

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

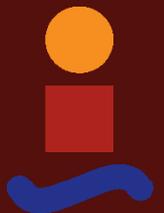
Estudio del impacto del vehículo eléctrico
en redes de distribución híbridas AC/DC

Autor: Diego Contreras Jiménez

Tutor: Fco. de Paula García López, Alejandro Marano Marcolini

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Estudio del impacto del vehículo eléctrico en redes de distribución híbridas AC/DC

Autor:

Diego Contreras Jiménez

Tutor:

Fco. de Paula García López, Alejandro Marano Marcolini

Profesor Ayudante Doctor, Profesor Titular de Universidad

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Estudio del impacto del vehículo eléctrico en redes de distribución híbridas AC/DC

Autor: Diego Contreras Jiménez

Tutor: Fco. de Paula García López, Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

A mi familia
A mis maestros
A mis amigos

Agradecimientos

A mi madre, por su cariño, respeto e interés. A mi padre, por transmitirme la pasión por mancharse las manos.

A mis profesores, desde la señorita Toñi de tercero de primaria hasta la Universidad, por enseñarme todo lo que sé, y más cosas que habré olvidado.

A mis amigos, los que traía de antes y los que hice aquí, por haber hecho este camino menos duro.

A mis tutores en este trabajo, Alejandro y Paco, por haberlo hecho posible. Y a Juan Manuel, por darnos las herramientas para llegar a buen puerto.

Resumen

En los próximos años se prevé un aumento significativo del grado de electrificación de nuestra sociedad. Todo apunta a que el principal pilar de esta electrificación este basado en el transporte, tanto el particular como el público. Esto es, sin duda, fundamental para avanzar en el desarrollo de políticas medioambientales que nos permitan reducir la contaminación en las ciudades, así como la emisión de CO₂ a la atmósfera. Pero también implica un reto tecnológico para el sector eléctrico. Por ello es necesario estudiar y definir estrategias de diseño y operación de redes eléctricas que permitan reducir las pérdidas del sistema, aumentar la fiabilidad y garantizar la calidad del suministro aun cuando el desarrollo del vehículo eléctrico, el mayor consumo de los particulares y el aumento de la población exijan cada vez mayores cantidades de energía.

En este trabajo se estudian distintos métodos de mallado y operación de redes de distribución en baja tensión, tanto híbridas, AC/DC, como convencionales, AC. Las redes propuestas están basadas en el modelo de red de baja tensión de CIGRE y serán sometidas a dos escenarios de carga: uno actual basado en cargas residenciales y uno futuro con alta penetración de vehículos eléctricos y autoconsumo fotovoltaico.

Abstract

In the coming years, a significant increase of the electrification rate is expected globally. Probably, the main issue of this electrification is based on transportation, both private and public. This is undoubtedly essential to develop environmental policies which will allow us to reduce pollution in our cities, as well as the emission of CO₂ into the atmosphere. But it also implies a technological challenge for the electricity sector. Therefore, it is necessary to study and define strategies for the design and operation of electrical networks in order to reduce the energy losses in the grid, increasing reliability, and guaranteeing the quality of power supply, even though the development of the electric vehicle, the highest energy consumption per capita and the population increase, demands more and more electricity.

In this work, different methods of meshing and operation of low voltage distribution networks, both hybrid, AC/DC, and conventional, AC, are studied. The proposed networks are based on the CIGRE low voltage network model and will be studied under two load scenarios: a current one based on residential loads and a future one with high penetration of electric vehicles and photovoltaic self-consumption.

Índice

<i>Resumen</i>	V
<i>Abstract</i>	VII
<i>Notación</i>	XI
1 Introducción y objetivos	1
1.1 El futuro en los sistemas de distribución	1
1.1.1 El vehículo eléctrico y la evolución de la demanda	2
1.1.2 Autoconsumo	4
1.1.3 Evolución de la red eléctrica	6
1.2 Objetivos	7
1.3 Estructura	8
2 Red de estudio y perfiles de carga	9
2.1 Topología de la red	9
2.2 Perfiles de carga	12
2.2.1 Escenario actual de cargas	12
2.2.2 Escenario futuro de cargas	13
Demanda asociada al vehículo eléctrico	14
Autoconsumo	16
3 Topologías propuestas y simulación de casos	19
3.1 Topologías propuestas	19
3.1.1 Topología 1: Red AC explotación radial	19
3.1.2 Topología 2: Red AC explotación mallada	20
3.1.3 Topología 3: Red híbrida explotación radial	21
3.1.4 Topología 4: Red híbrida explotación radial mallada en bucle	22
3.1.5 Topología 5: Red híbrida explotación mallada en DC	23
3.1.6 Topología 6: Red híbrida explotación mallada en DC y en bucle	25
3.2 Configuración de casos y simulación	26
4 Resultados	29
4.1 Definición de KPIs	29
4.2 Discusión de resultados	31
4.2.1 Topología 1: escenarios de carga actual y futuro	31
4.2.2 Resultados para el escenario futuro de cargas	34
4.2.3 Resultados para el escenario actual de cargas	38

4.3	Síntesis de resultados	42
5	Conclusiones	45
5.1	Líneas futuras	46
Apéndice A	Características de la Topología 1	47
	<i>Índice de Figuras</i>	49
	<i>Índice de Tablas</i>	51
	<i>Bibliografía</i>	53

Notación

<i>AC</i>	Corriente Alterna
<i>DC</i>	Corriente Continua
<i>VE</i>	Vehículo Eléctrico
<i>FV</i>	Fotovoltaico
<i>VSC</i>	Voltage Source Converter
<i>kW</i>	Kilovatio
<i>kVA</i>	Kilovoltio-amperio
<i>kWh</i>	Kilovatio hora

1 Introducción y objetivos

En este capítulo se exponen las ideas principales del trabajo que se ha desarrollado, comentando los hechos que lo motivan y fijando los objetivos que se detallaran en el resto de capítulos.

En primer lugar se comentará qué son los sistemas de distribución, de qué elementos se componen y cuáles son sus principales características. Posteriormente se señalarán dos de los agentes con mayor proyección de crecimiento en estos sistemas: la electrificación del transporte a través del vehículo eléctrico (VE) y la inclusión de fuentes de energías renovables a través del autoconsumo. Como aclaración, cuando a lo largo del trabajo hagamos referencia al autoconsumo, se hará referencia siempre a la modalidad de «autoconsumo con excedentes», tal y como se define en Real Decreto 244/2019 [1].

1.1 El futuro en los sistemas de distribución

El sistema eléctrico puede dividirse en tres partes conectadas entre sí: la generación, o el conjunto de los generadores conectados a red, el transporte, que es la red de alta tensión, 220 o 400 kV, que vertebrada todo el sistema eléctrico nacional y la distribución, que es la parte del sistema que se encarga de suministrar energía eléctrica al consumidor final.

En los sistemas convencionales la red de distribución es alimentada desde la de transporte, por lo que en este proceso es necesario reducir los niveles de tensión hasta los adecuados para los clientes en cada caso. Es frecuente distinguir entre redes de distribución en alta tensión, por ejemplo 66 y 132 kV, media tensión típicamente 20 kV y baja tensión, 400 V. Esta reducción desde 400 kV a 400 V tiene lugar de forma escalonada a través de una extensa red de subestaciones y centros de transformación. En la Tabla 1.1 se muestra la composición, a partir de sus principales elementos, de los sistemas de transporte y distribución para el año 2018, [2, 3]. En ella observamos la diferencia de escalas entre ambos sistemas, siendo el sistema de distribución mucho más extenso en cuanto a kilómetros de red, a número de posiciones de transformador, y a capacidad de transformación instalada.

Tabla 1.1 Comparación de las redes de distribución y transporte (2018).

Sistema	Lineas (km)	Transformadores	Capacidad (kVA)
Distribución	786.940	299.611	362.772.155
Transporte	44.453	5.865	88.846

Es esta diferencia de escala, unido a una gestión, mantenimiento y operación menos exhaustivos en distribución, la que provoca que la mayor parte de las pérdidas de potencia y el grueso de los fallos se produzcan en la red de distribución. Hay que tener en cuenta que además que la red de transporte cuenta con un alto grado de mallado y la incorporación de elementos de control en carga que la dotan de gran flexibilidad de operación permitiendo su optimización.

Actualmente el sistema de distribución español está compuesto por un conjunto de redes propiedad de distintas compañías, según la zona geográfica en la que nos encontremos, como se muestra en la Figura 1.1. Estas redes se operan de forma radial, sobre todo cuanto más nos acerquemos a punto de consumo.



Figura 1.1 División de las redes de distribución por empresas propietarias [4].

Este sistema está en constante evolución, y la adaptación a los nuevos retos sociales y tecnológicos es indispensable para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones fijados por la Unión Europea para los años 2030 y 2050 [5, 6]. En estos momentos existen dos factores que pueden dotar a los sistemas de distribución del impulso necesario para lograrlo: el vehículo eléctrico y el autoconsumo.

1.1.1 El vehículo eléctrico y la evolución de la demanda

Una de las mayores fuentes de emisiones contaminantes de nuestra economía es el sector del transporte, particular y colectivo [7]. Es por ello por lo que hoy en día existe una fuerte apuesta por distintas formas de movilidad sostenible, como son, por ejemplo, la promoción del transporte público o la aparición de aplicaciones de alquiler de ciclomotores eléctricos. De todas ellas el vehículo eléctrico es la más interesante para este estudio por cómo afecta a la red de distribución eléctrica. Ya que para que este tenga una alta penetración en nuestro sistema de transporte es necesaria una extensa red de puntos de carga, muchos de ellos en domicilios particulares que serán alimentados desde la red de distribución en baja tensión.

Para estimar el impacto que puede tener la adopción de este medio de transporte es necesario conocer, en la medida de lo posible, la escala a la que puede llegar a implantarse y la forma en la que puede afectar al consumo actual de las redes.

Es necesario señalar que los escenarios de crecimiento del VE están fuertemente condicionados por una serie de elementos difícilmente previsible: la legislación que lo acompañe (nacional y europea en el caso de España), el desarrollo de la tecnología de baterías, la estabilidad y el crecimiento económico, el mercado de combustibles fósiles, etc. Existen por tanto una gran variedad de estudios y escenarios posibles que inciden sobre unos u otros factores.[8]

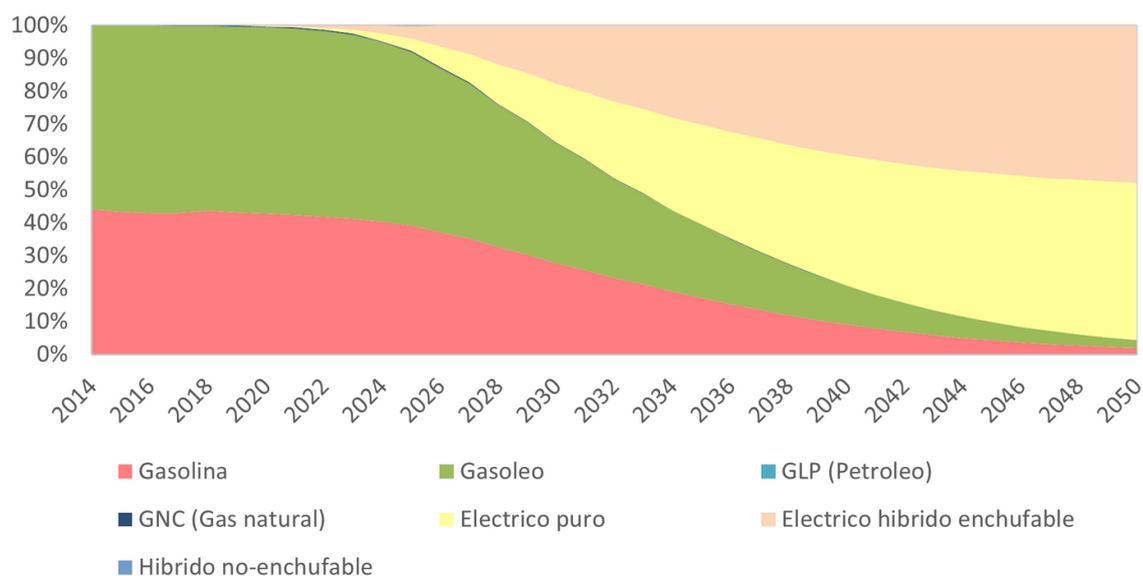


Figura 1.2 Escenarios de evolución del parque de vehículos en España.

Debido a la dificultad de conocer la evolución de todos estos parámetros, es frecuente fijar el objetivo final en función de los objetivos ecológicos. En el caso de la Figura 1.2 se han tomado los escenarios hasta 2050 del Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible de la Universidad Pontificia de Comillas [9]. En este estudio se ha considerado un objetivo de 100% de “movilidad sostenible”, es decir, la totalidad de los vehículos serán del tipo Eléctrico Puro (BEV) o Híbrido Enchufable (PHEV) en 2050.

Estos escenarios sumados al aumento del consumo doméstico pueden suponer un estrés importante para las redes de distribución eléctrica por lo que es importante estudiar cómo van a afectar al aumento de la demanda, y para ello es imprescindible conocer los patrones de carga de los usuarios de estos vehículos. Es frecuente asumir que el grueso del consumo de carga de VEs se dará por la noche, es decir, en horas de poca demanda eléctrica, lo que puede ayudar a aplanar la curva de demanda sin acentuar los picos de consumo.

Pero hay que añadir, que cuando se habla de la demanda de consumidores particulares, estamos sujetos a una alta aleatoriedad. Por ello se han llevado a cabo estudios para registrar los patrones de carga de usuarios particulares de VEs [10] [11]. En el estudio que fue parte del proyecto My Electric Avenue [11] en el que se monitorizaron más de 200 VEs durante un año se observó que los consumidores seguían patrones de carga muy diferentes, en muchas ocasiones con más de una carga diaria, y con dos importantes intervalos de concentración del consumo repartidos en la primera

hora de la mañana, desde las 6:00 hasta las 10:00 y durante la tarde, desde las 16:00 hasta las 22:00. En este estudio están basados los perfiles de demanda de la red que usaremos en el desarrollo del trabajo.

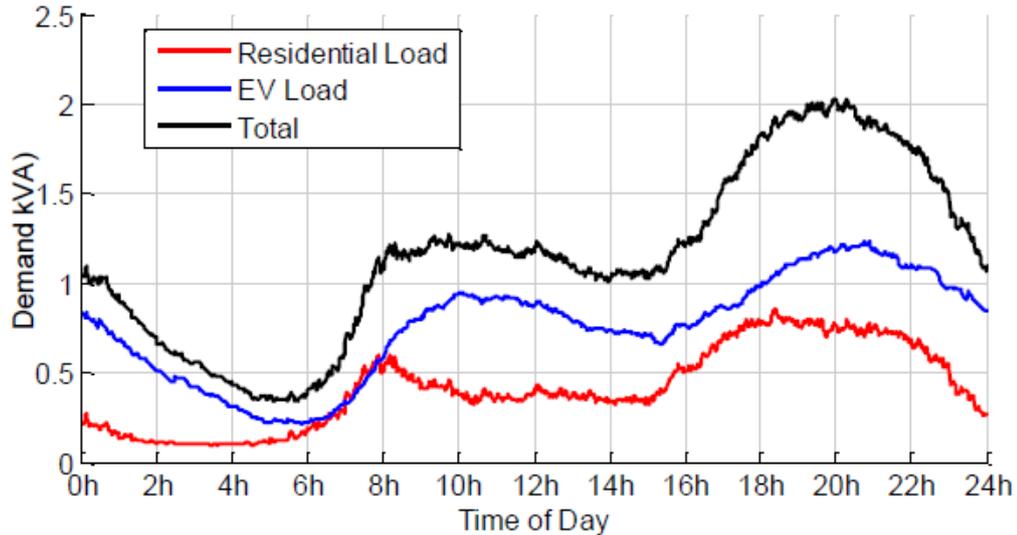


Figura 1.3 Efecto de la demanda agregada distribuida de VEs en una red con 1000 suministros y un 100% de penetración [11].

En la Figura 1.3 observamos el efecto sobre la demanda de una red con 1000 domicilios y 1000 puntos de carga de VEs, se puede apreciar que, con una penetración, tomada como porcentaje de vehículos eléctricos por vivienda, elevada, el efecto sobre la red equivale a más que duplicar el consumo por suministro. Otro punto importante que se pondrá de manifiesto en el Capítulo 2 es el hecho de que los momentos de máxima demanda asociada al VE, se solapan con los momentos de mayor demanda residencial, contrariamente a lo que se concluye cuando hablamos del empleo del VE para aplanar la curva de demanda.

Aunque hoy en día existen tecnologías capaces de controlar los cargadores de los vehículos para intentar adecuarlos a distintas situaciones como las tarifas de vehículo eléctrico que ofrecen muchas compañías. En este estudio no se ha considerado esta posibilidad.

1.1.2 Autoconsumo

La otra gran apuesta del sector de la distribución, más extendida que la anterior, es la incorporación, cada vez mayor, de fuentes de generación a pequeña escala diseminados por todo el territorio, lo que se conoce como generación distribuida. Esto permite acercar distancias entre los puntos de producción y consumo de energía eléctrica, reduciendo las pérdidas de potencia a través de las líneas.

La mayoría de estos sistemas están basados en tecnología fotovoltaica (FV) o en sistemas de cogeneración, más extendida esta última en los sectores comerciales (hoteles, hospitales, centros comerciales) e industrial. En este estudio se han tenido en cuenta sólo la incorporación a la red de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo debido a su versatilidad y al rápido crecimiento que están teniendo.

En los últimos años España ha experimentado un gran aumento en su producción de energía a partir de fuentes renovables, principalmente eólica, pero también solar térmica y fotovoltaica, como se aprecia en la Figura 1.4.

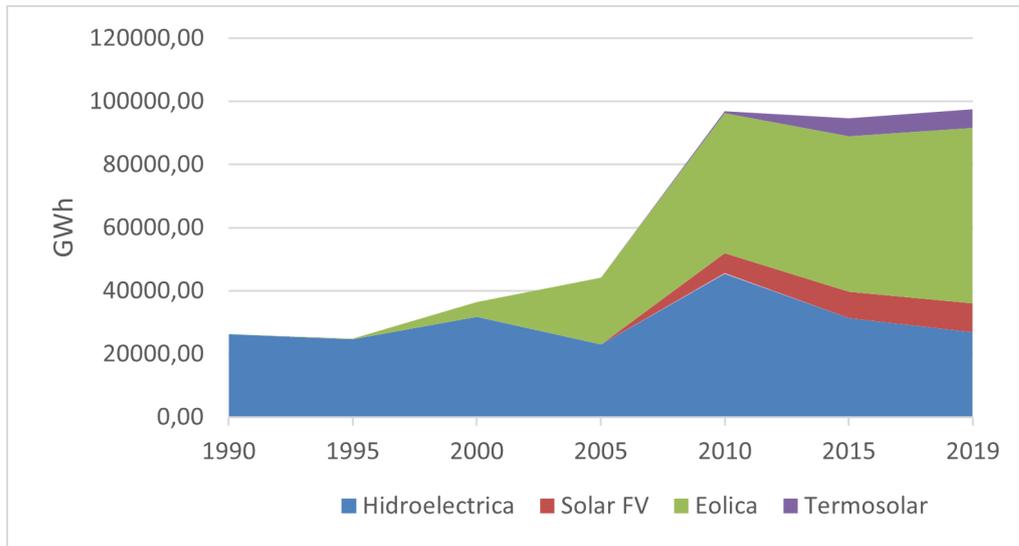
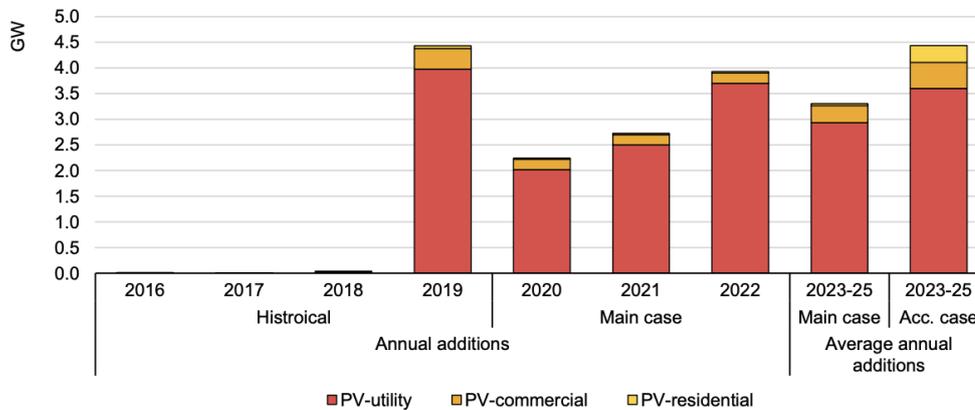


Figura 1.4 Evolución de la generación renovable en España 1990-2019. Elaboración propia a partir de IEA [12].

A día de hoy gran parte de esta generación proviene no de GD para autoconsumo sino de grandes parques fotovoltaicos (en régimen de *utility*), pero en los próximos años se espera un incremento de la potencia instalada en autoconsumo, tal y como se observa en la Figura 1.5.



IEA. All rights reserved.

Figura 1.5 Incorporación de la generación fotovoltaica como *utility* y autoconsumo [13].

Uno de los grandes inconvenientes que ha tenido y tendrá la adopción de la generación fotovoltaica a gran escala es precisamente su falta de gestionabilidad, es decir, su dependencia de la meteorología y de las horas de sol de cada enclave. Un perfil de producción fotovoltaico sigue, como es lógico, la curva de irradiación del lugar de la instalación, teniendo también en cuenta las sombras, inclinación, suciedad, rendimiento de la conversión y del inversor, etc. Esta irradiación puede representarse por una curva similar a la mostrada en la Figura 1.6.

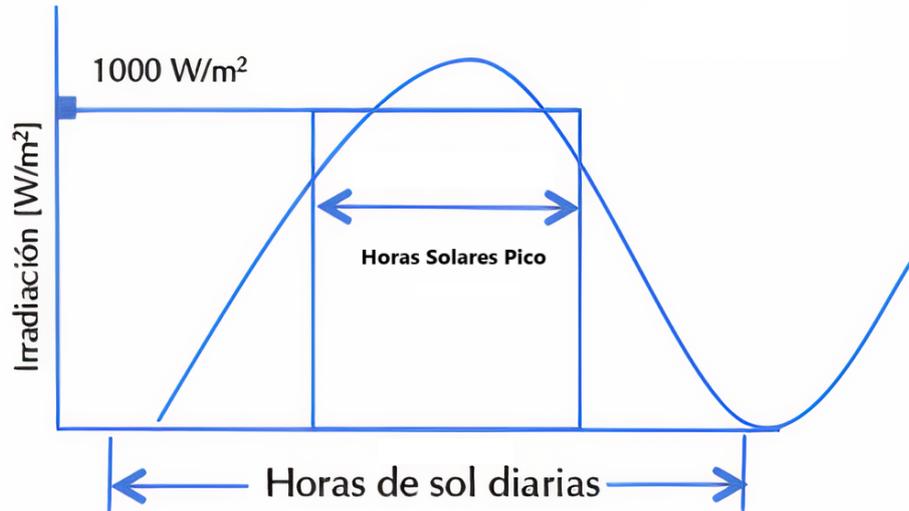


Figura 1.6 Forma de un perfil de Generación fotovoltaico genérico [14].

Es por ello por lo que una adopción a gran escala de esta tecnología, como la que está empezando a darse ya en muchos países, necesita de estrategias complementarias de producción, almacenamiento o gestión que permitan garantizar la calidad del suministro y la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

1.1.3 Evolución de la red eléctrica

Al mismo tiempo que surgen nuevas formas de demanda y generación, las redes eléctricas van evolucionando hacia modelos más eficientes, con mayor monitorización y control que mejoren la calidad y fiabilidad del suministro. En los últimos años se han explorado distintas vías para lograr estos objetivos. Algunas de estas vías responden a la operación y explotación de las redes. Las redes de distribución suelen explotarse de forma radial desde el centro de transformación hacia los puntos de consumo. Esto podría cambiar si se mallasen distintas acometidas próximas para crear microrredes dentro de las ciudades.

Otra de las posibles soluciones que se están estudiando hoy en día son las redes híbridas, es decir, redes que mantienen parte de su estructura en corriente alterna (AC) y parte en corriente continua (DC). Las ventajas principales de tener una parte de las cargas, o de la generación, en una red DC es que en estas redes no existe ni transporte ni consumo de potencia reactiva, por lo que se reducen las corrientes que circulan por los conductores y por tanto las caídas de tensión y las pérdidas.

En la Figura 1.7 se muestra un esquema típico de una posible red híbrida. Como se ve en la imagen, parte de las cargas y la generación sería susceptible de ser alimentada desde la línea DC como, por ejemplo, instalaciones fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento en baterías o los sistemas de telecomunicación. Mientras otros de los equipos seguirían estando conectados a la línea AC, como generadores convencionales o las cargas residenciales. Además, siempre existiría la posibilidad de alimentar cargas en alterna desde la red de continua o viceversa a través de un convertidor VSC o *Voltage Source Converter*, siempre que fuera necesario.

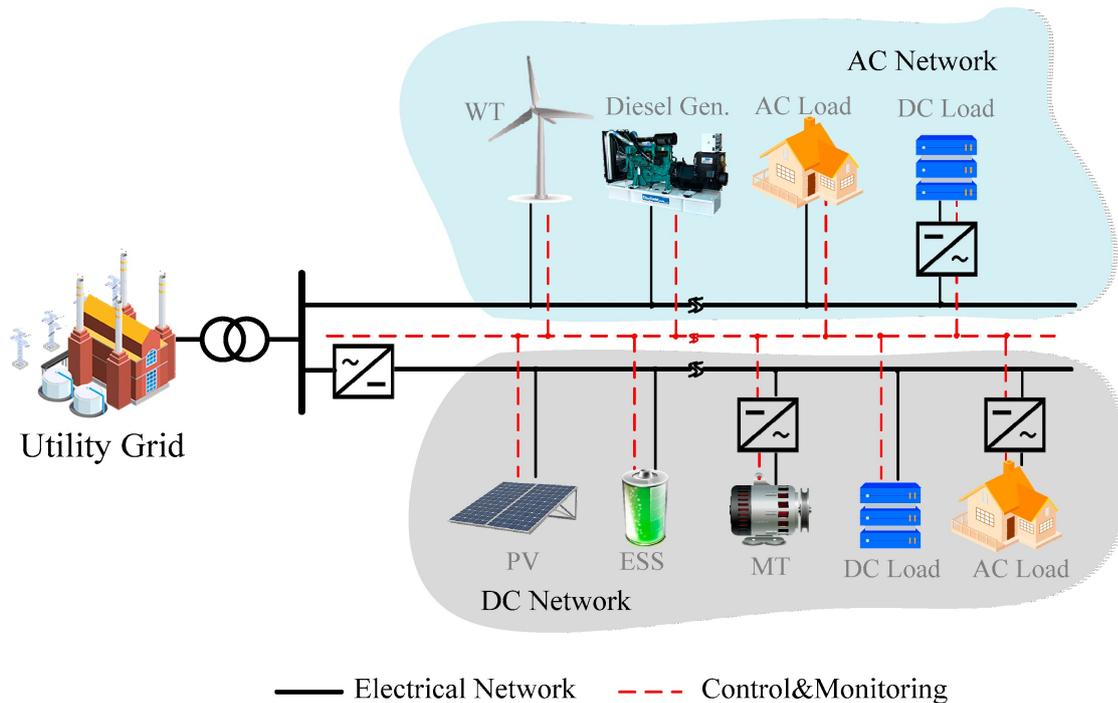


Figura 1.7 Esquema básico de una red híbrida AC/DC [15].

Antes de la adopción a gran escala de sistemas de distribución basados en redes híbridas, es necesario conocer el comportamiento de este tipo de redes bajo los distintos escenarios de carga a los que estarán sometidos, tanto bajo un paradigma actual, como en el futuro.

En este estudio se simularán distintas topologías de redes de distribución con dos escenarios de carga que se detallarán en el Capítulo 2. En aquellos casos donde existan redes híbridas, serán las cargas debidas a los vehículos eléctricos y la generación fotovoltaica la que estará conectada a las líneas DC de la red.

1.2 Objetivos

Como se ha visto, las redes de distribución tendrán que hacer frente en el futuro a nuevas formas de demanda y generación, por lo que un correcto diseño y operación de estas es esencial para mantener su buen funcionamiento, garantizar la fiabilidad y calidad del suministro y además contribuir a reducir las emisiones del sector, al incorporar el autoconsumo desde fuentes de energías renovables y reducir las pérdidas en el sistema eléctrico.

En este trabajo se proponen y estudian distintos modelos de red de distribución en baja tensión (400 V) basadas en el modelo de CIGRE [16] con el objetivo de:

- Confeccionar escenarios de carga que representen fielmente los requerimientos a los que estarán sometidas las redes de distribución en el futuro.
- Demostrar que las redes de distribución en baja tensión actuales no están preparadas para actuar bajo los escenarios de carga que se prevén en el futuro.
- Comprobar que las redes de distribución híbridas pueden constituir una solución para los problemas que pueden aparecer en el futuro.

1.3 Estructura

La estructura que se ha seguido en este documento es la siguiente, en el próximo capítulo, Capítulo 2, se presenta la red que hemos usado como representación de una red de distribución en baja tensión, a partir de la cual se han elaborado distintas redes alternativas y se explica cómo se han confeccionado los distintos escenarios de carga que se han empleado en las simulaciones.

En el Capítulo 3 se detallarán las topologías que se proponen como alternativas a los sistemas actuales de distribución, y se muestra la configuración de los casos de estudio a partir de las topologías propuestas y los escenarios de carga.

En el Capítulo 4 se definen los indicadores que permitirán comparar el funcionamiento de las distintas topologías y se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones.

Por último, en el Capítulo 5 se extraen las conclusiones que se desprenden de estos resultados y se comentan posibles líneas de investigación en el futuro.

2 Red de estudio y perfiles de carga

Las redes que se van a considerar en este trabajo son variaciones del estándar de red de distribución en baja tensión europea que se propone en el estudio de 2014 de CIGRE [16]. En primer lugar, se considerará la red tal y como se propone en el documento citado, exceptuando la acometida o *feeder* industrial por tener esta un único suministro y no ser considerada de interés para este estudio. Esta red constituirá nuestro punto de partida.

En este punto se exponen, en primer lugar, los principales elementos de la red y posteriormente la metodología para la creación los perfiles de carga que se han empleado para simular el comportamiento de esta. La unión de cada una de las topologías de red que se describen en el Capítulo 3 junto con los escenarios de carga que se detallan en este capítulo constituirán el conjunto de casos de estudio de este proyecto.

2.1 Topología de la red

Esta primera topología, adaptada de [16], cuenta con dos transformadores trifásicos, de 500 y 300 kVA para el *feeder* residencial y comercial respectivamente, con configuración Dyn11 conectados a una red de media tensión de 20 kV que consideraremos de potencia infinita, actuando como nudo *slack*. De ambos transformadores cuelgan dos acometidas de 400 V, una residencial (izquierda) y una comercial (derecha) como se muestra en esquema de la red en la Figura 2.1 cuyos nudos vienen denotados por las letras R y C respectivamente. De estas acometidas parten otros conductores con menor sección que abastecen a los nudos con demanda. Se han respetado las medidas de las líneas del documento de Cigre, con 315 m de longitud de la acometida residencial y 240 m en la comercial. Además, se ha supuesto una separación entre ambos *feeders* de 150 metros a la hora de considerar el mallado. Todas las líneas en baja tensión son tetrapolares y en aquellos nudos donde se indique, el neutro estará conectado a tierra, mediante una impedancia de 40Ω para el neutro de las líneas y de 3Ω para el de los transformadores.

Los parámetros eléctricos de la red se detallarán en el Apéndice A

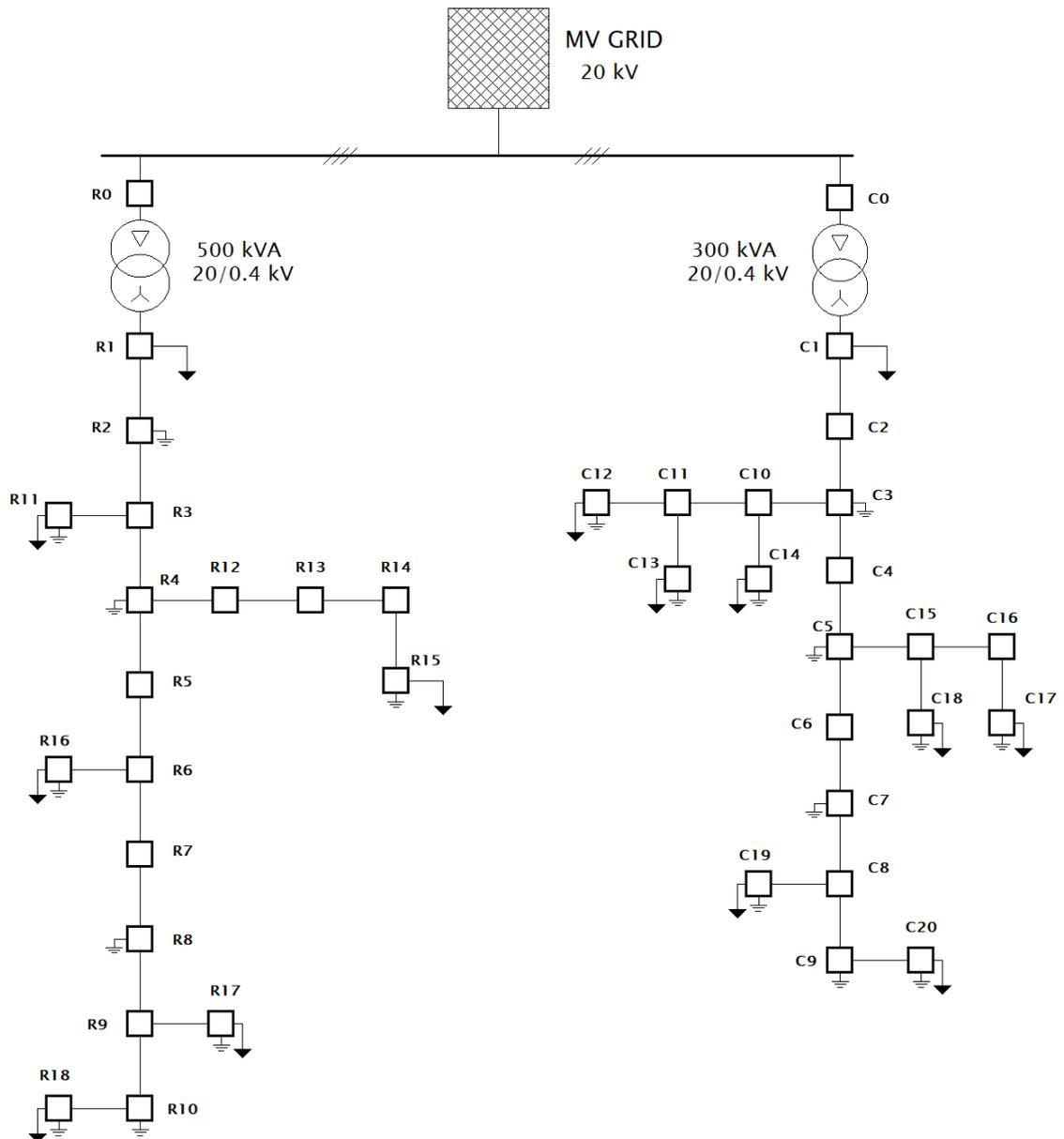


Figura 2.1 Esquema unifilar de la red en BT con las acometidas residencial (izquierda) y comercial (derecha).

Antes de entrar en detalles acerca de la creación de los perfiles de carga, es importante comentar que para poder asignar cada uno de los perfiles a un punto de suministro (considerado todos los suministros monofásicos), se ha hecho un reparto de puntos de conexión acorde a las potencias definidas en [16]. Este reparto se muestra en la Tabla 2.1. Y como se aprecia en ella, la red ha sido concebida equilibrada, por tanto, las únicas causas de los desequilibrios se deberán a la aleatoriedad de los perfiles de carga, y no a un reparto desigual de cargas en la red.

Tabla 2.1 Reparto de cargas en los *feeders*.

Residencial			Comercial		
Nudo	Fase	Nº de suministros	Nudo	Fase	Nº de suministros
R1	A	14	C1	A	5
	B	13		B	5
	C	13		C	5
R11	A	1	C12	A	1
	B	1		B	1
	C	1		C	1
R15	A	3	C13	A	0
	B	4		B	1
	C	3		C	1
R16	A	4	C14	A	1
	B	3		B	1
	C	4		C	1
R17	A	2	C17	A	1
	B	3		B	1
	C	2		C	1
R18	A	3	C18	A	1
	B	3		B	0
	C	4		C	0
-	-	-	C19	A	1
	-	-		B	0
	-	-		C	1
-	-	-	C20	A	0
	-	-		B	1
	-	-		C	0
Total	A	27	Total	A	10
	B	27		B	10
	C	27		C	10

En la Tabla 2.1 se han ordenado en la mitad izquierda los nudos del *feeder* residencial y en la mitad derecha los del *feeder* comercial en los que haya cargas conectadas. Dentro de cada nudo se ha desglosado por fase (A, B y C) los puntos de suministro que son alimentados desde cada uno. Al final de la tabla se muestra el total de viviendas o locales que hay conectados a cada fase de cada una de las acometidas.

2.2 Perfiles de carga

Para el estado de carga de la red se considerarán dos escenarios, uno de cargas residenciales convencionales y otro en el que se incluirá un 100% de penetración de vehículos eléctricos y un 100% de penetración de generación fotovoltaica a pequeña escala.

Para definir las cargas en los nudos se han tomado los puntos de suministro definidos en la Tabla 2.1 para viviendas en el *feeder* residencial y locales en el comercial. A estos suministros se les ha asignado una potencia nominal, que equivaldría a potencia contratada, de 5 kVA para las viviendas y 8 kVA para los locales. En España la potencia media contratada para viviendas se sitúa entre 3.45 y 4.6 kW [17], se ha decidido escoger un límite ligeramente superior, 5 kVA, en este margen podrían considerarse algunas cargas comunes, como la iluminación de los accesos, escaleras, ascensores etc. y el término de potencia para locales comerciales entre 5 y 15 kW para pequeñas empresas [18], de igual modo se han tomado 8 kVA, dentro de ese rango, por mayor comodidad a la hora de repartir las cargas siguiendo los valores propuestos por cigre en [16].

Para el escenario con VE y generación fotovoltaica se ha considerado que existirá un cargador por vivienda y dos por local y una instalación FV por vivienda y por local. Hoy en día existen una gran variedad en los modelos y potencias de los cargadores para VE, es frecuente clasificar los cargadores entre lentos, rápidos o superrápidos. Los cargadores lentos son aquellos pensados para uso doméstico, los rápidos para carga en la vía pública y los superrápidos para explotación comercial en electrolineras. Dado el carácter de la red que se ha tomado para este estudio se ha optado por cargadores monofásicos de 3,6 kW similares a los que se tomaron en el estudio que hemos usado como guía para la elaboración de perfiles de demanda [11]. En cuanto a la generación fotovoltaica consideraremos todas las instalaciones, una por vivienda o local, de una potencia nominal de 4 kW. Todos estos valores entran dentro de la flexibilidad con la que se concibió la red definida en el punto 7.3 del documento de Cigre [16], habiéndose mantenido los valores de potencia instalada por feeder con un reparto de suministros por fase razonable.

En resumen, como escenarios de carga de la red, se han definido:

- Escenario simple o actual: donde todas las cargas son de tipo residencial, y no existe autoconsumo.
- Escenario compuesto o futuro: donde además de las cargas de tipo residencial, se han incluido las cargas debidas a los cargadores de vehículos eléctricos (VEs) de 3.6 kW y el autoconsumo a través de instalaciones fotovoltaicas de 4.0 kW.

2.2.1 Escenario actual de cargas

En el escenario actual de cargas sólo se ha contemplado cargas del tipo residencial, para ello se ha usado el banco de consumo doméstico antes mencionado y en cada fase de cada nudo de aquellos en los que haya carga asignando tantos perfiles como viviendas o locales se hayan definido en la Tabla 2.1.

Esto deja un reparto de cargas por fase como el que se muestra en la Figura 2.2, donde se aprecia que las redes están relativamente bien equilibradas desde un punto de vista global, es decir, desde la cabecera de la acometida, ya que el reparto de viviendas y locales se hizo con la intención de que los desequilibrios no se debieran a fallos en el diseño de la red.

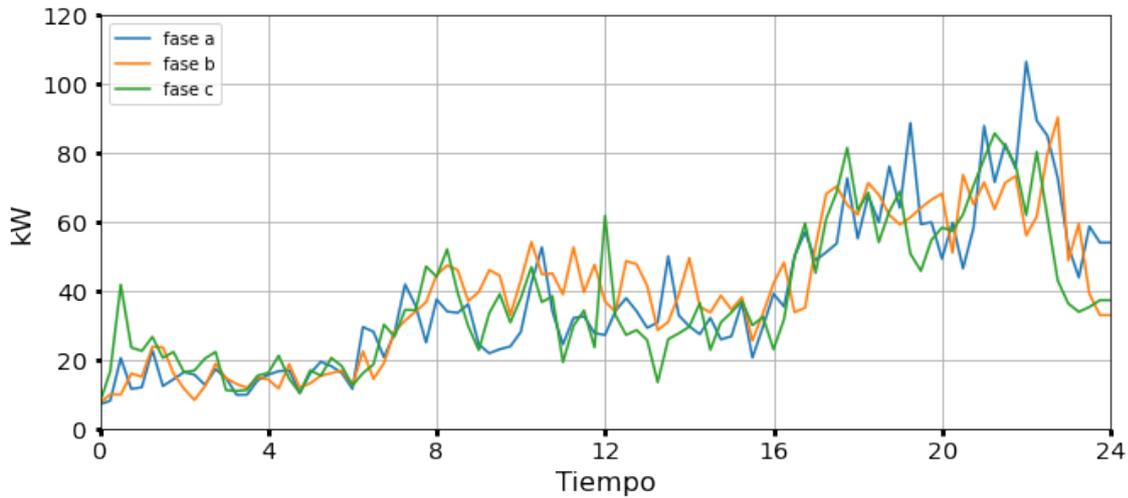


Figura 2.2 Reparto de cargas por fase en el escenario simple o actual.

Si se observa alguno de los nudos de consumo más detalladamente, Figura 2.3, la variación en el reparto de cargas se aprecia más notablemente, sobre todo en los nudos pertenecientes a la acometida comercial, donde existen algunos nudos que solo poseen cargas en alguna de sus fases.

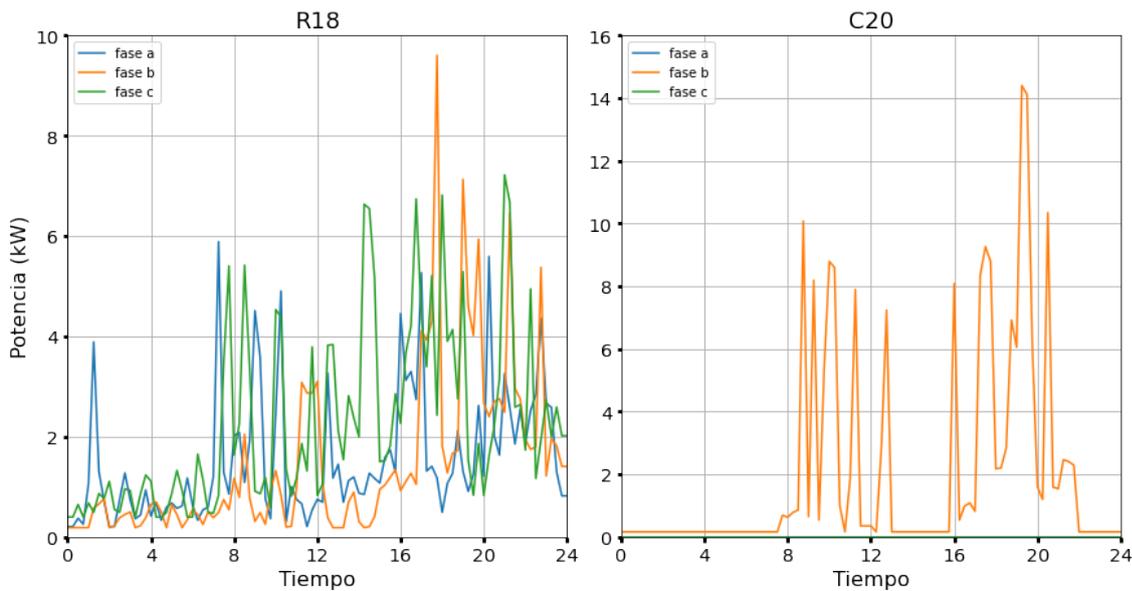


Figura 2.3 Cargas de los nudos R18 y C20 en el escenario simple.

Con esto queda el escenario simple o actual de cargas completamente definido, pudiendo así obtener el flujo de cargas para cada instante del día.

2.2.2 Escenario futuro de cargas

En el escenario futuro, se ha considerado que, además de las cargas debidas al consumo residencial, la red está sometida por un lado a la carga debida a la inclusión de cargadores de VEs y por otro la generación distribuida debida a instalaciones fotovoltaicas.

Las cargas residenciales se modelarán exactamente igual que las descritas en el escenario actual de

cargas con el objetivo de evaluar únicamente los efectos de la adición de los nuevos tipos de carga y generación.

Demanda asociada al vehículo eléctrico

Para el modelado de la carga de los VEs se ha seguido la siguiente metodología propuesta por [11]:

- 1) Selección aleatoria del número de conexiones que se van a realizar por vehículo al día.
- 2) Selección aleatoria del momento de conexión del VE a partir de los datos obtenidos en el estudio de probabilidad de conexión en cada tramo horario que se muestran en la Figura 2.4.
- 3) Selección aleatoria del nivel de batería con el que el vehículo comienza la carga (NIB).
- 4) Selección aleatoria del nivel de batería con el que el vehículo termina la carga (NFB).
- 5) Cálculo del tiempo de carga a partir de la diferencia de los niveles iniciales y finales de carga, la capacidad de la batería, y la potencia del cargador.

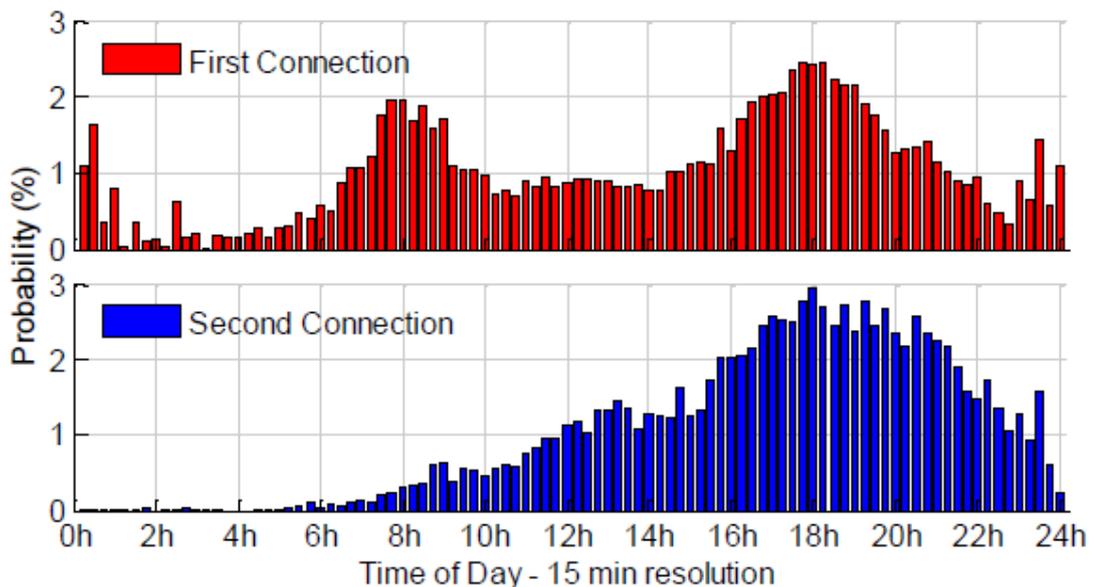


Figura 2.4 Probabilidad de conexión de un vehículo eléctrico para un día entre semana [11].

En este caso se ha optado por hacer algunas ligeras modificaciones que implementadas través de una sencilla función en *Python*. Para ello en primer lugar sólo se ha considerado una única carga por vehículo y día y se han simplificado las tablas y curvas de probabilidad. Las modificaciones han consistido por tanto en establecer la curva de probabilidad de conexión dividiendo el día en periodos de probabilidad de conexión baja, media y alta siguiendo la evidencia mostrada en el estudio [11], y obtener curvas de probabilidad en los niveles de batería a partir de los datos del estudio.

El procedimiento que hemos seguido derivado de la anterior quedaría tal que:

- 1) Definición de las características del cargador y de la batería (potencia, capacidad y $\cos(\phi)$).
- 2) Selección aleatoria del momento de conexión del VE a partir de las probabilidades definidas para cada tramo horario del día, en nuestro caso periodos de probabilidad alta, media o baja.
- 3) Selección aleatoria de los niveles iniciales (NIB) y finales (NFB) a partir de la Figura 2.5.

- 4) Cálculo del tiempo de carga a partir de la diferencia de los niveles iniciales y finales de carga, la capacidad de la batería, y la potencia del cargador.

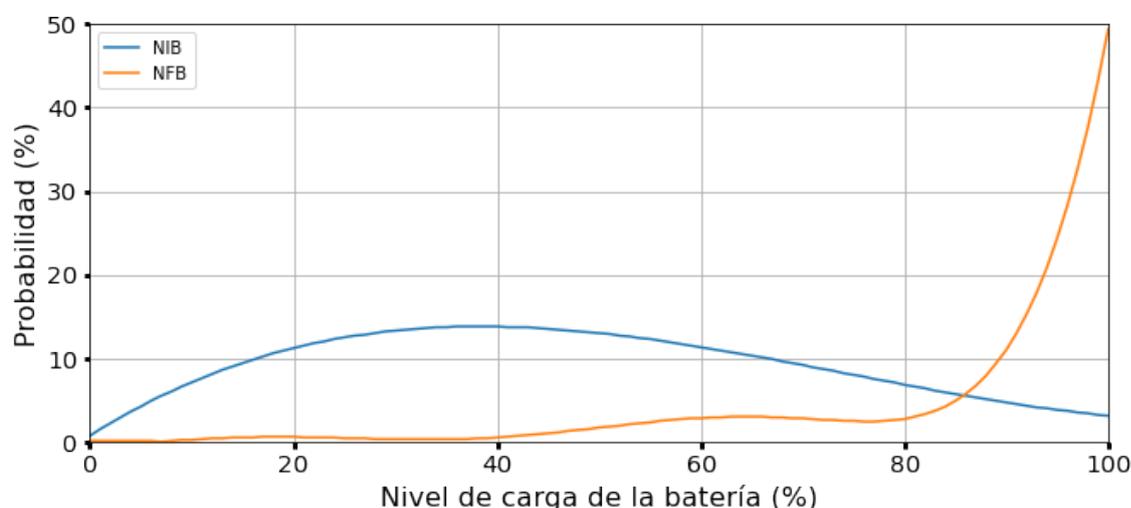


Figura 2.5 Nivel inicial de batería (NIB) y Nivel final de batería (NFB).

Para el primer punto de este procedimiento, se han tomado las estadísticas proporcionadas por [9] hasta 2020, de donde obtenemos la Tabla 2.2 de capacidad media de las baterías de los VE vendidos en España. Para la potencia del cargador consideraremos 3.6 kW como se mencionó al comienzo de este capítulo y el $\cos(\phi) = 0.98$ como se comprobó en [11].

Tabla 2.2 Vehículos eléctricos más vendidos en España en 2019.

Modelo	Nº de vehículos vendidos	% sobre el total	Capacidad mínima (kWh)	Capacidad máxima (kWh)	Media aritmética (kWh)
Tesla Model 3	1688	16.26%	50	82	66
Nissan Leaf 3	1510	14.55%	40	62	51
Renault Zoe	1051	10.13%	40	50	45
Hyundai Kona BEV	1003	9.66%	39.2	64	51.6
Volkswagen e-Golf	941	9.07%	35	35	35
BMW i3	916	8.82%	42.2	42.2	42.2
Smart Forfour ED	766	7.38%	17.6	17.6	17.6
Smart Fortow ED	683	6.58%	17.6	17.6	17.6
Kia Niro EV	384	3.35%	39.2	64	51.6
Nissan e-NV200 Evalia	297	2.86%	40	40	40
Otros	1177	11.34%	-	-	-
Batería media ponderada			~ 45 kWh		

Una vez que tenemos todos estos elementos definidos podemos generar un perfil aleatorio que represente la carga de tantos vehículos eléctricos como queramos. En la Figura 2.6 se muestran los perfiles de cargas que se han generado para los nudos R11 y R1 como ejemplo. En este caso, el nudo R11 sólo posee una vivienda por fase, por lo que, aunque se conecten más de un vehículo al mismo tiempo las potencias no se suman, en cambio, en el nudo R1, al existir varias viviendas por fase (14, 13 y 13) estos consumos si son aditivos, obteniéndose un pico de consumo importante entorno a las 8 de la tarde o 10 de la noche.

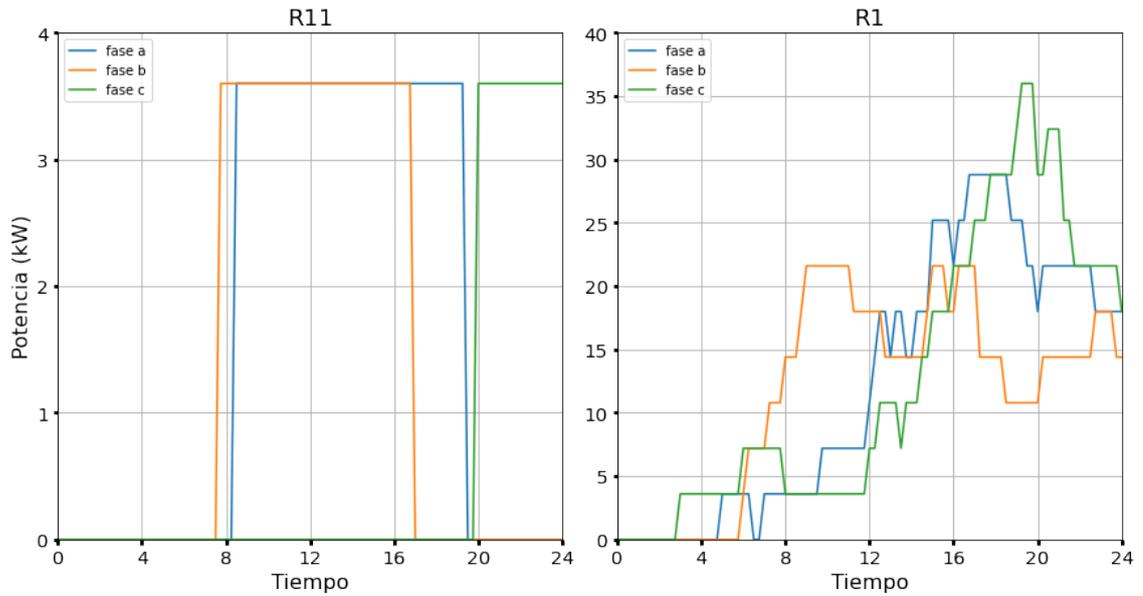


Figura 2.6 Perfil de cargas por fase para los nudos R11 y R1.

Y para el conjunto de la red, quedaría un reparto de cargas relativas a los VE como el que se muestra en la Figura 2.7.

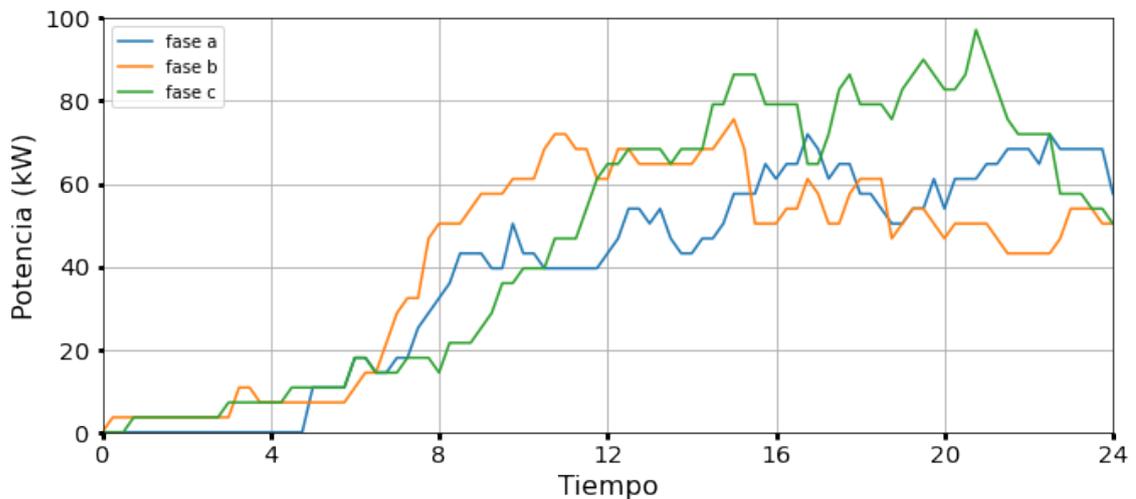


Figura 2.7 Reparto de cargas debidas al vehículo eléctrico por fase.

Autoconsumo

En el caso del autoconsumo se ha tenido en cuenta únicamente la incorporación de generadores fotovoltaicos presentes en las viviendas y locales comerciales. Como se indicó en el Capítulo 2 todos los generadores se considerarán de potencia nominal 4 kW y por encontrarse todos dentro de una zona geográfica no se considerarán diferencias en los perfiles de producción de cada uno de ellos. Hay que señalar que en realidad existirían desviaciones en los perfiles de producción debidas fundamentalmente a posibles sombras, ángulos de inclinación, orientación del panel, suciedad. Pero todo esto quedará fuera del estudio ya que no debe afectar sustancialmente a los resultados esperables.

Para mantener una cierta fidelidad con los perfiles de cargas domésticas y del VE hemos optado por emplear también el perfil de generación fotovoltaica (FV) que proponen los autores del proyecto en [19]. En la Figura 2.8 se muestra el perfil de generación que se ha tomado como base en cada uno de los nudos donde sea necesario. Como todos los generadores FV se considerarán iguales tanto en potencia nominal como en curva de producción, en todos los nudos existirá una generación igual al producto de la curva anterior por el número de viviendas o locales que existan generando así el estado de cargas de la red en este escenario.

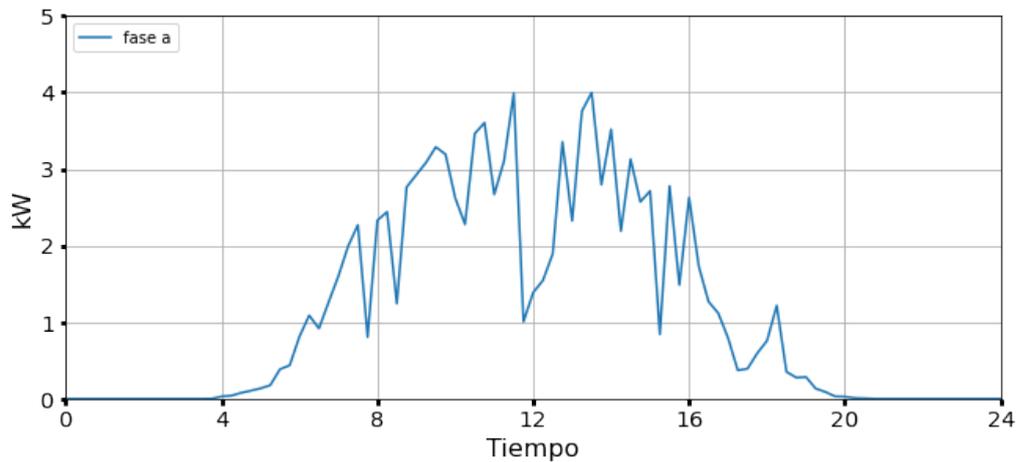


Figura 2.8 Perfil de producción fotovoltaico.

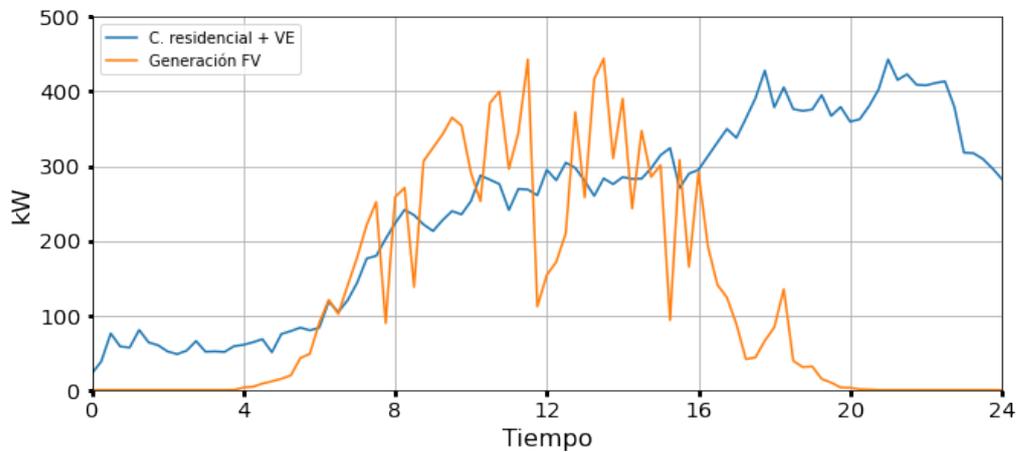


Figura 2.9 Generación fotovoltaica y demanda total en el escenario futuro de cargas.

3 Topologías propuestas y simulación de casos

En este capítulo se exponen y detallan cuales son las redes, todas ellas configuradas a través de modificaciones de la red definida en el Capítulo 2, que se van a considerar en este estudio. En un primer momento se partirá desde la configuración original hacia modelos más complejos de la red, incluyendo el mallado de las acometidas en alterna, el desdoble de la red para cargas en DC con y sin un bucle de conexión AC/DC a través de un convertidor VSC, el mallado de esa red en continua, de nuevo con y sin bucle AC/DC. Se definen por tanto 6 topologías de posibles redes de distribución en baja tensión.

Estas redes constituyen un banco de trabajo que será sometido a una simulación de carga en condiciones realistas de trabajo de un día cualquiera a través de los escenarios de carga definidos en Capítulo 2. Como se comentó anteriormente la intersección de cada topología con cada escenario constituirá cada uno de los casos de estudio, que se definirán en la segunda parte de este capítulo.

3.1 Topologías propuestas

En este apartado se detallan cada una de las topologías escogidas para este trabajo a través de sus esquemas unifilares y se comentan algunos de los aspectos más importantes de cada una. En primer lugar, se muestra la red que se ha tomado como topología base, una red en AC con explotación radial. La primera de las alternativas propuestas consiste en mallar con una línea en AC el final de las dos acometidas, obteniendo así una red AC con explotación mallada. A partir de aquí, las propuestas que se han definido consisten en redes híbridas AC/DC. La primera de ellas mantendrá una explotación radial donde los cargadores de VE y las instalaciones FV estarán conectados a la rama DC, y el resto de cargas residenciales a la rama AC, es decir, una red híbrida con explotación radial. Posteriormente se ha considerado la posibilidad de incorporar convertidores VSC que conectan los finales de las acometidas en DC con las acometidas en AC, una red híbrida con explotación en bucle. Las dos últimas propuestas consisten en mallar las acometidas en DC en primer lugar sin VSC de conexión en bucle y en segundo, con VSC, teniendo así una red híbrida con explotación mallada y una red híbrida con explotación mallada y en bucle.

3.1.1 Topología 1: Red AC explotación radial

Esta red constituirá la topología base en este estudio, que servirá para evaluar si existen mejoras en el funcionamiento derivadas de las estrategias que se han definido. Este modelo es el descrito al comienzo de Capítulo 2, es decir, una simplificación de la red original del documento de Cigre

[16], al que se le ha eliminado la acometida industrial. Esta red representa una instalación genérica en baja tensión que da servicio a diferentes viviendas o locales dentro de una ciudad o un pueblo. La mayor parte de las cargas está situada en la cabecera de las acometidas justo aguas abajo de los transformadores. Esto sería lo típico en el caso de alimentar a una urbanización que alberga el centro de transformación y desde ahí se da servicio a viviendas individuales o colindantes.

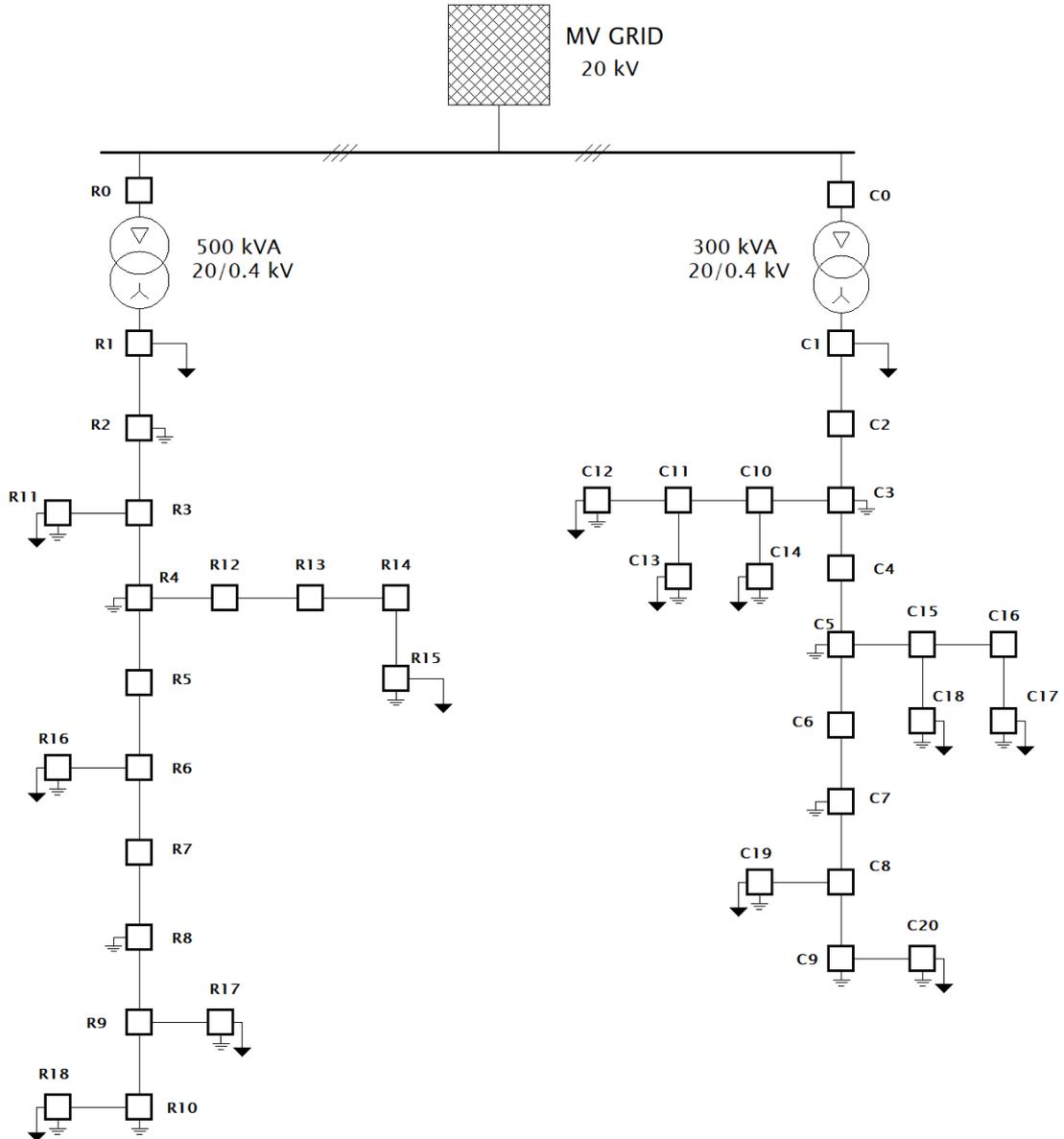


Figura 3.1 Esquema unifilar de la red original o Topología 1.

3.1.2 Topología 2: Red AC explotación mallada

La primera modificación que se ha considerado, dando lugar a la Topología 2, ha consistido en mallar, a través de una línea de igual sección y naturaleza (subterránea) que la acometida residencial, los extremos de las acometidas, es decir, entre los nodos **R10** y **C9**. El objetivo de este mallado es permitir que exista un trasvase de potencia entre los dos *feeders*. Este trasvase de potencias, cuyo sentido dependerá de cómo sean las caídas de tensión entre los extremos de la línea de mallado, debe ayudar, a priori, a reducir estas caídas de tensión. También se espera que ayude a compensar los

desequilibrios al reducir las corrientes en aquellas líneas (y fases) más solicitadas. Esta reducción de corrientes debe reducir al menos ligeramente las pérdidas de potencia.

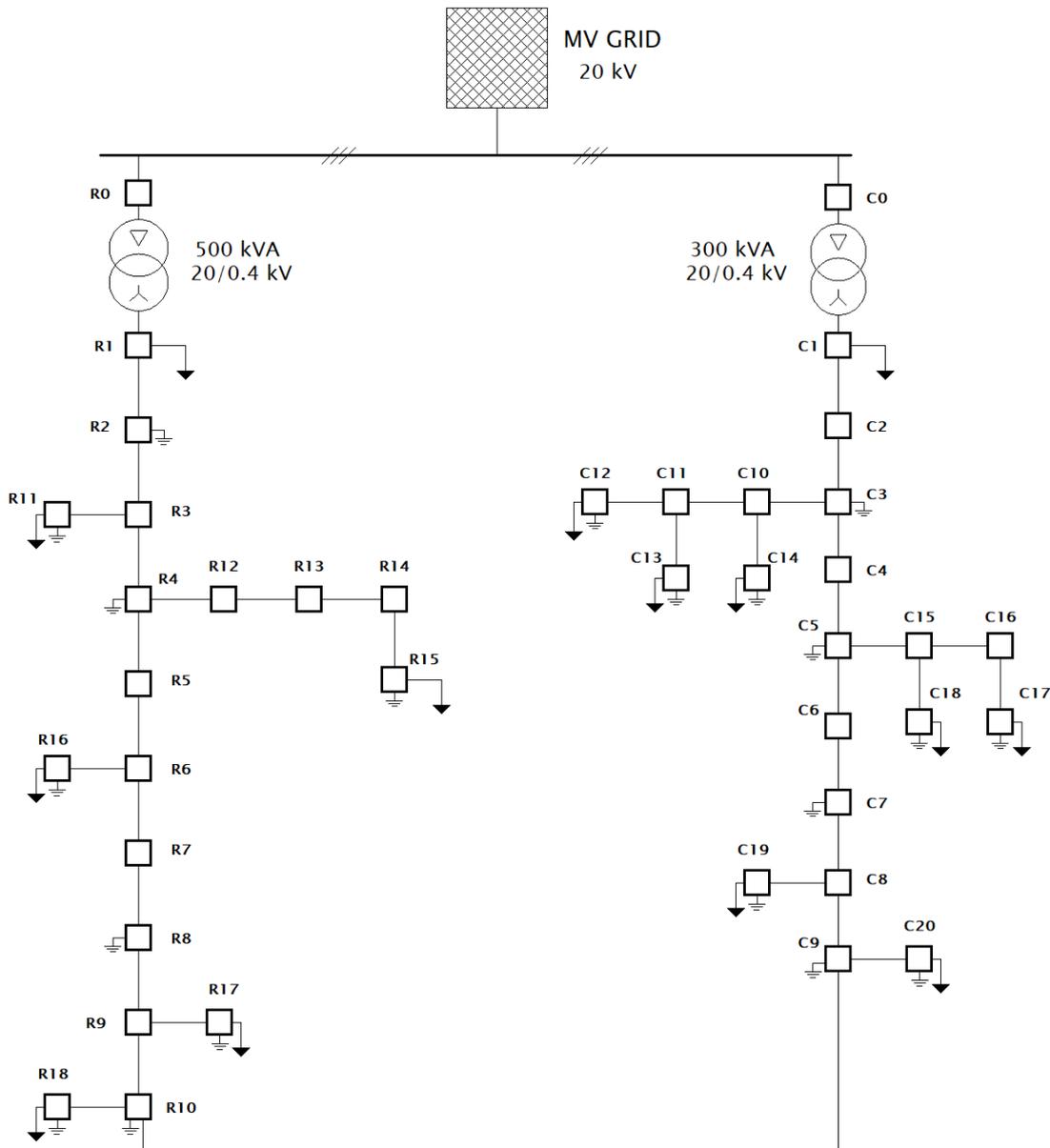


Figura 3.2 Esquema unifilar de la red con mallado en alterna o Topología 2.

3.1.3 Topología 3: Red híbrida explotación radial

Esta topología es la primera de las que hemos considerado con una configuración híbrida, es decir, una parte de la red esta alimentada en corriente alterna y otra en corriente continua. En la Figura 3.3 se han denotado las líneas, nudos y cargas en continua en rojo, y en negro las correspondientes en alterna. Las ramas en DC se alimentan a través de dos VSC situados en el mismo punto que el transformador a 800 V y la sección del cableado DC se ha considerado igual al del tramo que acompaña en AC.

Esta red está diseñada con el objetivo de alimentar las cargas que sean más susceptibles de ser

alimentadas directamente en DC, en nuestro caso las correspondientes al VE, así como absorber la energía generada por las instalaciones fotovoltaicas suponiendo que estas no cuentan con un inversor propio. Como se verá en la configuración de los casos, esta topología no tiene sentido en el caso del escenario actual de cargas, ya que al no existir ni cargas en continua, ni generación distribuida, se comportará igual que la Topología 1, es decir, la red de continua estará descargada y la parte alterna tendrá el mismo reparto de cargas.

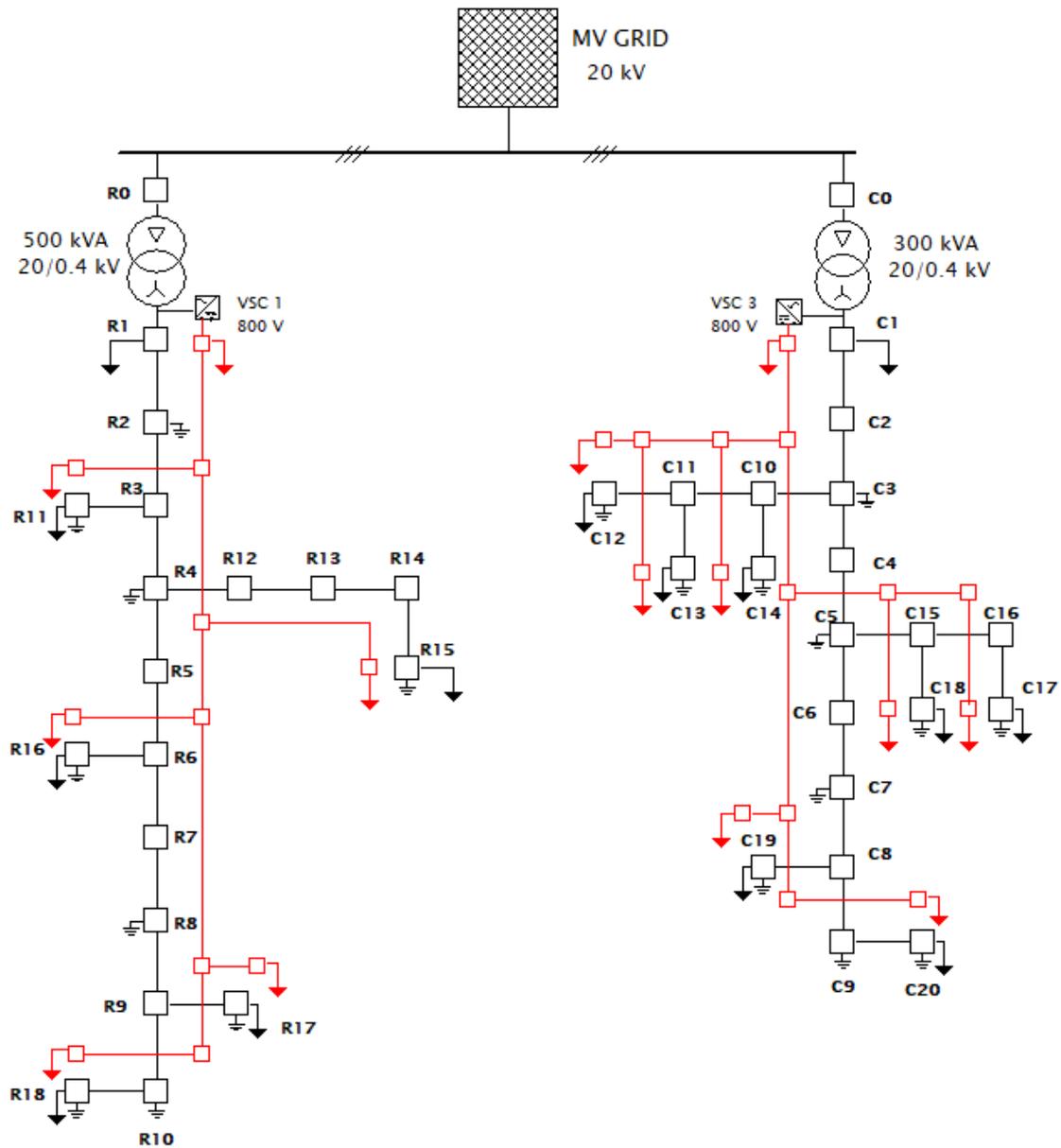


Figura 3.3 Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC o Topología 3.

3.1.4 Topología 4: Red híbrida explotación radial mallada en bucle

Esta red consiste en una modificación de la anterior en la que además de los VSC de cabecera (VSC 1 y VSC 3) existen otros dos de cola (VSC 2 y VSC 4), que forman un mallado en bucle entre la acometida en alterna y su equivalente en continua. Este bucle permite además de alimentar las cargas en continua, inyectar una cierta potencia en el extremo de la acometida, subiendo las tensiones en

este punto y reduciendo la corriente que circula por ella. Esto último crea un efecto baipás que puede ser interesante, teniendo en cuenta que la tensión de la rama de continua es superior y las caídas de tensión se reducen al no existir inductancia.

De nuevo con esta configuración se espera reducir las pérdidas, y las caídas de tensión, aunque, a priori, es complicado estimar los efectos sobre los desequilibrios, ya que la potencia inyectada se ha considerado equilibrada, y por tanto no está enfocada especialmente a minimizarlos. A diferencia de la topología anterior esta sí será estudiada en el escenario actual de cargas, como se explicará más adelante.

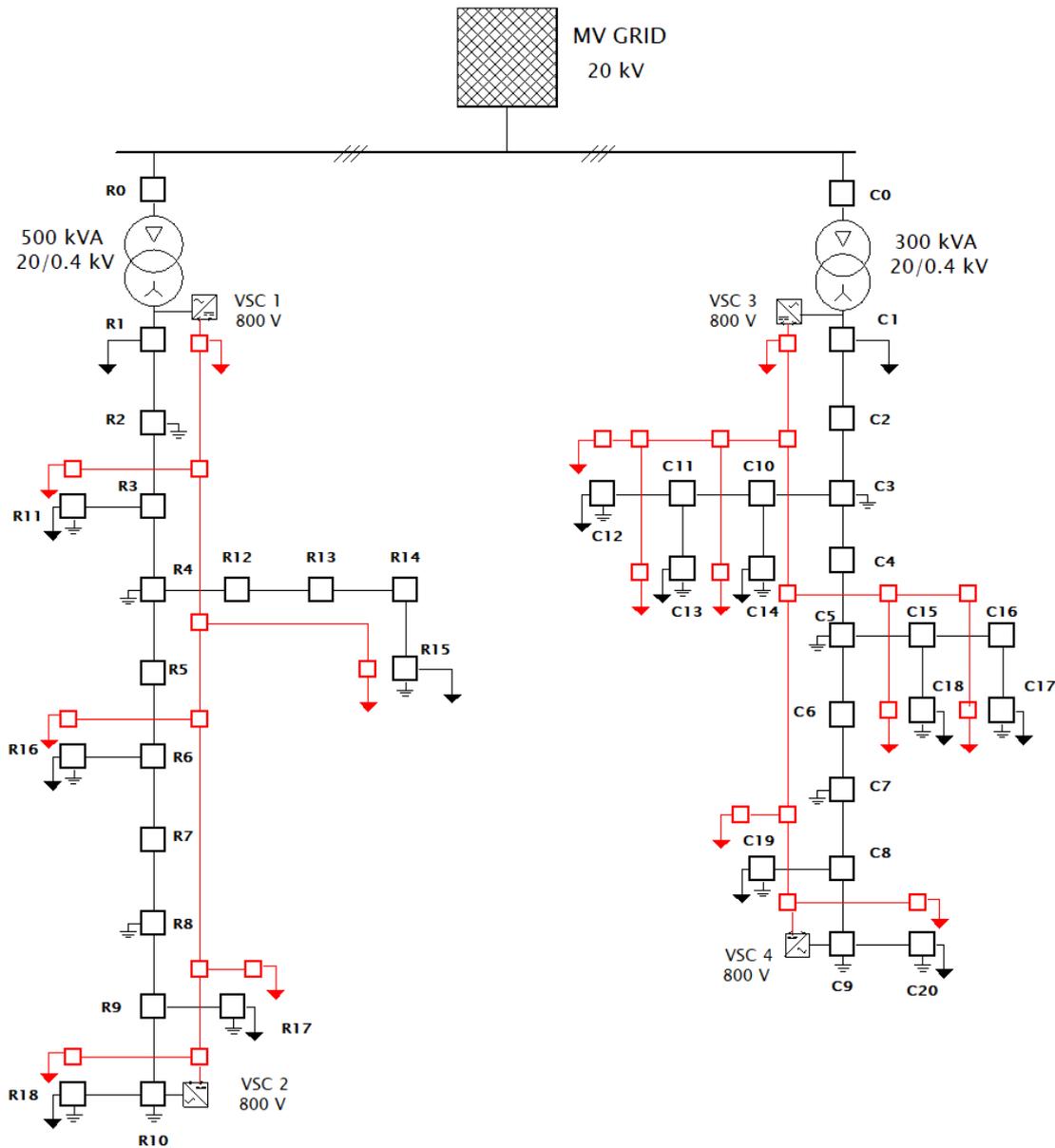


Figura 3.4 Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC mallada en bucle o Topología 4.

3.1.5 Topología 5: Red híbrida explotación mallada en DC

En esta topología se vuelven a interconectar las dos acometidas entre sí, pero esta vez, a diferencia de la Topología 2, se han conectado las ramas en continua en sus extremos. El objetivo de este

mallado, es que en un momento dado el *feeder* menos cargado pueda aportar al más cargado con un trasvase de potencia, y dado que este mallado conecta las ramas en DC, este trasvase provenga cuando sea posible de un exceso de generación fotovoltaica en uno de los *feeders*, permitiendo que esa potencia llegue al otro sin necesidad de pasar por los transformadores ni provenir de la red de media tensión.

Esto debería redundar en una mejora las pérdidas, y las caídas de tensión. De nuevo, es complicado anticipar su efecto sobre los desequilibrios. Por último, indicar que la línea que une las dos acometidas es de igual sección y naturaleza que la que usamos en el mallado en alterna y por tanto idéntica a la línea principal de la acometida residencial.

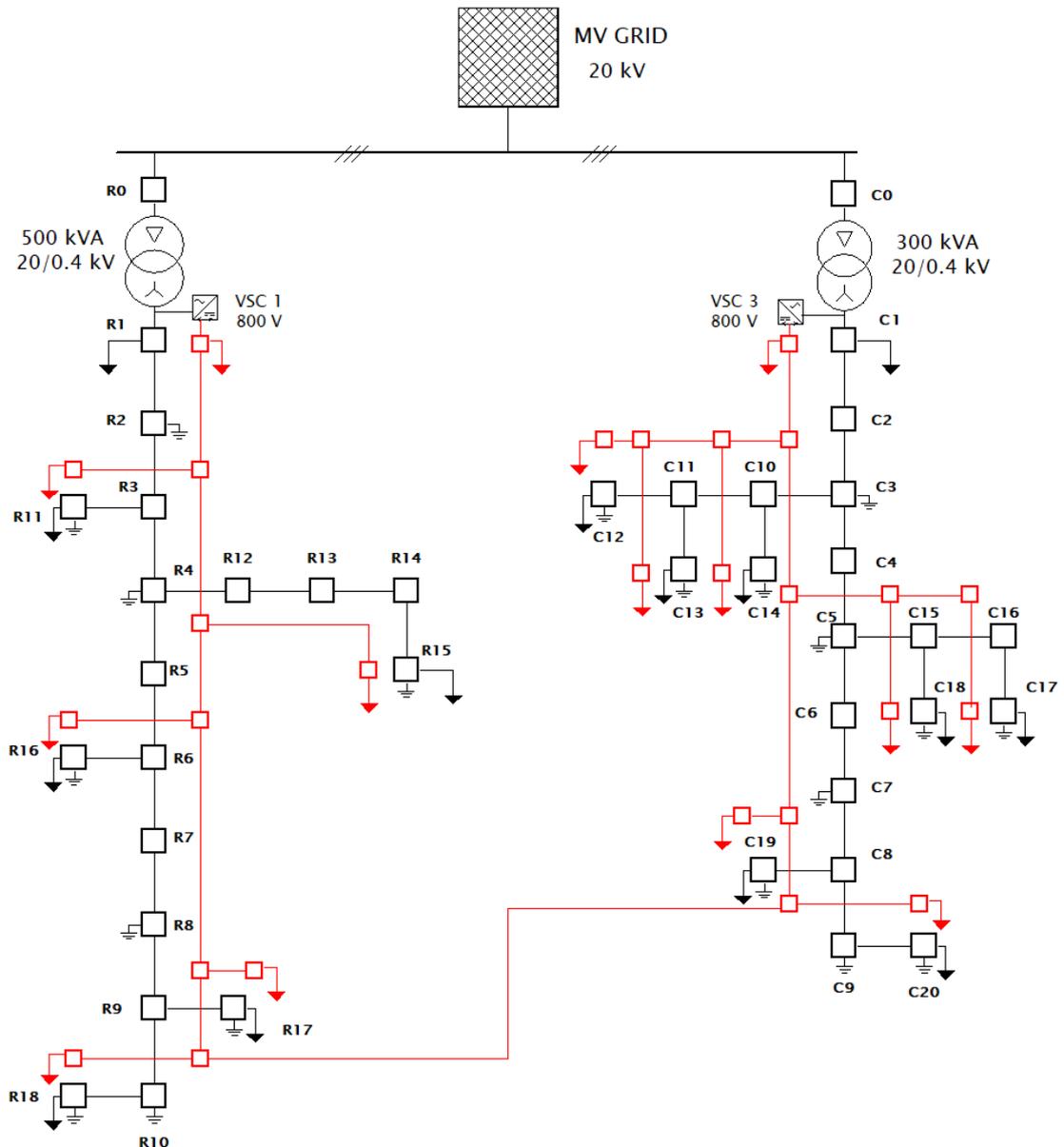


Figura 3.5 Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC mallada en continua o Topología 5.

3.1.6 Topología 6: Red híbrida explotación mallada en DC y en bucle

En esta última topología se ha llevado a cabo la misma modificación que entre la topología 4 y la 3, añadiendo dos VSC al final de las acometidas para mallar en bucle la rama en DC con la rama en AC, mientras se mantiene el mallado en DC entre los dos *feeders*. Con esta estrategia se permite tanto el trasvase entre acometidas como la inyección de potencia al final de las ramas en AC, reduciendo las caídas de tensión en este punto y las corrientes que circulan por las ramas en AC.

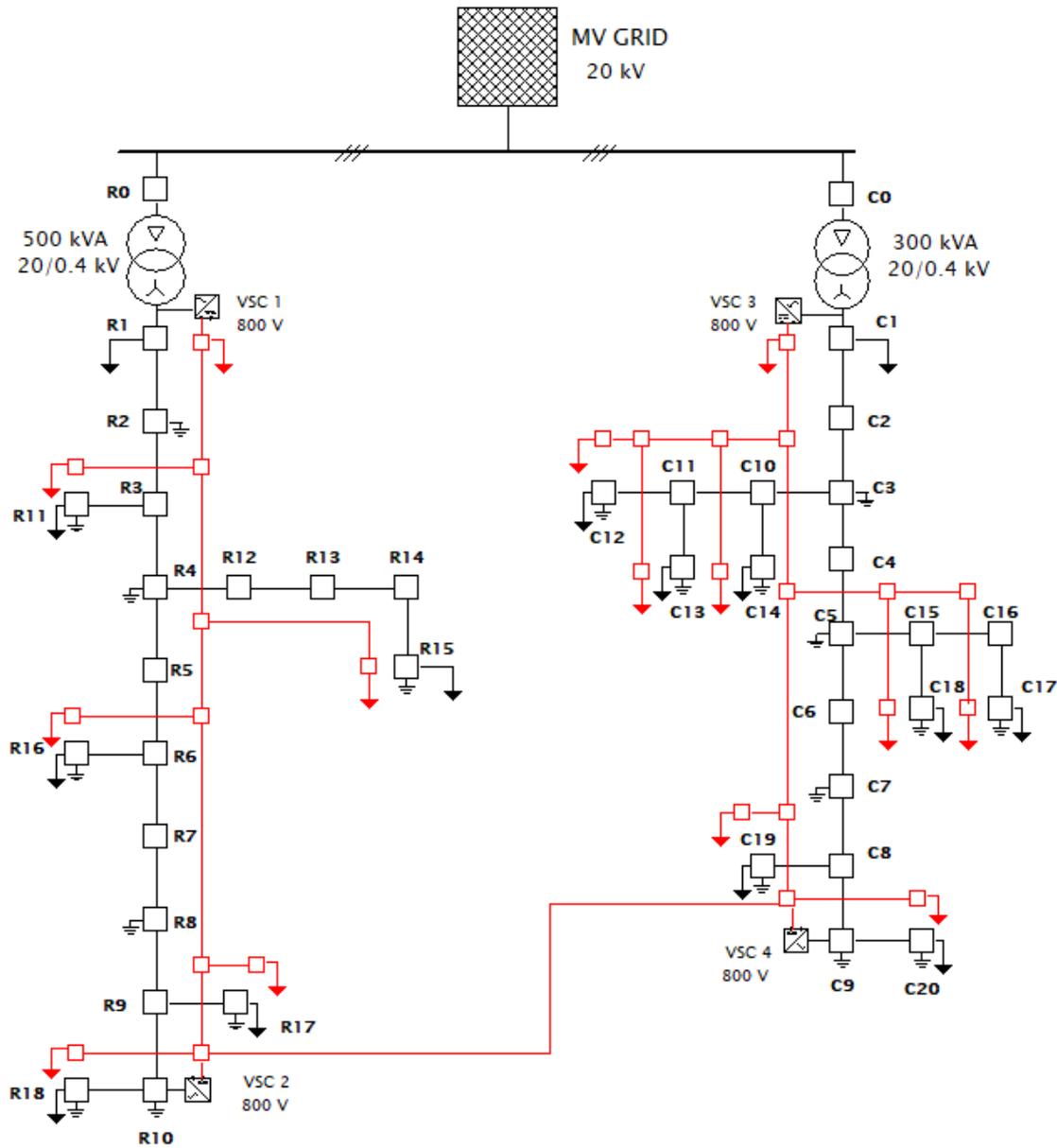


Figura 3.6 Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC mallada en continua y en bucle o Topología 6.

3.2 Configuración de casos y simulación

Una vez se han definido los escenarios de carga, actual y futuro, que se van a considerar, y las topologías de las redes que van a ser sometidas a estos escenarios, se pueden configurar los casos de estudio que forman parte de este trabajo.

Los casos han sido nombrados como se muestra en la Tabla 3.1, donde se tienen, para un escenario dado, las topologías ordenadas de la **A** a la **F**, y **1** y **2** para denotar el escenario actual y futuro de cargas respectivamente. Los casos correspondientes a las topologías 3 y 5 con el escenario actual de cargas, es decir, los que deberían ser los casos **C1** y **E1** han sido excluidos del estudio ya que al mantener descargada la rama de continua, su comportamiento es idéntico al caso **A1**.

Tabla 3.1 Configuración de casos de estudio.

Topología	Escenario actual de carga	Escenario futuro de carga
(T1) Radial AC	A1	A2
(T2) Mallada AC	B1	B2
(T3) Radial AC/DC	-	C2
(T4) Radial AC/DC en bucle	D1	D2
(T5) Mallada AC/DC	-	E2
(T6) Mallada AC/DC en bucle	F1	F2

Como se muestra en la Tabla 3.1, se han obtenido finalmente 10 casos de estudio, que han sido simulados durante un día de funcionamiento normal. Para ello se han resuelto los flujos de carga para un perfil de 24 horas con intervalos de 15 minutos, variando entre ellos el valor de las cargas en cada nudo según los escenarios de cargas que hemos creado para ellos. Los perfiles de carga se han generado independientemente para cada fase de cada nudo, constituyendo el conjunto de todos ellos el estado de carga de la red.

Las redes se han modelado en python en el formato de Pydgrid [20] y los flujos de potencia han sido resueltos a través del módulo Pydae [21]. Esto nos ha permitido hallar las tensiones en todos los nudos y las corrientes en todas las líneas y cargas de cada uno de los casos. Antes de mostrar los resultados generales que hemos obtenido en cada caso mostramos algunas muestras de las simulaciones

En la Figura 3.7 y Figura 3.8 se representan los valores de consigna o *set point* de potencia de los VSC de cola para los casos D1 y F1, y D2 y F2 respectivamente. Estos valores podrían haber sido fijados con distintos objetivos, como reducir las caídas de tensión o actuar sobre los desequilibrios, en nuestro caso, se han hallado con una función para la minimización de pérdidas que, aunque no constituyen un flujo de potencia óptimo propiamente dicho, veremos más adelante que si consigue reducirlas.

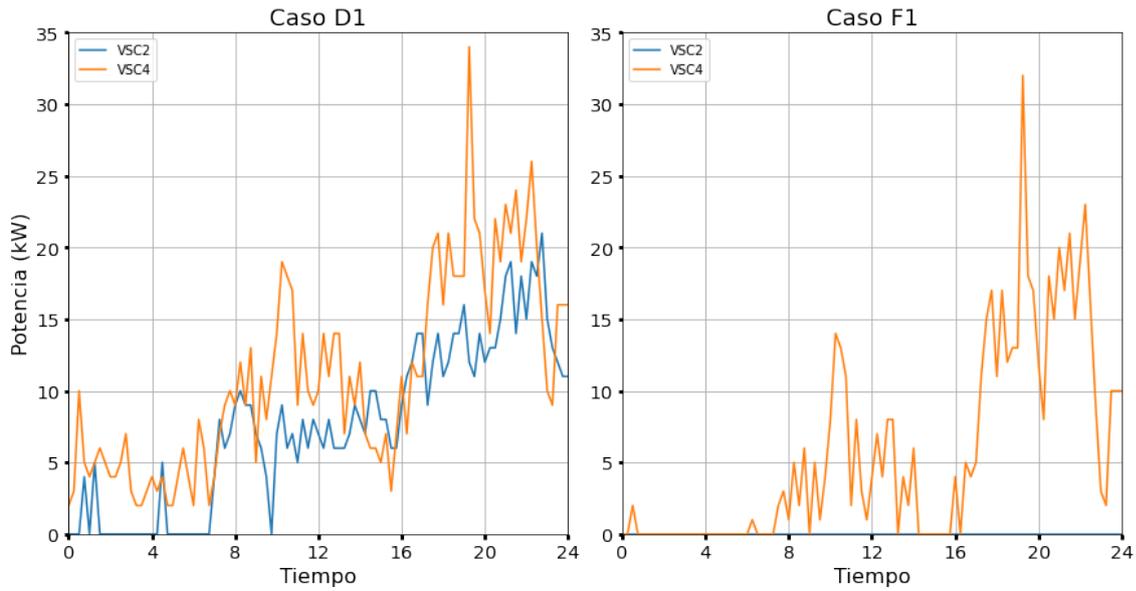


Figura 3.7 Consigna de los VSC de cola (VSC2 y VSC4) para minimizar las pérdidas en los casos D1 y F1.

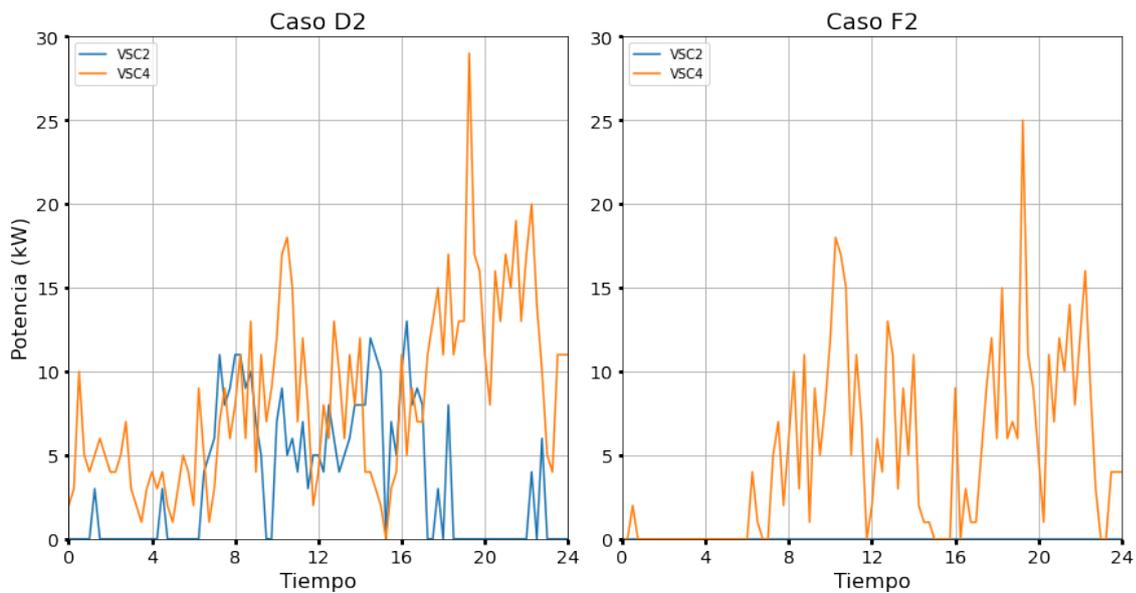


Figura 3.8 Consigna de los VSC de cola (VSC2 y VSC4) para minimizar las pérdidas en los casos D2 y F2.

Otra variable interesante de analizar, es el trasvase de potencia en los casos que tengan algún tipo de mallado, ya sea en alterna (caso B1 y B2) o en continua (caso E2, F1 y F2). En la Figura 3.9 y Figura 3.10 se muestra la evolución de la potencia trasvasada entre ambas acometidas a lo largo del día. Es de destacar, que se aprecian dos tramos del día donde este trasvase es más notorio. El primero se produce a las horas centrales del día, debido a un exceso de generación en el *feeder* residencial, donde como vimos en la Figura 2.9 la producción supera a la demanda. El segundo se produce hacia el final del día, donde se produce la máxima demanda.

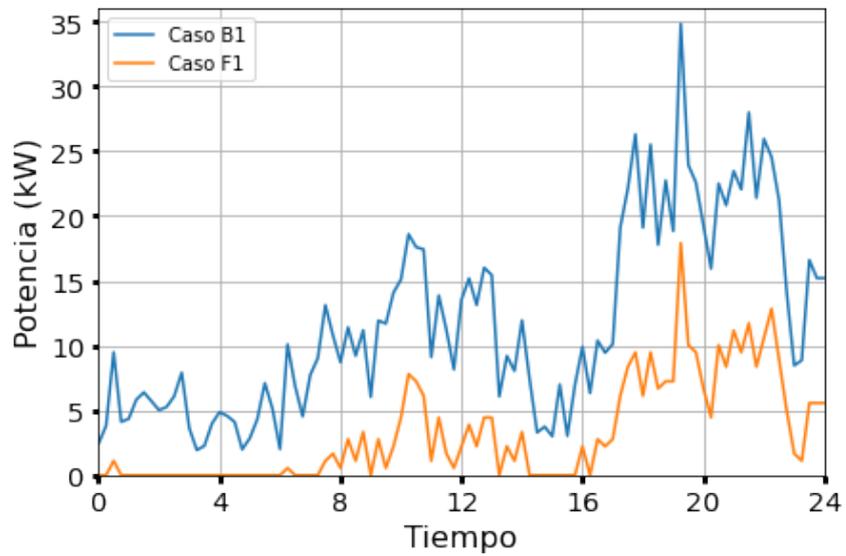


Figura 3.9 Traspase de potencias entre los *feeders* en los casos B1 y F1.

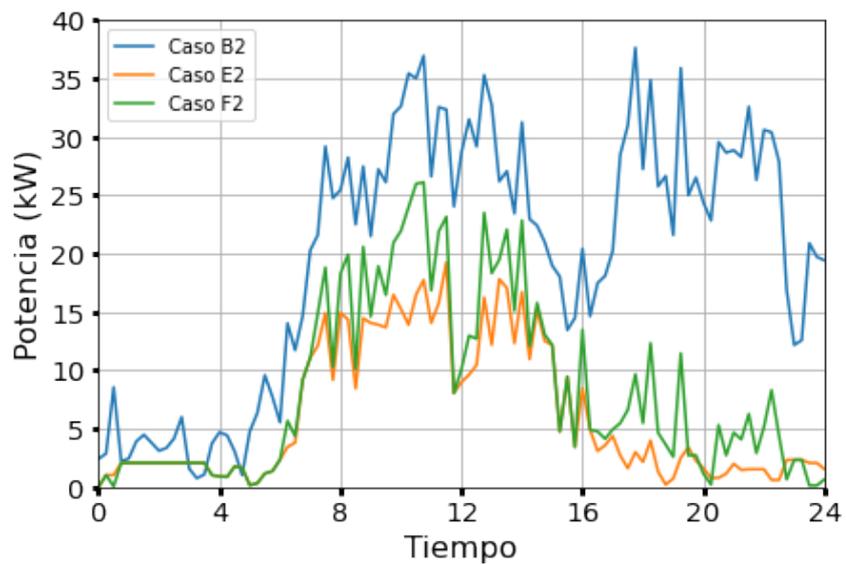


Figura 3.10 Traspase de potencias entre los *feeders* en los casos B2, E2 y F2.

4 Resultados

Tras haber simulado todos los casos se ha obtenido la variación de todas las corrientes y tensiones en cada elemento de la red (nudo o línea) a lo largo del día. A partir de estos, se han creado una serie de indicadores, a los que llamaremos KPI, *Key Performance Indicators* que proporcionan una idea general del comportamiento de las distintas topologías de sometidas a los dos escenarios de carga que se han definido en el Capítulo 2.

Estos KPI tienen como objetivo representar el funcionamiento de la red en cuanto a pérdidas, caídas de tensión y desequilibrios.

4.1 Definición de KPIs

En este apartado definiremos los KPI que se van a emplear en nuestro estudio, todos ellos tienen un carácter general o global, ya que estudian el comportamiento de la red en conjunto en algún aspecto concreto y a lo largo de todo el día simulado.

- Pérdidas de energía: Este indicador, como su nombre indica mide las pérdidas globales de la red en términos de energía (kWh). En este caso las pérdidas de potencia se han calculado a través de un balance de potencias en cada instante del día, es decir, hallando la diferencia entre la potencia que se inyecta desde el nudo *Slack* y la potencia que están consumiendo las cargas en ese momento a lo largo del día.

$$L(kWh) = \sum_t (P_{in,t} - P_{load,t}) \cdot \Delta t,$$

donde P_{in} es la potencia que entra a la red en kW, P_{load} es la potencia total de las cargas de la red t es cada período de estudio y Δt es la duración del período..

- Caídas de tensión en la red: En general se han definido las caídas de tensión como aparecen en la siguiente ecuación, pero hemos distinguido varios KPI a partir de esta:

$$\Delta U(\%) = \frac{U_{nom} - U_{ph-n}}{U_{nom}} \cdot 100,$$

donde U_{nom} es la tensión fase neutro nominal y U_{ph-n} la tensión fase neutra real obtenida en la simulación. En este caso, hemos considerado la mayor caída de tensión en cualquiera de los nudos en cualquier momento del día:

$$\Delta U_{max}$$

Así como la caída de tensión media en todos los puntos de la red a lo largo de todo el día. Este indicador, al ser un valor medio para todos los nudos no nos permite saber si los valores alcanzados son excesivos o no, pero si es evidente, que al reducir este indicador estaremos mejorando el comportamiento general de la red.

$$\overline{\Delta U} = \frac{\sum \Delta U}{\text{nudos}} \cdot 100$$

- Caída de tensión al final de acometidas: Los nudos finales de las acometidas son críticos en cuanto a caídas de tensión, por ello se han definido otros dos KPI que tienen en cuenta este hecho. La caída de tensión máxima alcanzada en cualquiera de las acometidas en cualquier momento del día:

$$\Delta U_{feeder,max}$$

y el valor medio alcanzado a lo largo del día por la caída de tensión entre los dos extremos de las acometidas:

$$\overline{\Delta U}_{feeder}$$

- Desequilibrio por tensión homopolar: Con este índice se mide el desequilibrio entre fases producido por tensiones homopolares:

$$DQ_{hom} = \frac{U_0}{U_1},$$

donde U_0 es la tensión homopolar y U_1 la directa en un nudo. En este caso se ha decidido calcular dos KPI que miden por un lado el máximo desequilibrio alcanzado en la red en cualquier momento del día $DQ_{hom,max}$ y el medio a lo largo del día \overline{DQ}_{hom} .

- Desequilibrio por tensión inversa: De igual manera que el anterior, este indicador mide los desequilibrios esta vez producidos por tensiones inversas.

$$DQ_{inv} = \frac{U_2}{U_1},$$

donde U_2 es la tensión inversa en un nudo. De nuevo se han escogido dos indicadores: el máximo desequilibrio alcanzado en la red en cualquier momento del día $DQ_{inv,max}$ y el medio a lo largo del día \overline{DQ}_{inv} .

- Desequilibrio medio por corrientes inversas: También es interesante estudiar los desequilibrios producidos por las corrientes en la red.

$$\overline{DQ}_I = \frac{I_2}{I_1}.$$

En el análisis de los resultados hemos optado por considerar los desequilibrios en el nudo *Slack* y en cada uno de los transformadores, residencial (R) y comercial (C):

$$\overline{DQ}_{slack} \quad \overline{DQ}_R \quad \overline{DQ}_C$$

4.2 Discusión de resultados

En este punto se muestran y comparan los resultados obtenidos tras las simulaciones de todos los casos de estudio a través de la evolución temporal de las distintas variables que se han estudiado: las pérdidas, la caída de tensión y los desequilibrios.

4.2.1 Topología 1: escenarios de carga actual y futuro

En primer lugar, se analiza el funcionamiento de la Topología 1 sometida a los escenarios de carga actual y futuro, esto es, los casos A1 y A2 respectivamente. En esta comparación no se han tenido en cuenta las pérdidas de potencia ya que los escenarios de carga son distintos y la medida no sería representativa.

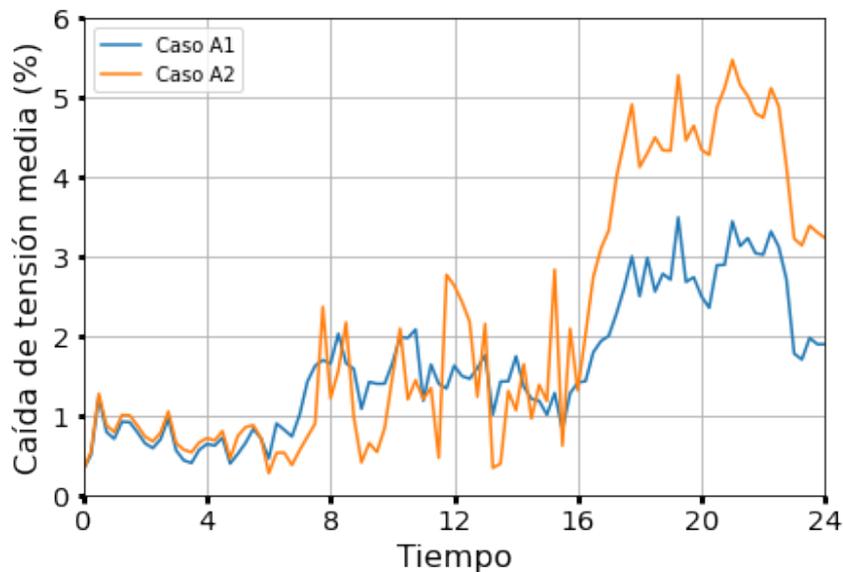


Figura 4.1 Caída de tensión media de la red para la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro.

En la Figura 4.1 se muestra la evolución de la caída de tensión media de la red a lo largo del día. En ella se aprecia claramente que las caídas de tensión aumentan significativamente para el Caso **A2**. Además del aumento que se aprecia en los momentos de alta carga de la red, hacia el final del día, en las horas centrales, donde existe un aporte fotovoltaico, se producen grandes oscilaciones de la tensión.

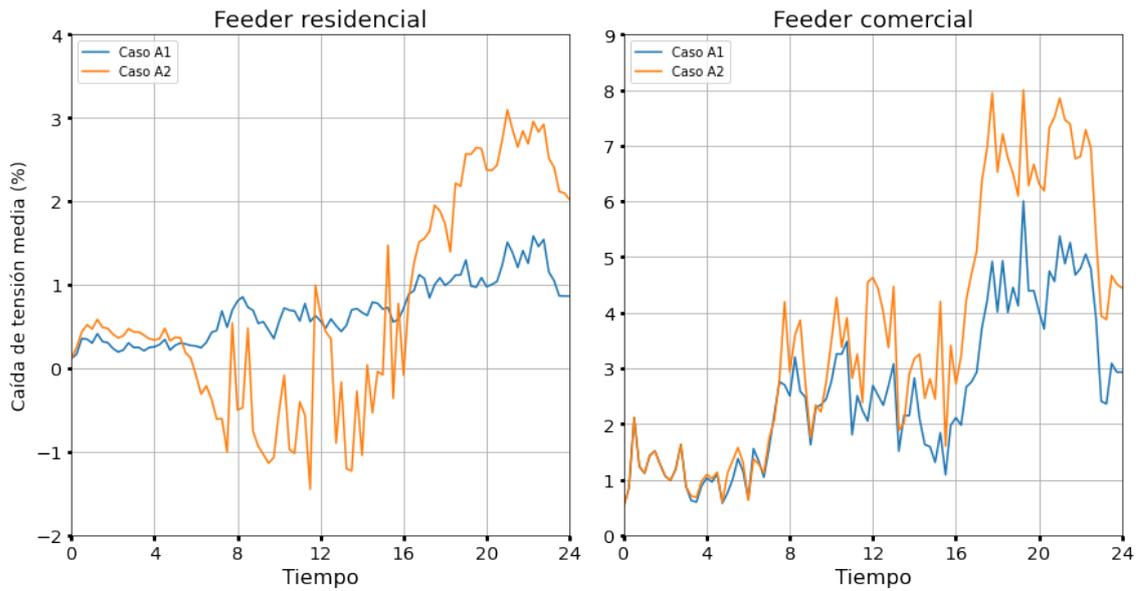


Figura 4.2 Caída de tensión en cada *feeder* para la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro.

Para observar con mayor detalle los efectos del escenario futuro sobre las caídas de tensión, en la Figura 4.2 se ha desglosado esta caída para cada *feeder*. En esta ocasión se observa cómo en la acometida residencial bajo el escenario futuro, Caso **A2**, existe un exceso de generación fotovoltaica, o excedentes del autoconsumo, en las horas centrales del día que provocan sobretensiones, que en la Figura 4.2 aparecen como caídas de tensión negativa. Esto provoca una gran variabilidad de los niveles de tensión a lo largo del día. El *feeder* comercial, en cambio, se encuentra todo el día en subtensión, alcanzando valores de caída de tensión de hasta el 8% en el Caso **A2**.

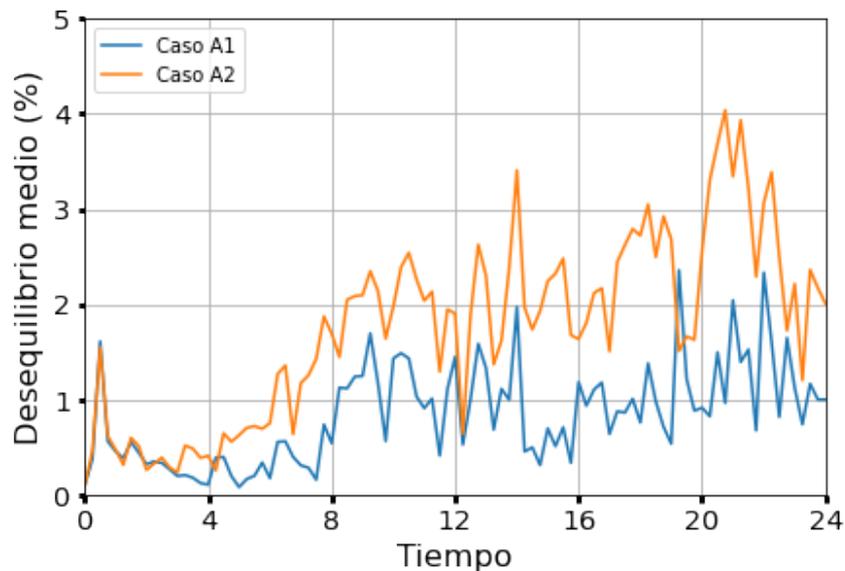


Figura 4.3 Aumento del desequilibrio medio por tensión homopolar en la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro.

En la Figura 4.3 se aprecia cómo el desequilibrio por tensiones homopolares, aumenta al pasar de un escenario actual a uno futuro de cargas en la Topología 1, llegando a duplicarse en varios momentos del día.

Para estudiar con mayor detalle el efecto del escenario futuro de cargas sobre el desequilibrio de la red, se han calculado los desequilibrios provocados por corrientes inversas al principio de la red: en el nudo *Slack* y en los transformadores.

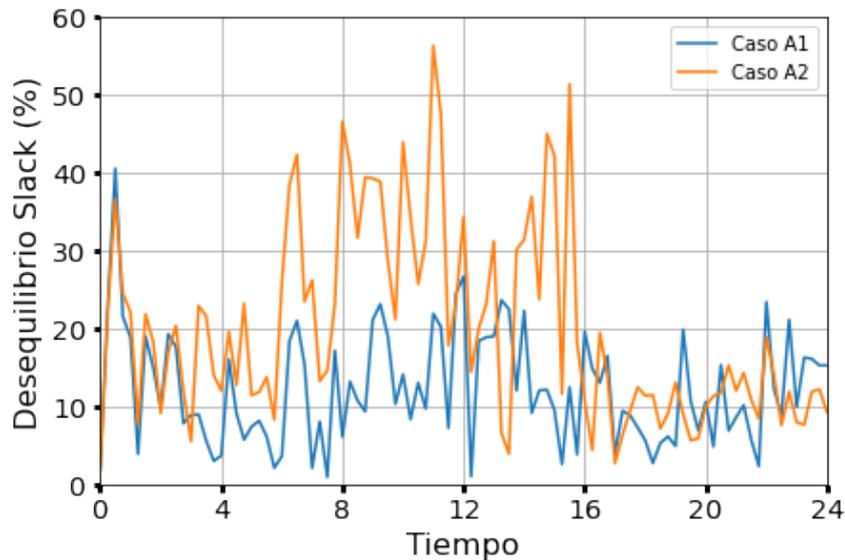


Figura 4.4 Aumento del desequilibrio por corrientes en la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro en el nudo *Slack*.

En la Figura 4.4 se detalla la evolución del desequilibrio por corrientes inversas en el nudo *Slack*. En ella se observa claramente que los desequilibrios por corrientes en la cabecera de la red aumentan en el Caso **A2**. Es preciso señalar que el mayor aumento se produce en las horas centrales del día, debido a la entrada en la red del excedente fotovoltaico, que en algunos casos no llegará a cubrir toda la demanda de una determinada fase, haciendo que sea necesario consumir potencia desde la red de media tensión. En otros la igualará, haciendo nula la entrada de potencia en ese momento desde el nudo *Slack*. Y en otros la sobrepasará, invirtiendo el flujo de potencias normal, de la red de media tensión hacia las viviendas, e inyectando el excedente fotovoltaico hacia la red de media tensión.

En la Figura 4.5 se ha desglosado el desequilibrio por corrientes inversas por transformador donde este efecto es aún más visible. Se observa que existen algunos picos muy significativos que coinciden momentos del día en los que la generación FV supera a la demanda en alguna de las fases para el escenario futuro de cargas. Esto implicaría que en el Caso **A2** existen momentos en los que algunas fases están inyectando potencia hacia la red de media tensión mientras otras están consumiendo. Esto constituiría un punto de funcionamiento fuera de diseño para los transformadores, y por tanto un mal desempeño de estos y de las protecciones que les acompañen.

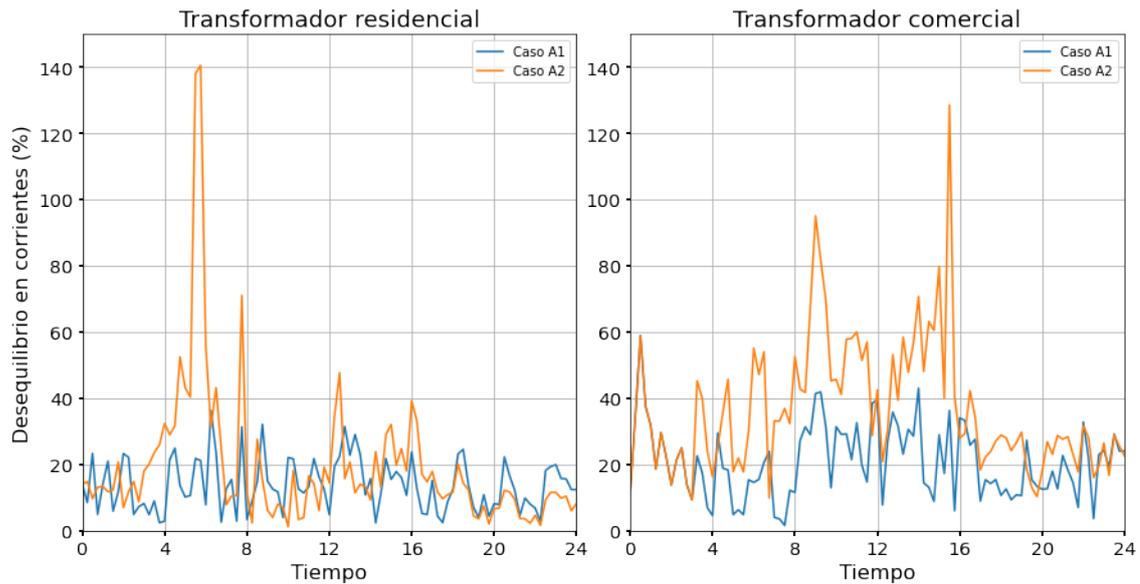


Figura 4.5 Aumento del desequilibrio por tensión corrientes en la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro en los transformadores.

Todo lo expuesto en este apartado hace ver que las redes actuales, con topologías similares a la Topología 1, sometidas a escenarios de carga como el escenario futuro que se ha definido en este trabajo presentarán problemas en su desempeño haciendo peligrar la calidad y fiabilidad del suministro. Por ello la necesidad de buscar nuevas topologías y nuevas formas de explotación de las redes que permitan solventar estas dificultades.

4.2.2 Resultados para el escenario futuro de cargas

En este apartado se exponen los resultados obtenidos para las distintas topologías sometidas al escenario futuro de cargas, es decir, los Casos **A2**, **B2**, **C2**, **D2**, **E2**, **F2**. En primer lugar, se exponen las pérdidas de potencia activa y a continuación las caídas de tensión y los desequilibrios.

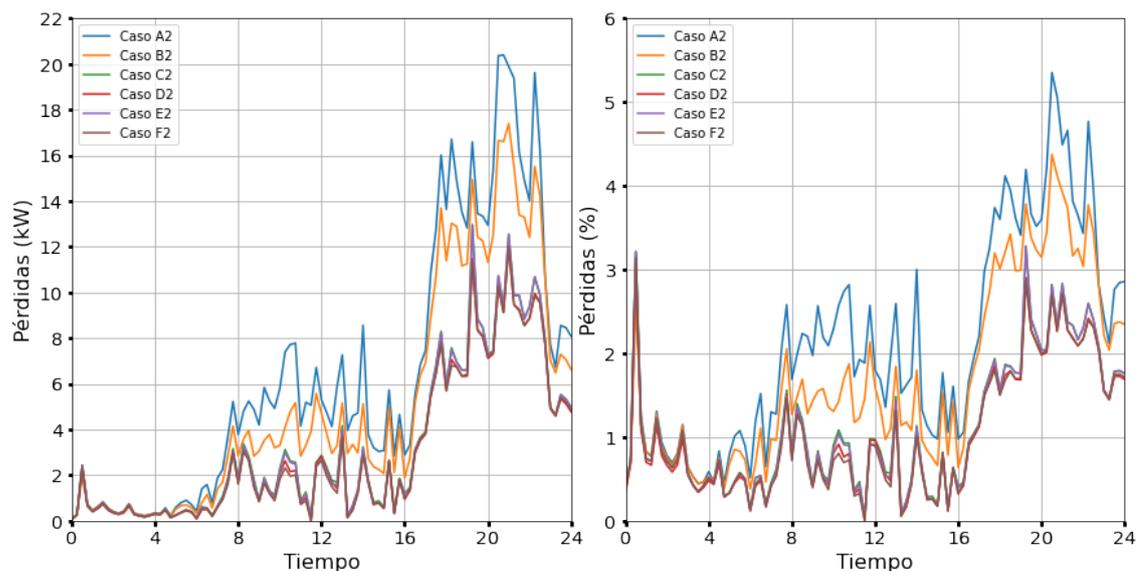


Figura 4.6 Comparación de pérdidas de potencia en el escenarios futuro de cargas.

En la Figura 4.6 se muestra la evolución diaria de las pérdidas de potencia en la red, expresadas en kW, izquierda, y en porcentaje sobre la carga, derecha. En esta imagen se pueden ver varios hechos significativos. En primer lugar, todas las topologías alternativas mejoran el comportamiento de la red en cuando a pérdidas frente a la Topología 1. En segundo lugar, todas las topologías basadas en redes híbridas, que constituyen los Casos **C2**, **D2**, **E2**, **F2**, mantienen unas pérdidas muy por debajo de las topologías en AC, los Casos **A2** y **B2**. Y, por último, todas las redes híbridas mantienen unas pérdidas prácticamente idénticas.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en caídas de tensión, comenzando por la caída de tensión media de la red para desglosarla después para cada acometida.

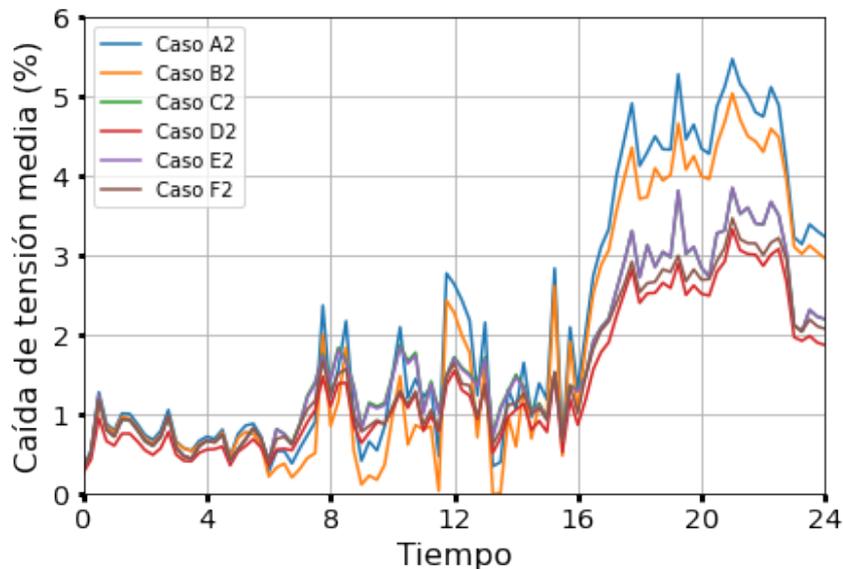


Figura 4.7 Caída de tensión media de la red para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas.

En la Figura 4.7 se muestra la evolución de la la caída de tensión media de la red. se observa de nuevo una diferencia importante entre el desempeño de las topologías híbridas frente a caídas de tensión con respecto a las topologías en AC. Además de la reducción en sí, también es destacable la disminución de la variabilidad en los valores de tensión.

Para mostrar con más detalle la actuación de las distintas topologías frente a caídas de tensión se ha desglosado este indicador por acometida en la Figura 4.8. En ella se observa de nuevo, tal y como se vio en la Figura 4.2, la existencia de sobretensiones en el *feeder* residencial para las Topologías en AC, Casos **A2** y **B2**, en las horas centrales del día debidas a una producción FV mayor que la demanda de la red en ese tramo. Se observa por tanto que todas las topologías híbridas eliminan estas sobretensiones, manteniendo además unas caídas de tensión menores y un valor de la tensión más estable a lo largo del día.

En el *feeder* comercial no aparecen estas sobretensiones, pero los valores de caída de tensión también se reducen de forma notable con el empleo de topologías híbridas. Alcanzando el mejor resultado la Topología 4, que constituye el Caso **D2**.

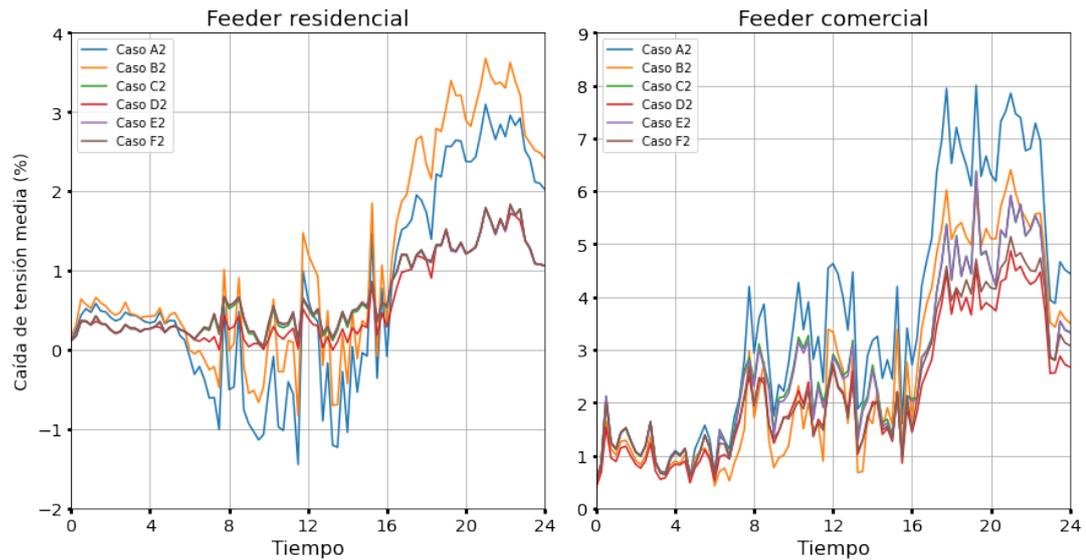


Figura 4.8 Caída de tensión media de cada *feeder* para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas.

Una vez se ha demostrado que las alternativas topológicas redundan en una mejora de las caídas de tensión en la red será interesante estudiar qué ocurre con los desequilibrios entre fases. En primer lugar, en corrientes en la cabecera de la red y posteriormente, al final de las acometidas.

En la Figura 4.9 se muestra el desequilibrio por corrientes inversas producido en el nudo *Slack*. De esta figura es complicado obtener un veredicto claro en torno al comportamiento de las distintas topologías frente a este tipo de desequilibrios. Existen algunos momentos del día en los que las topologías híbridas tienen un peor desempeño, aunque parece que durante mayor parte del día éstas mantienen un valor de desequilibrio menor. En apartados posteriores se indicará un valor medio diario de este KPI donde podrá verse con mayor claridad las diferencias entre las distintas alternativas propuestas.

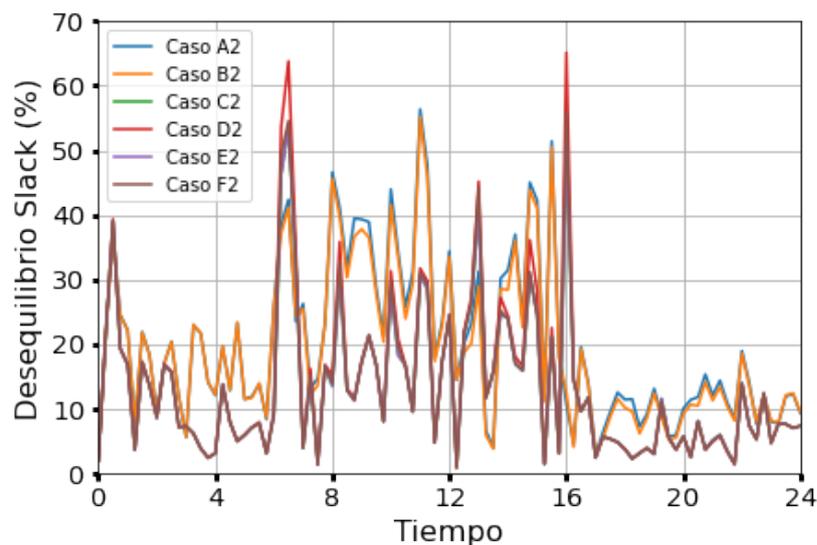


Figura 4.9 Desequilibrio en corrientes en el nudo *Slack* para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas.

En la Figura 4.10, se detalla el desequilibrio en corrientes inversas en cada transformador. De nuevo es complicado concluir cuál de las topologías propuestas tiene un mejor comportamiento frente a este tipo de desequilibrios, aunque se puede concluir que las topologías híbridas mantienen, en promedio, unos niveles más bajos de desequilibrio. Al igual que en el caso anterior, en apartados posteriores se proporcionará un valor promedio diario.

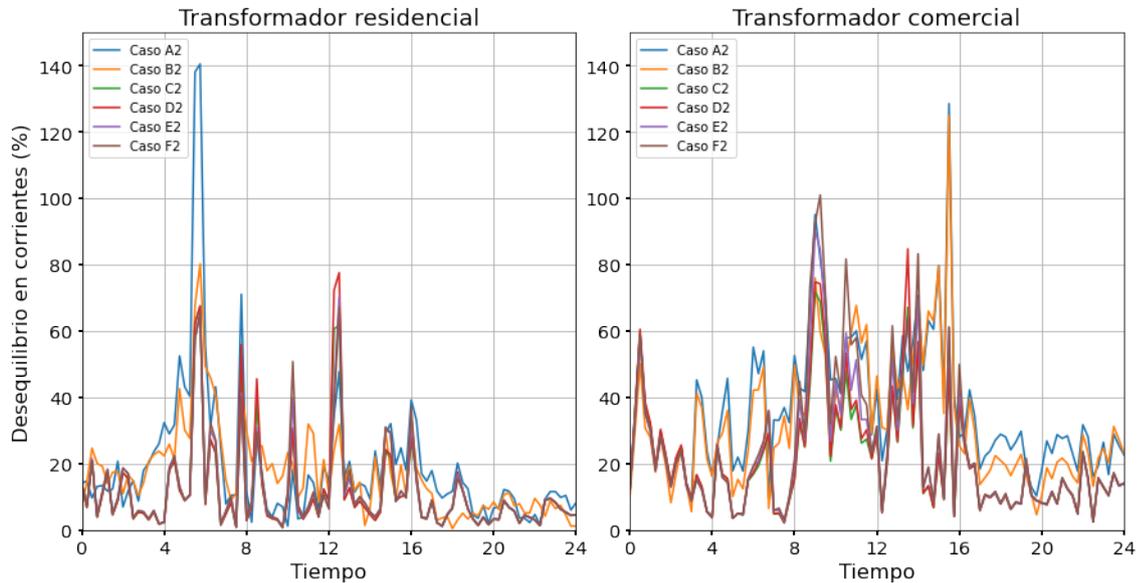


Figura 4.10 Desequilibrio en corrientes en los transformadores para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas.

Hasta este momento se ha mostrado el desempeño de las distintas topologías en cuanto a desequilibrios en corrientes en la cabecera de la red: nudo *Slack* y transformadores. Por último, se muestran los desequilibrios en tensiones homopolares obtenidos al final de las acometidas.

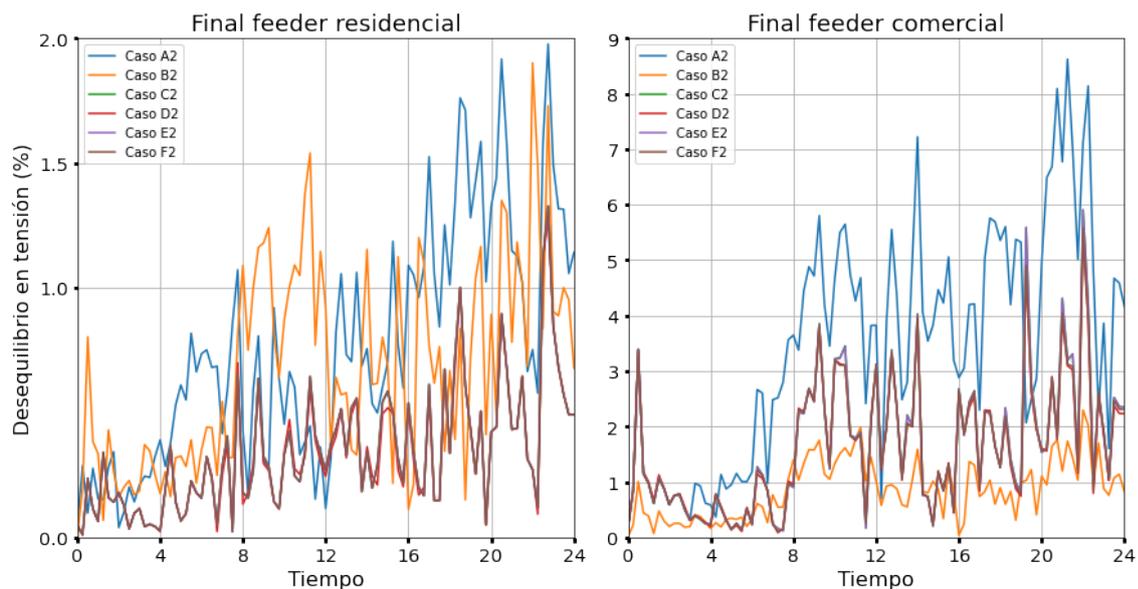


Figura 4.11 Desequilibrio en tensiones al final de las acometidas para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas.

En la Figura 4.11 se exponen los desequilibrios producidos en los nudos finales de cada acometida, R10 para el *feeder* residencial y C9 para el comercial. En ella se puede apreciar que los desequilibrios por tensión en la acometida residencial no son excesivos, por debajo del 2% en todos los casos. En la acometida comercial, sin embargo, se obtienen valores mayores.

Dos efectos destacables son, por un lado, que el en Caso **B2** aumenta ligeramente el desequilibrio en el *feeder* residencial, pero lo disminuye sensiblemente en el comercial, esto se debe sin duda a los efectos del trasvase de potencia a través del mallado. Por otro lado, no se aprecian diferencias entre las distintas topologías híbridas.

A la luz de estos resultados se desprende que las redes híbridas pueden suponer una alternativa viable para aumentar la eficiencia del sector y garantizar la calidad y fiabilidad del suministro ante escenarios de carga futuros donde exista gran penetración de vehículos eléctricos y de autoconsumo.

4.2.3 Resultados para el escenario actual de cargas

Además de evaluar el comportamiento de las distintas topologías propuestas ante un escenario futuro de carga, sería interesante evaluar los efectos de su implantación antes de que surja la necesidad de adaptar las redes a los nuevos tipos de demanda y generación. Por ello en este apartado se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones de las topologías bajo un escenario actual de cargas, es decir, los Casos **A1**, **B1**, **D1**, **F1**. A modo de recordatorio, en este escenario de carga no existen cargas en DC, es decir, no hay presencia de vehículos eléctricos ni de generación fotovoltaica.

En primer lugar, se muestran en la Figura 4.12 las pérdidas de potencia en la red, tanto en kW, a la izquierda de la figura, como en porcentaje sobre la carga, a la derecha. En esta figura se aprecia una muy leve reducción de las pérdidas de potencia, mitigando algunos picos en el tramo de mayor carga de la red, pero no una gran reducción como sí ocurriría en el escenario futuro de cargas.

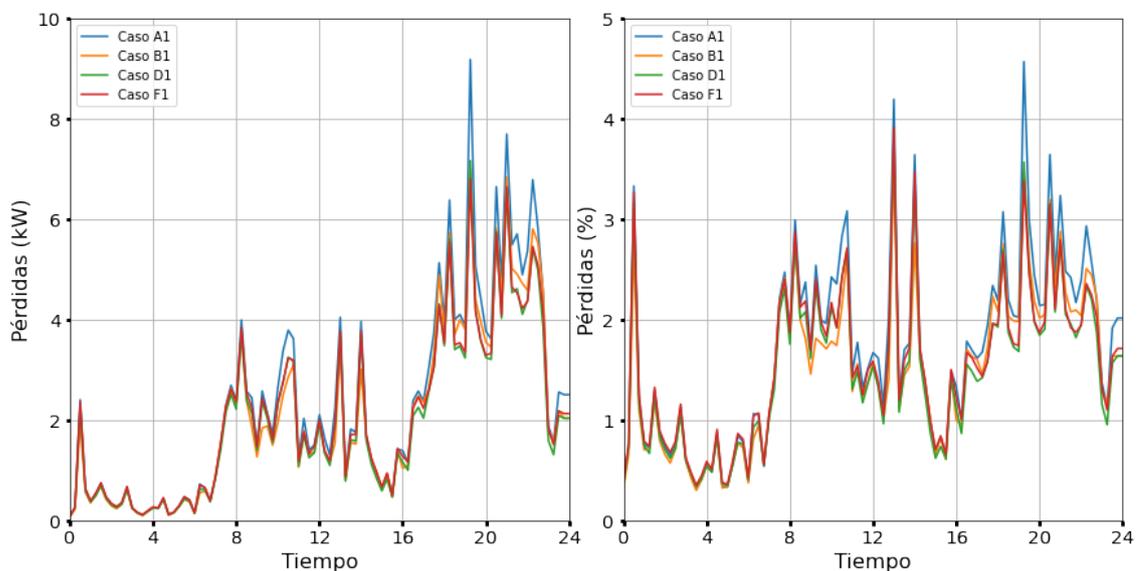


Figura 4.12 Comparación de pérdidas de potencia en el escenarios actual de cargas.

En la Figura 4.13 se muestra la evolución de la caída de tensión media a lo largo del día. En ella se aprecia que todas las alternativas propuestas consiguen mejorar el desempeño de la red original, Topología 1, en este aspecto, obteniéndose además en las topologías híbridas, representadas en los Casos **D1** y **F1**, los mejores resultados.

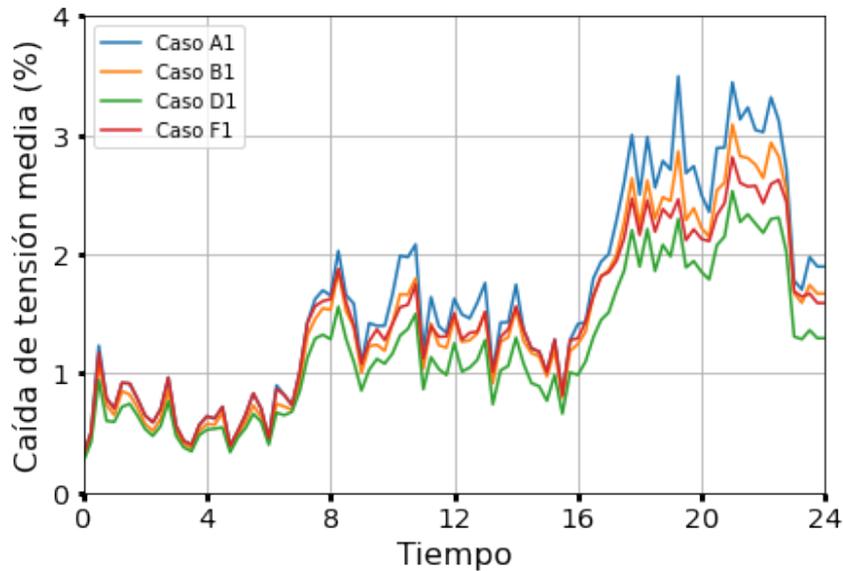


Figura 4.13 Caída de tensión media de la red para las distintas topologías en el escenario actual de cargas.

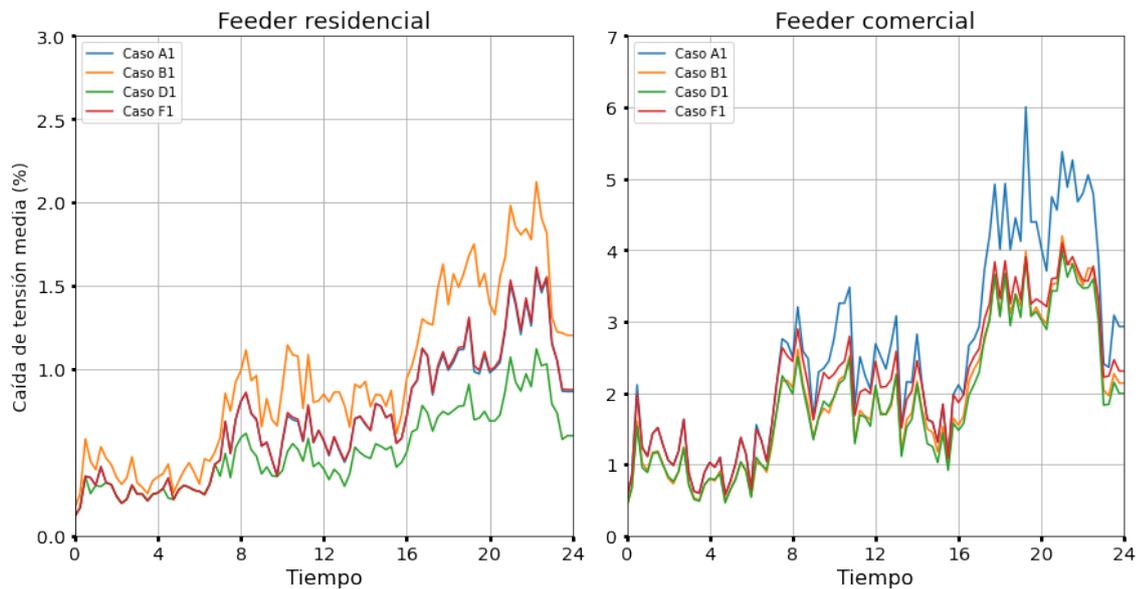


Figura 4.14 Caída de tensión media de cada *feeder* para las distintas topologías en el escenario actual de cargas.

Si detallamos el estudio para cada *feeder*, como se ha hecho en la Figura 4.14, se puede observar todas las alternativas consiguen una reducción significativa, del mismo orden, de la caída de tensión para la acometida comercial. En el *feeder* residencial, sin embargo, donde las caídas de tensión son

menos preocupantes, se aprecia el efecto del mallado en el Caso **B1** que hace aumentar la caída en la rama residencial para compensarla en la comercial. Otra observación importante es el hecho de que sólo la Topología 4, que conforma en este escenario de carga el Caso **D1**, es capaz de reducir la caída de tensión en ambos *feeders* sin hacer aumentar las pérdidas. Recordamos que las consignas de los VSC al final de las acometidas se fijaron con el objetivo de reducir las pérdidas, y no las caídas de tensión.

A continuación se muestran los indicadores de desequilibrios obtenidos en las distintas simulaciones, comenzando por los desequilibrios en corrientes inversas en la cabecera de la red: nudo *Slack* y transformadores. Posteriormente se muestran los desequilibrios por tensiones homopolares al final de las acometidas.

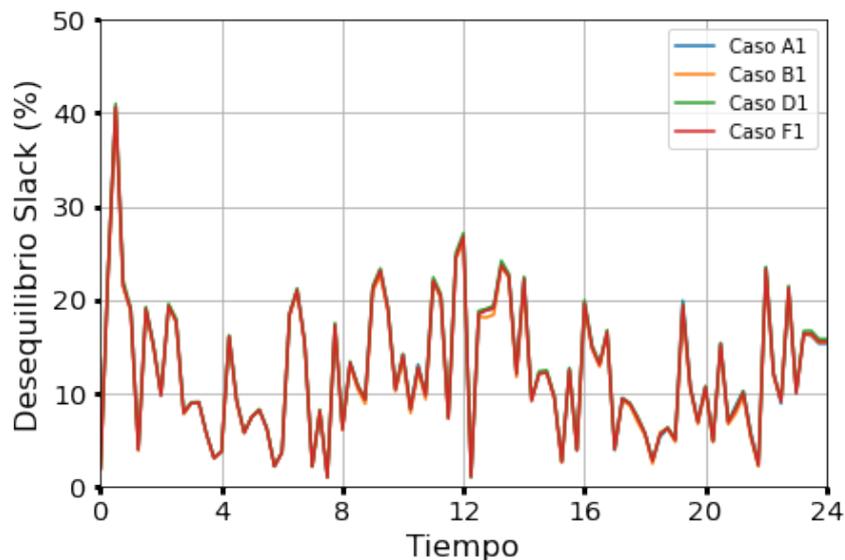


Figura 4.15 Desequilibrio en corrientes en el nudo *Slack* para las distintas topologías en el escenario actual de cargas.

En la Figura 4.15 se observa claramente que no existen diferencias entre las distintas topologías en cuanto a los desequilibrios por corrientes en el nudo *Slack* esto se debe a que este desequilibrio está causado en última instancia por el reparto de cargas por fase, y dado que en este escenario de carga, todas las cargas se alimentan desde la rama de AC, el reparto de cargas por fase en cada momento es idéntico para las cuatro topologías.

Si se desglosa este indicador para cada transformador, que son los elementos que están expuestos a estos desequilibrios, como se ha hecho en la Figura 4.16 tampoco se aprecia diferencias significativas entre las topologías propuestas. Sólo la Topología 2 que conforma el Caso **B1** parece mantener una leve reducción de los desequilibrios por corrientes en los transformadores, especialmente en el de la acometida residencial.

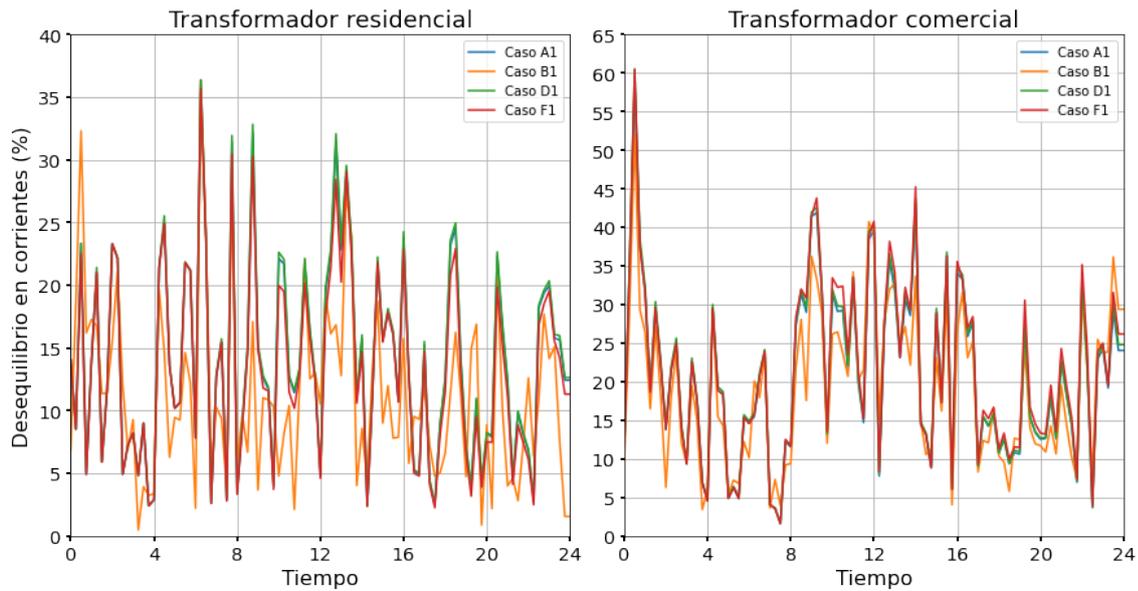


Figura 4.16 Desequilibrio en corrientes en los transformadores para las distintas topologías en el escenario actual de cargas.

Los desequilibrios por tensiones, homopolares en este caso, se muestran en la Figura 4.17. En ella se aprecia que la única topología que muestra diferencias importantes es la Topología 2, Caso **B1**. Esta topología consigue disminuir los desequilibrios en el *feeder* comercial, de forma notable a costa de aumentarlos ligeramente en el residencial, donde éstos eran menos preocupantes.

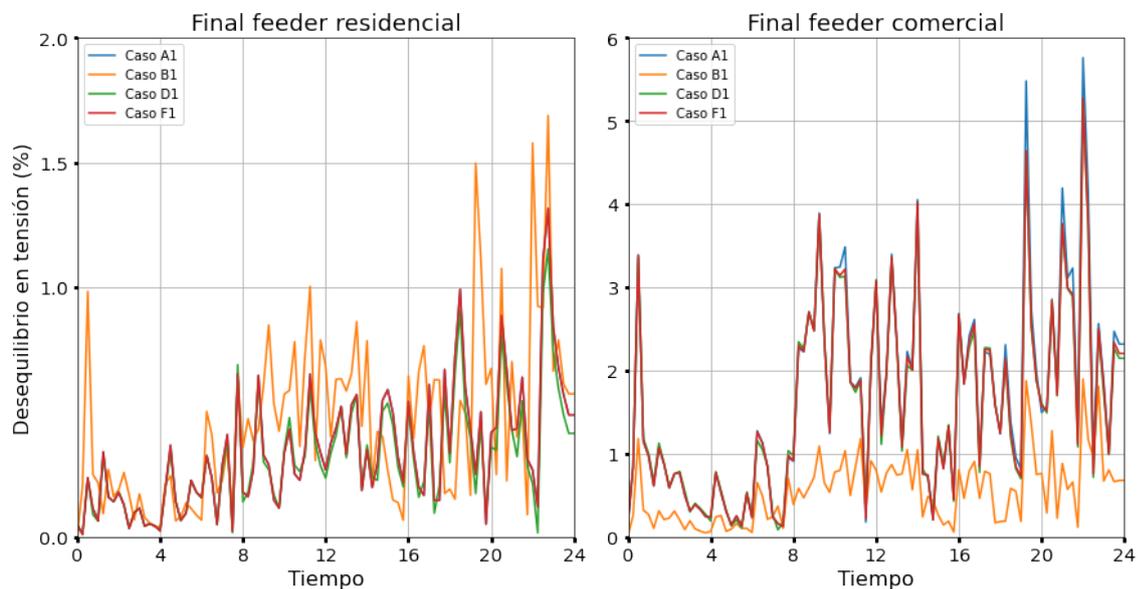


Figura 4.17 Desequilibrio en tensiones al final de las acometidas para las distintas topologías en el escenario actual de cargas.

En este apartado se ha visto que la introducción de nuevas topologías como las híbridas, incluso en un escenario de cargas como el actual, sin presencia de vehículos eléctricos ni de autoconsumo fotovoltaico, no solo no empeora el comportamiento, sino que lo mejora, especialmente en cuanto a caídas de tensión y mantiene una leve reducción de las pérdidas. Evidentemente estos efectos son

mucho menos notables que bajo un escenario de carga similar al que se ha definido como escenario futuro de carga.

4.3 Síntesis de resultados

En este apartado se sintetizan todos los resultados que se muestran en el punto anterior a través de los KPI que se definieron al comienzo de este capítulo. En primer lugar, se comparan los KPI calculados para la Topología 1 en ambos escenarios de carga, es decir, los casos A1 y A2. Con esta comparación se exponen los efectos que pueden tener sobre el comportamiento de las redes actuales la implantación a gran escala de las nuevas estrategias de movilidad sostenible y autoconsumo.

Tabla 4.1 Comparación del comportamiento de los casos A1 y A2.

KPI	A1	A2 ($\Delta\%$)
$L(kWh)$	56.09	153.78 (+174.2)
$\Delta U_{max}(\%)$	7.74	10.35 (+33.8)
$\overline{\Delta U}(\%)$	1.61	2.12 (+31.88)
$\Delta U_{feeder,max}(\%)$	6.80	8.83 (+23.9)
$\overline{\Delta U}_{feeder}(\%)$	1.74	2.33 (+33.8)
$DQ_{hom,max}(\%)$	5.94	8.86 (+49.1)
$\overline{DQ}_{hom}(\%)$	0.84	1.74 (+108.8)
$DQ_{inv,max}(\%)$	3.37	3.48 (+3.1)
$\overline{DQ}_{inv}(\%)$	0.40	0.79 (+100.7)
$\overline{DQ}_{slack}(\%)$	12.24	19.98 (+63.2)
$\overline{DQ}_R(\%)$	13.88	19.29 (+39.0)
$\overline{DQ}_C(\%)$	20.79	36.52 (+75.7)

En la Tabla 4.1 se demuestra cómo, al pasar del escenario actual (**A1**) al futuro (**A2**) de cargas en la red original, Topología 1, todos los indicadores que se han definido aumentan. Esto quiere decir que el comportamiento en cuanto a pérdidas, caídas de tensión y desequilibrios, empeorará en el caso de adoptarse estas medidas que son necesarias para la descarbonización de la economía.

En el caso concreto de las pérdidas, se puede ver que estas aumentan en un más de 170%. Esto, evidentemente, va en contra de los esfuerzos que se están realizando para mejorar la eficiencia del sector eléctrico en su conjunto.

También se observa cómo todos los KPI relativos a desequilibrios aumentan significativamente, principalmente en los casos de desequilibrios medios diarios, tanto por tensiones homopolares como inversas, que llegan a duplicarse. Esto puede suponer un reto para las compañías distribuidoras que gestionan y mantienen este tipo de redes.

Por último, las caídas de tensión sufren también un aumento significativo, de más del 30%. Alcanzando valores que superan el 10% en algunos nudos.

Todo esto hace ver la importancia de buscar nuevas topologías de red que permitan mejorar el funcionamiento de los sistemas de distribución.

A continuación se muestran los resultados de los KPI obtenidos en las simulaciones de las 6 topologías estudiadas para el escenario futuro de cargas, es decir, los casos **A2**, **B2**, **C2**, **D2**, **E2** y **F2**.

Tabla 4.2 Comparación del comportamiento de las distintas topologías ante el escenario futuro de cargas.

KPI	A2	B2 ($\Delta\%$)	C2 ($\Delta\%$)	D2($\Delta\%$)	E2 ($\Delta\%$)	F2 ($\Delta\%$)
$L(kWh)$	153.78	124.89 (-18.8)	78.61 (-48.9)	74.41 (-51.6)	77.85 (-49.4)	73.68 (-52.1)
$\overline{\Delta U}_{max}(\%)$	10.35	8.77 (-15.3)	8.11 (-21.7)	6.92 (-33.2)	8.13 (-21.5)	7.20 (-30.4)
$\overline{\Delta U}(\%)$	2.12	1.83 (-13.5)	1.66 (-21.9)	1.37 (-35.4)	1.65 (-22.3)	1.50 (-29.4)
$\overline{\Delta U}_{feeder,max}(\%)$	8.83	5.21 (-41.0)	7.16 (-18.9)	4.06 (-54.0)	7.18 (-18.7)	4.57 (-48.2)
$\overline{\Delta U}_{feeder}(\%)$	2.33	1.80 (-22.7)	1.79 (-23.2)	1.25 (-53.9)	1.78 (-23.6)	1.50 (-35.4)
$\overline{DQ}_{hom,max}(\%)$	8.86	2.53 (-71.5)	6.09 (-31.2)	5.65 (-36.2)	6.09 (-31.2)	5.76 (-34.9)
$\overline{DQ}_{hom}(\%)$	1.74	0.82 (-52.8)	0.84 (-51.8)	0.83 (-52.7)	0.84 (-51.8)	0.83 (-52.5)
$\overline{DQ}_{inv,max}(\%)$	3.48	1.41 (-59.5)	3.42 (-1.7)	2.98 (-14.1)	3.42 (-1.6)	3.03 (-12.9)
$\overline{DQ}_{inv}(\%)$	0.79	0.47 (-41.2)	0.40 (-49.9)	0.40 (-49.9)	0.39 (-51.4)	0.39 (-50.9)
$\overline{DQ}_{slack}(\%)$	19.98	19.30 (-3.4)	13.10 (-34.5)	13.85 (-30.7)	19.09 (-34.5)	13.29 (-33.5)
$\overline{DQ}_R(\%)$	19.29	17.09 (-11.4)	11.36 (-41.1)	11.80 (-38.8)	11.69 (-39.4)	11.81 (-31.8)
$\overline{DQ}_C(\%)$	36.52	32.19 (-11.9)	20.80 (-43.1)	21.58 (-40.9)	22.95 (-37.2)	24.76 (-32.2)

En la Tabla 4.2 se puede observar que cualquiera de las redes propuestas proporciona una mejora frente a la red original (**A2**). Esto hace ver el potencial de mejora que existe en las redes de distribución.

Analizando las pérdidas diarias de la red, se observa una disminución de entre el 18.78% y el 52.08%. Esto indica que las topologías que se proponen en este estudio pueden constituir alternativas viables para la reducción de las emisiones, al reducir las necesidades de generación de energía, del sector eléctrico.

Siendo estrictos, la mayor reducción de pérdidas se obtiene para el caso **F2**, aunque la diferencia con respecto a los cuatro casos con redes híbridas, del caso **C2** en adelante es muy leve. Esto quiere decir, que el grueso de la reducción de pérdidas se debe al desdoble de la red, que permite descargar las acometidas en alterna. También se aprecia que el hecho de mallar las ramas de alterna y continua en bucle (AC/DC), como ocurre en los casos **D2** y **F2** permite aumentar ligeramente la eficiencia de la red.

En cuanto a los indicadores de caída de tensión, también se aprecian mejoras claras para todas las topologías propuestas. Las mayores disminuciones se dan en aquellas redes que permiten la inyección de corriente en los nudos finales de acometida, es decir, los casos **D2** y **F2**. En cualquier caso las caídas de tensión máximas se reducen entre un 15.28% y un 33.18% y las caídas de tensión medias de la red entre un 13.49% y un 35.43%.

La red que reporta mejor comportamiento frente a los desequilibrios en tensiones es la Topología 2, que tiene una línea de mallado en AC, principalmente mitigando los desequilibrios máximos tanto por tensiones homopolares (-71.48%) como inversas (-59.47%). Sin embargo, esta misma red es, de las alternativas propuestas, la que presenta una menor reducción de los desequilibrios en corrientes. Siendo las cuatro topologías híbridas las que representan un mejor desempeño en este aspecto. Esto se trata fundamentalmente porque al pasar parte de la carga a la red de continua se está forzando el equilibrado de las corrientes consumidas por esa carga.

Como se ha visto en la Tabla 4.2, todas las redes propuestas, especialmente las que cuentan con topología híbrida, suponen una alternativa de mejora en las redes de distribución sometidas a los escenarios de carga del futuro. Pero también sería interesante observar cómo sería su desempeño si se considerase la implantación de estas redes con un escenario actual de carga, con el objetivo de adelantarse a los escenarios futuros de carga. Esto es precisamente lo que se ha estudiado en la simulación de los casos **A1**, **B1**, **D1**, **F1**.

Tabla 4.3 Comparación del comportamiento de las distintas topologías ante el escenario actual de cargas.

KPI	A1	B1 ($\Delta\%$)	D1 ($\Delta\%$)	F1 ($\Delta\%$)
$L(kWh)$	56.09	50.00 (-10.9)	48.52 (-13.5)	50.02 (- 10.8)
$\Delta U_{max}(\%)$	7.74	6.15 (-20.6)	6.01 (-22.3)	6.20 (-19.9)
$\overline{\Delta U}(\%)$	1.61	1.44 (-10.7)	1.20 (-25.6)	1.43 (-11.1)
$\Delta U_{feeder,max}(\%)$	6.80	3.34 (-50.9)	3.04 (-55.3)	3.29 (-48.4)
$\Delta U_{feeder}(\%)$	1.74	1.42 (-18.4)	0.97 (-56.1)	1.41 (-18.8)
$DQ_{hom,max}(\%)$	5.94	2.01 (-66.1)	5.40 (-9.2)	5.45 (-8.3)
$\overline{DQ}_{hom}(\%)$	0.84	0.49 (-41.5)	0.81 (-2.8)	0.82 (-1.74)
$DQ_{inv,max}(\%)$	3.37	1.49 (-55.7)	2.89 (-14.4)	2.90 (-14.0)
$\overline{DQ}_{inv}(\%)$	0.40	0.28 (-28.4)	0.38 (-3.5)	0.39 (-2.5)
$\overline{DQ}_{slack}(\%)$	12.24	12.06 (-1.5)	12.39 (+1.3)	12.23 (-0.1)
$\overline{DQ}_R(\%)$	13.88	11.2 (-19.3)	14.06 (+1.3)	13.31 (-4.1)
$\overline{DQ}_C(\%)$	20.79	19.2 (-7.6)	21.18 (+1.9)	21.52 (+3.5)

En la Tabla 4.3 se muestran los resultados de las cuatro topologías estudiadas en el escenario actual de cargas, como se explicó en el Capítulo 3 las topologías 3 y 5 que darían lugar a los casos **C1** y **E1** se han excluido al tener un comportamiento idéntico al del caso **A1**.

En esta tabla se demuestra que aun con un escenario actual de cargas, es decir, sin penetración de vehículos eléctricos ni de instalaciones de autoconsumo se consigue mejorar la práctica totalidad de los KPI que hemos establecido con las 3 topologías propuestas. Con la salvedad de los desequilibrios por corrientes en las redes híbridas donde si existe mejora es prácticamente inapreciable cuando no inexistente. Esto se debe a que en este escenario todas las cargas siguen siendo alimentadas desde la red de AC, y la rama DC actúa únicamente como baipás para inyectar una cierta potencia en el final de las acometidas reduciendo así la corriente transportada por la acometida AC.

5 Conclusiones

La necesidad de buscar alternativas bajas en emisiones de CO_2 dentro de los distintos sectores de la economía, sin que esto suponga una merma en las condiciones y calidad de vida de los ciudadanos, nos obliga a adoptar una serie de estrategias como lo son, en el sector del transporte, el vehículo eléctrico y en el sector eléctrico, el autoconsumo. Estas estrategias van a afectar indudablemente a las redes de distribución.

Para estudiar cómo serán estos efectos sobre la red, se ha definido una metodología versátil para generar escenarios de carga aleatorios que proporcionen estados de carga representativos, tanto bajo el modelo actual de consumo, cómo bajos las nuevas formas de demanda y generación.

A partir del modelado de una red estándar europea de distribución en baja tensión se ha comprobado que estas estrategias, si no se adoptan medidas, ponen en riesgo la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico, así como la eficiencia del sector eléctrico en su conjunto.

Para mejorar este comportamiento se proponen una serie de alternativas sobre la topología de la red. Entre estas alternativas se ofrecen cuatro versiones de redes híbridas AC/DC que como se ha demostrado ofrecen una alternativa viable, que mejoran las caídas de tensión, pérdidas y desequilibrios para un escenario con alta penetración de vehículos eléctricos y autoconsumo fotovoltaico.

Entre estas topologías híbridas, se postula como modelo más prometedor la que se ha llamado Topología 4, es decir, una red híbrida con un mallado en bucle entre la acometida AC y la acometida DC. Al simular el funcionamiento de esta red durante un día completo, se ha conseguido reducir las pérdidas un 51.6%, las caídas de tensión entre un 33.2% y un 53.9%, los desequilibrios en tensiones entre un 14.1% y un 52.7% y en corrientes entre un 30.7% y un 40.9%. Otra de las topologías propuestas, la Topología 6, que cuenta con un mallado entre las acometidas DC, mantiene un comportamiento similar, pero requeriría una mayor inversión precisamente por esa línea de mallado.

Asimismo, se ha comprobado que la Topología 4 actuando en un escenario actual de cargas, lo que se ha llamado Caso **D1** proporciona también un mejor comportamiento de la red, frente a pérdidas y caídas de tensión por lo que sería viable adoptar este tipo de topologías antes de que cambien sustancialmente el perfil de cargas de la red debido a la inclusión del vehículo eléctrico y del autoconsumo.

5.1 Líneas futuras

A partir de los resultados y las conclusiones aportadas por este trabajo se pueden extraer algunas consideraciones para futuras líneas de investigación:

- Diseñar algoritmos de optimización que permitan operar la red, a través de los VSC, para lograr distintos objetivos: reducción de pérdidas, reducción de caídas de tensión.
- Diseñar algoritmos de control desequilibrados para que los VSC permitan controlar y mejorar los desequilibrios en la rama AC.
- Incluir otros tipos de demanda y generación que puedan darse en las redes de distribución, como sistemas de cogeneración y demandas industriales.
- Evaluar cómo afectarían las medidas propuestas a la red de media tensión.

Apéndice A

Características de la Topología 1

En este anexo se muestran las características de la red original del documento de cigre [16], que hemos usado como Topología 1

Tabla A.1 Características de los transformadores.

Transformadores	Residencial	Comercial
Potencia nominal (kVA)	500	300
Tensión del primario (kV)	20	20
Tensión del secundario (kV)	0.4	0.4
Rcc (p.u)	0.01	0.016
Xcc (p.u)	0.4	0.4
Conexión	Dyn11	Dyn11

Tabla A.2 Líneas de la acometida residencial.

Del nudo	Al nudo	Longitud (m)	Codigo del conductor
R1	R2	35	UG1
R2	R3	35	UG1
R3	R4	35	UG1
R4	R5	35	UG1
R5	R6	35	UG1
R6	R7	35	UG1
R7	R8	35	UG1
R8	R9	35	UG1
R9	R10	35	UG1
R3	R11	30	UG3
R4	R12	35	UG3
R12	R13	35	UG3
R13	R14	35	UG3
R14	R15	30	UG3
R6	R16	30	UG3
R9	R17	30	UG3
R10	R18	30	UG3

Tabla A.3 Líneas de la acometida comercial.

Del nudo	Al nudo	Longitud (m)	Codigo del conductor
C1	C2	30	OH1
C2	C3	30	OH1
C3	C4	30	OH1
C4	C5	30	OH1
C5	C6	30	OH1
C6	C7	30	OH1
C7	C8	30	OH1
C8	C9	30	OH1
C3	C10	30	OH2
C10	C11	30	OH2
C11	C12	30	OH3
C11	C13	30	OH3
C10	C14	30	OH3
C5	C15	30	OH2
C15	C16	30	OH2
C16	C17	30	OH3
C15	C18	30	OH3
C8	C19	30	OH3
C20	C20	30	OH3

Tabla A.4 Matriz primitiva de impedancias (Ω/km).

Conductor	Fase	A	B	C	N
UG1	A	$0.211 + j0.747$	$0.049 + j0.673$	$0.049 + j0.651$	$0.049 + j0.673$
	B	$0.049 + j0.673$	$0.211 + j0.747$	$0.049 + j0.673$	$0.049 + j0.651$
	C	$0.049 + j0.651$	$0.049 + j0.673$	$0.211 + j0.747$	$0.049 + j0.673$
	N	$0.049 + j0.673$	$0.049 + j0.651$	$0.049 + j0.673$	$0.211 + j0.747$
UG3	A	$0.871 + j0.797$	$0.049 + j0.719$	$0.049 + j0.697$	$0.049 + j0.719$
	B	$0.049 + j0.719$	$0.871 + j0.797$	$0.049 + j0.719$	$0.049 + j0.697$
	C	$0.049 + j0.697$	$0.049 + j0.719$	$0.871 + j0.797$	$0.049 + j0.719$
	N	$0.049 + j0.719$	$0.049 + j0.697$	$0.049 + j0.719$	$0.871 + j0.797$
OH1	A	$0.540 + j0.777$	$0.049 + j0.505$	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.436$
	B	$0.049 + j0.505$	$0.540 + j0.777$	$0.049 + j0.505$	$0.049 + j0.462$
	C	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.505$	$0.540 + j0.777$	$0.049 + j0.505$
	N	$0.049 + j0.436$	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.505$	$0.540 + j0.777$
OH2	A	$1.369 + j0.812$	$0.049 + j0.505$	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.436$
	B	$0.049 + j0.505$	$1.369 + j0.812$	$0.049 + j0.505$	$0.049 + j0.462$
	C	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.505$	$1.369 + j0.812$	$0.049 + j0.505$
	N	$0.049 + j0.436$	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.505$	$1.369 + j0.812$
OH3	A	$2.065 + j0.825$	$0.049 + j0.505$	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.436$
	B	$0.049 + j0.505$	$2.065 + j0.825$	$0.049 + j0.505$	$0.049 + j0.462$
	C	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.505$	$2.065 + j0.825$	$0.049 + j0.505$
	N	$0.049 + j0.436$	$0.049 + j0.462$	$0.049 + j0.505$	$2.065 + j0.825$

Índice de Figuras

1.1	División de las redes de distribución por empresas propietarias [4]	2
1.2	Escenarios de evolución del parque de vehículos en España	3
1.3	Efecto de la demanda agregada distribuida de VEs en una red con 1000 suministros y un 100% de penetración [11]	4
1.4	Evolución de la generación renovable en España 1990-2019. Elaboración propia a partir de IEA [12]	5
1.5	Incorporación de la generación fotovoltaica como utility y autoconsumo [13]	5
1.6	Forma de un perfil de Generación fotovoltaico genérico [14]	6
1.7	Esquema básico de una red híbrida AC/DC [15]	7
2.1	Esquema unifilar de la red en BT con las acometidas residencial (izquierda) y comercial (derecha)	10
2.2	Reparto de cargas por fase en el escenario simple o actual	13
2.3	Cargas de los nudos R18 y C20 en el escenario simple	13
2.4	Probabilidad de conexión de un vehículo eléctrico para un día entre semana [11]	14
2.5	Nivel inicial de batería (NIB) y Nivel final de batería (NFB)	15
2.6	Perfil de cargas por fase para los nudos R11 y R1	16
2.7	Reparto de cargas debidas al vehículo eléctrico por fase	16
2.8	Perfil de producción fotovoltaico	17
2.9	Generación fotovoltaica y demanda total en el escenario futuro de cargas	17
3.1	Esquema unifilar de la red original o Topología 1	20
3.2	Esquema unifilar de la red con mallado en alterna o Topología 2	21
3.3	Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC o Topología 3	22
3.4	Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC mallada en bucle o Topología 4	23
3.5	Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC mallada en continua o Topología 5	24
3.6	Esquema unifilar de la red híbrida AC/DC mallada en continua y en bucle o Topología 6	25
3.7	Consigna de los VSC de cola (VSC2 y VSC4) para minimizar las pérdidas en los casos D1 y F1	27
3.8	Consigna de los VSC de cola (VSC2 y VSC4) para minimizar las pérdidas en los casos D2 y F2	27
3.9	Trasvase de potencias entre los feeders en los casos B1 y F1	28
3.10	Trasvase de potencias entre los feeders en los casos B2, E2 y F2	28

4.1	Caída de tensión media de la red para la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro	31
4.2	Caída de tensión en cada feeder para la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro	32
4.3	Aumento del desequilibrio medio por tensión homopolar en la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro	32
4.4	Aumento del desequilibrio por corrientes en la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro en el nudo Slack	33
4.5	Aumento del desequilibrio por tensión corrientes en la Topología 1 en los escenarios de carga actual y futuro en los transformadores	34
4.6	Comparación de pérdidas de potencia en el escenarios futuro de cargas	34
4.7	Caída de tensión media de la red para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas	35
4.8	Caída de tensión media de cada feeder para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas	36
4.9	Desequilibrio en corrientes en el nudo Slack para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas	36
4.10	Desequilibrio en corrientes en los transformadores para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas	37
4.11	Desequilibrio en tensiones al final de las acometidas para las distintas topologías en el escenario futuro de cargas	37
4.12	Comparación de pérdidas de potencia en el escenarios actual de cargas	38
4.13	Caída de tensión media de la red para las distintas topologías en el escenario actual de cargas	39
4.14	Caída de tensión media de cada feeder para las distintas topologías en el escenario actual de cargas	39
4.15	Desequilibrio en corrientes en el nudo Slack para las distintas topologías en el escenario actual de cargas	40
4.16	Desequilibrio en corrientes en los transformadores para las distintas topologías en el escenario actual de cargas	41
4.17	Desequilibrio en tensiones al final de las acometidas para las distintas topologías en el escenario actual de cargas	41

Índice de Tablas

1.1	Comparación de las redes de distribución y transporte (2018)	1
2.1	Reparto de cargas en los feeders	11
2.2	Vehículos eléctricos más vendidos en España en 2019	15
3.1	Configuración de casos de estudio	26
4.1	Comparación del comportamiento de los casos A1 y A2	42
4.2	Comparación del comportamiento de las distintas topologías ante el escenario futuro de cargas	43
4.3	Comparación del comportamiento de las distintas topologías ante el escenario actual de cargas	44
A.1	Características de los transformadores	47
A.2	Líneas de la acometida residencial	47
A.3	Líneas de la acometida comercial	48
A.4	Matriz primitiva de impedancias (Ω/km)	48

Bibliografía

- [1] G. de España, “Real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,” abril 2019.
- [2] S. de Estado de la Energía, “Estadística de la industria de la energía eléctrica,” Ministerio para la Transición Ecológica, Tech. Rep., 2018.
- [3] R. E. de España, “El sistema eléctrico español,” Red Eléctrica de España, Tech. Rep., 2018.
- [4] A. Bellot, “¿cuál es la distribuidora electrica de mi zona?” Oct 2018. [Online]. Available: <https://alcanzia.es/blog/distribuidoras-electricas-en-espana-por-zonas/>
- [5] C. Europea, “Marco sobre clima y energía para 2030,” https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es.
- [6] —, “Estrategia a largo plazo para 2050,” https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es.
- [7] I. E. Agency, “Global energy-related co2 emissions by sector,” <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector>, abril 2021.
- [8] Bloomberg, “Electric vehicle outlook,” <https://bnef.turtl.co/story/evo-2021/?teaser=yes>, 2021.
- [9] O. de Vehículos Eléctricos y Movilidad Sostenible, <https://evobservatory.iit.comillas.edu/>, 2020.
- [10] P. Richardson, M. Moran, J. Taylor, A. Maitra, and A. Keane, “Impact of electric vehicle charging on residential distribution networks: An irish demonstration initiative,” vol. 2013, 01 2013, pp. 1–4.
- [11] J. Quiros-Tortos, L. Ochoa, and B. Lees, “A statistical analysis of ev charging behavior in the uk,” Tech. Rep., 10 2015.
- [12] I. E. Agency, “Data and statistics.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics>
- [13] R. Roca, “Aie: España, motor de las renovables en europa en los próximos años,” <https://elperiodicodelaenergia.com/aie-espana-motor-de-las-renovables-en-europa-en-los-proximos-anos/>, Noviembre 2020.
- [14] J. J. Guerrero García, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 2019.
- [15] X. Wu, Z. Wang, T. Ding, and Z. Li, “Hybrid ac/dc microgrid planning with optimal placement of dc feeders,” *Energies*, vol. 12, no. 9, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1751>

- [16] K. Strunz, E. Abbasi, R. Fletcher, N. Hatziargyriou, R. Iravani, and G. Joos, *TF C6.04.02 : TB 575 – Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, 04 2014.
- [17] Selectra, <https://selectra.es/energia/tramites/potencia-electrica-contratada>, 2021.
- [18] —, <https://comparadorluz.com/pymes/cambio-potencia-contratada>, 2021.
- [19] A. Navarro and L. Ochoa, “Dissemination document "low voltage networks models and low carbon technology profiles",” Tech. Rep., 06 2015.
- [20] J. M. M. Ferramola, <https://pydgrid.readthedocs.io/en/latest/>.
- [21] —, <https://github.com/pydae>.