CONTROL AVANZADO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN A TRAVÉS DE SU DIGITALIZACIÓN

JOSÉ MARÍA MAZA ORTEGA
MANUEL BARRAGÁN VILLAREJO

Las redes de distribución están experimentando una verdadera revolución en los últimos años, motivada tanto por factores sociales como tecnológicos. Por una parte, existe una clara apuesta por conseguir una paulatina descarbonización de la sociedad, que marca la actual agenda a nivel europeo [1] y nacional [2]. La utilización de generación renovable en las redes de distribución, principalmente fotovoltaica, es hoy en día una realidad en España siguiendo la senda de países pioneros como Alemania [3]. Adicionalmente, se están dando los primeros pasos en el despliegue de la movilidad eléctrica con el objetivo de reemplazar un parque móvil de vehículos basados en motores de combustión interna. Para ello, las infraestructuras de recarga públicas y/o privadas, que deben conectarse a las redes de distribución, juegan un papel determinante en el proceso [4]. Por último, y no por ello menos importante, la liberalización del sector eléctrico está motivando la participación de los usuarios finales que, además de elegir libremente al comercializador de energía eléctrica, pueden gestionar de forma activa su consumo y/o generación (*prosumidores*).

Por otra parte, y desde el punto de vista del operador de la red, la distribución es una actividad regulada en la que los ingresos se determinan en función principalmente de las tarifas de acceso a red [5], si bien existen incentivos económicos adicionales para mejorar tanto la calidad del servicio al usuario final como reducir las pérdidas en la explotación [6].

En este contexto, mucho más complejo técnica y regulatoriamente, es inviable mantener los estándares actuales de calidad al usuario final si se siguen aplicando técnicas de planificación y operación de red tradicionales. Por fortuna, en los últimos años se ha producido una reducción de costes y un avance tecnológico relevante en tecnologías de digitalización (sensores, sistemas de comunicación, recursos computacionales, etc.) y electrónica de potencia, particularmente en aplicaciones que utilizan convertidores en fuente de tensión (VSC - *Voltage Source Converters*). De esta forma, los operadores de la red de distribución y sus proveedores tecnológicos vislumbran la posibilidad de aplicar estrategias de control de red similares a las empleadas en los sistemas de transporte. Estos últimos disponen de centros de control equipados con *Energy Management Systems* (EMS) que, a través de sofisticadas herramientas software y utilizando medidas del sistema en tiempo real, explotan los diferentes recursos de control disponi-

bles para optimizar el funcionamiento del sistema. Tradicionalmente estos activos de control son dispositivos electromecánicos, como tomas de transformadores y/o reguladores de tensión mediante inyección de potencia reactiva, si bien es posible encontrar ya en estas redes dispositivos basados en electrónica de potencia como los enlaces HVDC que interconectan la red peninsular con Baleares [7] y Francia [8].

Por estos motivos, el negocio de la distribución ha dejado de ser la parte menos tecnológica del sector eléctrico para convertirse, por necesidad, en un demandante de nuevas tecnologías que permitan gestionar el sistema de manera eficiente [9]. En esta transición, en la que se espera que los operadores de las redes de distribución tengan un papel mucho más activo, la digitalización y la electrónica de potencia juegan un papel fundamental. Este artículo realiza una revisión de estas dos tecnologías que son habilitadoras para operar de forma activa las redes de distribución.

El artículo está ordenado de la siguiente forma. En primer lugar, se analiza la evolución de las redes de distribución para motivar la necesidad de gestionar de forma activa dichas redes a través de su digitalización y activos de control basados en electrónica de potencia. Posteriormente, se revisa la digitalización de la red a través de la utilización de centros de control de distribución equipados con *Advanced Distribution Management Systems* (ADMS) que permiten operar de forma coordinada los distintos activos de control disponibles [10]. Finalmente, se analizan las tecnologías basadas en electrónica de potencia más prometedoras que pueden ser utilizadas en las redes de distribución para optimizar su funcionamiento. El artículo finaliza con las conclusiones principales.

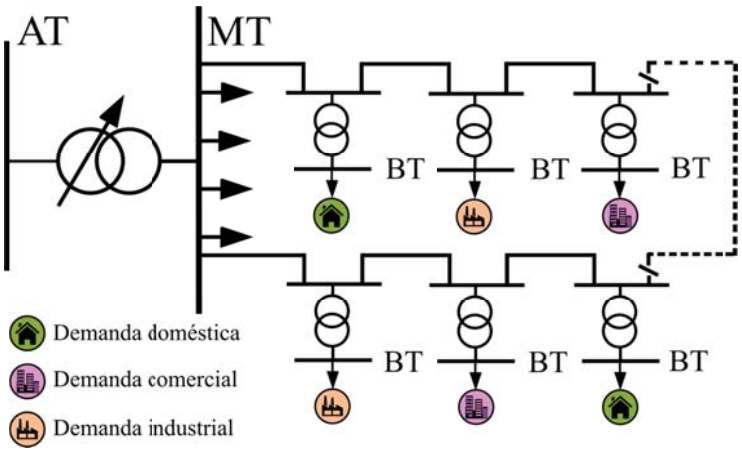
EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución son las más cercanas al consumidor final y comprenden los niveles de tensión más reducidos del sistema eléctrico: media tensión (MT) y baja tensión (BT). En Europa, los sistemas de distribución MT tienen tensiones habituales de 15, 20 y 30 kV, mientras que la red BT utiliza 400 V. La distribución se realiza de forma trifásica, siendo habitual utilizar sistemas a tres hilos (fases) en MT y cuatro hilos (fases más neutro) en BT, este último para alimentar a clientes monofásicos que se conectan entre fase y neutro. Las redes MT se conectan a los niveles superiores de tensión en las subestaciones primarias y las redes BT se conectan, a su vez, a las redes MT a través de los centros de transformación (CTs).

Las redes de distribución han sido tradicionalmente diseñadas y operadas para suministrar energía a clientes pasivos y con poca posibilidad de modificar su consumo. Los criterios de diseño habituales tienen en cuenta principalmente proporcionar una continuidad de suministro adecuada con un mínimo coste de inversión, si bien otros criterios como la calidad de onda y facilidad para realizar futuras extensiones de red son también tenidos en cuenta [11]. Como resultado de estos criterios de diseño, las redes de distribución se explotan de manera radial. No obstante, y dependiendo del área geográfica considerada, la topología de la red puede ser o bien radial (zonas rurales) o mallada (zonas urbanas). En este último caso, existen un conjunto de interruptores normalmente abiertos que garantizan la operación radial y que permiten realizar una reconfiguración de red en caso de fallo, proporcionando una mayor fiabilidad del sistema.

Teniendo en cuenta estos aspectos, un esquema unifilar tipo de una red de distribución es similar al mostrado en la Figura 1, en la que se detallan dos alimentadores MT radiales que pueden interconectarse a través de una línea abierta o, alternativamente, unos interruptores normalmente abiertos ubicados en un centro de seccionamiento. Los dos alimentadores parten de una subestación primaria a la que se conectan también otros alimentadores no mostrados en detalle, y que se muestran como cargas concentradas. Los CTs se conectan a los alimentadores MT y distribuyen la energía a los distintos clientes conectados a la red BT, que tampoco se muestran.

FIGURA 1
ESQUEMA UNIFILAR TRADICIONAL DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN MT



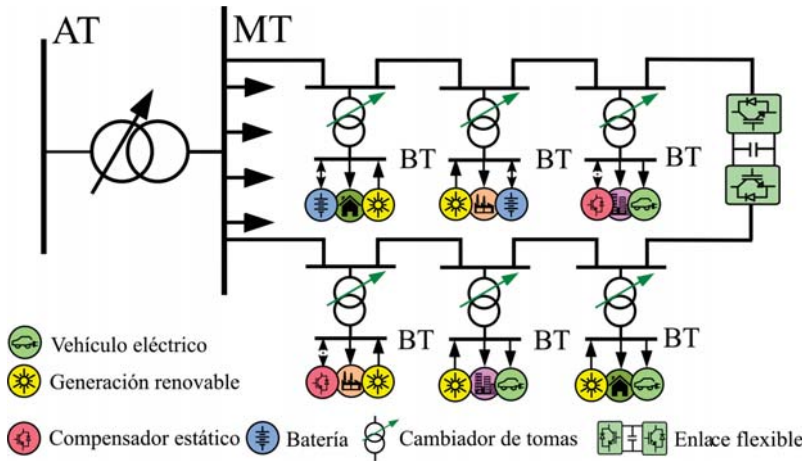
Fuente: elaboración propia

Evidentemente, teniendo en cuenta esta estructura de red y el carácter pasivo de las cargas, los flujos de potencia son en todo momento unidireccionales: de las subestaciones primarias a los CTs, a través de los alimentadores MT, y de estos a los clientes finales utilizando la red radial BT. Por tanto, los perfiles de tensión son siempre decrecientes desde la subestación primaria al cliente final. Desde este punto de vista, la regulación de tensión para conseguir un suministro eléctrico conforme a los límites regulatoriamente establecidos [12], es relativamente sencilla. Utilizando las tomas en carga (*One Load Tap Changers* - OLTC) de los transformadores AT/MT es posible incluir las tensiones en los alimentadores MT dentro de límites. Por su parte, las tomas en vacío de los transformadores MT/BT permiten ajustar la tensión de cabecera de los alimentadores BT para que sea independiente de la posición del CT en el alimentador, uniformizándose las tensiones en la red BT. No obstante, las tomas en vacío de los transformadores MT/BT, como su propio nombre indica, sólo pueden cambiarse realizando la desconexión de estos, por lo que en la práctica no suelen modificarse nunca.

La realidad es que las redes actuales ya no son tan simples como las mostradas en la Figura 1, debido a que en ellas se están integrando nuevos componentes como generación distribuida, vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento de energía y prosumidores que embeben en sus instalaciones generación y consumo controlables. En definitiva, las condiciones de contorno actuales de las redes de distribución son totalmente opuestas a las consideraciones de diseño asumidas tradicionalmente. Como consecuencia, las líneas MT y BT están sometidas a flujos de potencia bidireccionales que dificultan la regulación de tensión en la red. Es más, algunas de las nuevas tecnologías que se están integrando, como generación fotovoltaica y vehículo eléctrico, tienen asociados coeficientes de simultaneidad muy elevados [13], que pueden provocar saturaciones en las líneas.

Cabe por tanto preguntarse cuál es la estrategia más adecuada para afrontar este nuevo escenario. La adopción de soluciones tradicionales basadas en refuerzos de red, instalación de nuevas líneas y transformadores, es posiblemente la más simple, aunque cuestionable desde un punto de vista de eficiencia económica. Como alternativa, es también posible aplicar soluciones basadas en las tecnologías de redes inteligentes que maximicen la utilización de los activos existentes. Para ello, es necesario permitir que los operadores de las redes de distribución jueguen un papel más activo para obtener provecho de nuevos recursos de control activados a través de la digitalización de la red. Desde este punto de vis-

FIGURA 2
ESQUEMA UNIFILAR ACTUAL DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CON HERRAMIENTAS PARA SU CONTROL ACTIVO



Fuente: elaboración propia

ta, el esquema unifilar tipo de estas nuevas redes de distribución correspondería al mostrado en la Figura 2. En dicho esquema aparecen nuevos agentes como vehículos eléctricos, generación distribuida, así como posibles activos de control que podría utilizar el operador de la red de distribución para optimizar su funcionamiento, tales como los cambiadores de tomas en carga para transformadores MT/BT, compensadores estáticos de reactiva, sistemas de almacenamiento en incluso enlaces flexibles para mallar de forma activa los alimentadores radiales.

DIGITALIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La digitalización juega un papel fundamental para realizar la gestión coordinada de los diferentes recursos de control de red disponibles por el distribuidor. Para ello es necesario contar con una adecuada infraestructura de comunicaciones que permita disponer de información suficiente para calcular las consignas de operación óptimas para los diferentes activos de control. Desde este punto de vista, la monitorización de las redes de distribución también ha experimentado un cambio sustancial en los últimos años. Tradicionalmente los sistemas de supervisión y control (*Supervisory Control and Data Acquisition* - SCADA) de las compañías distribuidoras permitían el seguimiento en tiempo real de magnitudes eléctricas de las redes de alta tensión y, a lo sumo, de las salidas de los alimentadores MT a nivel de subestación primaria. Hoy en día, es posible disponer de datos en tiempo real aguas abajo de las salidas de los alimentadores MT debido al desarrollo de nuevas tecnologías de sensores. Adicionalmente, y a nivel de BT, es preciso tener en cuenta que los distribuidores disponen también de la información de los contadores inteligentes. Esta información, utilizada en principio sólo para facturar al usuario final, podría ser utilizada para operar la red, si bien no se trata de información disponible en tiempo real.

Por tanto, toda esta información de campo podría ser utilizada en un centro de control de la red de distribución, de manera similar a como se utiliza en el EMS de la red de transporte. No obstante, algunas características de las redes de distribución motivan que no puedan ser de aplicación directa las arquitecturas de control utilizadas en transporte. En particular, el número de componentes de las redes de distribución es muy superior al de transporte, por lo que sería poco práctico aglutinar toda la información en un único centro de control. Por otra parte, existe una clara heterogeneidad en cuanto a la disponibilidad de in-

formación en tiempo real, que está asociada a la división entre los niveles de tensión MT y BT: es plausible disponer de medidas representativas del conjunto de la red en el nivel MT, pero a día de hoy es complicado en BT. En cuanto a la información pseudoestática (topología, características de líneas, etc.), se dispone de información mucho más detallada en MT que en BT. Por estos motivos, es lógico pensar en un control jerarquizado de la red de distribución, tal y como se muestra en la Figura 3, en el que las características de los algoritmos de control embebidos en estos centros de control MT y BT son diferentes y adaptadas a estas singularidades.

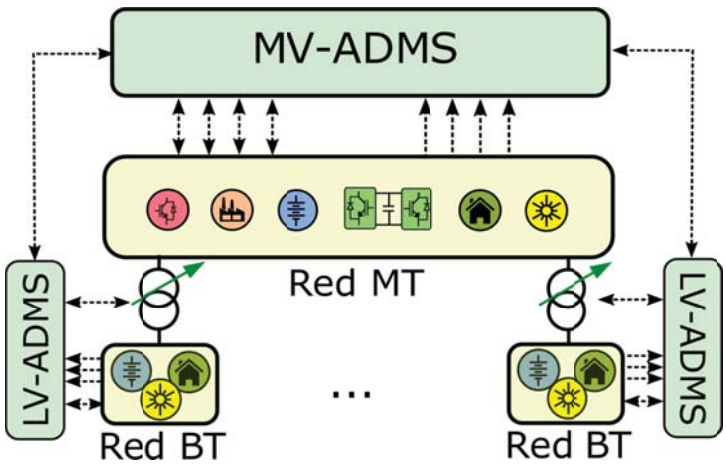
El control de la red MT, MV-ADMS (*Medium Voltage* ADMS), se realiza tenido en cuenta el modelo eléctrico en cada momento asociado a la explotación de la red y las medidas disponibles en tiempo real. En este MV-ADMS el primer paso es estimar el estado del sistema a partir de las medidas de campo para obtener la mejor estimación de las magnitudes eléctricas considerando las posibles imperfecciones de la información disponible. Posteriormente, se calculan las consignas óptimas de operación de los diferentes elementos de control mediante la utilización de técnicas basadas en *Optimal Power Flow* (OPF). Básicamente, se trata de conseguir las consignas que minimizan una determina función objetivo teniendo en cuenta una serie de restricciones. Desde un punto de vista general, el problema puede formularse matemáticamente como:

$$\min_{x} f(x,u)$$
$$s.a.\ h(x,u) = 0$$
$$g(x,u) < 0$$

De manera resumida, el significado de cada una de estas variables es como sigue:

- x son las variables del problema de optimización.
- u representa las variables de control asociadas a los activos desplegados en campo y que son analizados en la próxima sección.
- $f(x, u)$ es la función a minimizar dependiendo del objetivo del distribuidor [14]: pérdidas, desviaciones de tensión con respecto a la nominal, vertidos de energías renovables, desequilibrio de tensión, cargabilidad del sistema, etc.
- $h(x, u)$ son las restricciones de igualdad del problema de optimización que normalmente están asociadas a las ecuaciones no lineales de la red (balances de potencia activa y reactiva en cada uno de los nudos).

FIGURA 3
ARQUITECTURA DE CONTROL JERÁRQUICA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN: MV-ADMS Y LV-ADMS



Fuente: elaboración propia

- $g(x, u)$ son las restricciones de desigualdad que tienen en cuenta límites técnicos de operación de red, tensiones en los nudos e intensidades de las ramas dentro de límites, así como rangos de operación de los activos de control desplegados en campo.

Este proceso, estimación del estado y cálculo de las consignas óptimas de operación de los dispositivos de campo, puede realizarse de manera periódica con intervalos de tiempo entre ejecuciones sucesivas del orden de minutos.

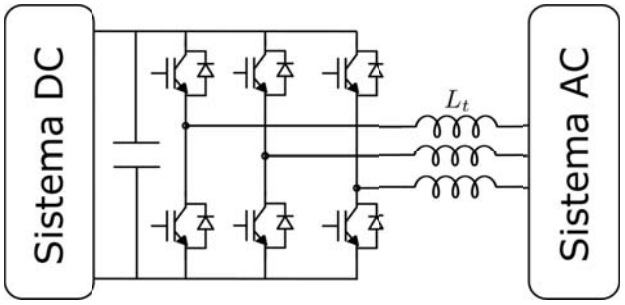
El control de la red BT, LV-ADMS (*Low Voltage* ADMS), se basa en las posibles medidas locales en tiempo real disponibles en el CT, además de un conjunto de pseudomedidas de la red BT que pueden obtenerse a partir de históricos de los contadores inteligentes. Para ello, es de vital importancia contar con herramientas de predicción adecuadas que generen esta información [15]. Por su parte, las medidas en tiempo real están hoy en día disponibles a través de los supervisores avanzados BT que se instalan en los CTs [16]. De esta forma, y teniendo información del modelo de red, podría aplicarse una solución de control similar a la propuesta para el sistema MT. Sin embargo, y como alternativa a estas técnicas basadas en modelos físicos, han aparecido recientemente algoritmos de control, que sin una información detallada de la red permiten realizar el cálculo de las consignas de operación óptimas [17].

Finalmente, es importante remarcar que tanto el MV-ADMS como el LV-ADMS pueden disponer de otras herramientas adicionales para facilitar la gestión y operación de red que están fuera del alcance del presente trabajo.

TECNOLOGÍAS BASADAS EN ELECTRÓNICA DE POTENCIA

Esta sección tiene como objetivo proporcionar una visión general de las diferentes tecnologías basadas en electrónica de potencia que pueden ser utilizadas como activos de control en redes de distribución. La mayor parte de ellas, con excepción del cambiador estático de tomas en carga, se basan en el convertidor en fuente de tensión (*Voltage Source Converter* – VSC). Básicamente, este dispositivo tiene como objetivo ser la interfaz entre un sistema de corriente continua (DC) y otro de alterna (AC), tal y como se aprecia en la Figura 4, donde se detalla un VSC trifásico de dos niveles. La adecuada operación de los interruptores estáticos, IGBTs con sus correspondientes diodos en antiparalelo, posibilita la síntesis de una tensión AC a partir de la tensión DC. Concretamente, estos dispositivos se operan manteniendo la tensión del bus DC constante y regulando la tensión AC a través de técnicas de modulación por anchura de pulsos (*Pulse Width Modulation* – PWM). De esta forma, y teniendo en cuenta la tensión en el punto de conexión del dispositivo, es posible controlar la intensidad inyectada a la red con respecto a una consigna de operación.

FIGURA 4
CONVERTIDOR EN FUENTE DE TENSIÓN TRIFÁSICO DE DOS NIVELES (VOLTAGE SOURCE CONVERTER – VSC)



Fuente: elaboración propia

Las consignas de los activos de control pueden ser establecidas de dos formas diferentes:

- Control local a partir de medidas locales, teniendo en cuenta exclusivamente el punto de conexión del dispositivo y un conjunto de reglas sencillas. Este tipo de control, de respuesta rápida, suele recibir el nombre de primario.
- Control coordinado a través de un algoritmo de control ejecutado en el ADMS de la red de distribución. De esta forma, se garantiza un funcionamiento optimizado del sistema, puesto que las consignas de operación se obtienen considerando la red globalmente, y no sólo el punto en el que están conectados los recursos de control. La aplicación de este tipo de control, que habitualmente se denomina secundario, requiere la utilización de una infraestructura de comunicaciones adecuada.

Nótese que estos modos de control no son incompatibles entre sí, pues los parámetros en los que se basan los controles primarios, más rápidos, pueden ser ajustados por el controlador secundario, más lento porque involucra comunicaciones remotas.

Las siguientes subsecciones realizan una revisión de los activos de control más habituales que pueden aplicarse en redes de distribución MT y BT.

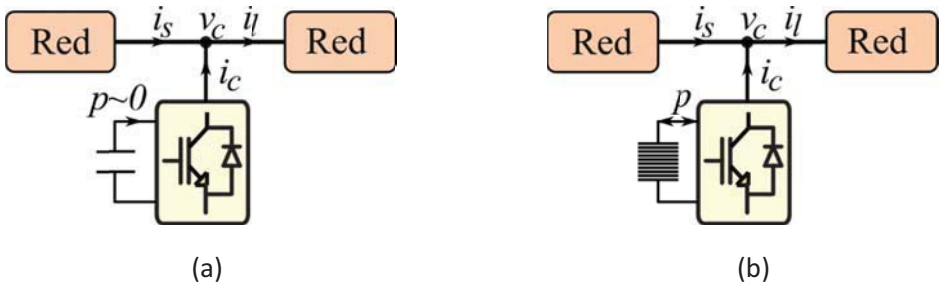
Compensador estático de reactiva

Un compensador estático es un dispositivo basado en VSC en el que el bus de continua está totalmente aislado, esto es, no tiene conectada ninguna fuente de energía externa, tal y como se muestra en la Figura 5a. Por estos motivos, para mantener la tensión del bus de continua y asumiendo un comportamiento ideal, el compensador estático no puede intercambiar potencia activa con la red AC a la que se conecta. Los compensadores estáticos se pueden utilizar para tres tipos diferentes de aplicaciones principalmente: regulación de reactiva/tensión, equilibrado de fases y reducción de armónicos.

Regulación de tensión

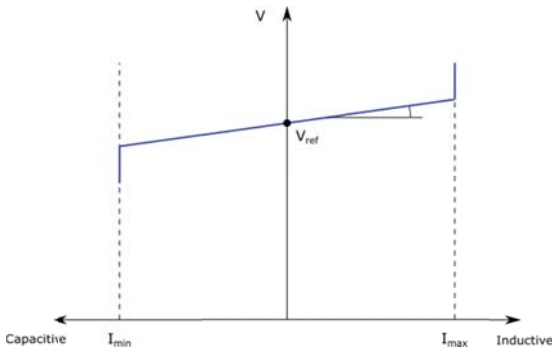
Las tensiones de la red están cambiando continuamente a lo largo del día debido a la variación de la demanda. Estas variaciones son actualmente más acusadas debido a la introducción de nuevas tecnologías como la generación fotovoltaica o el vehículo eléctrico. Las compañías distribuidoras, por tanto, requieren de nuevos activos de control de tensión adicionales para mantener la tensión de los clientes finales dentro de los límites regulatorios [12]. Adicionalmente, los distribuidores están interesados en controlar la tensión de la red con otros objetivos secundarios como disminuir el pico

FIGURA 5
POSIBLES APLICACIONES DE LOS VSC: (A) COMPENSADOR ESTÁTICO CON BUS DC AISLADO. (B) INTERFAZ DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO



Fuente: elaboración propia

FIGURA 6
CONTROL PRIMARIO ASOCIADO A UN STATCOM



Fuente: elaboración propia

de la demanda [18] o reducir las pérdidas técnicas [19].

Por tanto, un compensador estático que intercambie sólo potencia reactiva con la red puede contribuir a este control de tensión. Este tipo de dispositivos recibe el nombre de STATCOM (*Static Compensator*). Nótese que un STATCOM puede tanto ceder como absorber potencia reactiva de la red, por lo que es efectivo para resolver problemas de subtensión y sobretensión habituales en las redes actuales.

Desde un punto de vista de las posibles consignas de control, es posible encontrar dos modos de operación: potencia reactiva o tensión de referencia. En este segundo caso, la potencia reactiva a inyectar es determinada por un control primario que depende de la tensión del punto de conexión, tal y como se muestra en la Figura 6. Nótese que el valor de la tensión de referencia puede ser fijo (control local) o venir determinado por un algoritmo de control secundario (centralizado) ejecutado en el ADMS.

Equilibrado de fases

En una red de distribución es prácticamente imposible tener la carga equilibrada entre las distintas fases del sistema debido principalmente a la presencia de clientes monofásicos. El desequilibrio de carga, además del aumento de pérdidas en la explotación de la red, tiene como consecuencia la aparición del desequilibrio de tensiones, por las distintas caídas de tensión en cada una de las fases. El desequilibrio de tensión está muy limitado en la normativa vigente [20], debido a su impacto en el rendimiento de determinados receptores como los motores de inducción. Por estos motivos, las compañías de distribución intentan en la medida de sus posibilidades equilibrar la carga. Para ello, los clientes monofásicos son distribuidos entre las fases para, al menos, tener potencias instaladas similares en cada una de ellas. Esta práctica, sin embargo, no evita el desequilibrio debido a que cada cliente puede tener diferentes curvas diarias de carga dependiendo de sus hábitos de consumo. Al igual que en el caso de las variaciones de tensión, los desequilibrios en la red se ven incrementados por la integración de renovables y vehículo eléctrico dados los altos coeficientes de simultaneidad de estas tecnologías.

Los compensadores estáticos también pueden ser utilizados con el objetivo de equilibrar la red de distribución. Para ello, se inyectan un conjunto de corrientes desequilibradas que deben cumplir que el intercambio de potencia activa global con la red sea nulo, dado que el bus DC no tiene ningún aporte de energía de una fuente externa. Es importante destacar que la topología del compensador estático juega un papel fundamental en la funcionalidad perseguida. Aplicando la transformación de Fortescue [21], unas intensidades desequilibradas como las mostradas en la Figura 7 pueden descomponerse en tres juegos de

intensidades trifásicas denominadas secuencia directa, inversa y homopolar. Los compensadores estáticos a tres hilos, en los que la suma de las intensidades inyectadas a red es nula, sólo pueden compensar magnitudes de secuencia negativa. La compensación de la secuencia homopolar requiere la utilización de topologías trifásicas a cuatro hilos en las que, además de las intensidades de fase, se conecte el neutro del VSC. Para ello se pueden encontrar en la literatura especializada diferentes configuraciones [22]: VSC con tres ramas con bus DC con punto medio y VSC con cuatro ramas.

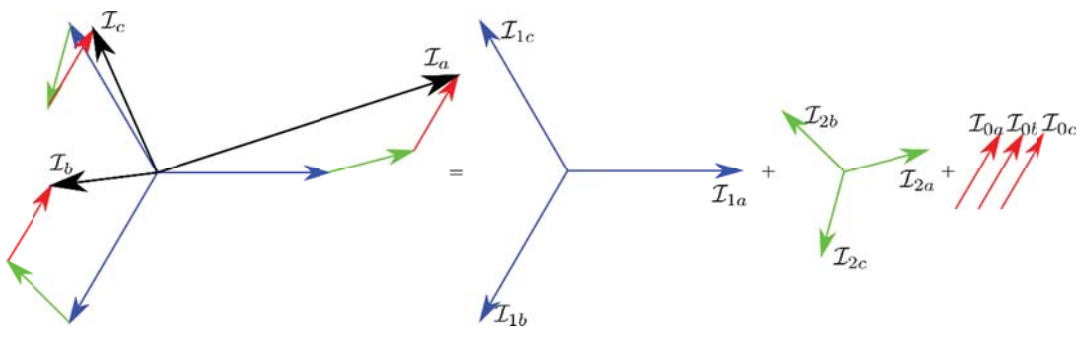
Respecto al modo de control de estos dispositivos, habitualmente han operado con consignas locales con el objetivo de reducir el desequilibrio de tensión o intensidad en su punto de conexión [23]. No obstante, actualmente se han presentado propuestas que tienen como objetivo coordinar el funcionamiento de un conjunto de compensadores estáticos con el objetivo de reducir el desequilibrio global del sistema [24].

Reducción de armónicos

El desarrollo de la electrónica de potencia y de consumo ha desplazado a los tradicionales dispositivos electromecánicos de los usuarios finales de electricidad en todos los ámbitos (industrial, comercial y residencial). Estos nuevos componentes, mucho más versátiles, aportan multitud de ventajas entre las que se encuentra una mayor eficiencia. No obstante, se trata de cargas no lineales, esto es, que alimentadas con una tensión senoidal consumen una intensidad no senoidal distorsionada. Las formas de onda distorsionadas pueden descomponerse, mediante la aplicación de la transformada de Fourier, en una suma de componentes senoidales, denominadas armónicos, cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia fundamental de red. La presencia de armónicos en las redes de distribución es hoy en día una realidad [25], lo cual genera una multitud de problemas [26]: aumento de pérdidas, interferencias electromagnéticas, resonancias armónicas y sobrecarga de los conductores de neutro entre otras. Por estos motivos, existe normativa que limita el contenido armónico en redes públicas de distribución [20]. En aquellos casos en los que se superen los límites establecidos es necesario plantear métodos de mitigación de armónicos, tradicionalmente basados en la aplicación de filtros pasivos [27]. No obstante, esta solución es complicada de aplicar debido a que la instalación del filtro introduce resonancias adicionales en el sistema que pueden modificarse con la variación de los parámetros del filtro debido al envejecimiento [28].

Una posible alternativa es la utilización de compensadores estáticos que inyectan unas intensidades armónicas, de forma que se disminuye la intensidad o la tensión armónica de la red. Estos dispositivos reciben el nombre de filtros activos de potencia [29]. Al igual que en el caso de la compensación

FIGURA 7
DESCOMPOSICIÓN DE INTENSIDADES EN COMPONENTES DE SECUENCIA MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA TRANSFORMADA DE FORTESCUE



Fuente: elaboración propia

del desequilibrio, las consignas suelen establecerse mediante medidas en el punto de conexión del compensador [30]. No obstante, se han reportado casos en los que la mitigación de distorsión armónica en un nudo de la red puede provocar el aumento en otro nudo, lo que se conoce con el nombre de efecto *whac-a-mole* [29]. Por estos motivos, es posible pensar en la aplicación de algoritmos de control centralizados que calculan las consignas de compensación armónica de los distintos filtros activos desplegados para conseguir un efecto global optimizado [31].

Almacenamiento energético

En este caso el VSC dispone en el bus de continua una fuente de almacenamiento de energía, lo cual le permite intercambiar potencia activa con la red. Los dispositivos más comunes que suelen utilizarse en aplicaciones para sistemas eléctricos son baterías y supercondensadores. Las baterías son dispositivos de almacenamiento energético reversible a través de reacciones electroquímicas. Por su parte, los supercondensadores o condensadores electroquímicos de doble capa tienen un principio de funcionamiento similar a los condensadores, pero con una capacidad varios órdenes de magnitud superior. Ambas tecnologías operan en DC por lo que el VSC actúa como interfaz de conexión con la red eléctrica AC, tal y como se muestra en la Figura 5b.

La comparación de los distintos sistemas de almacenamiento energético claramente indica que no existe una única tecnología capaz de cubrir todas las posibles aplicaciones, por lo que es necesario utilizar diferentes sistemas para cada aplicación concreta [32]. Básicamente, para aquellas aplicaciones que requieren tiempos de actuación muy rápidos, en las que se prima la potencia en lugar de la energía, es adecuada la utilización de supercondensadores. Una típica aplicación para este tipo de dispositivos es la aportación de inercia al sistema [33], cada vez más importante debido a la sucesiva sustitución de generación síncrona convencional por generación basada en electrónica de potencia como la fotovoltaica y eólica de velocidad variable. Por el contrario, para aplicaciones en las que se requieran tiempos de actuación no excesivamente rápidos con grandes volúmenes de energía son preferibles las baterías. Las posibles aplicaciones para baterías en redes de distribución son múltiples [32]: aportación de respuesta primaria y secundaria para contribuir a la regulación de frecuencia, reducción de picos de potencia, arbitraje de energía, minimización de pérdidas, operación en isla en caso de fallo de red, retraso de inversiones en activos de red, etc.

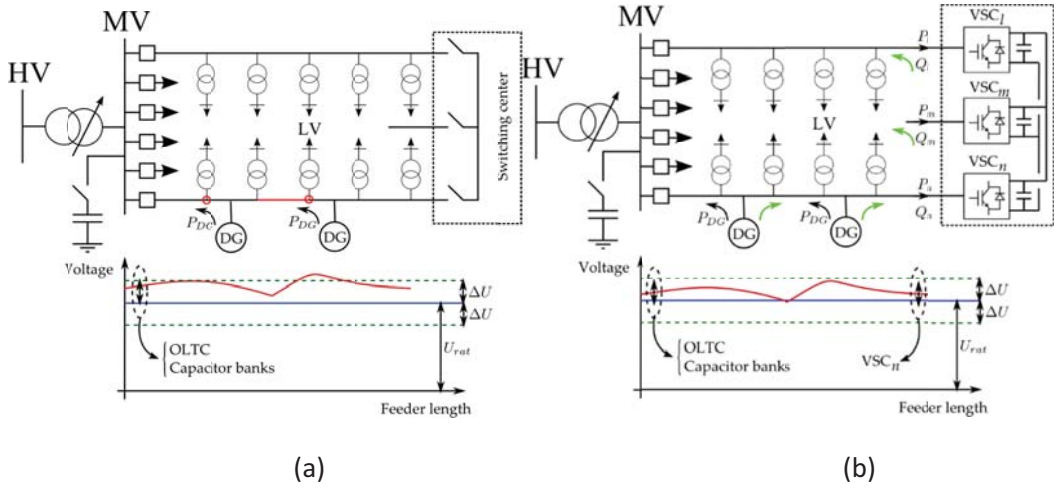
Por último, es importante destacar que los sistemas de almacenamiento al estar interconectados con la red a través de un VSC permiten también el intercambio de potencia reactiva. De esta forma, es posible contribuir de manera simultánea al control de tensiones de la red de distribución.

Enlaces flexibles

La introducción de la generación distribuida en los alimentadores radiales utilizados en redes de distribución es una clara barrera técnica para su integración masiva. Tal y como se pone de manifiesto en la Figura 8a, la generación distribuida puede producir congestiones de red, esto es, intensidades por encima del límite de ampacidad del alimentador o sobretensión debido a un flujo inverso de potencia, que no pueden resolverse utilizando los activos de control convencionales ubicados en la subestación primaria (tomas en carga de transformadores AT/MT y batería de condensadores).

Un enlace flexible, o *DC link*, está formado por dos o más VSCs que comparten el bus de continua. Estos dispositivos pueden instalarse en centros de seccionamiento, tal y como se indica en la Figura 8b, sustituyendo a los interruptores normalmente abiertos usados habitualmente para restaurar el servicio en caso de fallo. Los enlaces flexibles son un activo de red que permite operar la red de forma mallada controlando el flujo de potencia activa que se intercambia entre los alimentadores radiales a los que se conecta. De esta manera, es posible redirigir los flujos de potencia activa aliviando completamente las posibles

FIGURA 8
INTEGRACIÓN DE RENOVABLES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: (A) CONGESTIONES CREADAS DEBIDO A LA OPERACIÓN RADIAL DEL SISTEMA. (B) UTILIZACIÓN DE ENLACES FLEXIBLES PARA ELIMINAR CONGESTIONES MEDIANTE CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA



Fuente: elaboración propia

congestiones de red, ya sean de intensidad o sobretensión. La única restricción es que la suma de potencias activas en cada uno de los VSCs que componen el enlace debe ser nula, debido a que el bus de continua está aislado. Adicionalmente, cada uno de los VSCs conectados a los alimentadores puede intercambiar potencia reactiva con la red con el objetivo de regular las tensiones. De esta forma, en un enlace flexible compuesto por *N* VSCs es posible controlar *N-1* inyecciones de potencia activa y *N* inyecciones de potencia reactiva de manera independiente.

Estas consignas de operación para redes MT pueden calcularse de manera óptima mediante un algoritmo de control centralizado basado en OPFs [34]. Entre las distintas funciones objetivo que se han utilizado para operar los enlaces flexibles cabe destacar la minimización de pérdidas, la maximización de la cargabilidad del sistema y la maximización de la integración de renovables. Para aplicaciones en redes BT sería necesario aplicar alguna técnica de control alternativa, basada en la utilización de un conjunto reducido de medidas en tiempo real, suficiente para calcular las consignas del dispositivo [35].

Cambiador de tomas para transformadores de distribución

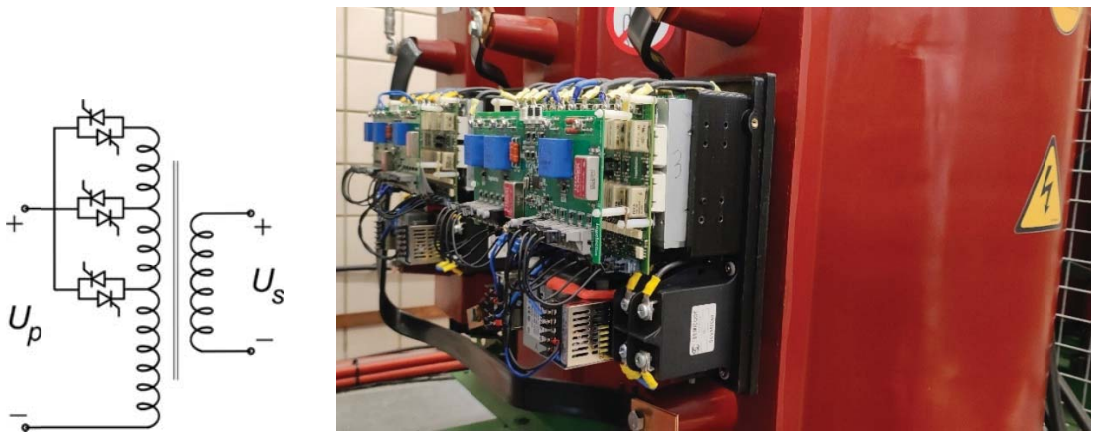
Los transformadores de distribución MT/BT están dotados de cambiadores de tomas en vacío que pueden operarse sólo y exclusivamente cuando están desconectados de la red. El cambiador de tomas modifica el número de espiras del devanado primario del transformador de manera que se altera su relación de transformación. Habitualmente los transformadores de distribución cuentan con una toma central y otras que modifican el número de espiras en un ±2.5% y ±5%. Esto permite adaptar la tensión BT en función de la ubicación que tienen los CTs dentro del alimentador MT. Así, los CTs que están cerca de la subestación primaria y que tienen una tensión más elevada, tal y como se muestra en la Figura 8a, utilizarán posiciones de la toma superiores y los CTs más alejados utilizarán posiciones de la toma inferiores. Sin embargo, este dispositivo no permite la regulación en carga, de manera que las fluctuaciones de tensión en MT se acaban viendo reflejadas en el nivel de BT.

La introducción de nuevos agentes en distribución como la generación fotovoltaica y los vehículos eléctricos está provocando una

mayor variación de las tensiones en las redes BT que podrían mitigarse si se contara con cambiadores de tomas en carga para transformadores de distribución MT/BT. En la actualidad es posible encontrar en el mercado soluciones basadas en tecnología electromecánica [36],[37], pero que tienen el inconveniente de tener unos tiempos de actuación elevados. Una posible alternativa es la utilización de cambiadores de tomas estáticos basados en electrónica de potencia en los que no existe ninguna parte móvil y, por tanto, presentan unos costes de mantenimiento inferiores. A modo de ejemplo, la Figura 9a muestra un cambiador estático con tres posiciones de toma en los que los interruptores están formados por dos tiristores en antiparalelo. Los cambiadores de tomas estáticos presentan multitud de ventajas, entre las que destacan: número de maniobras ilimitado, mantenimiento reducido, tiempo de actuación muy reducido (del orden de 20 ms) y operación independiente por fase. Este último aspecto es de vital relevancia en redes BT, pues son desequilibradas de manera natural por la presencia de cargas monofásicas. Una operación independiente por fase permitiría equilibrar tensiones BT desequilibradas por el efecto de la carga o la tensión de alimentación MT. Los cambiadores de tomas estáticos todavía no están disponibles comercialmente, si bien existen prototipos operativos, como el mostrado en la Figura 9b. Las dificultades se centran principalmente en compatibilizar las características de los dispositivos electrónicos existentes con los requerimientos de la aplicación en cuanto a espacio disponible (minimización del número de componentes), tensión nominal y rangos de operación de intensidad [38]. Adicionalmente, la mayor parte de la normativa de protocolos de ensayo está enfocada para dispositivos electromecánicos, siendo ambigua o inexistente en el caso de cambiadores estáticos.

En cuanto a las consignas de operación, los cambiadores de tomas estáticos pueden operarse dando como consigna la toma o bien una tensión de referencia. Estas variables, como en los casos anteriores, pueden determinarse en función de un modo de control primario, en el que la regulación atiende a una medida local (tensión BT de salida del transformador) o un control secundario centralizado que optimice el funcionamiento con respecto al criterio establecido por el distribuidor.

FIGURA 9
CAMBIADOR DE TOMAS EN CARGA. (A) ESQUEMA DE UN CAMBIADOR ESTÁTICO PARA UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON TRES TOMAS. (B) PROTOTIPO DE CAMBIADOR DE TOMAS DESARROLLADO EN EL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA UNIVERSIDAD DE SEVILLA INSTALADO EN TRANSFORMADOR SECO 20±2.5%±5%/0.42 KV Y 400 KVA



(a) (b)

Fuente: elaboración propia

CONCLUSIONES

Este artículo ha realizado una revisión del control avanzado de las redes de distribución a través de su digitalización. La gestión de estas redes en la actualidad es cada vez más complicada por la incorporación de nuevos agentes como la generación distribuida y el vehículo eléctrico. La aplicación de tecnologías de redes inteligentes puede suponer una opción viable técnica y económicamente para, en esta situación, mantener la calidad de servicio ofrecida al usuario final. En este contexto, la digitalización, que involucra comunicaciones y herramientas software en centros de control para operación de red, habilita la utilización de dispositivos de control desplegados en campo de manera coordinada. Las arquitecturas de control planteadas deberán tener en cuenta las particularidades de las redes de distribución en cuanto al número de elementos involucrados y disponibilidad de información. La utilización de esquemas jerárquicos diferenciando las soluciones aplicadas para las redes MT y BT se adapta a la situación real del sector y garantiza la escalabilidad de la propuesta. En cuanto a los activos de control, se realiza una clara apuesta por los dispositivos basados en electrónica de potencia, que pueden aportar innumerables nuevas funcionalidades. Los convertidores en fuente de tensión y los cambiadores estáticos para transformadores de distribución serán sin duda activos de control clave en la red de distribución que proporcionarán la flexibilidad requerida en este nuevo paradigma.

REFERENCIAS

[1] El Pacto Verde Europeo, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es.

[2] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html.

[3] Cumulative installed capacity of solar photovoltaic systems in Germany from 2000 to 2022, https://www.statista.com/statistics/1331316/photovoltaic-system-installed-capacity-germany/.

[4] A. Arcos-Vargas, J.M. Maza-Ortega, F. Núñez, *Propuestas para el fomento de la movilidad eléctrica: barreras identificadas y medidas que se deberían adoptar*, Real Academia de Ingeniería de España, 2018.

[5] Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

[6] Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

[7] Interconexión Península-Baleares, https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-peninsula-baleares.

[8] Interconexión subterránea España-Francia, https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/nueva-interconexion-electrica-con-francia.

[9] A. Gómez-Expósito *et al*., *City-Friendly Smart Network Technologies and Infrastructures: The Spanish Experience*, Proceedings of the IEEE, vol. 106, no. 4, pp. 626-660, April 2018, doi: 10.1109/JPROC.2018.2793461.

[10] E. Romero Ramos, R. Carmona Pardo, D. Morales Wagner, S. Carillo y J. Leiva Rojo, Sistemas Avanzados de Gestión de la distribución (ADMS). Economía Industrial. 431, 2024, primer trimestre.

[11] H. Lee Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, Boca Raton, FL, USA:CRC Press, 2004.

[12] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

[13] L. Pieltain Fernández, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo and P. Frías, *Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 206-213, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2049133.

[14] F.P. García-López, M. Barragán-Villarejo, A. Marano-Marcolini, J.M. Maza-Ortega, J.L. Martínez-Ramos, *Experimental Assessment of a Centralised Controller for High-RES Active Distribution Networks*, Energies, 2018, *11*, 3364, https://doi.org/10.3390/en11123364.

[15] S. Haben, M. Voss, W. Holderbaum, Core Concepts and Methods in Load Forecasting With Applications in Distribution Networks, ISBN 978-3-031-27851-8, Springer, 2023.

[16] E-distribución, Norma FNL002, Cuadro de distribución en baja tensión con conexión de grupo para centros de transformación, 6ª edición, marzo 2021.

[17] M. Picallo, L. Ortmann, S. Bolognani, F. Dörfler, *Adaptive real-time grid operation via Online Feedback Optimization with sensitivity estimation*, Electric Power Systems Research, Vol. 212, 2022, https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108405.

[18] L. Gutierrez-Lagos, L. F. Ochoa, *OPF-Based CVR Operation in PV-Rich MV–LV Distribution Networks*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 4, pp. 2778-2789, July 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2894795.

[19] H. Ahmadi, J. R. Martí and H. W. Dommel, *A Framework for Volt-VAR Optimization in Distribution Systems*, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 3, pp. 1473-1483, May 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2374613.

[20] UNE-EN 50160:2011/A2:2020, Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

[21] C. L. Fortescue, *Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks*, Trans. Amer. Inst. Electr. Eng., vol. 37, pp. 1027-1140, Jul. 1918.

[22] B. Meersman, B. Renders, L. Degroote, T. Vandoorn, J. De Kooning and L. Vandevelde, *Overview of three-phase inverter topologies for distributed generation purposes*, Proc. Int. Conf. i-SUP, pp. 24-28, Apr. 2010.

[23] J. Ballestín-Fuertes, J. F. Sanz-Osorio, J. Muñoz-Cruzado-Alba, E. L. Puyal, J. Leiva and J. R. Rivero, *Four-Legs D-STATCOM for Current Balancing in Low-Voltage Distribution Grids*, IEEE Access, vol. 10, pp. 779-788, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3138827.

[24] A. Gastalver-Rubio, E. Romero-Ramos and J. M. Maza-Ortega, *Improving the Performance of Low Voltage Networks by an Optimized Unbalance Operation of Three-Phase Distributed Generators*, *IEEE Access*, vol. 7, pp. 177504-177516, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2958206.

[25] *Low Voltage Network Solutions, A first Tier Low Carbon Networks Fund Project*. Closedown report. June 2014. https://www.enwl.co.uk/globalassets/innovation/lvns/lvns-closedown/closedown-report/lvns-closedown-report.pdf

[26] A. Baggini, *Handbook of power quality*. Wiley, 2008.

[27] *IEEE Guide for Applications and Specification of Harmonic Filters*, IEEE Working Group, Standard 1531-2003, 2003.

[28] J.C. Churio-Barboza, J.M. Maza-Ortega, *Comprehensive design methodology of tuned passive filters based on a probabilistic approach*, IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 8, pp. 170-177, 2014, https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2012.0734.

[29] H. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes, *Shunt Active Filters* in *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, IEEE, 2007, pp.109-220, doi: 10.1002/9780470118931.ch4.

[30] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, *Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components*, IEEE Trans. on Industry Applications, vol. IA-20, pp. 625-630, 1984.

[31] F.J. Matas-Díaz, M. Barragán-Villarejo, J.M. Maza-Ortega, *Harmonic mitigation in distribution networks by means of DERs with active power filtering capabilities* in Design and Control of Active Power Filters towards the Decarbonisation of Smart Grid Networks, Elsevier (*in press*).

[32] W. Luo, S. Stynski, A. Chub, L. G. Franquelo, M. Malinowski, D. Vinnikov, *Utility-Scale Energy Storage Systems: A Comprehensive Review of Their Applications, Challenges, and Future Directions*, IEEE Industrial Electronics Magazine, vol. 15, no. 4, pp. 17-27, Dec. 2021, doi: 10.1109/MIE.2020.3026169.

[33] G.C. Kryonidis, J.M. Mauricio, K.-N. D. Malamaki, M. Barragán-Villarejo, F.P García-López, F.J. Matas-Díaz, J.M. Maza-Ortega, C.S. Demoulias, *Use of ultracapacitor for provision of inertial response in virtual synchronous generator: Design and experimental validation*, Electric Power Systems Research, Vol. 223, 2023, 109607, https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109607.

[34] E. Romero-Ramos, A. Gómez-Expósito, A. Marano-Marcolini, J.M. Maza-Ortega, J.L. Martinez-Ramos, *Assessing the loadability of active distribution networks in the presence of DC controllable links*, IET Generation, Transmission and Distribution, 2011, vol. 5, no. 11, p. 1105-1113, DOI: 10.1049/iet-gtd.2011.0080.

[35] F.P. García-López, M. Barragán-Villarejo, J.M. Maza-Ortega, *Grid-friendly integration of electric vehicle fast charging station based on multiterminal DC link*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 114, 2020, https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.078.

[36] transforma.smart, https://www.ormazabal.com/product/transforma-smart/.

[37] ECOTAP VPD III, https://www.reinhausen.com/productdetail/on-load-tap-changers/ecotap-vpd-iii.

[38] A. Gómez_Expósito, M. Barragán-Villarjeo, F.P. García-López, J.M. Maza-Ortega, *Dispositivo cambiador estático de tomas en carga para transformadores con devanados de regulación discontinuos*, ES2734601B2.

SOBRE LOS AUTORES

José María Maza Ortega es Ingeniero Industrial (1996), Doctor Ingeniero Industrial y Doctor Europeo (2001) por la Universidad de Sevilla donde actualmente es Catedrático de Universidad en el Departamento de Ingeniería Eléctrica. Su actividad se ha desarrollado sin interrupción desde 1997 en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla dentro del grupo de investigación "Sistemas eléctricos de potencia". Ha participado en más de 60 proyectos de I+D con financiación pública y privada. Es autor de más de 80 publicaciones en revistas y congresos internacionales y 2 patentes. Es cofundador de Ingelectus-Innovative Electrial Solutions, start-up de la Universidad de Sevilla, con la que se comercializan soluciones de negocio para el sector eléctrico.

Manuel Barragán Villarejo es Doctor Ingeniero Industrial y Doctor Internacional por la Universidad de Sevilla en 2008 y 2014, respectivamente. Desde 2008 trabaja en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla, donde actualmente es Profesor Titular. Sus principales intereses de investigación incluyen la explotación y el control de convertidores de potencia para la gestión de redes inteligentes y la integración en la red de fuentes de energía renovables distribuidas. He participado en más de 20 proyectos de I+D con financiación pública y varios contratos privados de I+D con empresas del sector eléctrico e industrial, incluyendo dos proyectos financiados por la Unión Europea. Como indicador de la calidad de la actividad investigadora, ha publicado 20 artículos en revistas internacionales indexadas en el Journal Citation Reports y 20 artículos en congresos internacionales. Además, ha realizado varias estancias de investigación en Universidades Internacionales (University of Wisconsin, INESC-TEC Oporto y Universidad Loyola Andalucía).