

Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica

La incorporación del coche eléctrico a las redes de distribución de energía eléctrica tendrá un impacto técnico y económico en el sistema eléctrico. Los autores analizan estas repercusiones en una zona costera del Mediterráneo español, de aproximadamente 400 km², con 170.000 consumidores domésticos e industriales.

Pablo Frías, Carlos Mateo y José Ignacio Pérez-Arriaga

Universidad Pontificia Comillas (ICA)

Dentro de la incertidumbre para pronosticar cuál será la penetración de vehículos eléctricos (VE) en el futuro, existen diversos estudios científicos que plantean un crecimiento exponencial. Los escenarios de penetración para España estiman que en 2020 podrían existir cerca de 250.000 VE y aproximadamente 2,5 millones en el año 2030. Aunque

actualmente la gran mayoría de VE son vehículos híbridos no enchufables (motor térmico de gasolina/gasoil y motor eléctrico), en el medio plazo los VE serán híbridos enchufables o puramente eléctricos. Estos últimos dispondrán de una batería eléctrica de mayor tamaño, en función de la autonomía del VE, que necesitará ser recargada a través de la red eléctrica.

La recarga masiva de las baterías de los VE tendrá un impacto técnico y económico en el sistema eléctrico, tanto en la operación del sistema eléctrico como en los posibles refuerzos necesarios de la actual infraestructura eléctrica. Distintos proyectos de investigación a nivel nacional e internacional tratan de evaluar este impacto y proponer soluciones, como por ejemplo

el proyecto Europeo MERGE, que es fuente de los resultados presentados en este artículo. La magnitud de este impacto dependerá de cuándo, dónde y cómo se realice la carga de los VE. A priori, la carga de las baterías se realizará cuando el VE no se utiliza y necesita ser recargado para un próximo ciclo de transporte. Esta situación coincidirá típicamente con la llegada al

lugar de trabajo o bien al finalizar la jornada laboral. El lugar donde se realice la carga dependerá de la infraestructura existente en el momento, que podría ser en el propio domicilio, en parkings públicos o privados o en las denominadas electrolineras (gasolineras con servicio de recarga eléctrica). Por último, la batería del VE se puede recargar de forma lenta o rápida, con tiempos que oscilan entre varias horas hasta media hora. El tipo de recarga determina la cantidad de potencia que se consume instantáneamente.

Por ejemplo, con la tecnología actual de almacenamiento eléctrico, la capacidad de una batería para un VE enchufable de 4 plazas puede oscilar entre 10 y 50 kWh. Durante la recarga del VE, la potencia eléctrica consumida variaría entre 3 kW y 100 kW para la recarga de la batería de forma lenta y rápida respectivamente. Los usuarios del VE típicamente tenderían a recargarlos nada más llegar a casa, al terminar la jornada laboral. Teniendo en cuenta que las redes eléctricas están diseñadas para soportar el pico de demanda, que se produce generalmente a últimas horas de la tarde, coincidiendo con el regreso a casa de una gran parte de los consumidores, el resultado sería que el pico de recarga de VE coincidiría con el pico de con-

Pablo Frías Marín

Doctor Ingeniero Industrial por el ICAI de la Universidad Pontificia Comillas, donde trabaja como investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT). Actualmente es coordinador del Área de Redes Inteligentes Sostenibles centrada en el análisis y desarrollo de modelos para la simulación y optimización de las redes eléctricas del futuro. También es profesor del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de ICAI y responsable del Laboratorio de Máquinas Eléctricas. Ha desarrollado su actividad de investigación en numerosos proyectos nacionales y europeos sobre el impacto en el sistema eléctrico de la integración de generación renovable, generación distribuida y vehículos eléctricos.



Pablo Frías Marín.

Carlos Mateo Domingo

Doctor Ingeniero Industrial del ICAI, perteneciente a la Universidad Pontificia Comillas e Ingeniero Técnico en Informática de Sistemas de la UNED. Actualmente trabaja como investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica en el Área de Redes Inteligentes Sostenibles y en el Grupo de Electrónica y Automática. Durante muchos años ha participado en el desarrollo de herramientas para el modelado y planificación de las redes de distribución eléctrica.



Carlos Mateo Domingo.

José Ignacio Pérez Arriaga

Ingeniero ICAI, Doctor y Master en Ingeniería Eléctrica (MIT), es profesor y director de la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad, Universidad Pontificia Comillas (ICAI). Entre los distintos puestos que ha ocupado, cabe mencionar los siguientes: fundador y director del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), director de Formación para Energía de la Florence School of Regulation, vocal de Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, miembro de la Real Academia Española de Ingeniería y consejero independiente de la Comisión Reguladora del Mercado Eléctrico de Irlanda. Actualmente, es profesor visitante permanente en MIT, editor informe IPCC y miembro del Comité Asesor de la Comisión Europea para la hoja de ruta de la energía 2050.



José Ignacio Pérez Arriaga.

sumo eléctrico. Ante esta situación la capacidad de las redes de distribución eléctrica actuales sería insuficiente para soportar una integración masiva del VE mediante una recarga no controlada.

Por tanto, ante la previsión de la alta penetración del VE en el medio plazo, resulta muy relevante el análisis de estrategias de integración del VE que permitan un uso más eficien-

te de las instalaciones de la red eléctrica de distribución existentes. Dentro de las posibles estrategias para optimizar la gestión de la recarga del VE está la capacidad de decidir el momento en el que se realiza la recarga, así como la localización de los puntos de recarga. Para analizar el impacto de las distintas estrategias no basta con un análisis simplificado, sino que es necesario trabajar con un mode-

lo detallado de la red eléctrica de distribución que incluya desde los enlaces con la red eléctrica de transporte hasta el detalle de los puntos de conexión en baja tensión para la recarga del VE.

Para realizar este análisis, los autores de este artículo han utilizado un programa de cálculo que permite determinar, basándose en una red eléctrica inicial, cuáles serían las inver-

siones necesarias para el suministro a nuevos clientes y garantizar los niveles de calidad de suministro eléctrico exigidos legalmente. Normalmente, las inversiones necesarias para atender al incremento de potencia son la construcción de nuevas líneas para atender a consumidores no localizados en los puntos de suministro disponibles, el cambio de la sección de conductores para soportar más corriente o para disminuir la caída de tensión en un tramo de la red o el aumento de la potencia del transformador del centro de transformación, entre otras.

A continuación se presenta un caso ejemplo que trata de ser representativo del impacto de los VE en las redes de distribución, y que podría ser utilizado para valorar otras redes a nivel nacional e internacional. El objetivo del análisis del caso ejemplo es cuantificar el impacto que distintas estrategias de recarga del VE (cuándo y dónde se recargan) tienen en las inversiones de las redes de distribución eléctrica.

El caso ejemplo considera la red de distribución eléctrica de una zona costera del Mediterráneo español, de aproximadamente 400 km², con 170.000 consumidores domésticos e industriales. La figura 1 muestra un zoom de la red de distribución, que inclu-

ye las redes de media tensión y baja tensión, representadas con líneas gruesas y finas respectivamente. Sobre esta red se ha estudiado un escenario asociado a un elevado grado de penetración del VE, correspondiente a las previsiones para el año 2030, con una flota de 30.000 VE en esta zona. Se han considerado distintos tipos de VE con sus características, como la capacidad de las baterías, el consumo medio y el recorrido diario. En promedio, la potencia consumida en la recarga de la batería del VE es de 3 kW y el tiempo de la recarga oscila entre 1 y 8 horas al día. Para evaluar el efecto de cuándo se realiza la recarga, se han

considerado tres estrategias de gestión de la recarga del VE:

- Recarga en horas punta, en el tramo horario comprendido entre las 8 y las 10 de la noche. Correspondería a una recarga no controlada, donde cada usuario del VE lo recargaría a la vuelta del trabajo a casa en un día laborable.
- Recarga en horas valle, de 4 a 6 de la mañana. Para ello se supone que existe cierto control de la recarga de los VE, por ejemplo usando un sencillo reloj temporizado. Este esquema podría estar ligado a ta-

rifas reducidas para la recarga del VE en horas de poco consumo, como por ejemplo la nueva tarifa supervalle establecida recientemente en España.

- Recarga inteligente. Este esquema requiere un control coordinado de la recarga de los VE, de forma que la curva del consumo eléctrico en la red de distribución en horas valle sea lo más plana posible. Para ello se debería implantar un sofisticado sistema de control coordinado, capaz de distribuir las órdenes de recarga entre los VE para garantizar la carga antes de su uso.

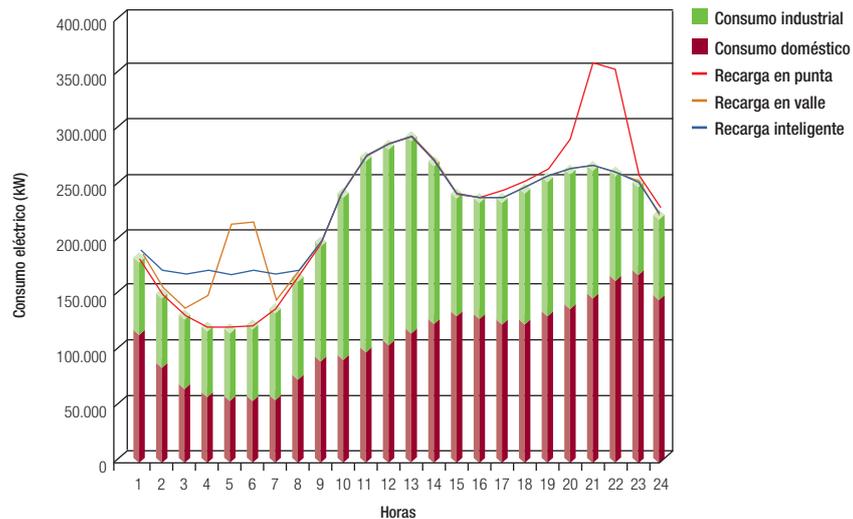
/// Figura 1. Zoom de la red de distribución analizada



El consumo agregado en la red de distribución analizada se presenta en la figura 2, que incluye el consumo doméstico e industrial, junto a las tres estrategias de recarga del VE definidas anteriormente. Se puede observar que la recarga en horas punta y valle da lugar a sendos picos de consumo. La recarga en horas punta supone un aumento considerable de la punta diaria, superior a la existente en la punta del mediodía. Finalmente, la recarga inteligente da lugar a una curva plana de consumo en horas valle, lo que permite una gestión más eficiente de la operación del sistema eléctrico.

Inicialmente se ha calculado el coste total de construir la red de distribución eléctrica en la zona de estudio, sin considerar los VE. A continuación, se localizan puntos de recarga en la red de distribución de baja tensión, donde ya existen consumidores domésticos, y se calculan los costes de los refuerzos necesarios para las tres estrategias de recarga. En la figura 3 se representa el incremento de los costes de la red de distribución para cada estrategia, referidos al coste de la red de distribución sin VE. Este coste se distribuye en costes de la red de media tensión, centro de transformación media/baja tensión, y red de baja tensión. Bajo la estrategia de re-

/// Figura 2. Curva agregada de la demanda eléctrica diaria para 3 tipos de recarga: sin control en horas punta, sin control en horas valle y recarga inteligente en horas valle



carga no controlada en horas pico los costes de los refuerzos en la red de baja tensión se pueden valorar en un 13% del coste de la propia red. Por su parte, los refuerzos necesarios si se adopta una estrategia de recarga controlada serían mucho menores, inferiores al 2% en cualquier caso. Además no se aprecia mucha diferencia entre ambos esquemas de recarga.

Si no se adopta una estrategia de recarga coordinada, sería necesario además aumentar la potencia de los centros de transformación media/baja tensión, y también reforzar

La recarga masiva de las baterías de los vehículos eléctricos tendrá un impacto técnico y económico en el sistema eléctrico

la red de media tensión. Estos refuerzos permitirían suministrar el nuevo pico de potencia que aparece en el sistema que, como se observa en la figura 2, es superior al existente sin VE. El sobrecoste de estos refuerzos es muy importante, alcanzando el 31% y el 13% en centros de transformación e instalaciones de media tensión respectivamente.

La adopción de un sencillo control de la recarga del VE, trasladando esta a horas valle, permite prácticamente anular las necesidades de refuerzos en la red de media tensión, aunque sería precisa una

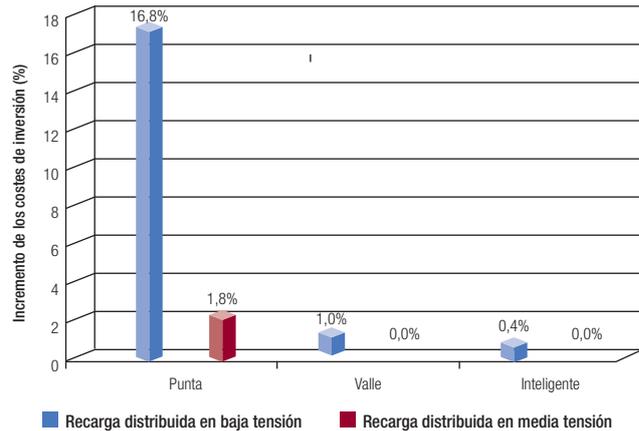
tante de los refuerzos de red. El coste de implantación de dicho esquema de control sería reducido ya que bastaría con un temporizador instalado en el propio VE. Este resultado depende de las simplificaciones adoptadas pues se han utilizado perfiles promedio de recarga para los consumidores y para la recarga del VE y, en la práctica, cuestiones locales de las redes de distribución podrían requerir la necesidad de refuerzos adicionales.

El uso de una estrategia de control más sofisticada reduciría aún más las necesidades de refuerzo en la red de distribución, con un uso más eficiente de la red eléctrica. Sin embargo, este esquema de control requiere unas inversiones elevadas en control y comunicaciones que no han sido incluidas en el análisis anterior. El sistema jerarquizado de envío de consignas de control de recarga del VE requeriría una comunicación bidireccional entre el centro de transformación media/baja tensión y el VE en tiempo real, que supondría un gran avance respecto a la situación actual. Aguas arriba, el centro de transformación recibiría las consignas de la subestación que se conecta a la red de transporte, definidas por el despacho de la empresa de distribución atendiendo a criterios de

optimización de la red en su conjunto. Finalmente, el operador de la red de transporte gestionaría la red eléctrica de forma agregada, utilizando la capacidad de control del VE para integrar más generación renovable (en situaciones de baja demanda y alta generación renovable) y maximizar la seguridad de la operación con la limitación de la recarga de VE (en situaciones con baja generación renovable e indisponibilidad de algunas unidades térmicas). Por tanto, el control sofisticado de la recarga del VE tendría beneficios adicionales más allá de la reducción de necesidad de infraestructuras en la red de distribución.

La recarga agregada en la red de media tensión requiere menos refuerzos de la red eléctrica que la recarga distribuida en baja tensión. Esta solución tendría un menor coste de implantación, ya que actualmente existe una mayor visibilidad y control de la red de media tensión, tiene un único propietario y el número de puntos de control sería menor. No obstante, para ambos esquemas de localización de los puntos de recarga sería preciso solucionar algunos aspectos regulatorios, tales como la necesidad y propiedad de nuevos contadores para la recarga del VE o la propiedad de las redes de recarga, entre otros.

/// Figura 4. Incremento del coste asociado a la penetración de VE en la red de distribución ejemplo para una localización distribuida o concentrada de los puntos de recarga



Dado que para altos niveles de penetración se obtienen beneficios por la mejor gestión de las recargas del VE es muy importante abordar las medidas regulatorias adecuadas para que los distintos agentes involucrados puedan compartir los costes de su desarrollo así como los posibles beneficios derivados. Esta nueva regulación es compleja ya que involucra a numerosos agentes, como son las compañías de distribución eléctrica, las comercializadoras de energía, los gestores de cargas a nivel de zona, los ayuntamientos y los propietarios de VE. Dichas medidas deberían favorecer la implantación del VE, eliminando

las posibles barreras a su desarrollo.

Aunque las necesidades de nuevos refuerzos en la red aparecerían en el medio y largo plazo, es preciso establecer las medidas en el corto plazo. En este sentido, hay que considerar el desarrollo de las redes inteligentes en la distribución eléctrica como una oportunidad de optimizar la gestión de la red de distribución del futuro, que permitiría la gestión óptima no sólo del VE sino también de otros recursos distribuidos, como la generación renovable o la gestión de la demanda doméstica e industrial. ■