargas sobre la red, cuyo análisis facilitará la comprensión de los conceptos fundamentales utilizados en el resto de casos.

En el tercer escenario se llegan a realizar 6 estudios para comprender los efectos de las estrategias de carga, la hora de carga y las conexiones de los VE en la red distribución.

Por último, en el cuarto escenario, se realizan dos casos de estudio con el objetivo de aplicar todos los conocimientos adquiridos en los escenarios anteriores, para mostrar maneras eficientes de distribuir los puntos de carga de los VE en la red de distribución, acorde a los límites de tensión, potencia y desequilibrio definidos en este proyecto, y bajo el precepto de acoplar el mayor número de VE en la red. En ellos, se consideran tanto estrategias de carga lenta como rápida cuyos valores de demanda varían en función de la franja horaria.

A continuación, se enlistan y describen brevemente los casos de estudio de este proyecto en la siguiente figura:

SIN REGULADOR DE TOMAS		CON REGULADOR DE TOMAS	
A.1	SIN VE Y CARGAS CTE	B.1	SIN VE Y CARGAS CTE
A.2	SIN VE Y CARGAS TEMPORALES	B.2	SIN VE Y CARGAS TEMPORALES
<u>VE REPARTIDOS EQUITATIVAMENTE EN LA RED</u>		<u>VE REPARTIDOS EQUITATIVAMENTE EN LA RED</u>	
A.3.1	CASO 1 (ALL) CARGA LENTA Y CARGAS CONSTANTES.	B.3.1	CASO 1 (ALL) CARGA LENTA Y CARGAS CONSTANTES.
A.3.2	CARGA LENTA Y CARGAS TEMPORALES.	B.3.2	CARGA LENTA Y CARGAS TEMPORALES.
A.3.3	CARGA RÁPIDA Y CARGAS CONSTANTES.	B.3.3	CARGA RÁPIDA Y CARGAS CONSTANTES.
A.3.4	CARGA RÁPIDA Y CARGAS TEMPORALES.	B.3.4	CARGA RÁPIDA Y CARGAS TEMPORALES.
A.3.5	CASO 2 (EXT) CARGA LENTA Y CARGAS TEMPORALES.	B.3.5	CASO 2 (EXT) CARGA LENTA Y CARGAS TEMPORALES.
A.3.6	CARGA RÁPIDA Y CARGAS TEMPORALES.	B.3.6	CARGA RÁPIDA Y CARGAS TEMPORALES.
<u>VE REPARTIDOS DE FORMA ESTRÁTÉGICA EN LA RED</u>		<u>VE REPARTIDOS DE FORMA ESTRÁTÉGICA EN LA RED</u>	
A.4.1	CARGA LENTA+RÁPIDA Y CARGAS CONSTANTES.	B.4.1	CARGA LENTA+RÁPIDA Y CARGAS CONSTANTES.
A.4.2	CARGA LENTA+RÁPIDA Y CARGAS TEMPORALES.	B.4.2	CARGA LENTA+RÁPIDA Y CARGAS TEMPORALES.

Figura 58: Descripción de los escenarios

Un aspecto muy importante a considerar para la descripción y el análisis de resultados de los casos de estudio son los valores límite establecidos por el usuario para evitar algunos de los factores eléctricos que puedan dañar a la red o a sus elementos.

La tarea del ingeniero de distribución es diseñar y operar el sistema de distribución, de modo que, en condiciones normales de estado estable de la red, los voltajes en los medi-

## 4 RESULTADOS

dores de todos los usuarios estén dentro del rango 0,8-1,1 pu, no se excedan los valores nominales de los elementos de la red (5000 kW) y que el desequilibrio de voltaje no exceda el 3%; entendiendo el desequilibrio de la red, como el cociente entre la componente inversa y directa de la tensión.

Para evaluar los casos se tendrán en cuenta los límites y recomendaciones definidas en las normativas EN 50160 e IEC 61000, así como otros índices considerados peligrosos para la red.

Límite de potencia	5000 kW
Límite de tensión	0,9 - 1,1
Límite de desequilibrio	3 %

Tabla 9: Valores límites de simulación

Todos los casos de estudio se definen de manera que la potencia total demandada en la red no supere los 5000 kW. Además, se evaluará la viabilidad de la configuración en función del límite de tensión y de desequilibrio.

Otro factor a considerar es la definición del perfil de demanda de las cargas temporales. Este valor se ha calculado considerando las predicciones de la demanda ofrecidas por Red Eléctrica Española (REE) del año 2022.

REE ofrece los perfiles iniciales de demanda para cada hora del día y para los sectores industrial, residencial y comercial. Debido a la extensión de estos datos, se ha realizado un cálculo con los valores promedios anuales para cada hora del día. A lo largo del día, estos valores forman los siguientes perfiles normalizados:

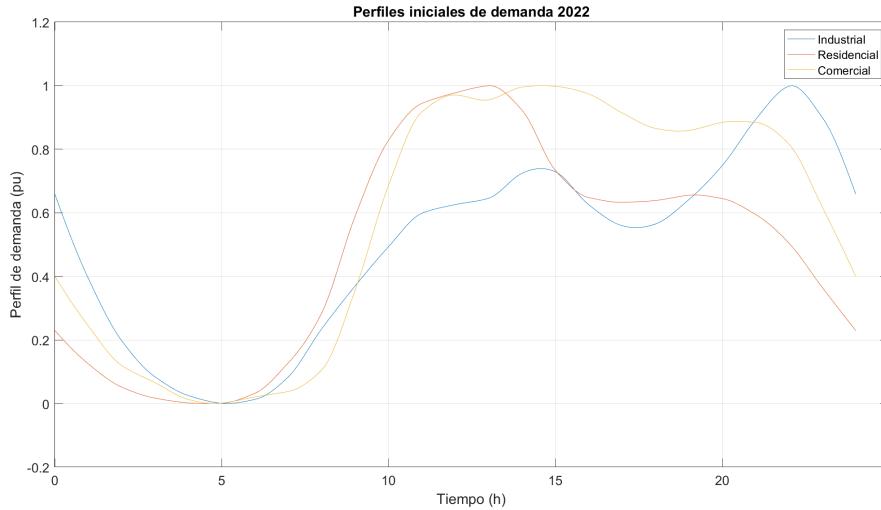


Figura 59: Perfiles iniciales de demanda 2022 (REE)

Para evitar trabajar con tres curvas de demanda, se calcula una única a partir de variables porcentuales que indican el alcance de cada categoría sobre la red eléctrica de distribución. Para todos los casos analizados se reparten con un 15 %, un 60 % y un 25 % para el sector industrial, residencial y comercial, respectivamente. Normalizando estas tres curvas se obtiene el perfil de demanda para los modelos con cargas temporales (ver figura 60). Dicho perfil es multiplicado por el valor de potencia nominal establecida por el usuario en la tabla de la figura 48.

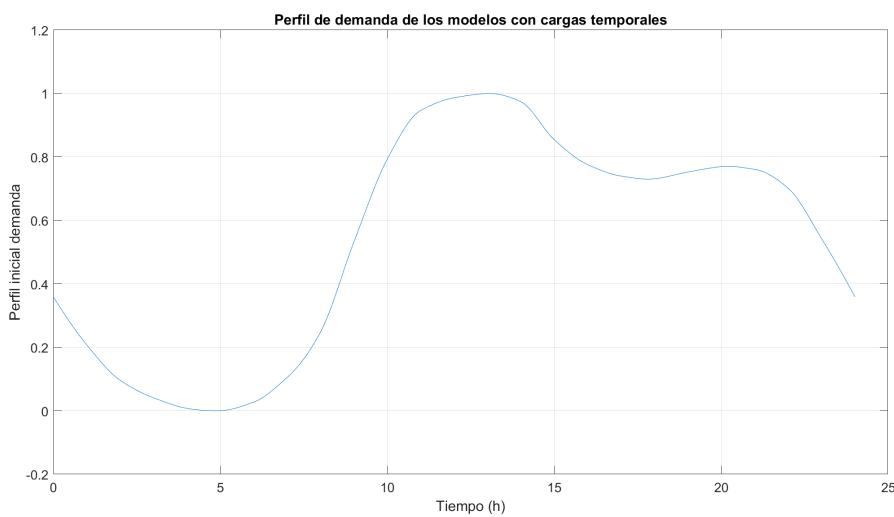


Figura 60: Perfil de demanda de los modelos con cargas temporales

En la figura 60 se observan tres cambios pronunciados en dirección. El primero de ellos

## 4 RESULTADOS

---

sucede a las 5:00, llegando a tomar un valor nulo y por tanto alcanzando su mínimo. Esto tiene como consecuencia que la potencia demandada en este instante de tiempo sea 0. El segundo cambio ocurre a las 13:00, cuando se obtiene el valor máximo de la demanda, la unidad. Esto tiene como consecuencia que la potencia demanda sea justamente la establecida por el usuario a través de la interfaz 48.

Un tercer cambio ocurre a las 18:00 cuando la demanda desciende al 73,12 % del su potencia nominal.

A continuación, a las 20:00 se vuelve a producir otro pico de un 77 % de la demanda, cuyo valor para tiempos posteriores desciende con pendiente pronunciada hasta alcanzar el 35,9 % a las 24:00 (mismo valor que el inicial de la curva).

Por último, indicar los puntos de carga de los VE se simulan como cargas constantes de potencia, iguales a la estrategia de carga multiplicada por el número de vehículos, cuyo tiempo de carga depende de la capacidad de la batería (fijada en 40 kWh, acorde al modelo de vehículo del Nissan Leaf). Recuerde que el inicio de la carga viene establecido por el usuario.

	P (kW)	Capacidad (kWh)
Carga lenta	3,7	
Carga semi-rápida	7,4 / 22	40
Carga rápida	50	

Tabla 10: Parámetros de las estrategias de carga de VE

En la tabla 10 vienen representados los parámetros de potencia demandada por un vehículo eléctrico acorde a la estrategia de carga. Además, se especifica la capacidad de la batería del VE.

### 4.3. Análisis de resultados

A continuación, se muestran los resultados de los casos de estudio definidos en la figura 58. Estos se agrupan en secciones organizadas por la tipología del caso, de manera que resulte más sencillo comparar los efectos con una topología sin regulador de tomas frente a una con regulador de tomas.

#### 4.3.1. Casos A.1 y B.1

En estos casos de estudio no se incorpora ningún punto de carga para los vehículos eléctricos. Únicamente se tienen en cuenta las cargas puntuales y distribuidas descritas por en el caso base “13 Bus Test Feeder” facilitado por el IEEE (sección 2.1.5). Los valores de

estas cargas se describen en las tablas 7 y 8.

A continuación, se muestran las tablas con los parámetros definidos por el usuario para poder simularlas en el programa de este proyecto.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp

(a) Tabla VE					
Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kW	Cargas_kvar
0	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
0	634.1	1	Wye	160	110
0	634.2	1	Wye	120	90
0	634.3	1	Wye	120	90
0	645.2	1	Wye	170	125
0	646.2.3	1	Delta	230	132
0	692.3.1	1	Delta	170	151
0	675.1	1	Wye	485	190
0	675.2	1	Wye	68	60
0	675.3	1	Wye	290	212
0	611.3	1	Wye	170	80
0	652.1	1	Wye	128	86
0	670.1	1	Wye	17	10
0	670.2	1	Wye	66	38
0	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas					
Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kW	Cargas_kvar
0	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
0	634.1	1	Wye	160	110
0	634.2	1	Wye	120	90
0	634.3	1	Wye	120	90
0	645.2	1	Wye	170	125
0	646.2.3	1	Delta	230	132
0	692.3.1	1	Delta	170	151
0	675.1	1	Wye	485	190
0	675.2	1	Wye	68	60
0	675.3	1	Wye	290	212
0	611.3	1	Wye	170	80
0	652.1	1	Wye	128	86
0	670.1	1	Wye	17	10
0	670.2	1	Wye	66	38
0	670.3	1	Wye	117	68

Figura 61: A.1 y B.1 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

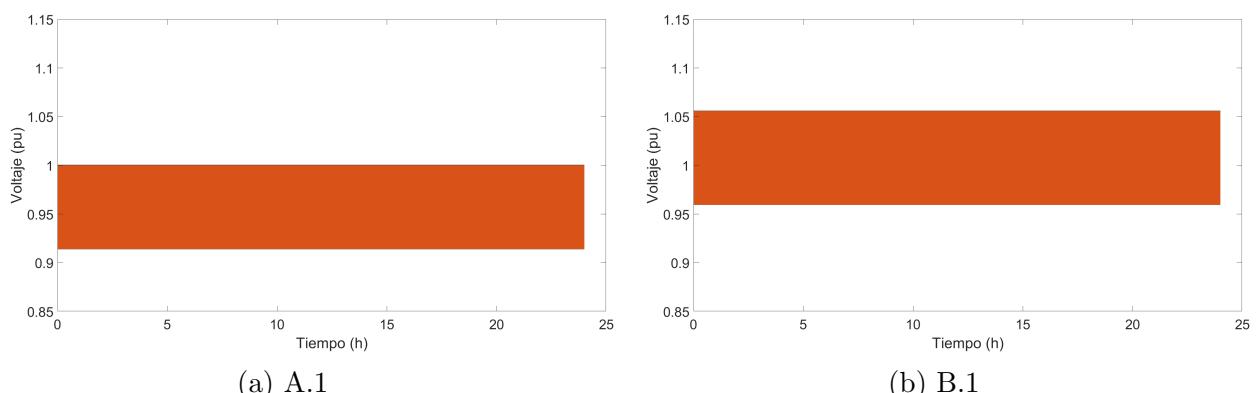


Figura 62: A.1 y B.1 - Tensiones máximas y mínimas

En la figura 62 se grafica el rango de tensiones en el que operan los buses de la red, con las configuraciones A y B, durante un tiempo de simulación de un día. Como se puede

## 4 RESULTADOS

---

observar los efectos del regulador de tomas son notables en la red, ya que permite adaptar la tensión de salida a valores más favorables, de manera que se alejen la tensiones de los valores límites definidos en este proyecto (ver tabla 9).

El caso sin regulador de tomas, figura 62a, la tensión no excede 1,0004 pu ya que, la fuente de alimentación se define bajo condiciones ideales, de manera que apenas su tensión se ve afectada. Sin embargo, al definir una potencia demandada de 3466 kW, durante toda la simulación, la tensión aguas abajo del transformador de subestación se ve reducida hasta un valor mínimo de 0,9141 pu, acercándose al valor mínimo permitido.

Por otro lado, en la figura 62b, la operación referida al aumento de la demanda es más holgada, ya que la red se encuentra ante un rango de tensiones de 1,056 - 0,9597 pu. Este comportamiento se debe al aumento de la relación de trasformación por la conexión establecida en el regulador.

A continuación en las figuras 63 y 64, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

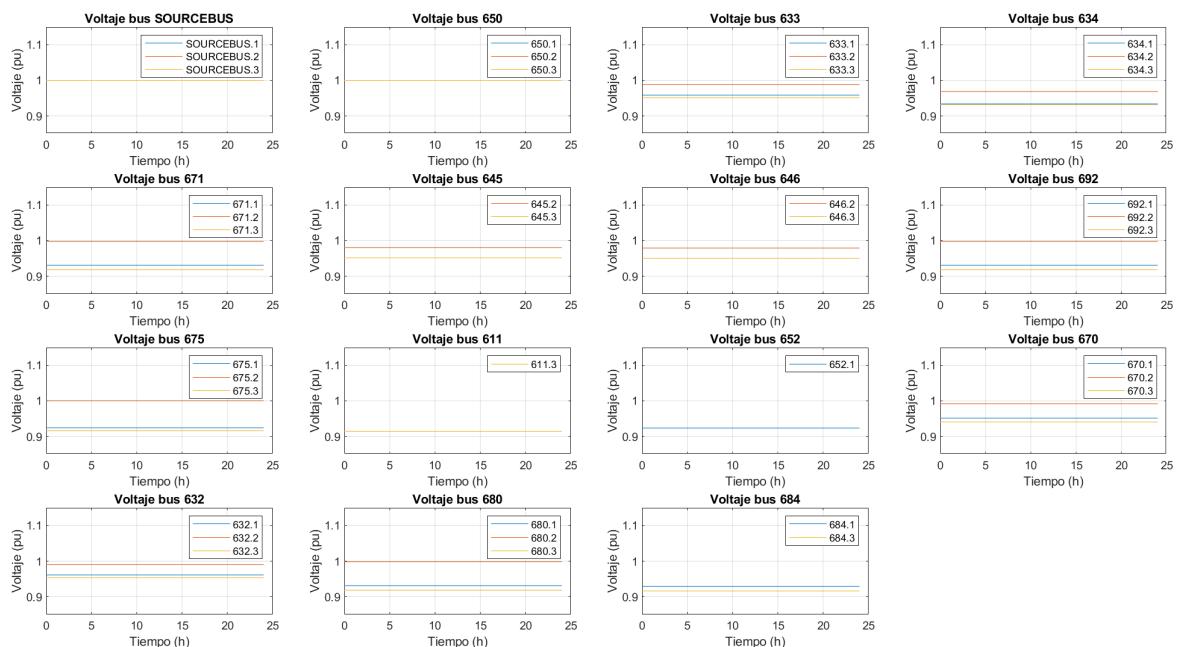


Figura 63: A.1 - Histórico de la tensión en cada bus

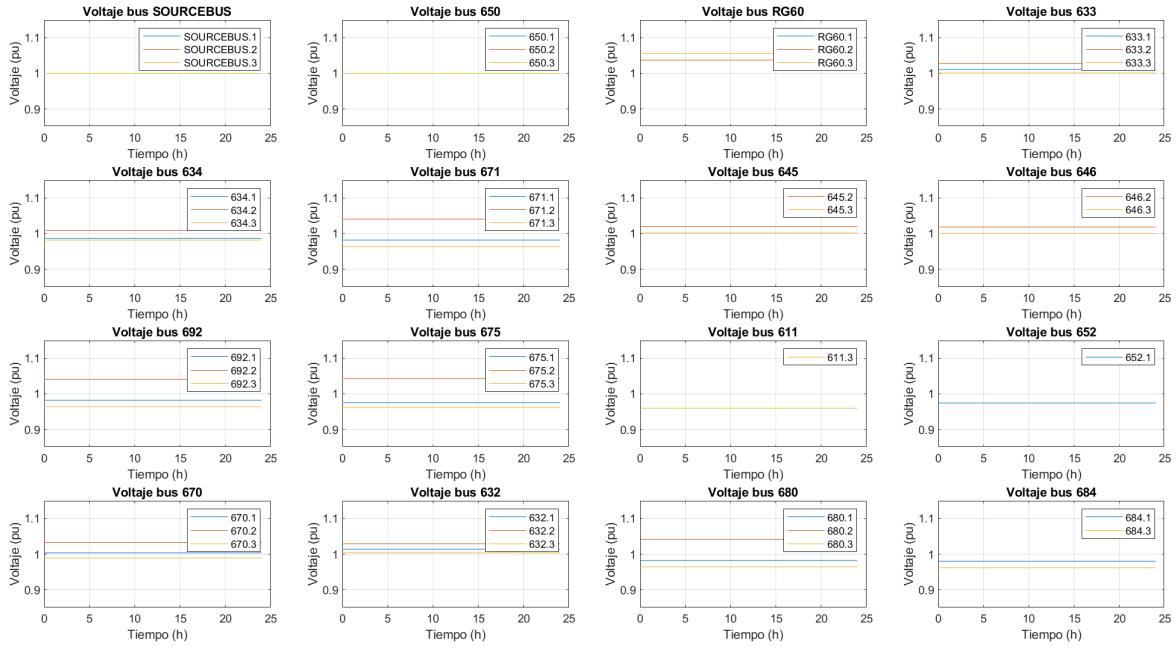


Figura 64: B.1 - Histórico de la tensión en cada bus

De acuerdo con las figuras 63 y 64, se observa que en esta última aparece un bus adicional (RG60). Esto es debido al incorporación en la red el regulador de tomas, pues requiere de un punto adicional de conexión para no afectar a la configuración del bus consecutivo aguas abajo, el bus 632 (ver figura 24). Además, prácticamente todos los buses trifásicos y bifásicos, a excepción del SORCEBUS y el bus 650 (buses que forman parte de la alimentación), están sometidos a cargas desequilibradas debido a que las impedancias de las líneas son diferentes en cada fase y que las cargas son diferentes en cada fase. Por ello, será muy importante tener en consideración el valor de máximo desequilibrio en la red, así como los buses en los que aparece este valor.

Para ambas figuras, el porcentaje de desequilibrio es de 2,1709 % en A.1 y 1,9124 % en B.1, cuyo valor aparece en uno de los nudos más alejados de la alimentación, el el bus 675. El uso del transformador de tomas permite variar la tensión aguas abajo del mismo, es decir, a una misma demanda la tensión puede aumentar, lo que produce que las corrientes en los buses sean menores dando como resultado una caída de tensión menor y por tanto, un menor desequilibrio.

Otro punto a destacar es el comportamiento constante de las tensiones debido a que las cargas no han variado durante el tiempo de simulación. El bus con mayor tensión registrada es el 675 al que le sigue el 611 debido a que ambos buses son los más alejados

## 4 RESULTADOS

---

del conjunto de alimentación.

### 4.3.2. Casos A.2 y B.2

Los casos estudiados en esta sección son similares a los de la sección anterior (sección 4.3.1). La diferencia entre ambas secciones reside en la definición de las cargas, ya que pasan a ser temporales, siguiendo el perfil de cargas descrito en la figura 60.

A continuación, se muestran las tablas con los parámetros definidos por el usuario.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kw	Cargas_kvar
1	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
1	634.1	1	Wye	160	110
1	634.2	1	Wye	120	90
1	634.3	1	Wye	120	90
1	645.2	1	Wye	170	125
1	646.2.3	1	Delta	230	132
1	692.3.1	1	Delta	170	151
1	675.1	1	Wye	485	190
1	675.2	1	Wye	68	60
1	675.3	1	Wye	290	212
1	611.3	1	Wye	170	80
1	652.1	1	Wye	128	86
1	670.1	1	Wye	17	10
1	670.2	1	Wye	66	38
1	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

Figura 65: A.2 y B.2 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

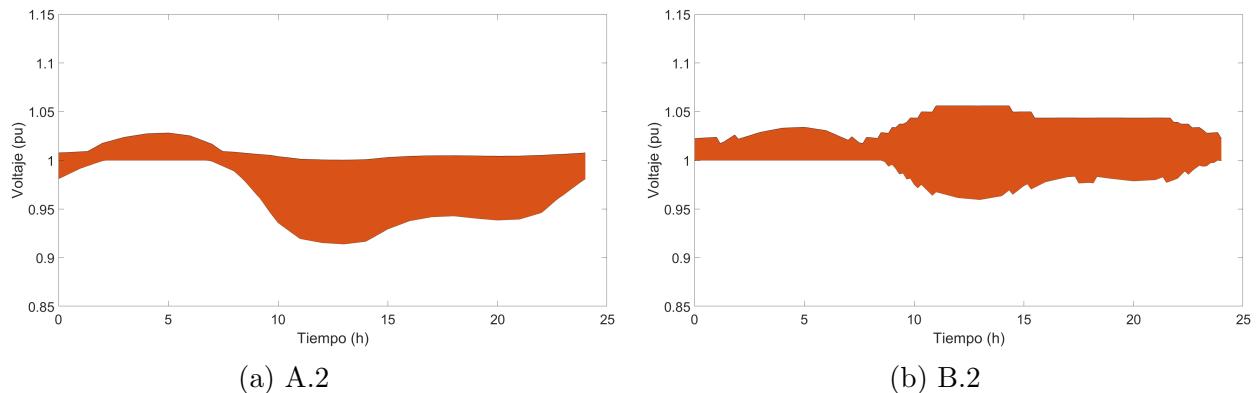


Figura 66: A.2 y B.2 - Tensiones máximas y mínimas

Para comprender plenamente las figura 66, conviene tener en mente el perfil de la demanda definido para las cargas temporales descrito en la figura 60. Tal y como se especificaba aguas abajo de la figura mencionada, los pico mínimo se alcanza las 5:00 y los máximos a las 13:00 y 20:00. Dado que el aumento de potencia conlleva una reducción del valor de la tensión, los mínimos de potencia aparecen reflejados con tensiones mínimas elevadas, mientras que los máximos de potencia con valores de tensión mínima reducida.

Primeramente conviene aclarar el comportamiento de figura 66a (caso sin regulador de tensión), para luego comprender de forma sencilla la figura 66b.

Los conceptos básicos a considerar, introducidos en los casos anteriores son:

- El aumento de la demanda supone una reducción de la tensión.
  - El regulador de cargas reduce su toma ante aumentos de la demanda y la aumenta ante reducciones de la misma, con el fin de estabilizar las tensiones en dentro del rango de 0,9-1,1 pu.

La figura 66a, se muestra en las primeras horas, tensiones máximas superiores a las del modelo A.1 (figura 62a), ya que la demanda de potencia a esas horas es muy inferior a las de diseño. Es en el intervalo de 2:00-7:00 cuando las tensiones máximas llegan a alcanzar los 1,0283 pu, un 2,79 % adicional que en la figura 62a.

A partir de las 7:00, el valor de la tensión máxima apenas varía, ya que es en el “source-bus”, bus de alimentación de características ideales, donde surge este valor.

Por último conviene remarcar que a las 13:00 es el instante de tiempo en el que los valores

## 4 RESULTADOS

de tensión máxima y mínima se igualan a los del modelo 63.

Por otro lado, en la figura 66b, se visualizan claramente los efectos del regulador de tomas, pues aparecen valores constantes de tensión máxima y mínima en determinadas zonas de la curva. Además, el comportamiento discreto describe a la perfección el cambio de tomas que suceden durante la simulación.

Se puede observar que la tensión mínima es constante durante las primeras 7h y toma un valor de 1,0001 pu ya que, es el valor nominal de la fuente de alimentación de la red y por ello, el valor mínimo nunca puede llegar a ser superior a este.

En cuanto a la tensión en el intervalo de 2:00-7:00, resulta similar a los del caso A.2. Una situación poco común debido a la ausencia de escalones en los valores de tensión. El motivo de ello, reside en las operaciones que realiza el regulador. En este instante, está conectado a su toma más reducida, de manera que no existe ninguna toma inferior a la que conectarse y por tanto, el comportamiento es muy similar al de la figura de su derecha (figura 66a).

Por último, pasadas las 7:00, el comportamiento de las tomas se rige acorde a la filosofía ya explicada del regulador de tomas, es decir cuanto mayor sea la potencia demandada mayores serán los valores de voltaje máximo y menores los del mínimo, considerando que el cambio de tomas se realiza de manera automática con el fin de alejarse de los parámetros de tensión que suponen un riesgo en la red (0,9-1,1 pu).

A continuación en las figuras 67 y 68, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

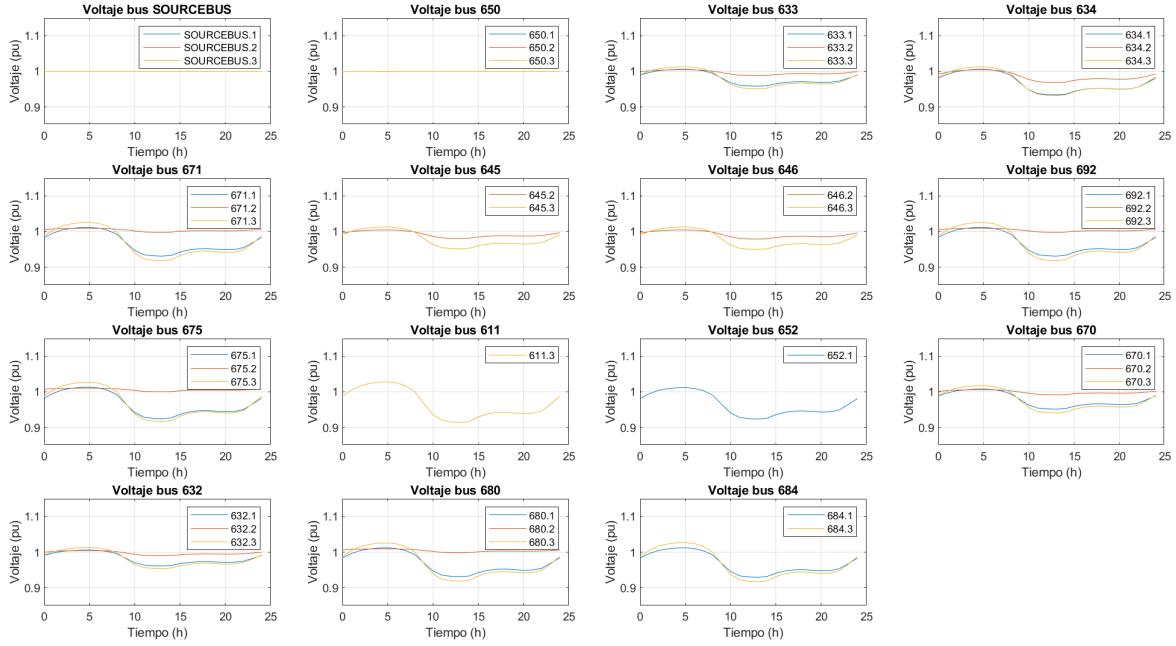


Figura 67: A.2 - Histórico de la tensión en cada bus

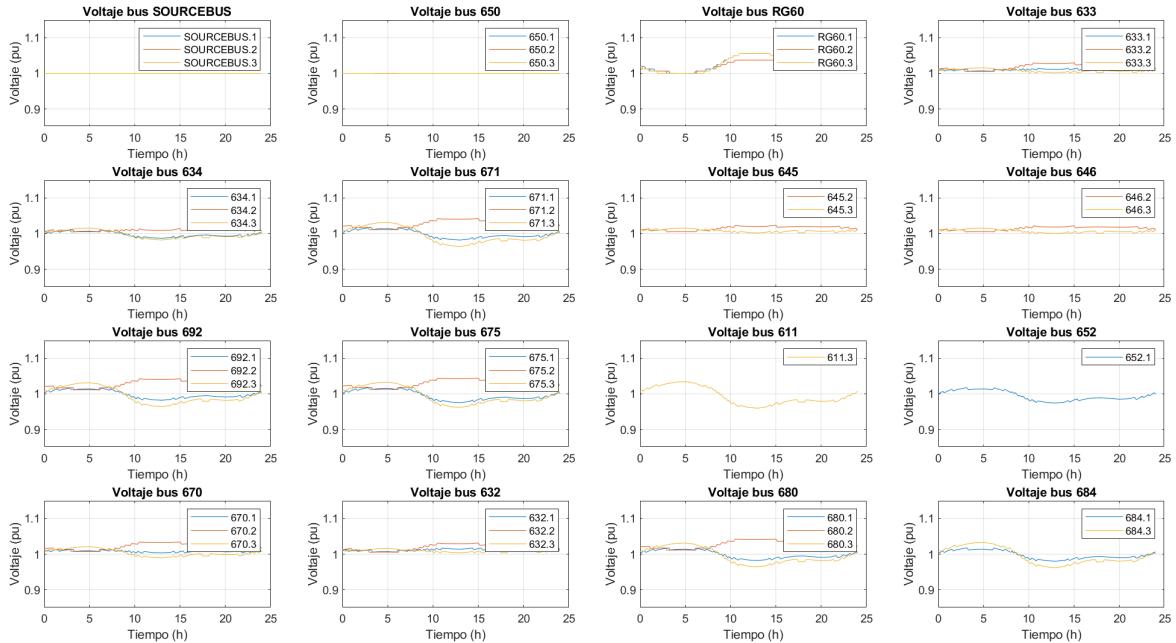


Figura 68: B.2 - Histórico de la tensión en cada bus

En ambas figuras se observan los efectos de la perfil de potencia en casi todos los nodos,

## 4 RESULTADOS

---

a excepción de los buses de alimentación, cuyo motivo ya se explicó en la sección 4.3.1.

Resulta reseñable destacar que, incluso en los buses sin cargas temporales, el perfil de la tensión también se ve afectado por las cargas temporales de la red (buses 632, 633, 652, 671 y 684).

El valor máximo de desequilibrio del caso A.2 (figura 67) es de 2,1941 % mientras que en el caso B.2 (figura 68) es de 1,9546 %. Teniendo en cuenta estos datos y comparándolos con los casos de estudio de la sección 4.3.1, se interpreta que las cargas temporales aumentan el desequilibrio en la red. Además, cabe destacar que el uso de un regulador de tensión distorsiona las señales de tensión a lo largo de la simulación, debido a los efectos del cambio de la toma; sin embargo, a pesar de ello, los valores de desequilibrio continúan siendo inferiores a los del caso A.2.

Por otro lado, los buses en los que el desequilibrio y las tensiones son mayores son los mismos que en la sección 62, ya que únicamente se ha llegado a modificar el perfil que define a las cargas; y no al valor nominal de la potencia o el tipo de conexión de las mismas.

### 4.3.3. Casos A.3.1 y B.3.1

En esta sección se pretenden analizar los efectos de la carga lenta de varios vehículos eléctricos repartidos equitativamente en cada bus de la red a una misma hora. Para definir el número de vehículos eléctricos y la hora de carga de cada uno, se tiene en consideración el valor de potencia límite establecida para la red (ver tabla 9) y los parámetros de las estrategias de carga (ver figura 10).

Debido a que la potencia demandada por las cargas residenciales, industriales y comerciales suponen un consumo de 3466 kW, para evitar superar el límite de potencia, se define una potencia máxima demandada por los VE de 1384 kW, cuya suma supone un 97 % del valor del límite de potencia. Ello se traduce a un total de 374 VE repartidos en un total de 12 buses.

A continuación, se estima la hora de carga de los VE a partir de la capacidad de carga de las baterías (40 kWh). Con ello, se calcula el tiempo necesario para cargar una batería del 20 % hasta el 80 % de su capacidad con una estrategia de carga lenta. Ello requiere un tiempo de carga de 6h y 29 min. Además, dado que en las horas nocturnas el desplazamiento por carretera se ve reducido, frente al horario diurno; se define la hora

de carga a las 00:00, de modo que, el vehículo queda cargado a primera hora de la mañana.

En cuanto a las cargas residenciales, industriales y comerciales se definen las mismas que en la sección 4.3.1. Las tablas con los parámetros de las cargas y los puntos de carga son los siguientes:

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
0	1	31	671.1.2.3	3	0.9
0	1	31	634.1.2.3	3	0.9
0	1	31	675.1.2.3	3	0.9
0	1	31	670.1.2.3	3	0.9
0	1	31	633.1.2.3	3	0.9
0	1	31	692.1.2.3	3	0.9
0	1	31	645.2	1	0.9
0	1	31	645.3	1	0.9
0	1	31	646.2	1	0.9
0	1	31	646.3	1	0.9
0	1	31	611.3	1	0.9
0	1	31	652.1	1	0.9

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kW	Cargas_kvar
0	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
0	634.1	1	Wye	160	110
0	634.2	1	Wye	120	90
0	634.3	1	Wye	120	90
0	645.2	1	Wye	170	125
0	646.2.3	1	Delta	230	132
0	692.3.1	1	Delta	170	151
0	675.1	1	Wye	485	190
0	675.2	1	Wye	68	60
0	675.3	1	Wye	290	212
0	611.3	1	Wye	170	80
0	652.1	1	Wye	128	86
0	670.1	1	Wye	17	10
0	670.2	1	Wye	66	38
0	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

Figura 69: A.3.1 y B.3.1 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

## 4 RESULTADOS

---

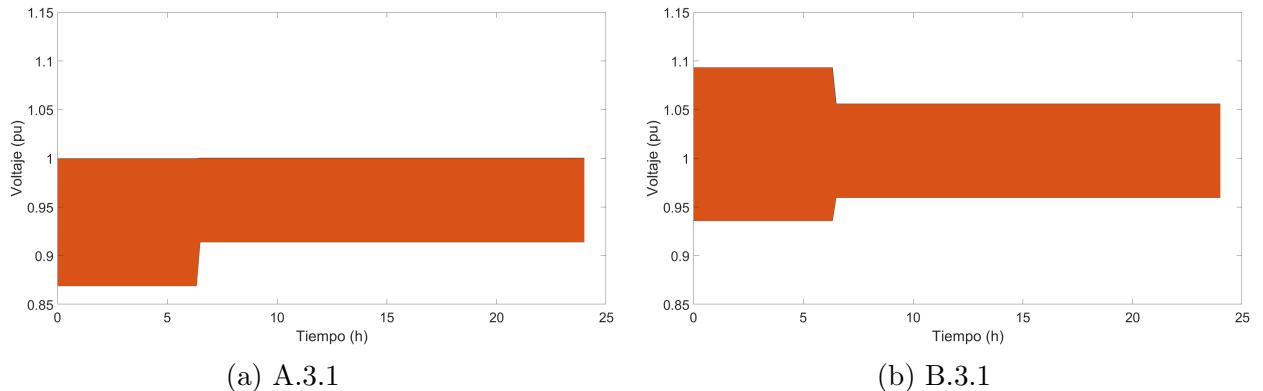


Figura 70: A.3.1 y B.3.1 - Tensiones máximas y mínimas

Como se puede observar en la figura 70, el comportamiento en ambos casos era predecible acorde a los conocimientos adquiridos en la sección 62, ya que únicamente se ha aumentado la demanda durante las primeras 6h y 29 min del día (4842,4 kW).

En la figura 70a, al aumentar la demanda la tensión se ve drásticamente reducida durante todo el periodo, cuyo valor mínimo de tensión es de 0,8690 pu (bus 611), un valor muy por debajo del límite establecido. Por ello, esta topología no soporta tal cantidad de vehículos cargando al mismo tiempo.

Por otro lado en la figura 70b, se observa claramente el beneficio del regulador de tomas, ya que para una potencia demandada de 4842,4 kW la red es capaz de adaptarse para no exceder los valores límites establecidos. En este caso se alcanza una tensión máxima de 1,0932 pu y un valor mínimo de 0,93588 pu, lo que permite operar en la red bajo condiciones favorables.

A continuación en las figuras 71 y 72, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

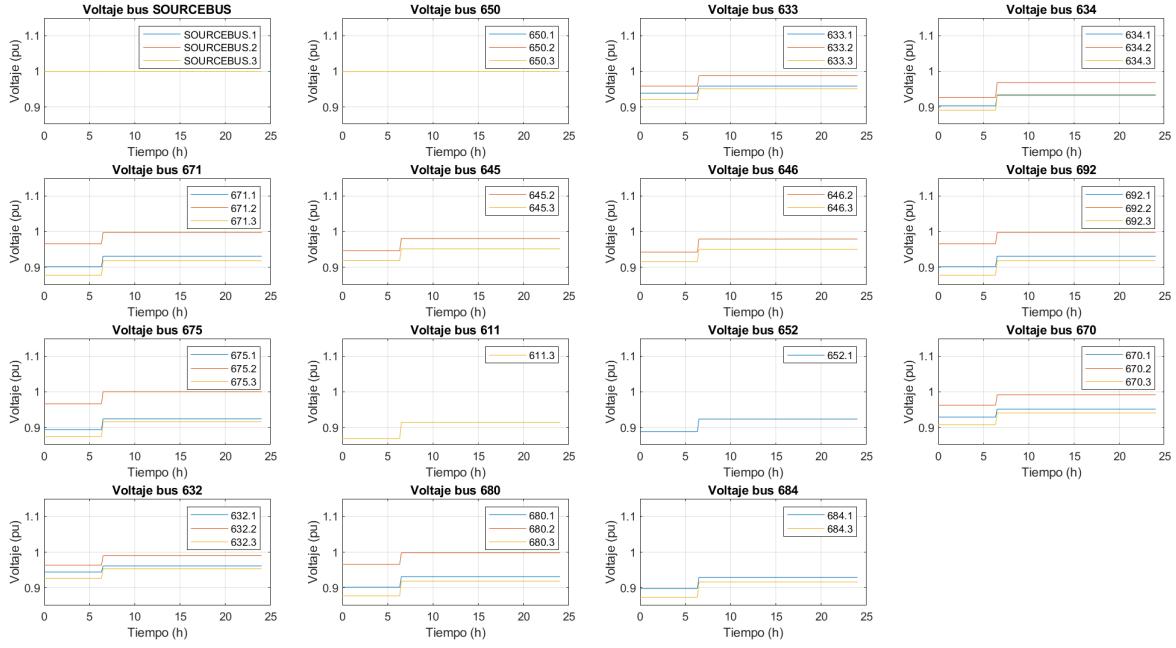


Figura 71: A.3.1 - Histórico de la tensión en cada bus

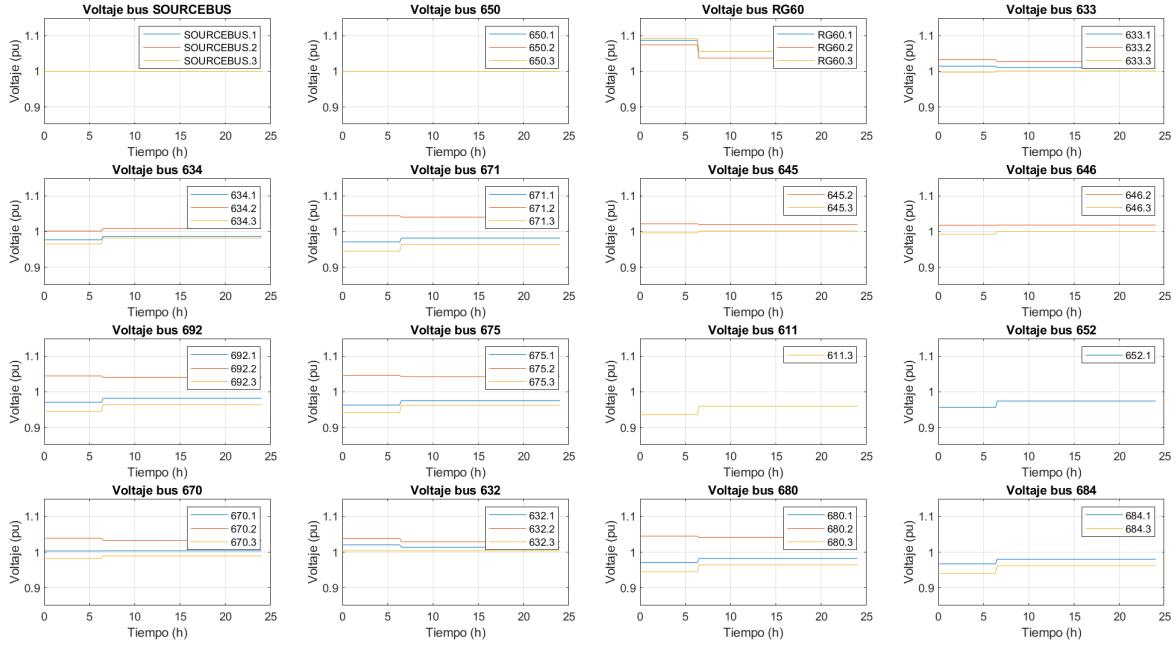


Figura 72: B.3.1 - Histórico de la tensión en cada bus

En ambas figuras se observan los efectos de la carga de VE en casi todos los nodos, a excepción de los buses de alimentación, cuyo motivo ya se explicó en la sección 4.3.1.

## 4 RESULTADOS

---

En la figura 71, se puede observar con claridad el salto escalonado que aparece a las 6:29, hora de finalización de la carga de VE. Sin embargo, realizando un análisis más detallado, se puede observar que el salto de tensiones es el mismo para todos los nodos afectados. Esto se produce por el tipo de reparto de los VE de manera equitativa en todos los puntos de carga. Además se observa en los nodos más alejados de la red de alimentación, los valores de tensión más bajos (bus 611 o el 675), debido a las pérdidas en los cables y buses situados aguas arriba de estos buses.

Ahora bien, en la figura 72, el efecto anterior de la amplitud del diferencial de tensión ya no aparece, debido a los efectos del regulador de tomas sobre cada una de las fases. Además, el efecto del regulador sobre la tensión provoca que el desequilibrio de las fases sea mayor que en el caso sin regulador (figura 71); y en comparación al caso B.1 de la sección 4.3.1, el desequilibrio es mayor debido al aumento de demanda.

Los valores de desequilibrio de ambos casos se encuentran dentro de los límites definidos, aunque se aproximan al 3 %. Para el caso 71 se alcanza el 2,6841 % y en 72 un 2,867 %, como es de esperar.

Por último, los buses más afectados por el aumento de la potencia demandada continúan siendo: el RG60, el 611 y el 675 en los cuales aparecen los valores máximos y mínimos de tensión o el mayor desequilibrio.

### 4.3.4. Casos A.3.2 y B.3.2

Los casos estudiados en esta sección son similares a los de la sección anterior (sección 4.3.3). La diferencia entre ambas secciones reside en la definición de las cargas, ya que pasan a ser temporales, siguiendo el perfil de cargas descrito en la figura 60. Por tanto, la carga máxima demandada continúa siendo de 4842,4 kW.

A continuación, se presentan las tablas con los parámetros de los puntos de carga de VE y las cargas de la red distribución.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
0	1	31	671.1.2.3	3	0.9
0	1	31	634.1.2.3	3	0.9
0	1	31	675.1.2.3	3	0.9
0	1	31	670.1.2.3	3	0.9
0	1	31	633.1.2.3	3	0.9
0	1	31	692.1.2.3	3	0.9
0	1	31	645.2	1	0.9
0	1	31	645.3	1	0.9
0	1	31	646.2	1	0.9
0	1	31	646.3	1	0.9
0	1	31	611.3	1	0.9
0	1	31	652.1	1	0.9

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kw	Cargas_kvar
1	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
1	634.1	1	Wye	160	110
1	634.2	1	Wye	120	90
1	634.3	1	Wye	120	90
1	645.2	1	Wye	170	125
1	646.2.3	1	Delta	230	132
1	692.3.1	1	Delta	170	151
1	675.1	1	Wye	485	190
1	675.2	1	Wye	68	60
1	675.3	1	Wye	290	212
1	611.3	1	Wye	170	80
1	652.1	1	Wye	128	86
1	670.1	1	Wye	17	10
1	670.2	1	Wye	66	38
1	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

Figura 73: A.3.2 y B.3.2 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

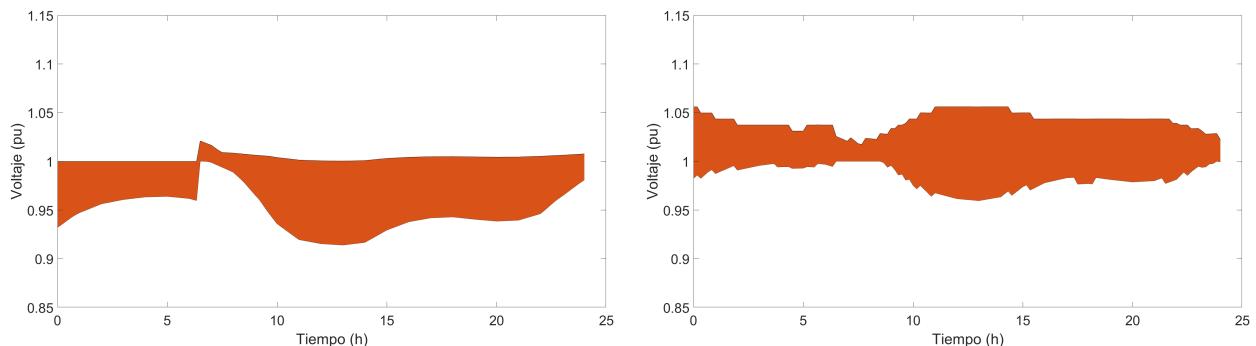


Figura 74: A.3.2 y B.3.2 - Tensiones máximas y mínimas

Al igual que ocurría en la sección anterior (figura 70), se visualiza claramente la conexión

## 4 RESULTADOS

---

de VE a la red durante las primeras 6 horas y 29 minutos del día. Principalmente, es en la figura 74a donde se puede apreciar la reducción brusca de la demanda a las 6:30.

En la figura 74a se alcanza una tensión de 1,021 pu, valor similar al obtenido en el caso 66a. El motivo de ello reside en el perfil de cargas, ya que no es hasta las 7:00 cuando la potencia demandada por las cargas es suficientemente elevada como para reducir la tensión por debajo de 1,0001 pu. Es más, no es hasta las 8:00 cuando la tensión máxima no alcanza valores próximos al nominal. De ahí, el cambio brusco de tensiones en los buses de la red.

Respecto a la figura 74b, se observa que al aumentar la potencia demandada a la red por medio de la carga de VE simultánea, durante las primeras horas del día, el efecto que se producía en la figura 66b queda prácticamente amortiguado, ya que en el regulador de tomas no se llega a establecer una conexión duradera con la última toma cuando la potencia demandada desciende. Además, hasta las 6:30, se puede observar una reducción escalonada del área anaranjada, ya que la carga total demandada se reduce acorde al perfil de cargas (figura 60), y por ello a las 5:00 se observa un pequeño hueco (punto de mínima demanda).

Comparando la figura 70, de la sección anterior, con la de esta sección figura (74) se puede ver una clara mejora respecto a los máximos y mínimos de tensión en la red. Para el caso sin regulador el rango de tensiones es de 0,9141-1,021 pu y para el caso con regulador el rango es de 0,9597-1,0561 pu. Esto permite que el caso 74a sea viable en una situación real; aunque a continuación, se valuarán el resto de valores que limitan la operación en la red.

A continuación en las figuras 75 y 76, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

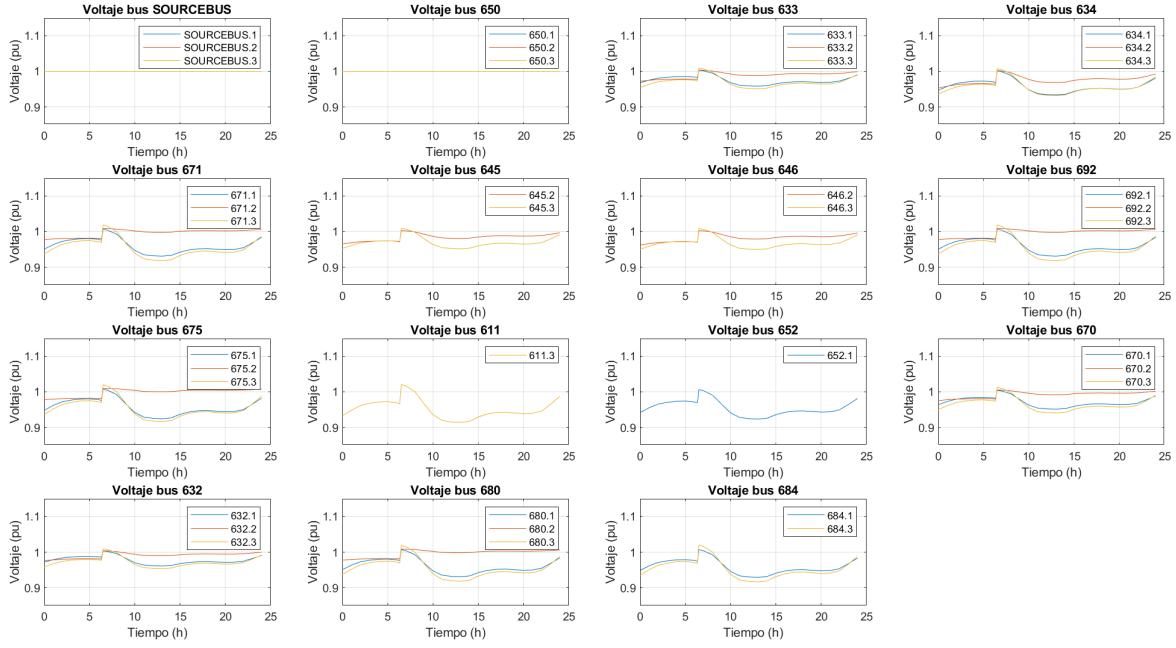


Figura 75: A.3.2 - Histórico de la tensión en cada bus

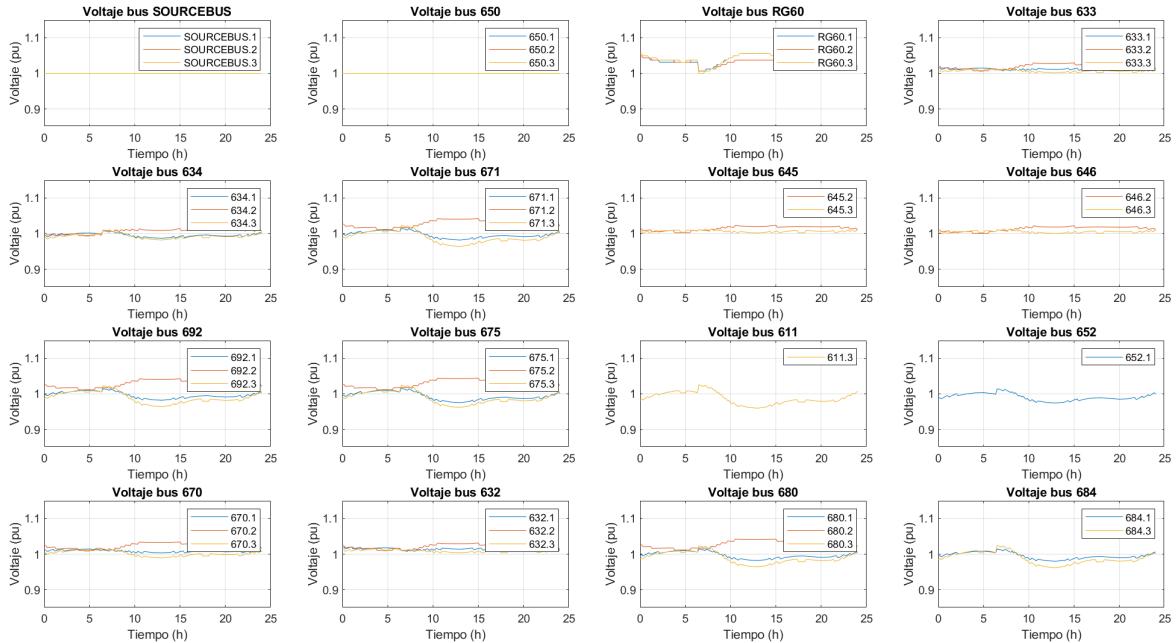


Figura 76: B.3.2 - Histórico de la tensión en cada bus

Los efectos mencionados anteriormente se visualizan con mayor claridad en la figuras 75

## 4 RESULTADOS

---

y 76.

Puede parecer que el desequilibrio de fases ha mejorado respecto a la sección 4.3.4. Sin embargo, los mayores desequilibrios ocurren a las 13:00 cuando se alcanza el punto de máxima demanda de las cargas el modelo diseñado (figura 60), y es por ello que, los porcentajes máximos de desequilibrio son los mismos y en los mismos nodos que en la sección 4.3.4.

Para el caso A, se calcula un desequilibrio máximo en el nodo 675 de 2,1941 %; y para el caso B, un valor de 1,9546 % en el mismo nodo.

Por último indicar que los buses RG60 y 611 se producen las mayores y menores tensiones durante el día. Por ello, el operador deberá mantener ambos buses bajo control.

### 4.3.5. Casos A.3.3 y B.3.3

En esta sección se pretende analizar los efectos de la carga rápida de varios vehículos eléctricos repartidos equitativamente en cada bus de la red a una misma hora. Para definir el número de vehículos eléctricos y la hora de carga de cada uno, se tiene en consideración el valor de potencia límite establecida para la red (ver tabla 9) y los parámetros de las estrategias de carga (ver figura 10).

Debido a que la potencia demandada por las cargas residenciales, industriales y comerciales suponen un consumo de 3466 kW, para evitar superar el límite de potencia, se define una potencia máxima demandada por los VE de 1200 kW, cuya suma supone un 93 % del valor del límite de potencia. Ello se traduce a un total de 24 VE repartidos en un total de 6 buses, ya que los punto de carga rápida únicamente se instalan en tomas trifásicas.

A continuación, se estima la hora de carga de los VE considerando la capacidad de carga de las baterías, con ello se calcula el tiempo necesario para cargar una batería con un porcentaje de carga del 20 % hasta el 80 %. Bajo una estrategia de carga lenta el tiempo empleado es de 29 min. Debido a este corto período de tiempo, normalmente esta estrategia de carga se utiliza a lo largo del día, a diferencia de la carga lenta. Por ello, en estos estudios se definen 4 horarios de carga identificados con los horarios habituales de desayuno, comida, merienda y cena en España.

En cuanto a las cargas residenciales, industriales y comerciales se definen las mismas que en la sección 4.3.1. Las tablas con los parámetros de las cargas y los puntos de carga son los siguientes:

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
0	3	4	671.1.2.3	3	0.9
0	3	4	634.1.2.3	3	0.9
0	3	4	675.1.2.3	3	0.9
0	3	4	670.1.2.3	3	0.9
0	3	4	633.1.2.3	3	0.9
0	3	4	692.1.2.3	3	0.9
9	3	4	671.1.2.3	3	0.9
9	3	4	634.1.2.3	3	0.9
9	3	4	675.1.2.3	3	0.9
9	3	4	670.1.2.3	3	0.9
9	3	4	633.1.2.3	3	0.9
9	3	4	692.1.2.3	3	0.9
14	3	4	671.1.2.3	3	0.9
14	3	4	634.1.2.3	3	0.9
14	3	4	675.1.2.3	3	0.9
14	3	4	670.1.2.3	3	0.9
14	3	4	633.1.2.3	3	0.9
14	3	4	692.1.2.3	3	0.9
18	3	4	671.1.2.3	3	0.9
18	3	4	634.1.2.3	3	0.9
18	3	4	675.1.2.3	3	0.9
18	3	4	670.1.2.3	3	0.9
18	3	4	633.1.2.3	3	0.9
18	3	4	692.1.2.3	3	0.9

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kw	Cargas_kvar
0	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
0	634.1	1	Wye	160	110
0	634.2	1	Wye	120	90
0	634.3	1	Wye	120	90
0	645.2	1	Wye	170	125
0	646.2.3	1	Delta	230	132
0	692.3.1	1	Delta	170	151
0	675.1	1	Wye	485	190
0	675.2	1	Wye	68	60
0	675.3	1	Wye	290	212
0	611.3	1	Wye	170	80
0	652.1	1	Wye	128	86
0	670.1	1	Wye	17	10
0	670.2	1	Wye	66	38
0	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

Figura 77: A.3.3 y B.3.3 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

## 4 RESULTADOS

---

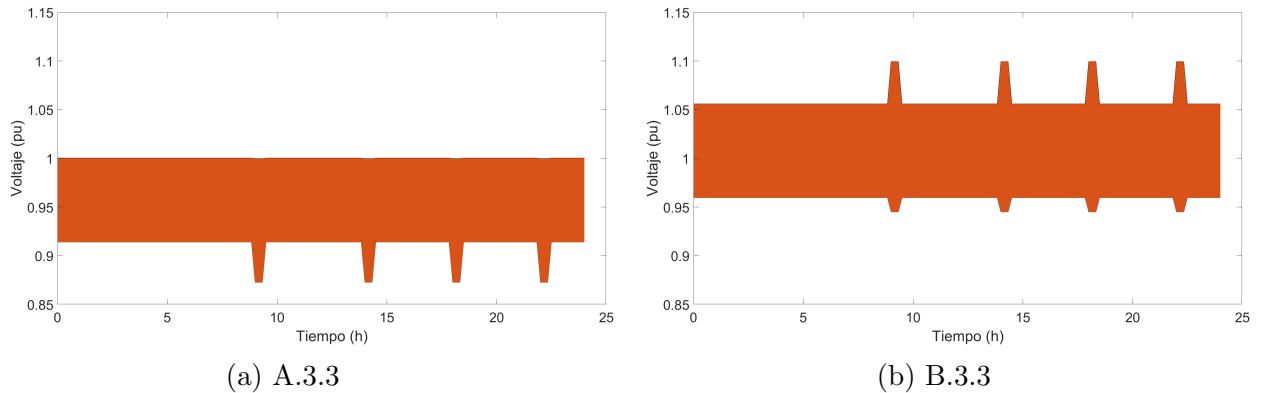


Figura 78: A.3.3 y B.3.3 - Tensiones máximas y mínimas

Como se puede observar en la figura 78, el comportamiento en ambos casos era predecible acorde a los conocimientos adquiridos en las secciones anteriores, ya que únicamente se ha aumentado la demanda a las 9:00, 14:00, 18:00 y 22:00 (4666 kW) y el tiempo de aplicación de esta potencia sobre la red es de 28 min. Es por ello, que aparecen estas figuras tan peculiares en forma de peine.

En la figura 78a, al aumentar la demanda la tensión se ve drásticamente reducida hasta valores de 0,8727 pu, un valor muy por debajo del límite establecido. Por ello, esta topología no soporta tal cantidad de vehículos cargando al mismo tiempo a ninguna de las horas establecidas.

Por otro lado, en la figura 78b, se observa claramente el beneficio del regulador de tomas, ya que la red es capaz de adaptarse para no exceder los valores límites establecidos. En este caso se alcanza una tensión máxima de 1,0994 pu y un valor mínimo de 0,945 pu, lo que permite operar en la red. Ahora bien, el valor máximo de tensión es prácticamente 1,1 pu, y ello, podría llegar a desestimar el caso según la estrategia que lleve a cabo el operador de la línea.

A continuación en las figuras 79 y 80, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

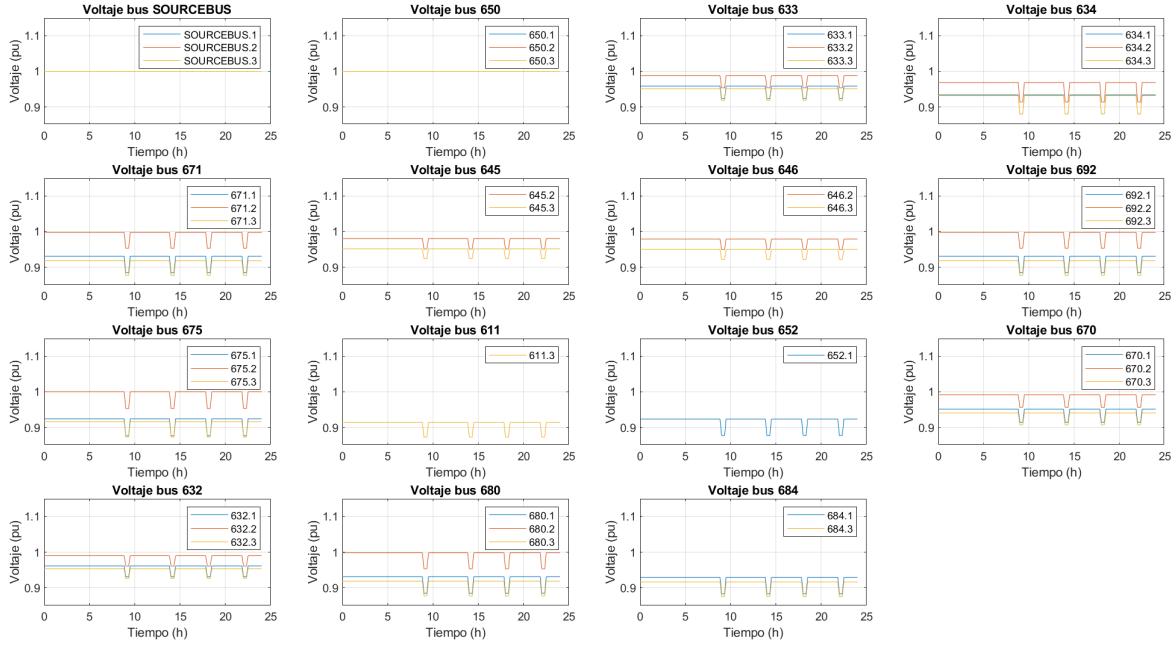


Figura 79: A.3.3 - Histórico de la tensión en cada bus

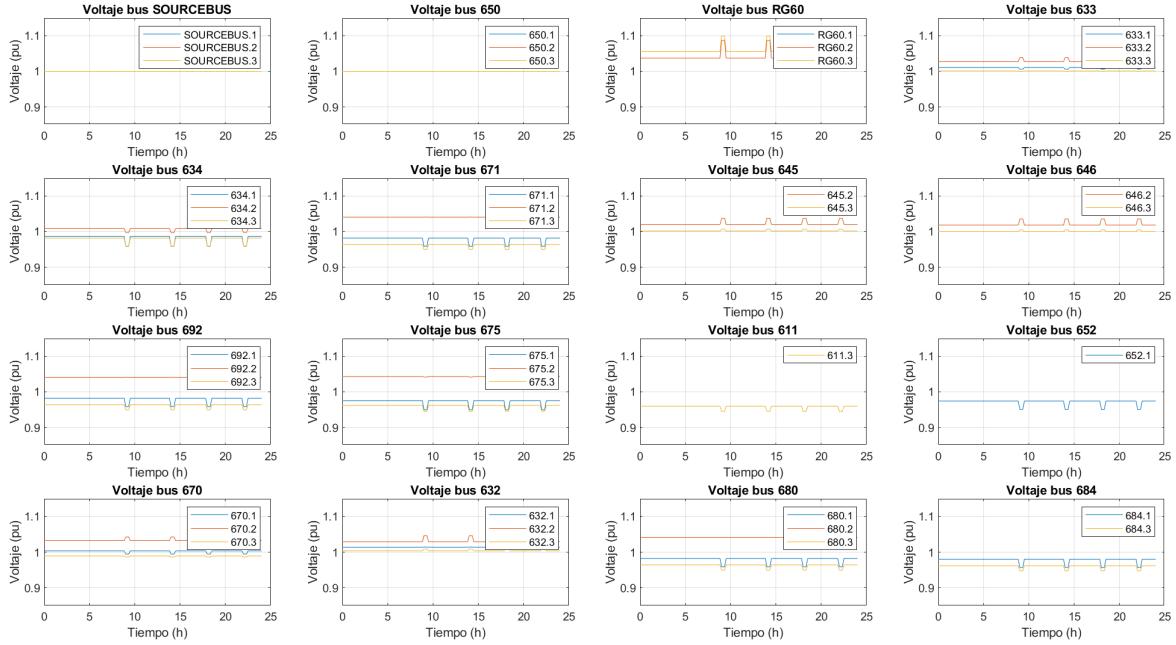


Figura 80: B.3.3 - Histórico de la tensión en cada bus

La situación es muy similar a la de la sección 4.3.3, ya que los factores que afectan a los buses son los mismos pero en con un horario diferente. Por ello, se observan claramente los

## 4 RESULTADOS

---

efectos de la carga de VE todos los nodos. Debido a este motivo, no se volverá explicar el comportamiento de las tensiones, sino que únicamente se realizará un análisis comparativo de los valores máximos y mínimos obtenidos tras la simulación, acorde a los parámetros limitantes de operación (tabla 9).

Para el caso sin condensadores (figura 79), la tensión máxima se produce en los buses de alimentación, con un valor de 1,0004 pu; la tensión mínima continúa apareciendo en el bus 611, con un valor de 0,8727 pu; y el desequilibrio máximo es del 2,5848 % en el bus 675.

Por otro lado, el caso con condensadores (figura 80), la tensión máxima se produce en el bus RG60, con un valor de 1,0004 pu; la tensión mínima continúa apareciendo en el bus 611, con un valor de 0,8727 pu; y el desequilibrio máximo es del 2,5848 % en el bus 675.

Como se ha podido observar, la hora de carga de los VE es indiferente para este tipo de modelos, ya que los nodos más afectados continúan siendo los mismos que en las secciones anteriores. Sin embargo, cabe destacar que a pesar de la reducción de la demanda, respecto a la figura 72 de la sección 70, los valores de tensión máxima es mayor en la figura 80, cuando se podría llegar a pensar que este mismo debería reducirse. Esta situación únicamente se debe a la operación del regulador de tomas.

### 4.3.6. Casos A.3.4 y B.3.4

Los casos estudiados en esta sección son similares a los de la sección anterior (sección 4.3.5). La diferencia entre ambas secciones reside en la definición de las cargas, ya que pasan a ser temporales, siguiendo el perfil de cargas descrito en la figura 60. Por tanto, la carga máxima demandada continua siendo de 4666 kW.

A continuación, se presentan las tablas con los parámetros de los puntos de carga de VE y las cargas de la red distribución.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
0	3	4	671.1.2.3	3	0.9
0	3	4	634.1.2.3	3	0.9
0	3	4	675.1.2.3	3	0.9
0	3	4	670.1.2.3	3	0.9
0	3	4	633.1.2.3	3	0.9
0	3	4	692.1.2.3	3	0.9
9	3	4	671.1.2.3	3	0.9
9	3	4	634.1.2.3	3	0.9
9	3	4	675.1.2.3	3	0.9
9	3	4	670.1.2.3	3	0.9
9	3	4	633.1.2.3	3	0.9
9	3	4	692.1.2.3	3	0.9
14	3	4	671.1.2.3	3	0.9
14	3	4	634.1.2.3	3	0.9
14	3	4	675.1.2.3	3	0.9
14	3	4	670.1.2.3	3	0.9
14	3	4	633.1.2.3	3	0.9
14	3	4	692.1.2.3	3	0.9
18	3	4	671.1.2.3	3	0.9
18	3	4	634.1.2.3	3	0.9
18	3	4	675.1.2.3	3	0.9
18	3	4	670.1.2.3	3	0.9
18	3	4	633.1.2.3	3	0.9
18	3	4	692.1.2.3	3	0.9

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kW	Cargas_kvar
1	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
1	634.1	1	Wye	160	110
1	634.2	1	Wye	120	90
1	634.3	1	Wye	120	90
1	645.2	1	Wye	170	125
1	646.2.3	1	Delta	230	132
1	692.3.1	1	Delta	170	151
1	675.1	1	Wye	485	190
1	675.2	1	Wye	68	60
1	675.3	1	Wye	290	212
1	611.3	1	Wye	170	80
1	652.1	1	Wye	128	86
1	670.1	1	Wye	17	10
1	670.2	1	Wye	66	38
1	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

Figura 81: A.3.4 y B.3.4 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

## 4 RESULTADOS

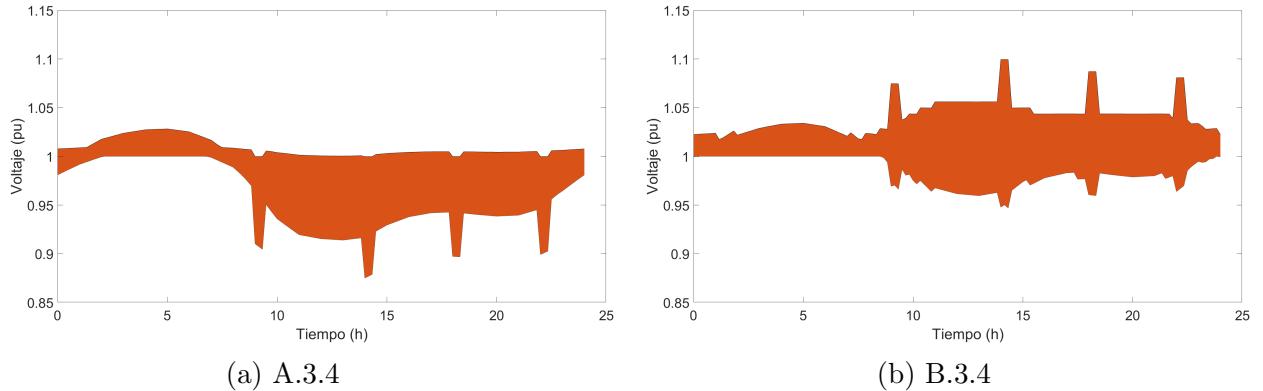


Figura 82: A.3.4 y B.3.4 - Tensiones máximas y mínimas

Al igual que ocurría en la sección anterior (figura 78), se visualiza claramente la conexión de VE a la red en las horas de carga definidas. Este efecto es igual de notable tanto para el caso sin regulador (figura 82a) como para el caso con reguladores 82b, debido a la corta duración de la potencia demandada y a su elevada demanda.

El rango de tensiones en la figura 82a es 0,8751-1,0283 pu; y en el caso B, de 0,9470-1,0995 pu. En ambos estudios el valor crítico ocurre a las 14:00, con la segunda carga diaria de VE. Esto se debe a la curvatura del perfil de cargas (ver figura 60), pues es a las 13:00 cuando las cargas industriales, residenciales y comerciales demandan la máxima potencia en el día (3666 kW). Al sumarle a este factor la demanda producida por los VE, se llega a sobrepasar el límite inferior de la tensión para el caso A, y en el caso B, se acerca al límite superior. Por ello, no es recomendable realizar la carga de VE en horas próximas a las 13:00.

Por otro lado, comparando la figura 74, con la de esta sección (figura 82) se observan claramente los efectos de la estrategia de carga lenta frente a la rápida y la importancia de la elección del horario de carga. Es tal su importancia que a pesar de haber reducido la demanda de potencia total en la red, en 176,4 kW, el rango de voltajes durante la operación es mucho más nocivo para la red.

A continuación en las figuras 83 y 84, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

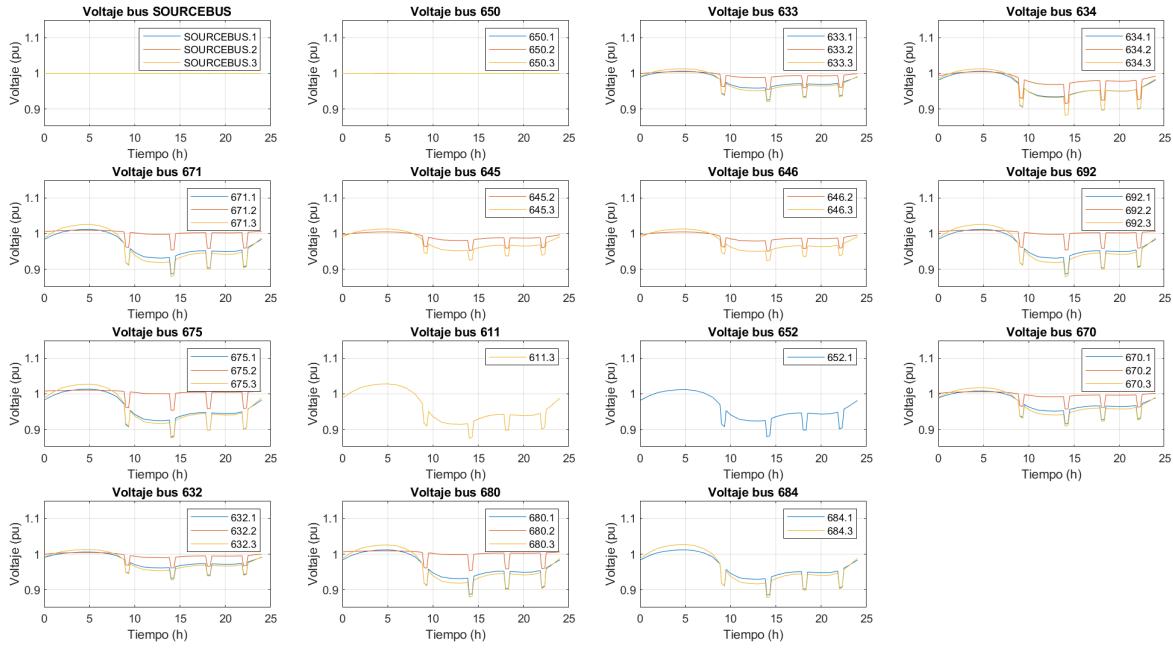


Figura 83: A.3.4 - Histórico de la tensión en cada bus

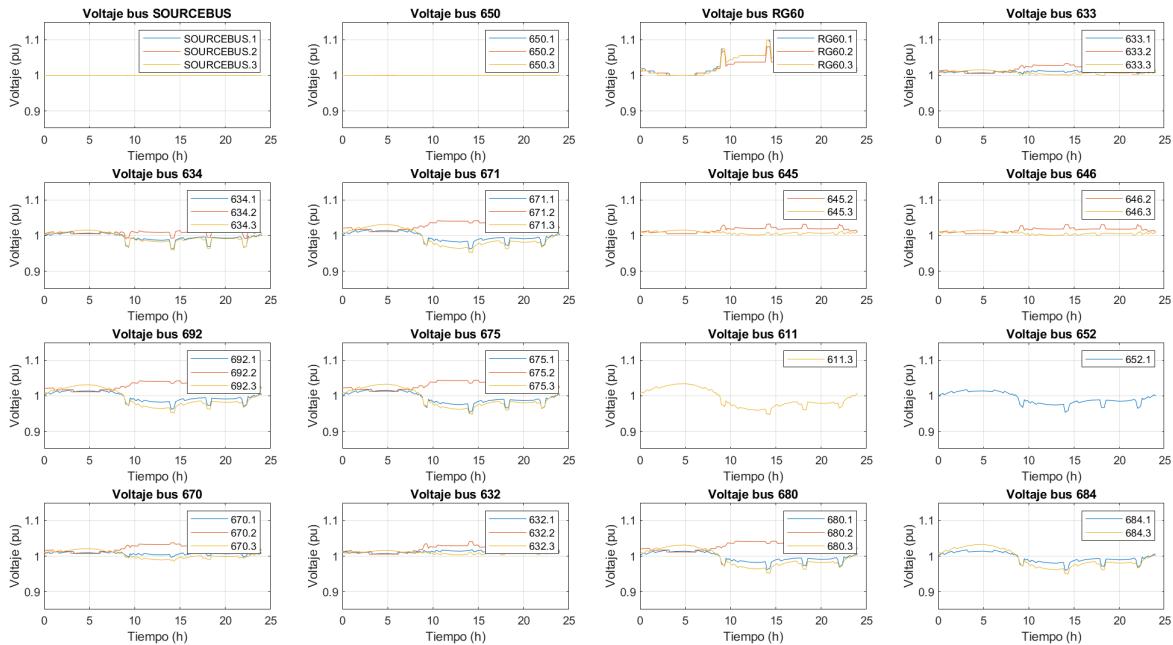


Figura 84: B.3.4 - Histórico de la tensión en cada bus

Los efectos mencionados anteriormente se visualizan con mayor claridad en la figuras 83

## 4 RESULTADOS

---

y 84.

Resulta interesante continuar comparando las figuras de la sección 4.3.4 con las de esta sección, ya que ello permite continuar analizando los efectos que producen los parámetros de la estrategia de carga y la hora de carga de los VE.

En la figura 83 se ha calculado un desequilibrio máximo en el bus 675 del 2,5134 %; mientras que en la figura 84 este desequilibrio es del 2,5141 % en el mismo bus. Esto supone un aumento del desequilibrio en un 14 % y 29 %, frente a las figuras 75 y 76 respectivamente.

Por otro lado, en casos anteriores únicamente se apreciaba que el aumento de la potencia demandada conllevaba un aumento del desequilibrio en la red (secciones 4.3.1 y 4.3.3); y se podía comenzar a visualizar que los efectos de este parámetro podrían no llegar a ser tan determinantes, comparando las secciones 4.3.2 y 4.3.4. Ahora bien, definitivamente se puede deducir que a efectos del perfil de cargas definido, el operador de la red deberá considerar las horas y nodos en las que conecta a los VE a la red de distribución.

Por último, indicar que los buses más limitantes de tensión continúan siendo: el 611 para el caso A, y el 611 y RG60 para el caso B. Como se ha visto en todos los casos presentados anteriormente, los buses más limitantes son los más alejados de la red de alimentación, y es por ello que, en las dos siguientes secciones se analizarán los efectos en la misma bajo un aumento de la demanda en dichos buses.

### 4.3.7. Casos A.3.5 y B.3.5

Se definen los puntos de carga lenta de los VE en los buses más alejados de la alimentación (buses 611 y 675). Además, para no sobrecargar los mismos se incluyen puntos de carga en los buses 646 y 634, situados también en los extremos de la red (ver figura 24).

En cuanto a las cargas, se obvian los fenómenos con cargas constantes y se definen todas ellas como cargas temporales.

Sumando todas las cargas y puntos de carga, la potencia total demandada es de 4835 kW.

A continuación, se presentan las tablas con los parámetros de los puntos de carga de VE y las cargas de la red distribución.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
0	1	74	675.1.2.3	3	0.9
0	1	74	634.1.2.3	3	0.9
0	1	74	646.2	1	0.9
0	1	74	646.3	1	0.9
0	1	74	611.3	1	0.9

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kw	Cargas_kvar
1	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
1	634.1	1	Wye	160	110
1	634.2	1	Wye	120	90
1	634.3	1	Wye	120	90
1	645.2	1	Wye	170	125
1	646.2.3	1	Delta	230	132
1	692.3.1	1	Delta	170	151
1	675.1	1	Wye	485	190
1	675.2	1	Wye	68	60
1	675.3	1	Wye	290	212
1	611.3	1	Wye	170	80
1	652.1	1	Wye	128	86
1	670.1	1	Wye	17	10
1	670.2	1	Wye	66	38
1	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

Figura 85: A.3.5 y B.3.5 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

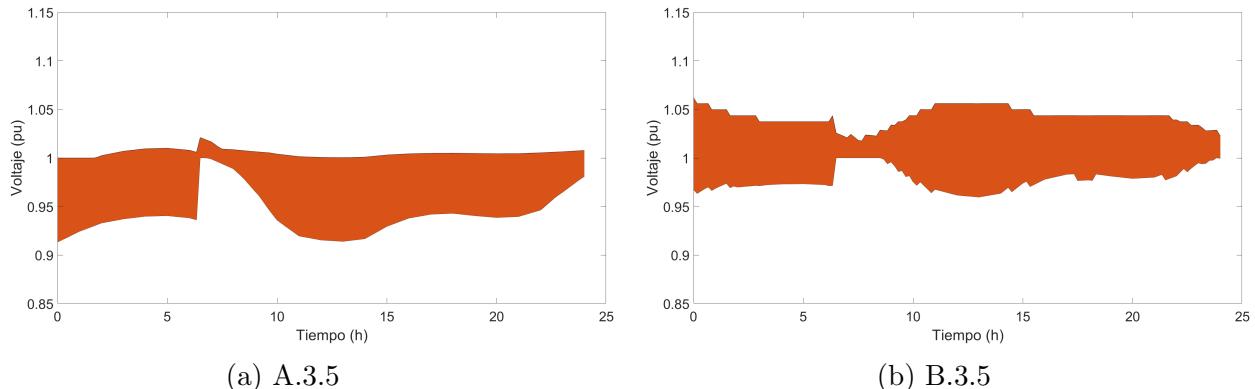


Figura 86: A.3.5 y B.3.5 - Tensiones máximas y mínimas

Como era de esperar la forma de las figuras presentadas en 86, son similares a las de la sección 4.3.4 (figuras 74a y 74b). La característica principal que las diferencia es el aumento del rango de tensiones durante la carga de los VE. Por lo tanto, es un indicador de que aumentar la demanda en los nodos más alejados de la red de alimentación conlleva

## 4 RESULTADOS

---

una reducción de la eficiencia de operación.

En la figura 86a, el rango de tensiones es 0,9133-1,1021 pu, y es en el instante inicial cuando se alcanza el valor mínimo. Lo mismo ocurre en la figura 86b, cuyo valor mínimo alcanzado es de 0,9597 pu, valor que se repite a las 13:00 y por ello, este valor es idéntico al mínimo de la 74b (caso B.3.2). Sin embargo, esta coincidencia no ocurre para la tensión máxima, de valor 1,0623 pu.

Ahora bien, en este estudio la precisión del conocimiento de las tensiones en los buses con puntos de carga resulta de gran interés. Por ello, a continuación en las figuras 87 y 88, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

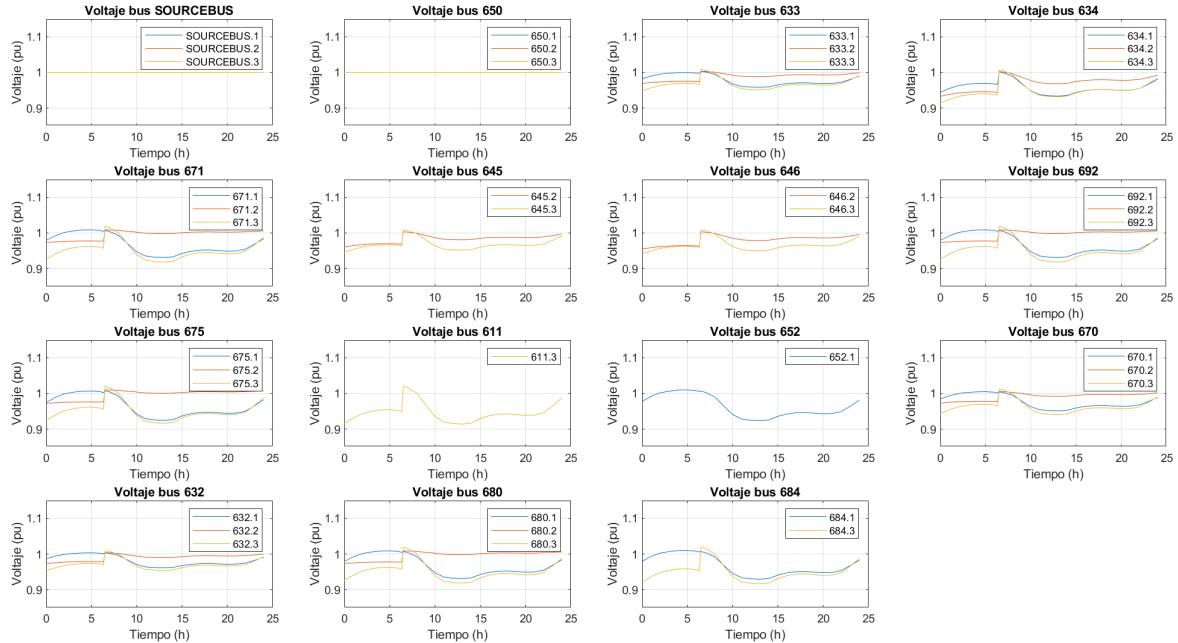


Figura 87: A.3.5 - Histórico de la tensión en cada bus

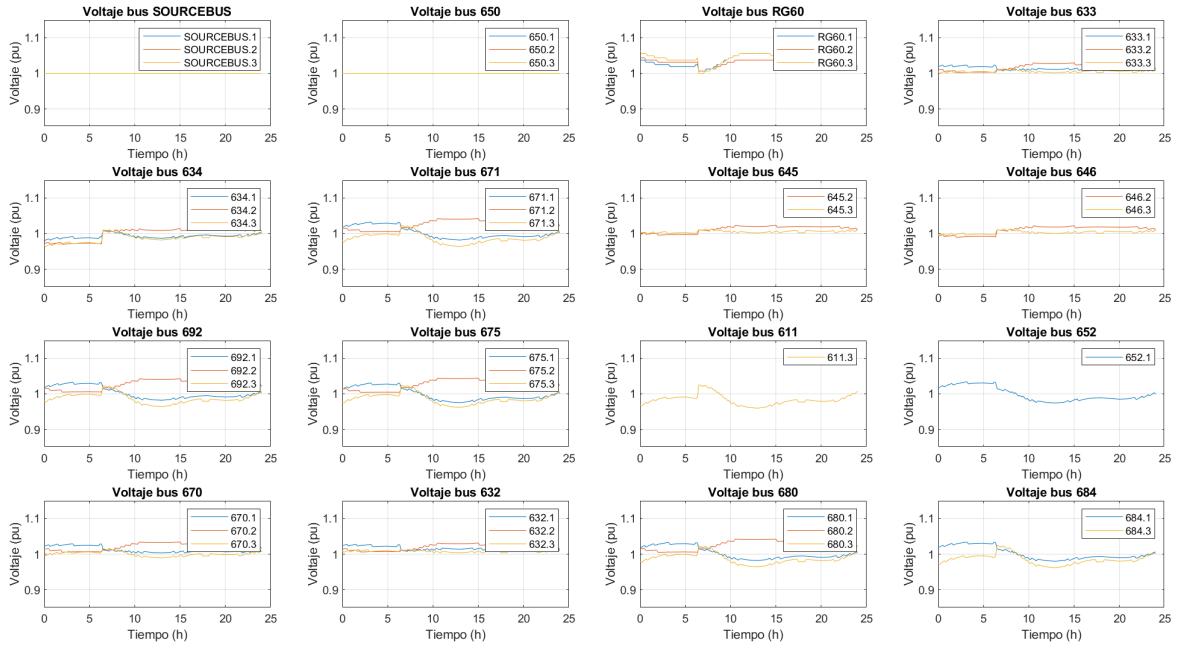


Figura 88: B.3.5 - Histórico de la tensión en cada bus

Con un primer vistazo a ambas figuras, se diferencia con claridad el tramo en el que los VE demandan potencia a la red. Sin embargo, resulta llamativo observar que en la mayoría de los buses, la fase 1 prácticamente no se ve afectada por los VE. Este efecto se observa claramente en la figura 87 y su explicación reside en la definición de los puntos de carga (figura 85a).

Los buses 611 y 646 únicamente alimentan a las fases 2 y 3 de la red, ambos situados al oeste. Mientras que los buses 634 y 375 son trifásicos y situados al este. Es por ello, que los efectos en la fase 1 de los buses 684, 680, 652 e incluso 671 son prácticamente despreciables.

Por otro lado, resulta interesante observar que la carga lenta de los VE en el nodo 675.1 apenas varía la trayectoria de la curva. Luego es un buen indicador de estabilidad de la fase.

En referencia a los desequilibrios máximos en los buses trifásicos, se calcula un 2,1941 % para el caso A, y un 1,991 % para el B. Ambos valores son similares a los obtenidos en la sección 4.3.4, pero algo más elevados en B.3.5. A pesar de ello, no suponen ningún riesgo notable en la red.

## 4 RESULTADOS

---

### 4.3.8. Casos A.3.6 y B.3.6

En esta sección se mantiene la misma estrategia seguida en la sección 4.3.7 para la definición de cargas y puntos de carga. Por ello, se establece la carga de los VE en los buses trifásicos más alejados de la red de alimentación, ya que únicamente la estrategia de carga rápida se ofrece en buses trifásicos.

Respecto a las horas de carga se mantendrán las definidas en las secciones 4.3.5 y 4.3.6. Y en cuanto a las cargas, se obvian los fenómenos con cargas constantes y se definen todas ellas como cargas temporales.

Sumando todas las cargas y puntos de carga, la potencia total máxima demandada es de 4666 kW. Se define esta potencia para poder comparar los resultados de estos estudios con la sección 4.3.6.

A continuación, se presentan las tablas con los parámetros de los puntos de carga de VE y las cargas de la red distribución.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
9	3	12	675.1.2.3	3	0.9
9	3	12	634.1.2.3	3	0.9
14	3	12	675.1.2.3	3	0.9
14	3	12	634.1.2.3	3	0.9
18	3	12	675.1.2.3	3	0.9
18	3	12	634.1.2.3	3	0.9
22	3	12	675.1.2.3	3	0.9
22	3	12	634.1.2.3	3	0.9

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kw	Cargas_kvar
1	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
1	634.1	1	Wye	160	110
1	634.2	1	Wye	120	90
1	634.3	1	Wye	120	90
1	645.2	1	Wye	170	125
1	646.2.3	1	Delta	230	132
1	692.3.1	1	Delta	170	151
1	675.1	1	Wye	485	190
1	675.2	1	Wye	68	60
1	675.3	1	Wye	290	212
1	611.3	1	Wye	170	80
1	652.1	1	Wye	128	86
1	670.1	1	Wye	17	10
1	670.2	1	Wye	66	38
1	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

Figura 89: A.3.6 y B.3.6 - Definición de VE y Cargas

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

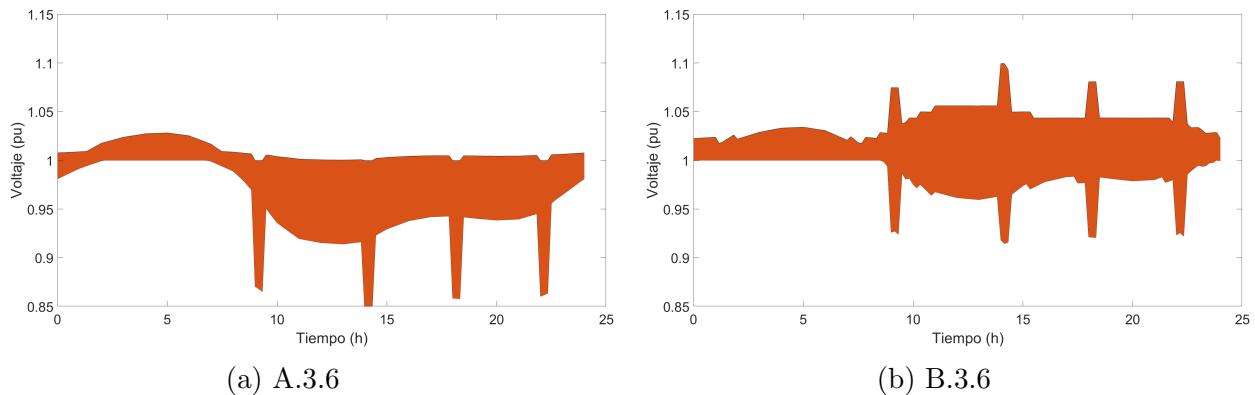


Figura 90: A.3.6 y B.3.6 - Tensiones máximas y mínimas

En la figura 90, se observan claramente los efectos sobre la tensión provocados por la sobrecarga de los buses 375 y 634.

Al aumentar la demanda en estos dos buses, las tensiones mínimas se hacen más pequeñas que en las figuras 82a y 82b, a pesar de lo comentado con anterioridad. En la figura 90a su valor es tan bajo, 0,8433 pu, que hace inviable el acoplamiento de los VE a cualquiera de las horas definidas ya que, se llegan a alcanzar tensiones inferiores a 0,9 pu. Además, no solo este efecto se hace notable en el caso A.3.6 sino que también se ve reducida la tensión mínima en un 3,4% en la figura 90b.

Los rangos de tensión obtenidos son 0,8433-1,0283 pu y 0,9145-1,0995 pu, para los casos A.3.6 y B.3.6 respectivamente. Por tanto, se deduce que el reparto de potencias demandadas en la red permite cargar un mayor número de vehículos.

A continuación en las figuras 91 y 92, se muestra el histórico de las tensiones para cada nodo de cada bus en la red.

## 4 RESULTADOS

---

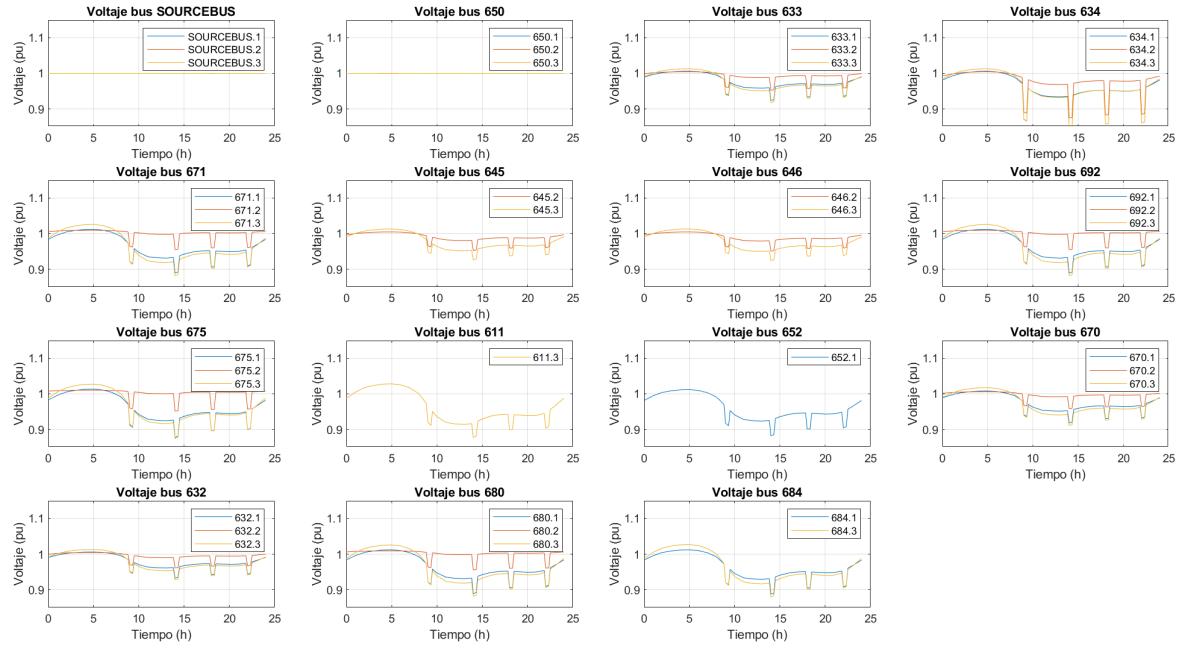


Figura 91: A.3.6 - Histórico de la tensión en cada bus

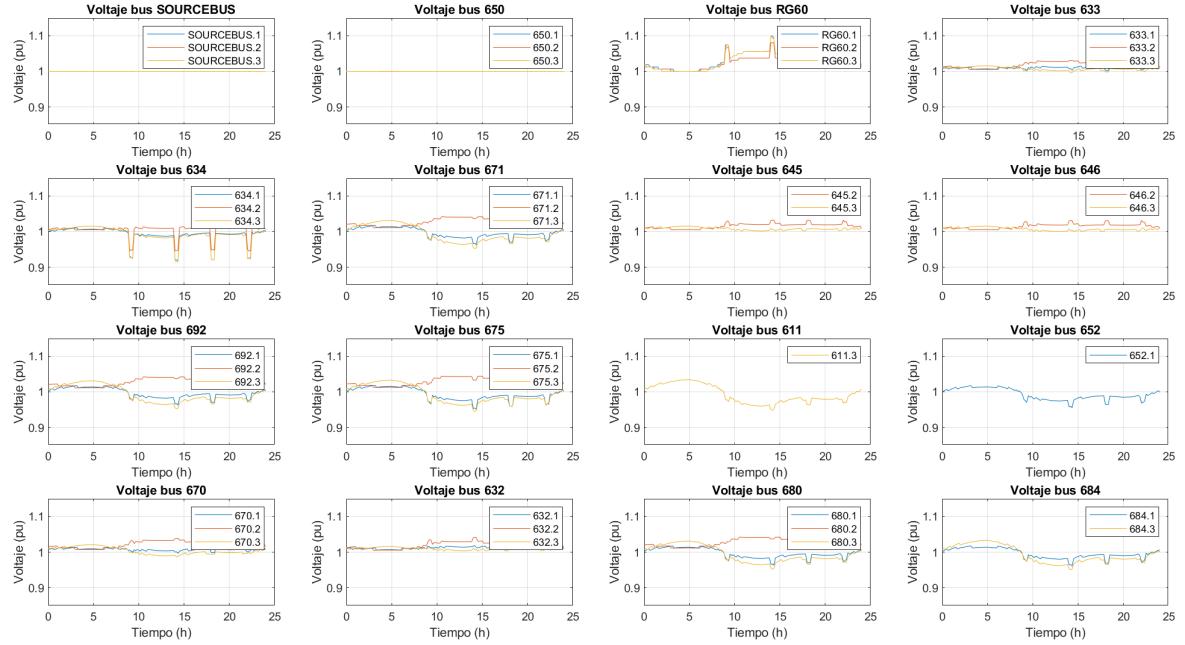


Figura 92: B.3.6 - Histórico de la tensión en cada bus

A diferencia de las figuras 91 y 92 de la sección anterior, la fase 1 de los buses 684, 680, 652 y 671 se ven afectadas por la carga rápida de los VE. Este fenómeno se acarrea al elevado

valor de la potencia demandada, tanto por las cargas como por los VE, que provoca la reducción de la tensión en todas las fases de los buses de la red, a pesar de carecer de cargas o VE conectados en alguna de sus fases (buses 632, 633, 671 y 684).

Por otro lado, volviendo a la comparativa de las figuras 91 y 92 con la sección 4.3.6, la evolución de las curvas es muy similar. Se denota una variación mayor de la tensión en los buses de la red, concretamente en los buses de mayor demanda (buses 634 y 675), por el aumento del número de vehículos. Sin embargo, es interesante recalcar que en el resto de buses las tensiones son muy similares a las de las figuras 83 y 84, cuando en la mayoría de los buses no existen puntos de carga. En concreto, los buses más afectados para el caso sin regulador (figura 91 son el 611 y 634; y para el caso B son el RG60 y 634).

En cuanto a los desequilibrios máximos en los buses, se calcula un 2,5167% para el caso A , y un 2,6012% para el B. Ambos valores son levemente más elevados que los obtenidos en la sección 4.3.6. A pesar de ello, no suponen ningún riesgo notable en la red. El bus más desequilibrado vuelve a ser el 675 para ambos casos.

Los aspectos descritos en la sección, prueban la necesidad que tiene el operario de repartir las cargas de manera inteligente en la red, evitando sobrecargar los buses en posiciones alejadas de la red de alimentación y repartiéndola en todos los buses. Por ello, en las próximas secciones se repartirán las cargas de la manera eficiente, procurando definir horarios de carga viables para la sociedad actual.

## **4 RESULTADOS**

---

### **4.3.9. Casos A.4.1 y B.4.1**

Como ya se presentó en secciones anteriores, cuando todas las cargas son constantes, la estrategia de carga no afecta a la tensión, por ello se opta por una configuración basada en carga lenta con acoplamientos de carga rápida cada media hora. De esta manera, el operario tiene un amplio abanico de opciones para gestionar sus recursos.

Por otro lado, se elige de manera estratégica la posición de los puntos de carga en la red, así como el tipo de conexión en cada fase de los buses seleccionados, de manera que la potencia máxima demandada, a lo largo de toda la simulación, sea de 4857,5 kW (un 2,85 % inferior al límite de potencia). Con ello, se reduce el riesgo de daños en la red ante agentes externos.

El modelo sostiene un total de 301 vehículos eléctricos cargando en un mismo instante de tiempo. De estos, 6 utilizan una configuración de carga rápida y los 295 restantes de carga lenta. Debido, al corto periodo de recarga y a la alta periodicidad de las cargas rápidas, este modelo es viable a pesar del reducido número de VE en carga rápida.

A continuación, se presentan las tablas con los parámetros de los puntos de carga de VE y las cargas de la red distribución.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
0	3	3	670.1.2.3	3	0.9
0	3	3	633.1.2.3	3	0.9
0	1	9	634.1	1	0.9
0	1	10	634.2	1	0.9
0	1	8	634.3	1	0.9
0	1	82	675.2	1	0.9
0	1	82	671.2	1	0.9
0	1	28	680.2	1	0.9
0	1	38	675.3	1	0.9
0	1	38	671.3	1	0.9
0.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
0.5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
1	3	3	670.1.2.3	3	0.9
1	3	3	633.1.2.3	3	0.9
1.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
1.5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
2	3	3	670.1.2.3	3	0.9
2	3	3	633.1.2.3	3	0.9
2.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
2.5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
3	3	3	670.1.2.3	3	0.9
3	3	3	633.1.2.3	3	0.9
3.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
3.5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
4	3	3	670.1.2.3	3	0.9
4	3	3	633.1.2.3	3	0.9
4.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
4.5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
5.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
5.5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
6	3	3	670.1.2.3	3	0.9
6	3	3	633.1.2.3	3	0.9

(a) Tabla VE

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kw	Cargas_kvar
0	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
0	634.1	1	Wye	160	110
0	634.2	1	Wye	120	90
0	634.3	1	Wye	120	90
0	645.2	1	Wye	170	125
0	646.2.3	1	Delta	230	132
0	692.3.1	1	Delta	170	151
0	675.1	1	Wye	485	190
0	675.2	1	Wye	68	60
0	675.3	1	Wye	290	212
0	611.3	1	Wye	170	80
0	652.1	1	Wye	128	86
0	670.1	1	Wye	17	10
0	670.2	1	Wye	66	38
0	670.3	1	Wye	117	68

(b) Tabla Cargas

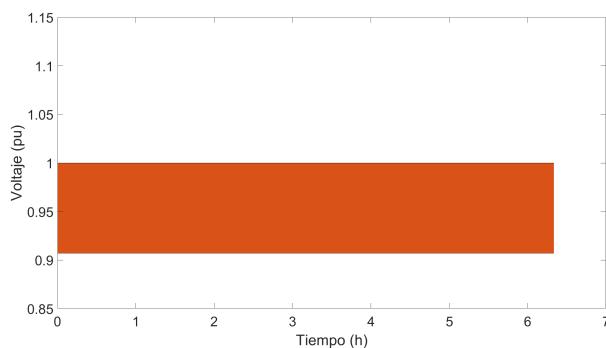
Figura 93: A.4.1 y B.4.1 - Definición de VE y Cargas

Como se puede observar en la figura 93, únicamente se plantea una configuración de los VE para el intervalo de tiempo encerrado entre las 0:00 y las 6:30, ya que para cualquier

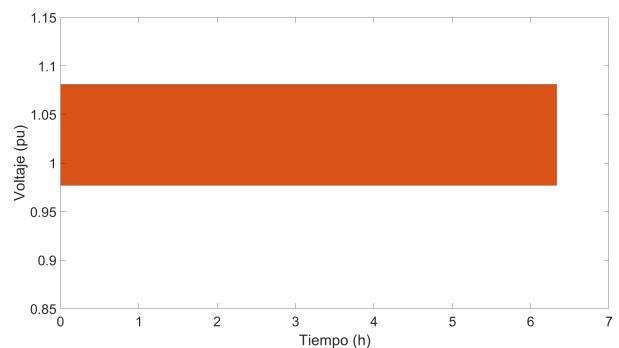
## 4 RESULTADOS

otro horario basta con definir nuevamente los valores de la figura 93a en horas distintas. El motivo de ello, es el de evitar cálculos innecesarios que puedan realentizar el cálculo de resultados.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.



(a) A.4.1



(b) B.4.1

Figura 94: A.4.1 y B.4.1 - Tensiones máximas y mínimas

Realizando una sencilla comparación visual con las figuras 70 y 78, de las secciones 4.3.3 y 4.3.5, se observa una clara mejoría en el rango de tensión de operación.

El rango de tensión en A.4.1 es de 0,9070-1,0004 pu y en B.4.1 es de 0,9769-1,0808 pu. Con ello, la tensión máxima se ha reducido un 1,7 %, figura 94b; y la tensión mínima un 4 % y 3,4 % en las figuras 94a y 94b, respectivamente.

Nótese que a pesar de aumentar la demanda, los resultados son mejores a los mostrados en las secciones anteriores.

A continuación, se confirma esta afirmación, en las figuras 95 y 96.

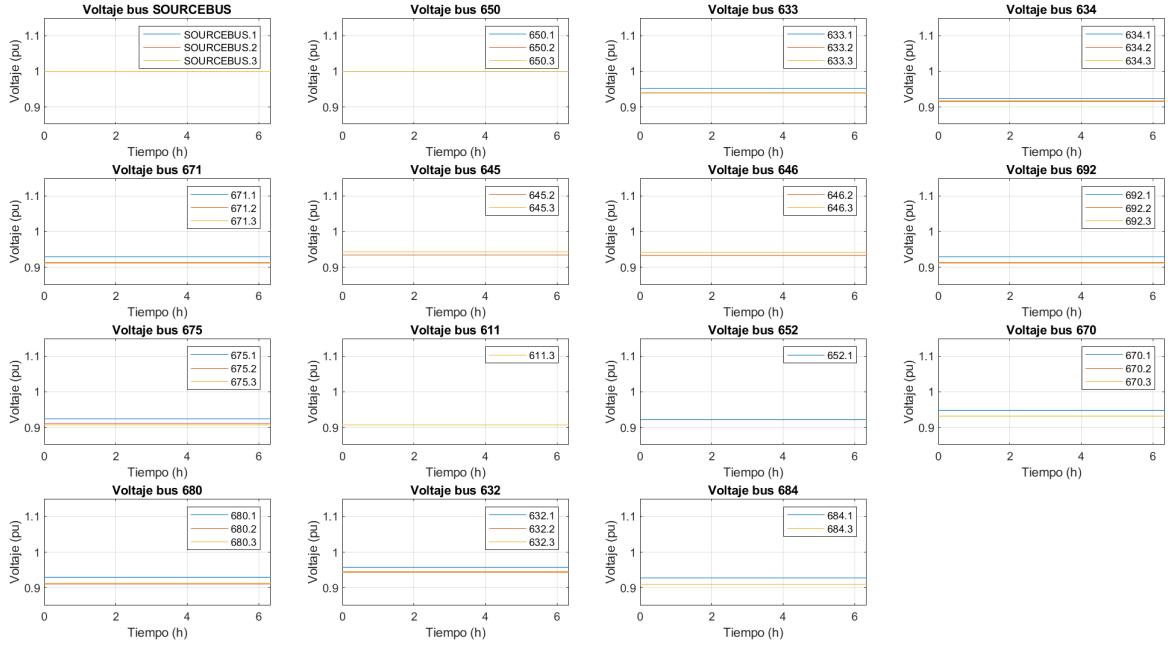


Figura 95: A.4.1 - Histórico de la tensión en cada bus

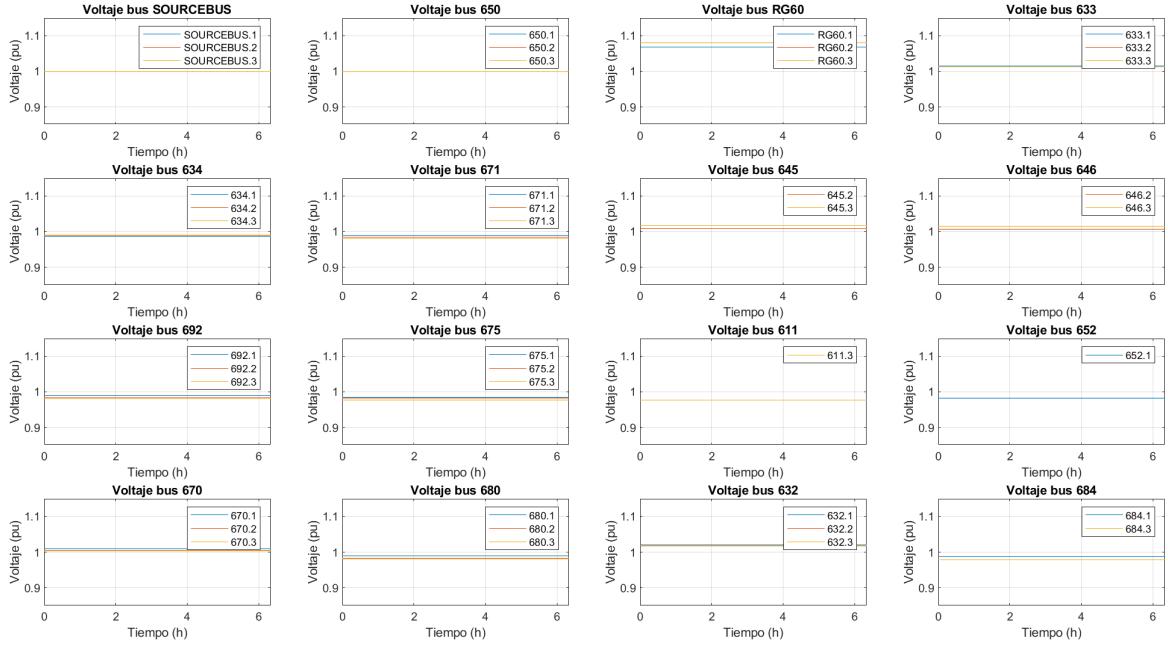


Figura 96: B.4.1 - Histórico de la tensión en cada bus

Se ha conseguido mantener a todos los nodos de la red bajo tensiones superiores al valor límite inferior establecido. Además, se reduce drásticamente el diferencial de tensiones en-

## 4 RESULTADOS

---

tre cada fase de cada bus. Incluso bajo una topología de red con regulador de fases (figura 96), se consigue que todas los nodos situados aguas abajo del regulador de tomas operen con tensiones muy próximas a la unidad. Lo que se traduce en una operación casi ideal.

Respecto al porcentaje de desequilibrio, llega a reducirse en un 16 % y 19 % para los casos A y B, respecto a los resultados de la sección 4.3.6. Los valores máximos obtenidos en casos estudiados en las figuras 95 y 96 son 2,17 % y 2,23 %, respectivamente.

### 4.3.10. Casos A.4.2 y B.4.2

En esta sección se ofrece una configuración con los puntos de carga de los vehículos eléctricos repartidos de manera eficiente a lo largo de la red. El reparto de la demanda se realiza respetando los horarios habituales de carga de VE de cada estrategia de carga. Por ello, predomina en el horario nocturno, el número de VE en carga lenta; y durante la tarde, la conexión en carga rápida. Además, se busca establecer un valor de demanda de la red lo más estable posible, bajo el precepto de maximizar el número de VE conectados a la red en todo instante de tiempo.

Se procuran establecer los puntos de carga rápida cada 30 min, de manera que a cualquier hora del día se pueda dar suministro a clientes con este tipo de estrategia. Además, se describen los puntos de carga de manera que la potencia máxima demanda, a lo largo de la simulación, sea próxima a 4850 kW (valor máximo establecido).

En una primera simulación, se detecta que el bus 632 no es capaz de mantener la tensión dentro de los límites establecidos en la tabla 9 (0,9-1,1 pu), y dado que, no es conveniente que el bus más próximo a la alimentación se encuentre sobrecargado, se establece un nuevo límite de potencia igual a 4400 kW.

A continuación, se presentan las tablas con los parámetros definidos para los puntos de carga de VE y las cargas de la red distribución. Se advierte, que esta sección es la primera que incluye puntos de carga rápida y lenta en un mismo bus.

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
0	3	6	670.1.2.3	3	0.9
0	3	5	633.1.2.3	3	0.9
0	3	5	680.1.2.3	3	0.9
0	1	37	634.1	1	0.9
0	1	5	634.2	1	0.9
0	1	37	634.3	1	0.9
0	1	20	675.1	1	0.9
0	1	5	675.2	1	0.9
0	1	45	675.3	1	0.9
0	1	50	671.1	1	0.9
0	1	42	671.2	1	0.9
0	1	80	671.3	1	0.9
0	1	35	680.1	1	0.9
0	1	90	680.2	1	0.9
0	1	10	680.3	1	0.9
0	1	22	652.1	1	0.9
0	1	20	645.2	1	0.9
0	1	37	645.3	1	0.9
0	1	20	646.2	1	0.9
0	1	37	646.3	1	0.9
0	1	5	611.3	1	0.9
0.5	3	6	670.1.2.3	3	0.9
0.5	3	6	633.1.2.3	3	0.9
0.5	3	6	680.1.2.3	3	0.9
1	3	8	670.1.2.3	3	0.9
1	3	8	633.1.2.3	3	0.9
1	3	8	680.1.2.3	3	0.9
1.5	3	9	670.1.2.3	3	0.9
1.5	3	8	633.1.2.3	3	0.9
1.5	3	8	680.1.2.3	3	0.9
2	3	9	670.1.2.3	3	0.9
2	3	8	633.1.2.3	3	0.9
2	3	9	680.1.2.3	3	0.9
2.5	3	9	670.1.2.3	3	0.9
2.5	3	9	633.1.2.3	3	0.9
2.5	3	9	680.1.2.3	3	0.9
3	3	10	670.1.2.3	3	0.9
3	3	9	633.1.2.3	3	0.9
3	3	9	680.1.2.3	3	0.9
3.5	3	10	670.1.2.3	3	0.9
3.5	3	9	633.1.2.3	3	0.9
3.5	3	10	680.1.2.3	3	0.9
4	3	10	670.1.2.3	3	0.9
4	3	10	633.1.2.3	3	0.9
4	3	10	680.1.2.3	3	0.9
4.5	3	11	670.1.2.3	3	0.9
4.5	3	10	633.1.2.3	3	0.9
4.5	3	10	680.1.2.3	3	0.9
5	3	11	670.1.2.3	3	0.9
5	3	10	633.1.2.3	3	0.9
5	3	11	680.1.2.3	3	0.9
5.5	3	11	670.1.2.3	3	0.9
5.5	3	9	633.1.2.3	3	0.9
5.5	3	10	680.1.2.3	3	0.9
6	3	10	670.1.2.3	3	0.9
6	3	9	633.1.2.3	3	0.9
6	3	10	680.1.2.3	3	0.9

Figura 97: A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (00:00 - 6:00)

## 4 RESULTADOS

---

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
6.5	3	15	670.1.2.3	3	0.9
6.5	3	14	633.1.2.3	3	0.9
6.5	3	14	680.1.2.3	3	0.9
6.5	1	11	634.1	1	0.9
6.5	1	1	634.2	1	0.9
6.5	1	10	634.3	1	0.9
6.5	1	6	675.1	1	0.9
6.5	1	1	675.2	1	0.9
6.5	1	12	675.3	1	0.9
6.5	1	14	671.1	1	0.9
6.5	1	12	671.2	1	0.9
6.5	1	22	671.3	1	0.9
6.5	1	10	680.1	1	0.9
6.5	1	26	680.2	1	0.9
6.5	1	3	680.3	1	0.9
6.5	1	6	652.1	1	0.9
6.5	1	6	645.2	1	0.9
6.5	1	10	645.3	1	0.9
6.5	1	6	646.2	1	0.9
6.5	1	10	646.3	1	0.9
6.5	1	1	611.3	1	0.9
7	3	14	670.1.2.3	3	0.9
7	3	14	633.1.2.3	3	0.9
7	3	14	680.1.2.3	3	0.9
7.5	3	13	670.1.2.3	3	0.9
7.5	3	12	633.1.2.3	3	0.9
7.5	3	12	680.1.2.3	3	0.9
8	3	12	670.1.2.3	3	0.9
8	3	11	633.1.2.3	3	0.9
8	3	11	680.1.2.3	3	0.9
8.5	3	9	670.1.2.3	3	0.9
8.5	3	8	633.1.2.3	3	0.9
8.5	3	8	680.1.2.3	3	0.9
9	3	5	670.1.2.3	3	0.9
9	3	5	633.1.2.3	3	0.9
9	3	5	680.1.2.3	3	0.9
9.5	3	5	670.1.2.3	3	0.9
9.5	3	5	633.1.2.3	3	0.9
9.5	3	5	680.1.2.3	3	0.9
10	3	2	670.1.2.3	3	0.9
10	3	2	633.1.2.3	3	0.9
10	3	2	680.1.2.3	3	0.9

Figura 98: A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (6:30 - 10:00)

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
13	3	2	670.1.2.3	3	0.9
13	3	2	633.1.2.3	3	0.9
13	3	2	680.1.2.3	3	0.9
13.5	3	2	670.1.2.3	3	0.9
13.5	3	2	633.1.2.3	3	0.9
13.5	3	2	680.1.2.3	3	0.9
14	3	3	670.1.2.3	3	0.9
14	3	3	633.1.2.3	3	0.9
14	3	3	680.1.2.3	3	0.9
14.5	3	5	670.1.2.3	3	0.9
14.5	3	4	633.1.2.3	3	0.9
14.5	3	4	680.1.2.3	3	0.9
15	3	5	670.1.2.3	3	0.9
15	3	5	633.1.2.3	3	0.9
15	3	4	680.1.2.3	3	0.9
15.5	3	5	670.1.2.3	3	0.9
15.5	3	5	633.1.2.3	3	0.9
15.5	3	5	680.1.2.3	3	0.9
16	3	6	670.1.2.3	3	0.9
16	3	5	633.1.2.3	3	0.9
16	3	5	680.1.2.3	3	0.9
16.5	3	6	670.1.2.3	3	0.9
16.5	3	5	633.1.2.3	3	0.9
16.5	3	6	680.1.2.3	3	0.9
17	3	6	670.1.2.3	3	0.9
17	3	6	633.1.2.3	3	0.9
17	3	6	680.1.2.3	3	0.9

Figura 99: A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (13:00 - 17:00)

## 4 RESULTADOS

---

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
17.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
17.5	3	2	633.1.2.3	3	0.9
17.5	3	2	680.1.2.3	3	0.9
17.5	1	24	634.1	1	0.9
17.5	1	24	634.2	1	0.9
17.5	1	3	634.3	1	0.9
17.5	1	13	675.1	1	0.9
17.5	1	29	675.2	1	0.9
17.5	1	3	675.3	1	0.9
17.5	1	33	671.1	1	0.9
17.5	1	52	671.2	1	0.9
17.5	1	27	671.3	1	0.9
17.5	1	23	680.1	1	0.9
17.5	1	59	680.2	1	0.9
17.5	1	7	680.3	1	0.9
17.5	1	14	652.1	1	0.9
17.5	1	24	645.2	1	0.9
17.5	1	13	645.3	1	0.9
17.5	1	24	646.2	1	0.9
17.5	1	13	646.3	1	0.9
17.5	1	3	611.3	1	0.9
18	3	3	670.1.2.3	3	0.9
18	3	2	633.1.2.3	3	0.9
18	3	2	680.1.2.3	3	0.9
18.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
18.5	3	2	633.1.2.3	3	0.9
18.5	3	2	680.1.2.3	3	0.9
19	3	2	670.1.2.3	3	0.9
19	3	1	633.1.2.3	3	0.9
19	3	1	680.1.2.3	3	0.9
19.5	3	2	670.1.2.3	3	0.9
19.5	3	1	633.1.2.3	3	0.9
19.5	3	1	680.1.2.3	3	0.9
20	3	2	670.1.2.3	3	0.9
20	3	1	633.1.2.3	3	0.9
20	3	1	680.1.2.3	3	0.9
20.5	3	2	670.1.2.3	3	0.9
20.5	3	1	633.1.2.3	3	0.9
20.5	3	1	680.1.2.3	3	0.9
21	3	2	670.1.2.3	3	0.9
21	3	1	633.1.2.3	3	0.9
21	3	1	680.1.2.3	3	0.9
21.5	3	2	670.1.2.3	3	0.9
21.5	3	1	633.1.2.3	3	0.9
21.5	3	1	680.1.2.3	3	0.9

Figura 100: A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (17:30 - 21:30)

VE_hora_c	VE_tipo_c	VE_n_coches	VE_bus_conn	VE_fases	VE_fdp
22	3	3	670.1.2.3	3	0.9
22	3	2	633.1.2.3	3	0.9
22	3	2	680.1.2.3	3	0.9
22.5	3	3	670.1.2.3	3	0.9
22.5	3	3	633.1.2.3	3	0.9
22.5	3	3	680.1.2.3	3	0.9
23	3	5	670.1.2.3	3	0.9
23	3	4	633.1.2.3	3	0.9
23	3	4	680.1.2.3	3	0.9
23.5	3	7	670.1.2.3	3	0.9
23.5	3	6	633.1.2.3	3	0.9
23.5	3	6	680.1.2.3	3	0.9

Figura 101: A.4.2 Y B.4.2 - Definición de VE (22:00 - 23:30)

Carga_modelo	Carga_bus_conn	Carga_fases	Carga_conn	Cargas_kW	Cargas_kvar
0	671.1.2.3	3	Delta	1155	660
0	634.1	1	Wye	160	110
0	634.2	1	Wye	120	90
0	634.3	1	Wye	120	90
0	645.2	1	Wye	170	125
0	646.2.3	1	Delta	230	132
0	692.3.1	1	Delta	170	151
0	675.1	1	Wye	485	190
0	675.2	1	Wye	68	60
0	675.3	1	Wye	290	212
0	611.3	1	Wye	170	80
0	652.1	1	Wye	128	86
0	670.1	1	Wye	17	10
0	670.2	1	Wye	66	38
0	670.3	1	Wye	117	68

Figura 102: A.4.2 Y B.4.2 - Definición de Cargas

Como se ha podido observar, la definición de los parámetros de los VE se ha segregado en 5 tablas, para distinguir las 5 configuraciones donde las estrategias de conexión y cantidad de VE cambian notablemente.

En la siguiente figura se muestra el número total de VE conectados a la red, en intervalos de 30 min, durante un día completo.

## 4 RESULTADOS

---

	Horas	VE Carga rápida	VE carga lenta	
	0:00	16	597	613
	0:30	18	597	615
	1:00	24	597	621
	1:30	25	597	622
	2:00	26	597	623
	2:30	27	597	624
	3:00	28	597	625
	3:30	29	597	626
	4:00	30	597	627
	4:30	31	597	628
	5:00	32	597	629
	5:30	30	597	627
	6:00	29	597	626
	6:30	43	167	210
	7:00	42	167	209
	7:30	37	167	204
	8:00	34	167	201
	8:30	25	167	192
	9:00	15	167	182
	9:30	15	167	182
	10:00	6	167	173
	10:30	0	167	167
	11:00	0	167	167
	11:30	0	167	167
	12:00	0	167	167
	12:30	0	167	167
	13:00	6	0	6
	13:30	6	0	6
	14:00	9	0	9
	14:30	13	0	13
	15:00	14	0	14
	15:30	15	0	15
	16:00	16	0	16
	16:30	17	0	17
	17:00	18	0	18
	17:30	7	388	395
	18:00	7	388	395
	18:30	7	388	395
	19:00	4	388	392
	19:30	4	388	392
	20:00	4	388	392
	20:30	4	388	392
	21:00	4	388	392
	21:30	4	388	392
	22:00	7	388	395
	22:30	9	388	397
	23:00	13	388	401
	23:30	19	388	407
		769	14976	

Figura 103: A.4.2 Y B.4.2 - Histórico el número de VE conectados a la red

En la primera etapa de la figura 103, el número de VE es elevado para ambas configuraciones, aunque predomina la carga lenta por el tipo de horario.

En la segunda etapa, la cantidad de VE se ve reducida drásticamente debido al aumento de la demanda de las cargas. Y es a las 10:30 cuando resulta inviable continuar con la

configuración de carga rápida, ya que llevaría a tensiones de operación inferiores de 0,9 pu.

En la tercera etapa, debido al horario, se evita la carga lenta con el fin de dar cabida al mayor número de VE entre las horas 13:00-17:00.

En la cuarta y última etapa, se reincorpora la carga lenta junto a la carga rápida.

A continuación, se traduce este número de vehículos eléctricos a valores de potencia. Además se añaden los valores de las cargas con el fin de mostrar la evolución de la demanda a lo largo del tiempo de simulación.

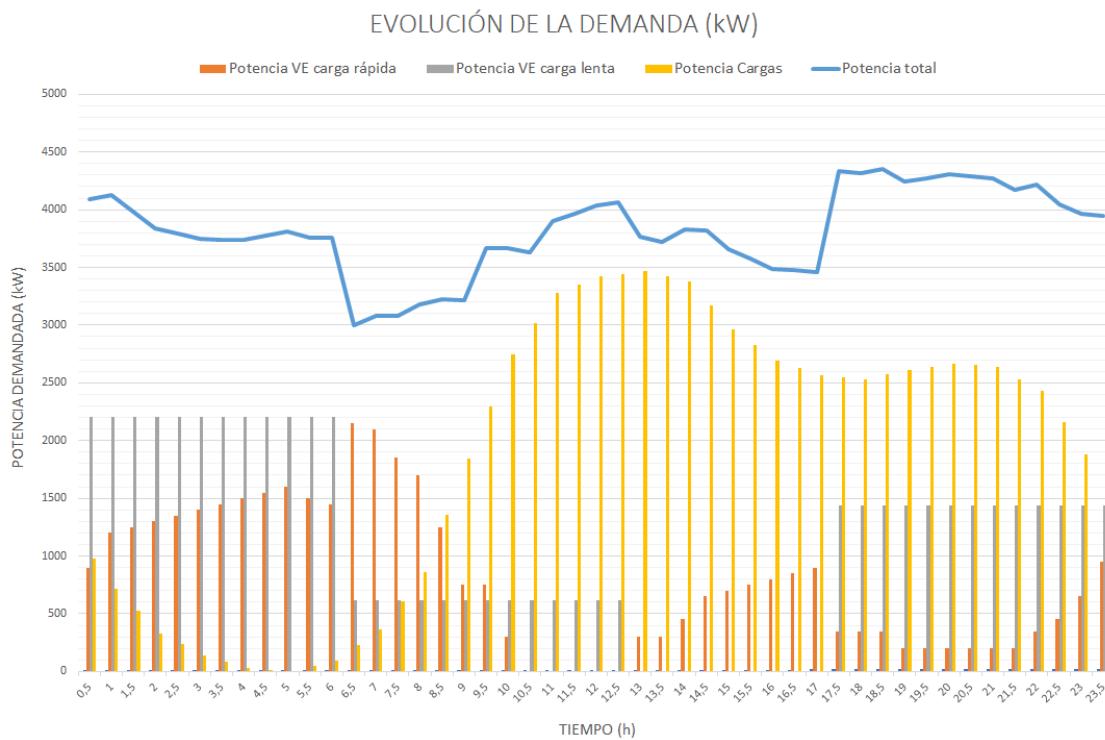


Figura 104: A.4.2 Y B.4.2 - Histórico de la potencia demandada

Como se puede observar, el valor de la demanda no se consigue aplanar por completo. Sin embargo, el valor total de la potencia demandada se mantiene dentro del rango de 3000-4400 kW.

## 4 RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones.

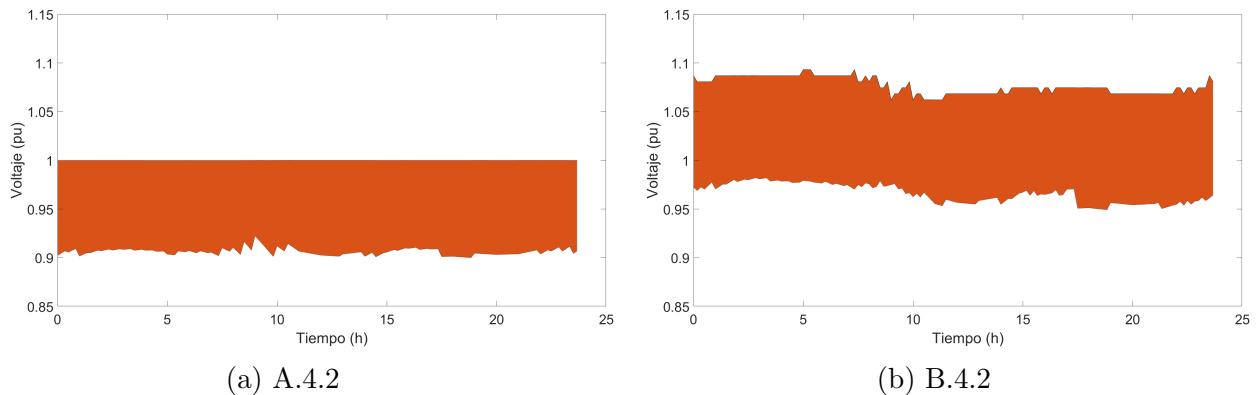


Figura 105: A.4.2 y B.4.2 - Tensiones máximas y mínimas

En la figura 105, se muestra que esta configuración propuesta permite trabajar dentro el rango límite de tensiones establecido. Además, ha sido optimizada de manera que, en todo instante de tiempo la tensión mínima tome valores muy próximos a 0,9 pu, es decir el sistema se encuentra trabajando al máximo rendimiento sin superar los valores de riesgo establecidos en la legislación.

Por otro lado, si se incorpora a la red el regulador de tomas (figura 105b), los valores de tensión no se aproximan tanto a los límites de 0,9 pu y 1,1 pu. Ello quiere decir, que la potencia demandada podría aumentarse, lo que se traduce a un aumento de la flota de VE cargando al mismo tiempo. Este caso de estudio se propone para futuros proyectos.

A continuación, se confirma esta afirmación, en las figuras 106 y 107.

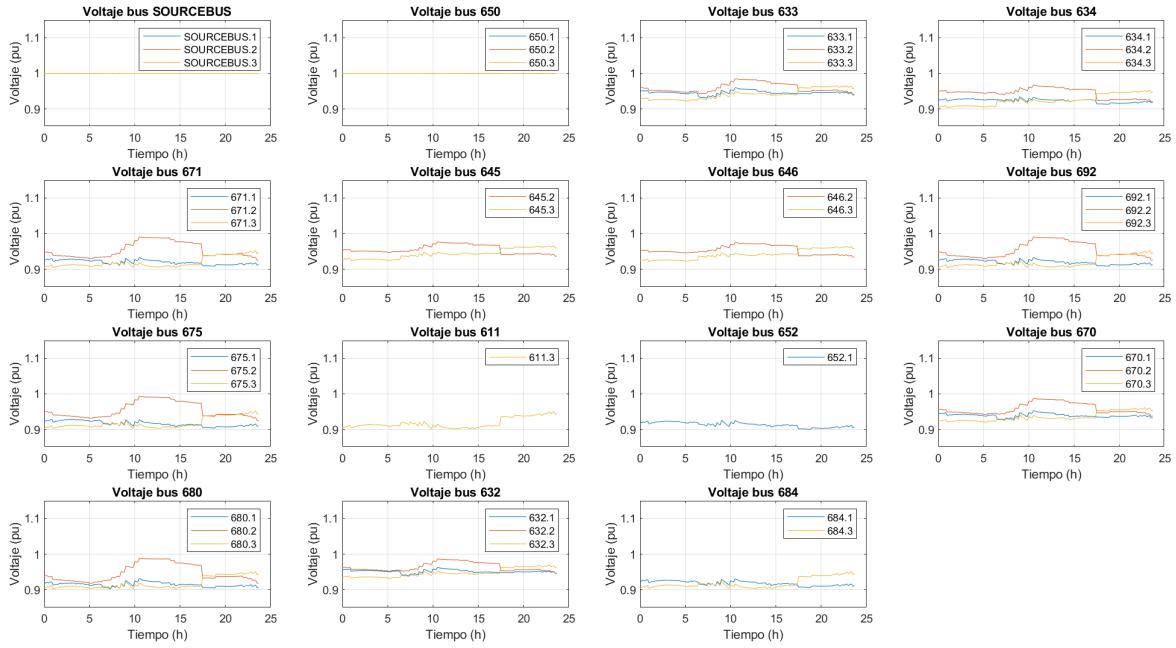


Figura 106: A.4.2 - Histórico de la tensión en cada bus

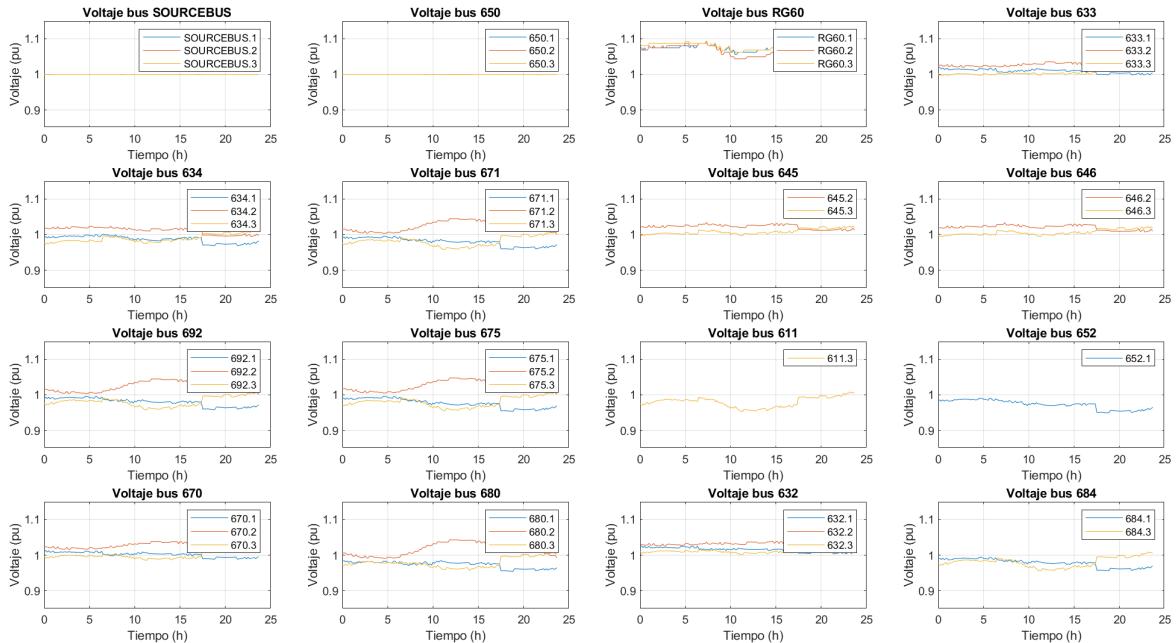


Figura 107: B.4.2 - Histórico de la tensión en cada bus

En la figura 106, se observa con claridad que la mayoría de los nodos las tensiones rozan el valor mínimo de tensión. Además, se reduce drásticamente el diferencial de tensiones

## **4 RESULTADOS**

---

entre cada fase de cada bus. Es más, bajo una topología de red con regulador de fases (figura 107), se consigue que todas los nodos situados aguas abajo del regulador de tomas operen tensiones próximas a la unidad.

Existe una franja horaria entre las 10:00 y las 17:00, donde la diferencia de las tensiones en la fase 2 de todos los buses se hace notable. Esto se debe a la configuración de la segunda y tercera etapa, pues es justamente en el intervalo de tiempo 10:30-12:30, cuando la demanda de VE se basa únicamente en una estrategia de carga lenta con un número de vehículos reducido, provocando que la tensión aumente en las fases con mayor demanda de VE.

En el resto del intervalo, la estrategia descrita se basa únicamente en una cargas rápidas, de manera que el aumento de demanda se realiza por igual en ambos nodos (debido a conexión trifásica requerida para este tipo de carga), y por ello, no se puede reducir el diferencial de la tensión de manera notable hasta la cuarta etapa.

Por otro lado, el porcentaje de desequilibrio llega a reducirse en un 6 % para ambos casos, A y B, frente a los resultados de la sección 4.3.6. El valor máximo obtenido en casos estudiados en las figuras 106 y 107 es del 2,36 %.

En resumen, esta estrategia propuesta ha dado como resultado una configuración muy eficiente cuyos valores de tensión, potencia y desequilibrio no solo respetan la normativa vigente, sino que mejoran el comportamiento de la red a pesar del aumento del número de VE conectados a la misma.

## 5. Conclusiones

En este proyecto no solo se ha creado un programa en Matlab capaz de interpretar y resolver flujos de potencia, a través de OpenDSS, con parámetros iniciales de carga definidos a gusto del usuario por medio de una tabla en Excel. Sino que también, se han analizado varios casos con el fin de comprender los efectos que producen las cargas, tanto de vehículos eléctricos como residenciales, industriales o comerciales, sobre las tensiones de los buses de la red.

Además, en las secciones 4.3.9 y 4.3.10. Se plantean cuatro casos de estudio configurados de manera eficiente, es decir, se distribuyen los puntos de carga de forma estratégica de manera que: el diferencial de la tensión entre nodos de un mismo bus sea lo más reducido posible, se mantenga una demanda de potencia próxima a 4850 kW para cada instante de tiempo, y se planteen diversas estrategias de carga en un mismo instante de tiempo. Todo ello, teniendo presente los valores limitantes definidos en la tabla 9 y respetando los horarios habituales de carga de VE al tipo de estrategia de carga, es decir en horario nocturno el aumento de demanda se deberá principalmente a los efectos de la carga lenta, y durante la tarde a la carga rápida (figura 104).

A continuación, se muestra una tabla con algunos de los parámetros más relevantes de los casos estudiados.

## 5 CONCLUSIONES

---

A.1	B.1	A.2	B.2
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,056$	$V_{max} = 1,0283$	$V_{max} = 1,0561$
$V_{min} = 0,91405$	$V_{min} = 0,95965$	$V_{min} = 0,91405$	$V_{min} = 0,95965$
$Kd_{max} = 2,1709\%$	$Kd_{max} = 1,9124\%$	$Kd_{max} = 2,1941\%$	$Kd_{max} = 1,9546\%$
$P_{max} = 3466 \text{ kW}$	$P_{max} = 3466 \text{ kW}$	$P_{max} = 3466 \text{ kW}$	$P_{max} = 3466 \text{ kW}$
A.3.1	B.3.1	A.3.2	B.3.2
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,0932$	$V_{max} = 1,021$	$V_{max} = 1,0561$
$V_{min} = 0,86904$	$V_{min} = 0,93588$	$V_{min} = 0,91405$	$V_{min} = 0,95965$
$Kd_{max} = 2,6841\%$	$Kd_{max} = 2,867\%$	$Kd_{max} = 2,1941\%$	$Kd_{max} = 1,9546\%$
$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$	$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$	$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$	$P_{max} = 4842,4 \text{ kW}$
A.3.3	B.3.3	A.3.4	B.3.4
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,0994$	$V_{max} = 1,0283$	$V_{max} = 1,0995$
$V_{min} = 0,87272$	$V_{min} = 0,945$	$V_{min} = 0,8751$	$V_{min} = 0,94701$
$Kd_{max} = 2,5818\%$	$Kd_{max} = 2,7701\%$	$Kd_{max} = 2,5134\%$	$Kd_{max} = 2,5141\%$
$P_{max} = 4666 \text{ kW}$	$P_{max} = 4666 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$
A.3.5	B.3.5	A.3.6	B.3.6
$V_{max} = 1,021$	$V_{max} = 1,0623$	$V_{max} = 1,0283$	$V_{max} = 1,0995$
$V_{min} = 0,91331$	$V_{min} = 0,95965$	$V_{min} = 0,8433$	$V_{min} = 0,91446$
$Kd_{max} = 2,1941\%$	$Kd_{max} = 1,991\%$	$Kd_{max} = 2,5167\%$	$Kd_{max} = 2,6012\%$
$P_{max} = 4835 \text{ kW}$	$P_{max} = 4835 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$	$P_{max} = 4575,6 \text{ kW}$
A.4.1	B.4.1	A.4.2	B.4.2
$V_{max} = 1,0004$	$V_{max} = 1,0808$	$V_{max} = 1,0078$	$V_{max} = 1,0933$
$V_{min} = 0,90699$	$V_{min} = 0,97695$	$V_{min} = 0,9001$	$V_{min} = 0,94932$
$Kd_{max} = 2,1709\%$	$Kd_{max} = 2,2358\%$	$Kd_{max} = 2,3606\%$	$Kd_{max} = 2,3613\%$
$P_{max} = 4857,5 \text{ kW}$	$P_{max} = 4857,5 \text{ kW}$	$P_{max} = 4381,132 \text{ kW}$	$P_{max} = 4381,132 \text{ kW}$

Tabla 11: Tabla de resultados

En las secciones 4.3.1 (casos A.1 y B.1) y 4.3.2 (casos A.2 y B.2), se comprenden los conceptos fundamentales que rigen la evolución de la tensión a lo largo de la simulación. Estos son:

- El aumento de la demanda supone una reducción de la tensión.
- El regulador de cargas reduce su toma ante aumentos de la demanda y la aumenta ante reducciones de la misma, con el fin de estabilizar las tensiones dentro del rango de 0,9-1,1.

En las secciones 4.3.3 (casos A.3.1 y B.3.1) y 4.3.5 (casos A.3.3 y B.3.3), se observa que ante cargas constantes, el horario de carga de los VE no tiene efectos sobre la red. Además, si se le añade el limitante de una potencia máxima admisible de 4850 kW, la estrategia de carga tampoco es un factor determinante en la evolución de las tensiones durante la simulación. Por ello, se desestima el estudio de otros casos de la misma índole.

En las secciones 4.3.4 (casos A.3.2 y B.3.2) y 4.3.6 (casos A.3.4 y B.3.4), se observa la importancia de la definición de un horario adecuado para cada estrategia de carga, donde un aumento de la potencia demanda por los vehículos eléctricos en un instante concreto puede llegar a desestimar el estudio, como ocurría en el caso A.3.4 (ver figura 83).

En las secciones 4.3.7 (casos A.3.5 y B.3.5) y 4.3.8 (casos A.3.6 y B.3.6), se observa la importancia del reparto de cargas sobre la red. La carga de los buses más alejados de la alimentación supone una reducción elevada de la tensión en toda la red. Por ello, resulta más eficiente repartir las cargas de con mayores valores de demanda en los buses próximos a la red de alimentación, evitando sobrecargas en los buses exteriores (buses 611 y 675).

Por último, en las secciones 4.3.9 (casos A.4.1 y B.4.1) y 4.3.10 (casos A.4.2 y B.4.2), se observan claramente la mejoría de los valores de tensión, y potencia, presentados en la tabla 11. Además, en las figuras 106 y 107 se muestra una clara mejora en la uniformidad de la tensión de los buses de la red, respecto a los casos con definidos con un perfil de cargas temporal.

## 6. Trabajos futuros

En este proyecto se han llegado a alcanzar todos los objetivos que se tenían previstos. Sin embargo, a medida que analizaban los resultados surgían nuevas ideas para futuros proyectos. Es por ello, que se decide crear esta sección.

Las ideas más relevantes se mencionan a continuación:

1. Analizar las tensiones de los nodos incorporando a la red un banco de condensadores en los buses 611 y 675, los más alejados de la red de alimentación. Estos buses son los más vulnerables a caídas de tensión, por ello se propone la incorporación de condensadores.
2. Estudiar para cada caso de estudio la distorsión armónica de las tensiones (THD), ya que como se ha visto en secciones anteriores, la modificación de las tomas supone un aumento en la distorsión de las señales de las tensiones y esto podría acusar los valores de distorsión armónica de la red.
3. Estudiar para cada caso de estudio las tensiones en la red.
4. Realizar nuevos casos bajo una tipología de red distinta a la del proyecto.

Todas estas ideas se plantean con el fin de que cualquier usuario interesado pueda utilizarlas, ya que la herramienta de análisis se ha planteado con una estructura versátil y fácil de modificar. Se recuerda que el código utilizado se presenta en el Anexo A y la explicación del mismo se realiza en la sección 3.1.1.

## Referencias

- [1] BloombergNEF. 2022. URL: <https://www.bloomberglinea.com/2022/04/08/flota-mundial-de-vehiculos-electricos-pronto-superara-los-20-millones/>.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. “Orden TED/800/2021 Programa de incentivos a proyectos singulares en movilidad eléctrica (Programa MOVES Singulares II)”. En: *Boletín Oficial del Estado* (2021), págs. 90581-90607.
- [3] IDAE. *Programa MOVES Proyectos Singulares II*. 2021. URL: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-movilidad-y-vehiculos/programa-moves-proyectos-singulares-ii>.
- [4] Richard E. Brown. *Electric Power Distribution Reliability*. Technology and Engineering. CRC Press, 2002. ISBN: 9781351838221. URL: <https://www.perlego.com/book/1572024/electric-power-distribution-reliability-pdf>.
- [5] F. BARRERO GONZALEZ. *Sistemas de energía eléctrica*. Electricidad y Electrónica. Ediciones Paraninfo, S.A, 2004. ISBN: 9788497322836. URL: <https://books.google.com.co/books?id=wZoyiFKf5IkC>.
- [6] Kai Strunz, Chad Abbey, Christophe Andrieu, Ryan C Campbell y Robert Fletcher. *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*. July. 2009. ISBN: 9782858732708.
- [7] Thomas H. Ortmeyer. *Electric power distribution Handbook Second Edition*. 2017, págs. 271-292. ISBN: 9781498719711. DOI: 10.1201/b19664.
- [8] Siemens AG. “Planning of Electric Power Distribution - Technical Principle”. En: (2015). URL: [http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/consultant-support/download-center/tabcards/pages/Documents/Planning-Manuals/Planning\\_of\\_Electric\\_Power\\_Distribution\\_Technical\\_Principles.pdf](http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/EN/consultant-support/download-center/tabcards/pages/Documents/Planning-Manuals/Planning_of_Electric_Power_Distribution_Technical_Principles.pdf).
- [9] URL: [https://lh3.googleusercontent.com/proxy/QPHIIaju0-6ktubDg1xewwaIR3\\_r1m0Qb9H4r1m-qIPI38f4uS9](https://lh3.googleusercontent.com/proxy/QPHIIaju0-6ktubDg1xewwaIR3_r1m0Qb9H4r1m-qIPI38f4uS9).
- [10] URL: <https://www.topcable.com/blog-electric-cable/caracteristicas-constructivas-de-un-cable-de-media-tension/>.
- [11] Gino Paolo Su y Arena Metodolog. “Metodología de diseño para alimentadores subterráneos en media tensión Escuela de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería”. En: (2018).
- [12] “IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”. En: *IEEE Std C57.12.00-2000* (2000), págs. 1-64. DOI: 10.1109/IEEESTD.2000.91813.
- [13] International Electrotechnical Commission. *IEC 60364-1:2005*. 2005. URL: [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec60364-1%7Bed5.0%7Db.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60364-1%7Bed5.0%7Db.pdf).
- [14] Legrand. *NORME NF C 15-100*. 2016. URL: <https://docdif.fr.grp.legrand-guide-norme-nf-c-15-100.pdf>.

## REFERENCIAS

---

- [15] Bernard Lacroix y Roland Calvas. “Cahier technique no. 172 System earthings in LV”. En: *Gui* 19.83 (2011), págs. 1-13.
- [16] A Koirala. “Real European Low Voltage Test Network for Smart Grid Applications”. En: (2018). URL: <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/48501>.
- [17] *IEEE European LV Test Feeder - Draft*. 2015. URL: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- [18] Paulo M. De Oliveira-De Jesus y Andrés Rojas Quintana. “New Formulation for Distribution System State Estimation”. En: *2012 VI Andean Region International Conference*. 2012, págs. 3-6. DOI: 10.1109/Andescon.2012.11.
- [19] Rejwanur Rashid Mojumdar, Pablo Arboleya y Cristina González-Morán. “Step-Voltage Regulator Model Test System”. En: *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*. 2015, págs. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286097.
- [20] W. H. Kersting. “Radial distribution test feeders”. En: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference 2.WINTER MEETING* (2001), págs. 908-912. ISSN: 21608563. DOI: 10.1109/PESW.2001.916993.
- [21] H. Hedayati, Ali Nabavi y Adel Akbarimajd. “A New Method for Placement of DG Units in Distribution Networks”. En: (dic. de 2006), págs. 1904 -1909. DOI: 10.1109/PSCE.2006.296204.
- [22] Mostafa Nick, Rachid Cherkaoui y Mario Paolone. “Optimal Allocation of Dispersed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks for Energy Balance and Grid Support”. En: *Power Systems, IEEE Transactions on* 29 (sep. de 2014), págs. 2300-2310. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2302020.
- [23] Augusto C. Rueda-Medina y Antonio Padilha-Feltrin. “Distributed Generators as Providers of Reactive Power Support—A Market Approach”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 28.1 (2013), págs. 490-502. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2202926.
- [24] Md Rasheduzzaman, Jacob A. Mueller y Jonathan W. Kimball. “Reduced-order small-signal model of microgrid systems”. En: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 6.4 (2015), págs. 1292-1305. ISSN: 19493029. DOI: 10.1109/TSTE.2015.2433177.
- [25] Sergio Bruno, Silvia Lamonaca, Giuseppe Rotondo, Ugo Stecchi y M. Scala. “Unbalanced Three-Phase Optimal Power Flow for Smart Grids”. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics - IEEE TRANS IND ELECTRON* 58 (oct. de 2011), págs. 4504-4513. DOI: 10.1109/TIE.2011.2106099.
- [26] Seyed Ali Arefifar, Yasser Abdel-Rady I. Mohamed y Tarek H. M. EL-Fouly. “Comprehensive Operational Planning Framework for Self-Healing Control Actions in Smart Distribution Grids”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 28.4 (2013), págs. 4192-4200. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2259852.
- [27] Vassilis Kekatos, Gang Wang, Antonio Conejo y Georgios Giannakis. “Stochastic reactive power management in microgrids with renewables”. En: *2015 IEEE Power*

- Energy Society General Meeting.* 2015, págs. 1-1. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286375.
- [28] W. Kersting. "Radial distribution test feeders". En: *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)* 2 (2001), 908-912 vol.2.
- [29] G. Ahmadi y S. Mohammad Shahrtash. "Neutral to earth voltage reduction methods in three-phase four wire distribution systems". En: *2009 International Conference on Electrical and Electronics Engineering - ELECO 2009* (2009), págs. I-134-I-138.
- [30] E. R. Collins y Jian Qin Jiang. "Analysis of Elevated Neutral-to-Earth Voltage in Distribution Systems With Harmonic Distortion". En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 24 (2009), págs. 1696-1702.
- [31] Randy Horton, W. G. Sunderman, Robert F. Arritt y Roger C. Dugan. "Effect of line modeling methods on neutral-to-earth voltage analysis of multi-grounded distribution feeders". En: *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition* (2011), págs. 1-6.
- [32] R. F. Arritt y R. C. Dugan. "The IEEE 8500-node test feeder". En: *IEEE PES T D 2010.* 2010, págs. 1-6. DOI: 10.1109/TDC.2010.5484381.
- [33] Kevin P. Schneider, Jason C. Fuller y David P. Chassin. "Multi-State Load Models for Distribution System Analysis". En: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.4 (2011), págs. 2425-2433. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2132154.
- [34] Robert F. Arritt y Roger C. Dugan. "Distribution System Analysis and the Future Smart Grid". En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 47.6 (2011), págs. 2343-2350. DOI: 10.1109/TIA.2011.2168932.
- [35] W. H. Kersting. "A comprehensive distribution test feeder". En: *IEEE PES T D 2010.* 2010, págs. 1-4. DOI: 10.1109/TDC.2010.5484418.
- [36] Shanshan Zhao, Xiaoli Meng y Xiaohui Song. "Increasing maximum penetration of distributed generation by voltage regulation in smart distribution grid". En: *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT).* 2015, págs. 1894-1898. DOI: 10.1109/DRPT.2015.7432555.
- [37] K. P. Schneider, B. A. Mather, B. C. Pal, C.-W. Ten, G. J. Shirek, H. Zhu, J. C. Fuller, J. L. R. Pereira, L. F. Ochoa, L. R. de Araujo, R. C. Dugan, S. Matthias, S. Paudyal, T. E. McDermott y W. Kersting. "Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders". En: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.3 (2018), págs. 3181-3188. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2760011.
- [38] Zhao Yuan y Mohammad Reza Hesamzadeh. "Hierarchical coordination of TSO-DSO economic dispatch considering large-scale integration of distributed energy resources". En: *Applied Energy* 195 (2017), págs. 600-615. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.042>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191730274X>.

## REFERENCIAS

---

- [39] Khalid Khawaja, Saad Khan, Soon-Jeong Lee, Zunaib Haider, Muhammad Rafique y Chul-Hwan Kim. “Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with Wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries”. En: *IET Renewable Power Generation* 11 (ago. de 2017), págs. 1305-1315. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0938.
- [40] P. Hines, S. Blumsack, E. Cotilla Sanchez y C. Barrows. “The Topological and Electrical Structure of Power Grids”. En: *2010 43rd Hawaii International Conference on System Sciences*. 2010, págs. 1-10. DOI: 10.1109/HICSS.2010.398.
- [41] W. H. Kersting. “The whys of distribution system analysis”. En: *2010 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*. 2010, A4-A4-7. DOI: 10.1109/REPCon.2010.5476210.
- [42] W.H. Kersting y W.H. Phillips. “Distribution feeder line models”. En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 31.4 (1995), págs. 715-720. DOI: 10.1109/28.395276.
- [43] IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. 2017. URL: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/>.
- [44] Valentin Rigoni, Luis(Nando) Ochoa, Gianfranco Chicco, Alejandro Navarro-Espinosa y Tuba Gozel. “Representative Residential LV Feeders: A Case Study for the North West of England”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 31 (ene. de 2016), págs. 348-360. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2403252.
- [45] Mateo C, Prettico G, Gomez T, Cossent R, Gangale F, Frias P y Fulli G. “European Representative Electricity Distribution Networks”. En: *INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS* 99 (2018), 273?280. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.01.027. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151731801X>.
- [46] Miguel Martínez, Asier Moreno, Ignacio Angulo, Carlos Mateo, Antonio David Masegosa, Asier Perallos y Pablo Frías. “Assessment of the impact of a fully electrified postal fleet for urban freight transportation”. En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 129 (2021), pág. 106770. ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106770>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521000107>.
- [47] Yuan Zhou, Yanpeng Ma, Jiangjiang Wang y Shuaikang Lu. “Collaborative planning of spatial layouts of distributed energy stations and networks: A case study”. En: *Energy* 234 (2021), pág. 121205. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121205>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221014535>.
- [48] URL: <https://alcanzia.es/movilidad/historia-vehiculo-electrico/>.
- [49] Felipe Jiménez Alonso. “Universidad política de madrid instituto universitario de investigación del automóvil”. En: (), págs. 1-25.
- [50] Comisión Europea. *Pacto Verde Europeo*. 2021. URL: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es).

- [51] *Política medioambiental de Biden*. 2021. URL: <https://www.tramites-usa.com/cambio-climatico-y-politica-de-medio-ambiente/>.
- [52] UNE. *Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos. Parte 1: Requisitos generales*. 2020. URL: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0064113>.
- [53] URL: <https://www.creara.es/post/tipos-recarga-coche-electrico/>.
- [54] Felipe Jiménez Alonso. “Universidad política de madrid instituto universitario de investigación del automóvil”. En: (), págs. 1-13.
- [55] Syed Rahman, Irfan Ahmed Khan, Ashraf Ali Khan, Ayan Mallik y Muhammad Faisal Nadeem. “Comprehensive review & impact analysis of integrating projected electric vehicle charging load to the existing low voltage distribution system”. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 153.May 2021 (2022). ISSN: 18790690. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111756.
- [56] Morris Brenna, Federica Foiadelli, Carola Leone y Michela Longo. “Electric Vehicles Charging Technology Review and Optimal Size Estimation”. En: *Journal of Electrical Engineering and Technology* 15.6 (2020), págs. 2539-2552. ISSN: 20937423. DOI: 10.1007/s42835-020-00547-x. URL: <https://doi.org/10.1007/s42835-020-00547-x>.
- [57] Elie Ayoub y Nabil Karami. “Review on The Charging Techniques of a Li-ion Battery”. En: abr. de 2015. DOI: 10.1109/TAECE.2015.7113599.
- [58] Liang-Rui Chen. “Design of Duty-Varied Voltage Pulse Charger for Improving Li-Ion Battery-Charging Response”. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 56.2 (2009), págs. 480-487. DOI: 10.1109/TIE.2008.2002725.
- [59] Huiyong Chun, Jungsoo Kim, Jungwook Yu y Soohee Han. “Real-Time Parameter Estimation of an Electrochemical Lithium-Ion Battery Model Using a Long Short-Term Memory Network”. En: *IEEE Access* 8 (2020), págs. 81789-81799. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2991124.
- [60] Changfu Zou, Xiaosong Hu, Zhongbao Wei, Torsten Wik y Bo Egardt. “Electrochemical Estimation and Control for Lithium-Ion Battery Health-Aware Fast Charging”. En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 65.8 (2018), págs. 6635-6645. DOI: 10.1109/TIE.2017.2772154.
- [61] Damin Zhang, Huipin Lin, Qiang Zhang, Shaobo Kang y Zhengyu Lu. “Analysis, Design, and Implementation of a Single-Stage Multipulse Flexible-Topology Thyristor Rectifier for Battery Charging in Electric Vehicles”. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 34.1 (2019), págs. 47-57. DOI: 10.1109/TEC.2018.2856905.
- [62] Qiuming Gong, Shawn Midlam-Mohler, Vincenzo Marano y Giorgio Rizzoni. “Study of PEV Charging on Residential Distribution Transformer Life”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 3.1 (2012), págs. 404-412. DOI: 10.1109/TSG.2011.2163650.
- [63] S.B. Sadati, A. Tahani, B. Darvishi, M. Dargahi y H. yousefi. “Comparison of distribution transformer losses and capacity under linear and harmonic loads”. En: *2008*

## REFERENCIAS

---

- IEEE 2nd International Power and Energy Conference.* 2008, págs. 1265-1269. DOI: 10.1109/PECON.2008.4762661.
- [64] Hao Tu, Hao Feng, Srdjan Srdic y Srdjan Lukic. “Extreme Fast Charging of Electric Vehicles: A Technology Overview”. En: *IEEE Transactions on Transportation Electrification* 5.4 (2019), págs. 861-878. DOI: 10.1109/TTE.2019.2958709.
- [65] Robert C. Green, Lingfeng Wang y Mansoor Alam. “The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook”. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.1 (2011), págs. 544-553. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.08.015>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002674>.
- [66] Peter Richardson, Damian Flynn y Andrew Keane. “Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 27.1 (2012), págs. 268-279. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2158247.
- [67] Mohammad Meraj y Ahmed Massoud. “Dynamic mitigation of EV charging stations impact on active Distribution Networks with Distributed BESSs”. En: *2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018)*. 2018, págs. 1-6. DOI: 10.1109/CPE.2018.8372539.
- [68] Chieh-Min Chan, Hung-Ru Liou y Chan-Nan Lu. “Operation of distribution feeders with electric vehicle charging loads”. En: *2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. 2012, págs. 695-700. DOI: 10.1109/ICHQP.2012.6381197.
- [69] Saman Babaie, David Steen, Le Anh Tuan, Ola Carlson y Lina Bertling. “Effects of Plug-in Electric Vehicles on distribution systems: A real case of Gothenburg”. En: *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. 2010, págs. 1-8. DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638947.
- [70] M. Cresta, F. M. Gatta, A. Geri, L. Landolfi, S. Lauria, M. Maccioni, M. Paulucci y M. Pompili. “Prospective installation of EV charging points in a real LV network: Two case studies”. En: *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*. 2012, págs. 725-730. DOI: 10.1109/EnergyCon.2012.6348246.
- [71] Huangjie Gong, Rosemary E. Alden y Dan M. Ionel. “Stochastic Battery SOC Model of EV Community for V2G Operations Using CTA-2045 Standards”. En: *2022 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)*. 2022, págs. 1144-1147. DOI: 10.1109/ITEC53557.2022.9813889.
- [72] Seung-Gwon Kim, Ki-Ho Baek y Sung-Min Park. “Improved Power Control Strategy of Single-Phase CHFL Converter for V2G Applications”. En: *2018 21st International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*. 2018, págs. 2614-2618. DOI: 10.23919/ICEMS.2018.8549110.
- [73] Página oficial de Matlab. URL: <https://es.mathworks.com/products/matlab.html>.
- [74] Página oficial de OpenDSS. URL: <https://www.epri.com/pages/sa/opendss>.

- [75] Roger C Dugan y Davis Montenegro. “Manual (OpenDSS)”. En: June (2021), págs. 1-243.
- [76] William H. Kersting. *Distribution Systems. Modeling and Analysis*. ISBN: 9781498772136.
- [77] URL: <https://www.cienciasfera.com/materiales/electrotecnia/tema13/Trifasico1.jpg>.

## Anexo

### Código EXTRAE\_TXT - EXCEL

```
1 Attribute VB_Name = "EXTRAE_TXT"
2 Sub EXTRAE_TXT_VE()
3
4 Dim PATH As String
5 PATH = Application.ActiveWorkbook.PATH & "\VE_13BusTestFeeder.txt"
6
7 Set fs = CreateObject("Scripting.FileSystemObject")
8 Set a = fs.CreateTextFile(PATH, True)
9
10
11 Dim MyArray As Variant
12
13 MyArray = Worksheets("VE").ListObjects("Tabla2").DataBodyRange.Value
14
15 For i = 1 To UBound(MyArray)
16     j = 6
17     a.WriteLine MyArray(i, j - 5) & vbTab & MyArray(i, j - 4) &
18     vbTab & MyArray(i, j - 3) & vbTab & MyArray(i, j - 2) & vbTab &
19     MyArray(i, j - 1) & vbTab & MyArray(i, j)
20 Next
21 a.Close
22 MsgBox ("Listo")
23 End Sub
24
25 Sub EXTRAE_TXT_CARGAS()
26
27 Dim PATH As String
28 PATH = Application.ActiveWorkbook.PATH & "\Cargas_13BusTestFeeder.txt"
29
30 Set fs = CreateObject("Scripting.FileSystemObject")
31 Set a = fs.CreateTextFile(PATH, True)
32
33
34 Dim MyArray As Variant
35
36 MyArray = Worksheets("Cargas").ListObjects("Tabla3").DataBodyRange.Value
37
38 For i = 1 To UBound(MyArray)
39     j = 6
40     a.WriteLine MyArray(i, j - 5) & vbTab & MyArray(i, j - 4) &
41     vbTab & MyArray(i, j - 3) & vbTab & MyArray(i, j - 2) & vbTab &
        MyArray(i, j - 1) & vbTab & MyArray(i, j)
```

```

42     Next
43 a.Close
44
45 MsgBox ("Listo")
46 End Sub

```

Código 11: VBScript función EXTRAE\_TXT

## Código ConcatRange - EXCEL

```

1 Attribute VB_Name = "FUNCIONES"
2
3 'CONCATENAR VALORES CON UN SEPARADOR
4
5 Function ConcatRange(Rango As Range, Sep As String)
6 For Each celda In Rango.Cells
7     ConcatRange = ConcatRange & celda.Value & Sep
8 Next
9 ConcatRange = Left(ConcatRange, Len(ConcatRange) - 1)
10 End Function

```

Código 12: VBScript función ConacatRange

## Main - MATLAB

```

1 clc % borrar datos command widow
2 clear all % borrar datos Workspace
3 close all % cerrar figuras abiertas
4
5 %-----
6 % PARÁMETROS DE SIMULACIÓN (USUARIO)
7 %-----
8
9 Nom_case = 'B.4.2_';
10
11 t_inicio = 0; %h
12 t_fin = 23.8; %h
13 DeltaT = 600; %s
14
15 Main_dss = 1; %1 (B - con regulador tomas) o 2 (A - sin regulador tomas)
16
17 %-----
18 % DEFINIR VALORES NOMINALES DE VOLTAJE
19 %-----
20
21 if Main_dss == 1
22
23 V_nominal = {'SOURCEBUS' 115 3 ; 650 4.16 3 ; 'RG60' 4.16 3 ; 633 4.16 3
   ; 634 0.48 3 ; 671 4.16 3 ; 645 4.16 2 ; 646 4.16 2 ; 692 4.16 3 ;
   675 4.16 3 ; 611 4.16 1 ; 652 4.16 1 ; 670 4.16 3 ; 632 4.16 3 ; 680
   4.16 3 ; 684 4.16 2};

```

## REFERENCIAS

---

```
24 V_nominal = string(V_nominal);
25
26 else
27
28 V_nominal = {'SOURCEBUS' 115 3 ; 650 4.16 3 ; 633 4.16 3 ; 634 0.48 3 ;
29   671 4.16 3 ; 645 4.16 2 ; 646 4.16 2 ; 692 4.16 3 ; 675 4.16 3 ; 611
30   4.16 1 ; 652 4.16 1 ; 670 4.16 3 ; 632 4.16 3 ; 680 4.16 3 ; 684 4.16
31   2};
32 V_nominal = string(V_nominal);
33
34 %-----
35 % DEFINIR PUNTOS DE CARGA VE (VE_13BusTestFeeder.txt)
36 %-----
37 % Cada fila del .txt corresponde a una fuente de corriente
38 % Las columnas representan las siguientes variables:
39 % | hora_c | tipo_c | n_coches | bus_conn | fases | fdp
40
41
42 file_VE = fopen('VE_13BusTestFeeder.txt');
43 C_format = textscan(file_VE, '%f %f %f %s %f %f');
44 fclose(file_VE);
45
46 % Lectura de las variables del .txt
47
48 VE_hora_c = C_format{1};
49 VE_tipo_c = C_format{2};
50 VE_n_coches = C_format{3};
51 VE_bus_conn = string(C_format{4});
52 VE_fases = C_format{5};
53 VE_fdp = C_format{6};
54
55
56 %-----
57 % DEFINIR CARGAS (Cargas_13BusTestFeeder.txt)
58 %-----
59 % Cada fila del .txt corresponde a una fuente de corriente
60 % Las columnas representan las siguientes variables:
61 % | modelo | bus_conn | fases | conn | V | P | Q
62
63
64 file_Carga = fopen('Cargas_13BusTestFeeder.txt');
65 C_format = textscan(file_Carga, '%f %s %s %s %f %f');
66 fclose(file_Carga);
67
68 % Lectura de las variables del .txt
69
```

```

70 Carga_modelo = C_format{1};
71 Carga_bus_conn = string(C_format{2});
72 Carga_fases = string(C_format{3});
73 Carga_conn = string(C_format{4});
74 Carga_P = C_format{5};
75 Carga_Q = C_format{6};
76
77
78
79 %-----
80 % DEFINIR TIEMPO DEL SIMULADOR EN SEGUNDOS
81 %-----
82
83 t_inicio = t_inicio * 3600;
84 t_fin = t_fin * 3600;
85
86 nbr_DeltaT = (t_fin-t_inicio)/DeltaT;
87
88 %-----
89 % ESTUDIO EN EL TIEMPO
90 %-----
91 t_0 = 0;
92
93 for t = t_inicio:DeltaT:t_fin
94
95 t_0 = t_0 + 1;
96
97 % CREACIÓN DEL ARCHIVO IEEE13Cargas.dss
98
99 [Cargas_P] = Function_CargasDSS(Carga_bus_conn, Carga_fases, Carga_conn,
    Carga_P, Carga_Q, Carga_modelo, V_nominal, t);
100
101 % CREACIÓN DEL ARCHIVO IEEE13VE.dss
102
103 [VE_P] = Function_VE_DSS(VE_bus_conn, VE_fases, VE_fdp, VE_hora_c,
    VE_n_coches, VE_tipo_c, V_nominal, t);
104
105
106 % LLAMAMIENTO A OPENDSS PARA EXTRAER RESULTADOS
107
108 Function_MATLAB_OPENDSS(Main_dss)
109
110 % EXPORTAMOS LOS RESULTADOS DEL .CSV A MATLAB
111
112 Table_Voltage_data = readtable('IEEE13Nodeckt_EXP_VOLTAGES.CSV', 'Format
    ','%s %s %s');
113 Voltage_data = table2array(Table_Voltage_data);
114 Voltage_data = string(Voltage_data);
115

```

## REFERENCIAS

---

```
116
117 Dim_Voltage_data = size(Voltage_data);
118
119 for i = 1:Dim_Voltage_data(1)
120
121     if Voltage_data(i,7) == '3'
122
123         % Movemos los valores de cada fase a su columna correspondiente
124         Voltage_data(i,14) = Voltage_data(i,10);
125         Voltage_data(i,13) = Voltage_data(i,9);
126         Voltage_data(i,12) = Voltage_data(i,8);
127         Voltage_data(i,11) = Voltage_data(i,7);
128
129         % Evitamos que se dupliquen los valores de las tensiones
130
131         Voltage_data(i,10) = '0';
132         Voltage_data(i,9) = '0';
133         Voltage_data(i,8) = '0';
134         Voltage_data(i,7) = '0';
135
136     else
137
138 end
139 % DAMOS FORMATO A LOS RESULTADOS
140
141 for i = 1:Dim_Voltage_data(1)
142
143     if Voltage_data(i,3) == '3'
144
145         % Movemos los valores de cada fase a su columna correspondiente
146         Voltage_data(i,14) = Voltage_data(i,6);
147         Voltage_data(i,13) = Voltage_data(i,5);
148         Voltage_data(i,12) = Voltage_data(i,4);
149         Voltage_data(i,11) = Voltage_data(i,3);
150
151         % Evitamos que se dupliquen los valores de las tensiones
152
153         Voltage_data(i,6) = '0';
154         Voltage_data(i,5) = '0';
155         Voltage_data(i,4) = '0';
156         Voltage_data(i,3) = '0';
157
158 elseif Voltage_data(i,3) == '2'
159
160     % Movemos los valores de cada fase a su columna correspondiente
161     Voltage_data(i,10) = Voltage_data(i,6);
162     Voltage_data(i,9) = Voltage_data(i,5);
163     Voltage_data(i,8) = Voltage_data(i,4);
164     Voltage_data(i,7) = Voltage_data(i,3);
```

```

165
166 % Evitamos que se dupliquen los valores de las tensiones
167
168     Voltage_data(i,6) = '0';
169     Voltage_data(i,5) = '0';
170     Voltage_data(i,4) = '0';
171     Voltage_data(i,3) = '0';
172
173 else
174 end
175
176 end
177
178
179 % FUNCIÓN RESUMEN_RESULTADOS (Muestra valor y el nodo fuera de límites predefinidos; y
180 % almacena los cálculos en una variable)
181
182
183 if t_0 <= 1
184
185     Resumen_Resultados = [];
186     [RESUMEN_RESULTADOS] = Function_Resumen_Resultados(V_nominal,
187     Voltage_data,Carga_P, VE_P, Cargas_P, t_0, t, Resumen_Resultados);
188     Resumen_Resultados = RESUMEN_RESULTADOS;
189
190 else
191
192     [RESUMEN_RESULTADOS] = Function_Resumen_Resultados(V_nominal,
193     Voltage_data,Carga_P, VE_P, Cargas_P, t_0, t, Resumen_Resultados);
194     Resumen_Resultados = RESUMEN_RESULTADOS;
195
196
197 % ALMACENAMOS LOS VALORES DE TENSIÓN EN UNA VARIABL TRIDIEMENSIONAL. ALMACENAMOS
198 % ADICIONALMENTE LOS VALORES DE t EN LA VARIABLE T
199 if t_0 <= 1
200
201     Voltage_data_3D = Voltage_data;
202     T = t;
203 else
204     Voltage_data_3D(:,:,t_0) = Voltage_data;
205     T = [T;t];
206 end
207
208 end
209
210

```

## REFERENCIAS

---

```
211 %-----  
212 % PLOTTER  
213 %-----  
214  
215 % GRAFICAR TENSIÓN A LO LARGO DEL TIEMPO  
216  
217 num_buses = size(Voltage_data,1);  
218 nom_buses = strrep(Voltage_data(:,1),"""","");  
219  
220  
221 figure_1 = figure('Name','Perfiles de tension de los buses','NumberTitle  
','off');  
222 set(figure_1, 'units', 'normalized', 'position', [0 0 1 0.9]);  
223  
224 for i = 1:num_buses  
225  
226 nom_legend_1 = strcat(nom_buses(i), '.', Voltage_data_3D(i,3,1));  
227 aux = split(nom_legend_1, '.');  
228  
229 if aux(2) == '0'  
230     nom_legend_1 = '';  
231 else  
232 end  
233  
234 nom_legend_2 = strcat(nom_buses(i), '.', Voltage_data_3D(i,7,1));  
235 aux = split(nom_legend_2, '.');  
236  
237 if aux(2) == '0'  
238     nom_legend_2 = '';  
239 else  
240 end  
241  
242 nom_legend_3 = strcat(nom_buses(i), '.', Voltage_data_3D(i,11,1));  
243 aux = split(nom_legend_3, '.');  
244  
245 if aux(2) == '0'  
246     nom_legend_3 = '';  
247 else  
248 end  
249  
250 Y = [squeeze(Voltage_data_3D(i,6,:)) squeeze(Voltage_data_3D(i,10,:))  
) squeeze(Voltage_data_3D(i,14,:))];  
251 Y = str2double(Y);  
252  
253 subplot(round(num_buses/4,0),4,i);  
254  
255  
256 plot(T/3600,Y(:,1));  
257 hold on
```

```

258 plot(T/3600,Y(:,2));
259 hold on
260 plot(T/3600,Y(:,3));
261 ylim([0.85 1.15])
262 ylabel('Voltaje (pu)')
263 xlabel('Tiempo (h)')
264 grid on;
265
266 title(strcat('Voltaje bus ',{''}, nom_buses(i)));
267 legend({nom_legend_1, nom_legend_2, nom_legend_3}, 'Location', 'northeast');
268
269 end
270
271
272 % Graficamos los valores de la tensión en pu
273
274 figure_2 = figure('Name','Rango del voltaje durante la simulacion',
275 'NumberTitle','off');
275 set(figure_2, 'units', 'normalized', 'position', [0 0 1 0.9]);
276
277 newcolors = {'#FFFFFF', '#D95319'}; % Blanco y Naranja
278 colororder(newcolors)
279
280 Y_plot = zeros(length(T),2);
281
282 for z = 1:t_0
283
284 Y = [squeeze(Voltage_data_3D(:,6,z)) squeeze(Voltage_data_3D(:,10,z))
284 ) squeeze(Voltage_data_3D(:,14,z))];
285 Y = str2double(Y);
286
287 Y_max = max(Y,[],"all");
288 Y_min = min(Y(Y>0),[],"all");
289
290 Y_plot(z,1) = Y_min;
292 Y_plot(z,2) = Y_max-Y_min;
293
294 end
295
296 area([T./3600 T./3600], Y_plot)
297 set(gca, 'fontsize',22)
298 ylabel('Voltaje (pu)')
299 xlabel('Tiempo (h)')
300 ylim([0.85 1.15])
301
302 % EXPORTAMOS LAS GRÁFICAS EN FORMATO .PNG
303

```

## REFERENCIAS

---

```
304 path = 'F:\TFM\Resultados';
305
306 exportgraphics(figure_1, strcat(path, Nom_case, 'figura 1.png'))
307 exportgraphics(figure_2, strcat(path, Nom_case, 'figura 2.png'))
308
309 % EXPORTAMOS EN UN .TXT LA VARIABLE RESUMEN_RESULTADOS
310
311 writematrix(RESUMEN_RESULTADOS, strcat(path, Nom_case, 'RESUMEN_RESULTADOS
    .xlsx'));
```

Código 13: Matlab - Main

## Función cargas - MATLAB

```
1 function [Cargas_P] = Function_CargasDSS(Carga_bus_conn, Carga_fases,
    Carga_conn, Carga_P, Carga_Q, Carga_modelo, V_nominal, t)
2
3 Pct_Industrial = 0.15;
4 Pct_Residencial = 0.60;
5 Pct_Comercial = 0.25;
6
7 % PROMEDIO HORARIO DE LOS PERFILES ANUALES DE DEMANDA DEL 2022 (FUENTE REE)
8
9 Perfil_REE_2022 = [0 1.28969448180044E-04 9.62799486007896E-05
    8.70513818787088E-05; 1 1.05526038492838E-04 8.88558424629452E-05
    6.24522666681169E-05 ; 2 8.8145161220419E-05 8.36564858823025E-05
    4.27388770965206E-05 ; 3 7.80159413571519E-05 8.11894511880169E-05
    3.42057546197133E-05 ; 4 7.28042590203729E-05 8.01161503967309E-05
    2.58059094220854E-05 ; 5 7.06283957722724E-05 8.00677422033029E-05
    2.39975074584467E-05 ; 6 7.17378001176773E-05 8.22881493499891E-05
    2.70695897975953E-05 ; 7 7.805205672106E-05 8.9096111710854E-05
    2.97776021740572E-05 ; 8 9.14658293215728E-05 1.00246387261607E-04
    4.0542923060647E-05 ; 9 1.03378035997829E-04 1.21857154214056E-04
    8.02893861637603E-05 ; 10 1.14325917725207E-04 1.38797216342548E-04
    1.32448268420028E-04 ; 11 1.23645444587623E-04 1.4700890238616E-04
    1.6898402417678E-04 ; 12 1.26063191497592E-04 1.49371123692985E-04
    1.77383911658002E-04 ; 13 1.27821328392874E-04 1.50967394649158E-04
    1.74919238299656E-04 ; 14 1.34801042012579E-04 1.45491844280767E-04
    1.81283703627632E-04 ; 15 1.35220970395944E-04 1.32048393645705E-04
    1.81675995550113E-04 ; 16 1.25995576369252E-04 1.2597331073814E-04
    1.77804177531373E-04 ; 17 1.20163369271209E-04 1.24920794607639E-04
    1.68420167302753E-04 ; 18 1.20642572905311E-04 1.25322060633692E-04
    1.60717227685759E-04 ; 19 1.27449747337916E-04 1.2649671333109E-04
    1.59718893573604E-04 ; 20 1.36947485689424E-04 1.25754213369961E-04
    1.63729695615994E-04 ; 21 1.4977477880731E-04 1.22198158373696E-04
    1.63749490241007E-04 ; 22 1.59107324340057E-04 1.15794287269779E-04
    1.52902808188254E-04 ; 23 1.50328063592018E-04 1.05872144062129E-04
    1.21513482426202E-04 ; 24 1.28969448180044E-04 9.62799486007896E-05
    8.70513818787088E-05];
```

10

```

11 % NORMALIZAMOS LOS DATOS PROMEDIOS DE LOS PERFILES TENIENDO EN CUENTA EL
12 % PORCENTAJE DE CADA CARGA
13
14 Nrm_modelo_carga_Industrial = normalize(Perfil_REE_2022(:,2), 'range') .* *
    Pct_Industrial;
15 Nrm_modelo_carga_Residencial = normalize(Perfil_REE_2022(:,3), 'range') .* *
    Pct_Residencial;
16 Nrm_modelo_carga_Comercial = normalize(Perfil_REE_2022(:,4), 'range') .* *
    Pct_Comercial;
17
18 %SUMAMOS LOS VALORES NORMALIZADOS PARA OBTENER UNA ÚNICA CURVA Y LA
19 %NORMALIZAMOS
20
21 Sum_Nrm = Nrm_modelo_carga_Industrial + Nrm_modelo_carga_Residencial +
    Nrm_modelo_carga_Comercial;
22
23 % CREAMOS EL IEEE13CARGAS.DSS
24
25 fileID = fopen("IEEE13Cargas.dss", 'w');
26
27 formatSpec = 'New Load.%s Bus1=%s Phases=%s Conn=%s Model=1 kV=%s kW=%s
    kvar=%s \n';
28
29 Cargas_P = 0;
30 for i = 1:length(Carga_bus_conn)
31
32     if Carga_modelo(i) == 0 % Modelo cargas constantes
33
34         % Calculamos la tensión nominal de la carga acorde a la conexión
            % definida
35
36         Carga_bus = strsplit(Carga_bus_conn(i), '.');
37         [row, ~] = find(V_nominal(:,1) == Carga_bus(1));
38
39         if strcmp(Carga_conn(i), 'Delta')
40
41             Carga_V = str2double(V_nominal(row,2));
42         else
43
44             Carga_V = str2double(V_nominal(row,2))/sqrt(3);
45         end
46
47         fprintf(fileID, formatSpec, Carga_bus_conn(i), Carga_bus_conn(i),
48             Carga_fases(i), Carga_conn(i), num2str(Carga_V), num2str(Carga_P(i))
49             ), num2str(Carga_Q(i)));
50
51         % Almacenamos el valor total de la potencia demandada por las
            % Cargas para cada instante de tiempo
52

```

## REFERENCIAS

---

```
53     Cargas_P = Cargas_P + Carga_P(i);
54
55 elseif Carga_modelo(i) == 1 % Modelo cargas variables
56
57 % Calculamos la tensión nominal de la carga acorde a la conexión
58 % definida
59
60 Carga_bus = strsplit(Carga_bus_conn(i), '.');
61 [row, ~] = find(V_nominal(:,1) == Carga_bus(1));
62
63 if strcmp(Carga_conn(i), 'Delta')
64
65     Carga_V = str2double(V_nominal(row,2));
66 else
67
68     Carga_V = str2double(V_nominal(row,2))/sqrt(3);
69 end
70
71 % Calculamos P y Q para cada instante de tiempo
72
73 Perfil_modelo_carga_P = [Perfil_REE_2022(:,1).*3600 normalize(
74 Sum_Nrm, 'range').*Carga_P(i)];
75 Perfil_modelo_carga_Q = [Perfil_REE_2022(:,1).*3600 normalize(
76 Sum_Nrm, 'range').*Carga_Q(i)];
77
78
79 % Interpolamos los valores de potencias no definidos en
80 % Perfil_modelo_carga_P y Perfil_modelo_carga_Q
81
82 if sum(t==Perfil_modelo_carga_P(:,1))== 1 %Es punto de la curva
83     Nueva_P = Perfil_modelo_carga_P(t==Perfil_modelo_carga_P
84 (:,1),2);
85     Nueva_P = Nueva_P(1);
86     Nueva_Q = Perfil_modelo_carga_Q(t==Perfil_modelo_carga_Q
87 (:,1),2);
88     Nueva_Q = Nueva_Q(1);
89
90 else %no es un punto de la curva . Tenemos que interpolar
91     Nueva_P = interp1(Perfil_modelo_carga_P(:,1),
92 Perfil_modelo_carga_P(:,2),t);
93     Nueva_P = Nueva_P(1);
94     Nueva_Q = interp1(Perfil_modelo_carga_Q(:,1),
95 Perfil_modelo_carga_Q(:,2),t);
96     Nueva_Q = Nueva_Q(1);
97 end
98
99 fprintf(fileID, formatSpec, Carga_bus_conn(i), Carga_bus_conn(i)
100 , Carga_fases(i), Carga_conn(i), num2str(Carga_V), num2str(Nueva_P),
101 num2str(Nueva_Q));
```

```

94 % Almacenamos el valor total de la potencia demandada por las
95 % Cargas para cada instante de tiempo
96
97     Cargas_P = Cargas_P + Nueva_P;
98
99
100    else
101
102    end
103
104 end
105
106
107 fclose(fileID);
108
109
110 end

```

Código 14: Matlab - Función Cargas

## Función VE - MATLAB

```

1 function [VE_P] = Function_VE_DSS(VE_bus_conn, VE_fases, VE_fdp,
2                                 VE_hora_c, VE_n_coches, VE_tipo_c, V_nominal, t)
3
4 % Nissan Leaf: Capacidad de la batería 40 kWh
5
6 VE_CapBat = 40;
7
8 VE_P = 0;
9
10 % CREAMOS EL IEEE13VE.DSS
11
12 fileID = fopen("IEEE13VE.dss", 'w');
13
14 formatSpec = 'New Load.%s Bus1=%s Phases=%s Conn=Wye Model=1 kV=%s kW=%
15 s kvar=%s \n';
16
17 for i = 1:length(VE_bus_conn)
18
19     % Parámetros VE en función de la estrategia de carga
20
21     if VE_tipo_c(i)==1 % Carga lenta
22         P = 3.7; %kW
23         t_carga = (VE_CapBat/P)*3600*0.6;
24
25     elseif VE_tipo_c(i)==2 % Carga semi-rápida
26

```

## REFERENCIAS

---

```
27     if VE_fases == 3
28         P = 22;
29         t_carga = (VE_CapBat/P)*3600*0.6;
30
31     else
32         P = 7.4;
33         t_carga = (VE_CapBat/P)*3600*0.6;
34
35     end
36
37 else % Carga rápida
38
39     P = 50;
40     t_carga = (VE_CapBat/P)*3600*0.6;
41
42 end
43
44
45 if (t>=VE_hora_c(i)*3600) && (t<VE_hora_c(i)*3600+t_carga)
46
47 % Calculamos la tensión nominal de la carga acorde a la conexión
48 % definida
49
50 VE_bus = strsplit(VE_bus_conn(i), '.');
51 [row,~] = find(V_nominal(:,1) == VE_bus(1));
52
53 if strcmp(VE_bus_conn(i), 'Delta')
54
55     V = str2double(V_nominal(row,2));
56 else
57
58     V = str2double(V_nominal(row,2))/sqrt(3);
59 end
60
61
62 Q = P*tanacos(VE_fdp(i)));
63
64
65 if VE_tipo_c(i) == 1 % nombre VE carga lenta
66     VE_nom = strcat(VE_bus_conn(i), '_L_VE');
67
68 elseif VE_tipo_c(i) == 2 % nombre VE carga semi-rápida
69     VE_nom = strcat(VE_bus_conn(i), '_M_VE');
70
71 else % nombre VE carga rápida
72     VE_nom = strcat(VE_bus_conn(i), '_R_VE');
73
74 end
75
```

```

76     fprintf(fileID, formatSpec, VE_nom, VE_bus_conn(i), num2str(
77         VE_fases(i)), num2str(V), num2str(P*VE_n_coches(i)), num2str(Q*
78         VE_n_coches(i)));
79
80     % Almacenamos el valor total de la potencia demandada por los VE
81     % para cada instante de tiempo
82
83     VE_P = VE_P + P*VE_n_coches(i);
84
85     else % t<hi
86
87 end
88
89 fclose(fileID);
90
91
92 end

```

Código 15: Matlab - Función vehículos eléctricos

## Función MATLAB\_OPENDSS - MATLAB

```

1 function Function_MATLAB_OPENDSS(Main_dss)
2
3 DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
4
5 if ~DSSObj.Start(0)
6     disp('Unable to start the OpenDSS Engine');
7     return
8 end
9
10 DSSText = DSSObj.Text;
11
12 % Define la ubicación exacta del Circuito
13
14 if Main_dss == 1
15     DSSText.Command = 'Compile (F:\TFM\IEEE13Main.dss)';
16 else
17     DSSText.Command = 'Compile (F:\TFM\IEEE13Main_2.dss)';
18 end
19
20 DSSText.Command = 'Export voltages';
21
22 end

```

Código 16: Matlab - Función interacción Matlab con OpenDSS

## Función resumen resultados - MATLAB

```
1 function [RESUMEN_RESULTADOS] = Function_Resumen_Resultados(V_nominal,
2     Voltage_data, Carga_P, VE_P, Cargas_P, t_0, t, Resumen_Resultados)
3 % DEFINIR LIMITES DEL SISTEMA
4
5 Lim_V_max = 1.1;
6 Lim_V_min = 0.9;
7 Lim_P = 5000;
8 Lim_Kd = 3;
9
10 %CALCULAMOS LOS VALORES MÁXIMOS DE LOS PARÁMETROS LIMITANTES PARA CADA
11 %INSTANTE DE TIEMPO
12
13 num_buses = size(Voltage_data,1);
14 nom_buses = strrep(Voltage_data(:,1),"""","");
15
16
17 V = [Voltage_data(:,6) Voltage_data(:,10) Voltage_data(:,14)];
18 V = str2double(V);
19 V_max = max(V,[],"all");
20 V_min = min(V(V>0),[],"all");
21
22 [row1,~] = find(V(:, :) == V_max);
23 [row2,~] = find(V(:, :) == V_min);
24 row1 = unique(row1);
25 row2 = unique(row2);
26
27 P_total = Cargas_P + VE_P;
28
29 P_usuario = sum(Carga_P,"all") + VE_P;
30
31
32 % ALMACENAMOS LOS VALORES EN UNA VARIABLE
33
34 if t_0 <= 1
35
36     RESUMEN_RESULTADOS = ["P_Cargas+VE = " P_usuario;"Tiempo =" num2str
37     (t/3600)];
38     Count_rows = size(RESUMEN_RESULTADOS,1);
39
40     for i = 1:length(row1)
41
42         RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('V_max_',
43         nom_buses(row1(i),1), ' = ') num2str(V_max)];
44
45         if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(i+1,2)) >= Lim_V_max
46             disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(
47             Count_rows,2));
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
```

```

45         disp(RESUMEN_RESULTADOS(i+1,1) + RESUMEN_RESULTADOS(i+1,2))
46     ;
47     else
48     end
49 end
50 for j = 1:length(row2)
51
52     RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('V_min_',
53 nom_buses(row2(j),1), ' = ') num2str(V_min)];
54
55     if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+1,2)) <= Lim_V_min
56         disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(
57 Count_rows,2));
58         disp(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+1,1) + RESUMEN_RESULTADOS(j+i
59 +1,2));
60     else
61         end
62     end
63
64     RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('P_total_',
65 num2str(t/3600), ' = ') {num2str(P_total)}];
66
67     if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+2,2)) >= Lim_P
68         disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(
69 Count_rows,2));
70         disp(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+2,1) + RESUMEN_RESULTADOS(j+i+2,2));
71     else
72         end
73
74 %Teorema de Fortescue
75
76 m = 0;
77 for k = 1:num_buses
78
79     if strcmp(V_nominal(k,3), '3')
80
81         V_complex = [str2double(Voltage_data(k,4))*complex(cosd(
82 str2double(Voltage_data(k,5))), sind(str2double(Voltage_data(k,5))))];
83         str2double(Voltage_data(k,8))*complex(cosd(str2double(Voltage_data(k
84 ,9))), sind(str2double(Voltage_data(k,9))))]; str2double(Voltage_data(
85 k,12))*complex(cosd(str2double(Voltage_data(k,13))), sind(str2double(
86 Voltage_data(k,13))));]
87         Fortescue_a = complex(-0.5,sqrt(3)/2);
88         Fortescue_A = [1 1 1; 1 Fortescue_a^2 Fortescue_a; 1
89 Fortescue_a Fortescue_a^2];
90         Fortescue_V = Fortescue_A \ V_complex;
91
92         kd = 100*abs(Fortescue_V(3))/abs(Fortescue_V(2));

```

## REFERENCIAS

---

```
82
83     RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('kd_',
84 nom_buses(k,1), ' = ') num2str(kd)];
85
86     m = m+1;
87
88 else
89 end
90
91 end
92
93 if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(1+j+i+2,2)) >= Lim_Kd
94     disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(
95 Count_rows,2));
96     disp(RESUMEN_RESULTADOS(1+j+i+2,1) + RESUMEN_RESULTADOS(1+j+i
97 +2,2));
98 else
99 end
100
101 RESUMEN_RESULTADOS = Resumen_Resultados;
102 RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS;" " ";"Tiempo =" num2str(t
103 /3600)];
104 Count_rows = length(RESUMEN_RESULTADOS);
105
106 for i = 1:length(row1)
107
108     RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('V_max_',
109 nom_buses(row1(i),1), ' = ') num2str(V_max)];
110
111     if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(i,2)) >= Lim_V_max
112         disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(
113 Count_rows,2));
114         disp(RESUMEN_RESULTADOS(i+Count_rows,1) +
115 RESUMEN_RESULTADOS(i+Count_rows,2));
116     else
117         end
118     end
119
120 for j = 1:length(row2)
121
122     RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('V_min_',
123 nom_buses(row2(j),1), ' = ') num2str(V_min)];
124
125     if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+Count_rows,2)) <= Lim_V_min
126         disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(
127 Count_rows,2));
```

```

122         disp(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+Count_rows,1) +
123 RESUMEN_RESULTADOS(j+i+Count_rows,2));
124     else
125     end
126 end
127
128 RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('P_total_', num2str
129 t/3600, ' = ') {num2str(P_total)}];
130
131 if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+Count_rows+1,2)) >= Lim_P
132     disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(
133 Count_rows,2));
134     disp(RESUMEN_RESULTADOS(j+i+Count_rows+1,1) + RESUMEN_RESULTADOS
135 (j+i+Count_rows+1,2));
136 else
137 end
138
139 %Teorema de Fortescue
140
141 m = 0;
142 for k = 1:num_buses
143
144     if strcmp(V_nominal(k,3), '3')
145
146         V_complex = [str2double(Voltage_data(k,4))*complex(cosd(
147 str2double(Voltage_data(k,5))), sind(str2double(Voltage_data(k,5))));
148         str2double(Voltage_data(k,8))*complex(cosd(str2double(Voltage_data(k,
149 ,9))), sind(str2double(Voltage_data(k,9))))]; str2double(Voltage_data(
150 k,12))*complex(cosd(str2double(Voltage_data(k,13))), sind(str2double(
151 Voltage_data(k,13))]];
152         Fortescue_a = complex(-0.5,sqrt(3)/2);
153         Fortescue_A = [1 1 1; 1 Fortescue_a^2 Fortescue_a; 1
154 Fortescue_a Fortescue_a^2];
155         Fortescue_V = Fortescue_A\V_complex;
156
157         kd = 100*abs(Fortescue_V(3))/abs(Fortescue_V(2));
158
159         RESUMEN_RESULTADOS = [RESUMEN_RESULTADOS; strcat('kd_',
160 nom_buses(k,1), ' = ') num2str(kd)];
161
162         m = m+1;
163
164     else
165
166     end
167
168 if str2double(RESUMEN_RESULTADOS(1+j+i+Count_rows+1,2)) >= Lim_Kd

```

## REFERENCIAS

---

```
160     disp(RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,1) + RESUMEN_RESULTADOS(Count_rows,2));
161     disp(RESUMEN_RESULTADOS(1+j+i+Count_rows+1,1) +
162 RESUMEN_RESULTADOS(1+j+i+Count_rows+1,2));
163 else
164 end
165
166 end
167
168
169 end
```

Código 17: Matlab - Resultados

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y  
ENERGÍA**

**DOCUMENTO 2: ESTUDIO ECONÓMICO**

**ESTUDIO DEL IMPACTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN  
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

## 7. Estudio económico

En este segundo documento se mostrará la viabilidad económico-financiera del proyecto de I+D+i “Estudio del comportamiento de la red de distribución a efectos de la carga de VE”. De modo que, se medirá la inversión económica necesaria y su financiación, se estimarán los costes y gastos que supone el proyecto en su evolución temporal, y se valorarán los posibles beneficios económicos que puede aportar el proyecto.

### 7.1. Aspectos considerados

Los aspectos considerados para la realización del proyecto pueden clasificarse en cuatro actividades:

- Documentación. En esta parte se incluye la labor de búsqueda y selección de documentos relacionados con la temática del TFM; además, del aprendizaje de las herramientas OpenDSS y Matlab, para poder definir el alcance del proyecto en su totalidad.
- Ingeniería. Abarca todos los aspectos ingenieriles del proyecto, incluyendo de este modo: los cálculos realizados y la creación de la herramienta de análisis, la definición de los casos de estudio y su análisis de resultados, y las conclusiones obtenidas.
- Redacción. Se refiere al tiempo empleado en la redacción completa del proyecto. Se incluyen por tanto, la elaboración de las tablas, el formato de redacción adquirido del documento según la guía docente y las correcciones de redacción realizadas por el tutor y doctorando adjuntos al proyecto.
- Costes de material de oficina. Se incluyen los costes de hardware. Además, los costes derivados de la utilización del material de oficina, como el gasto eléctrico, también se tienen en cuenta.

### 7.2. Tiempos empleados y costes unitarios

Siguiendo la clasificación propuesta, los tiempos empleados en cada actividad se estudiarán a continuación. El objetivo será el de calcular el costo total las horas invertidas en el proyecto, tanto de mi persona como del profesor Daniel Serrano Jiménez, suponiendo que este proyecto fuera acogido por una empresa.

Actividad	Ing. senior (días)	Ing. Junior (días)
Documentación	15	30
Ingeniería	2	97
Redacción	7	60
Total	24	187

Tabla 12: Tiempos empleados

En la tabla 12 se reflejan el número de días empleados por el profesor del proyecto (Ingenieros senior) y por mi persona (Ingeniero junior), para el desarrollo de cada actividad. Además, se ha calculado el número total de horas empleadas en el proyecto para su posterior valoración económica.

La suma total de los días empleados por el ingeniero junior no corresponde a la suma de los valores de cada actividad, ya que la redacción ha sido una actividad desarrollada desde los inicios del proyecto (ver tabla 12). Por ello, el tiempo total empleado para la finalización del TFG corresponde con el número de días de trabajo del ingeniero junior.

La jornada laboral de cada ingeniero se define en la siguiente tabla:

Ing. senior (h/día)	Ing. Junior (h/día)
2	3

Tabla 13: Jornada laboral de los ingenieros en el proyecto

Para calcular el coste del número de días trabajados se requieren conocer los costes unitarios de cada trabajador.

Ing. senior (€/h)	Ing. Junior (€/h)
80	45

Tabla 14: Costes unitarios

Teniendo en cuenta los valores dados en las tablas 13 y 14, junto al número total de días trabajados, se calcula el coste económico total que suponen las horas de trabajo de los empleados al proyecto.

$$\text{Precio Ingenieros Senior} = 24 \text{ días} \times 2 \text{ h/día} \times 80 \text{ €/h} = 3.840 \text{ €}$$

Precio Ingeniero Junior = 187 días x 3 h/día x 45 €/h = 25.245 €

El coste económico total de la labor ingenieril es de **29.085 €.**

### 7.3. Presupuesto

El presupuesto de este proyecto se divide en tres tareas: los informes técnicos, los costes de ingeniería y los costes de material de oficina. Las partidas y los costes de estas, se muestran en la siguiente figura (ver figura 15):

Tarea	Partida	Unidades	Precio/Unidad	Precio total
Licencias	Excel	1	149,00 €	149,00 €
	Matlab	1	442,09 €	442,09 €
Costes de ingeniería	Ingeniero senior	1	3.840,00 €	3.840,00 €
	Ingeniero junior	1	25.245,00 €	25.245,00 €
Costes del material de oficina	Ordenador	1	450,00 €	450,00 €
	CD y pegatina	1	15,00 €	15,00 €
	Coste energético	-	-	120,00 €
			Total	30.261,09 €

Tabla 15: Presupuesto del proyecto

Este presupuesto de la tabla 15 describe las valorizaciones de las partidas de trabajo según las tres tareas definidas. Además, incluyen las mediciones de cada partida con su precio unitario.

Por último, es conveniente destacar que, en el presupuesto no está incluido el IVA o los impuestos que sean repercutibles al proyecto, y además, su precio total, en caso de que el promotor fuera una empresa, supondría una inversión de **30.261,09 €.**

### 7.4. Organización temporal. Diagrama de Gantt

El método más intuitivo de representación gráfica de la planificación de las tareas de un proyecto es mediante un diagrama de Gantt. Este diagrama de barras proporciona los tiempos de duración de cada actividad e introduce las dependencias entre las mismas mediante enlaces.

A continuación, se muestra en la figura la organización temporal del proyecto a través de un diagrama de Gantt. En la zona celdada de la figura, se incluyen las actividades del proyecto, sus tiempos de duración y los enlaces de las mismas. Mientras que en la zona del diagrama, se ha representado la organización temporal del proyecto en forma de diagrama de Gantt.

## Estudio del impacto del VE en una red de distribución

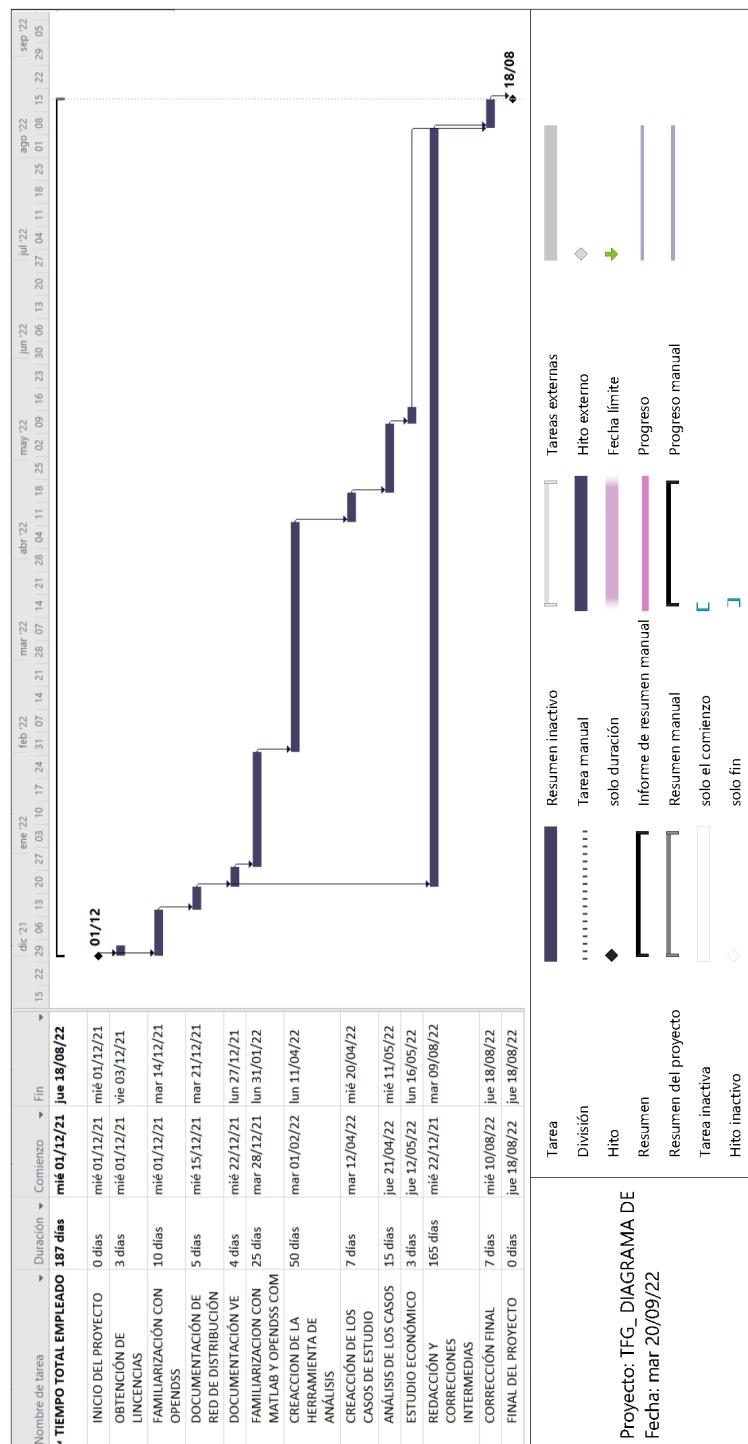


Figura 108: Diagrama de Gantt