



El control de tensión en redes de distribución con Generación Distribuida (III)

Palabras clave: Generación distribuida (GD), Red de distribución, Gestor del sistema de distribución (GSD) y control de tensión.

Resumen:

Desde inicios de los noventa numerosos cambios se han producido en el entorno de la generación eléctrica en Europa y, más concretamente, en el territorio nacional. La preocupación por el impacto medioambiental, el incremento de los precios de los combustibles fósiles, la eficiencia energética y la búsqueda de una menor dependencia energética en combustibles fósiles y una menor dependencia energética exterior han propiciado el desarrollo de directivas europeas y de ámbito nacional que han promulgado el desarrollo de tecnologías de generación más eficientes (como la cogeneración) y de origen renovable. Estas tecnologías se pueden conectar a redes de cualquier tensión, pero se espera un gran desarrollo en redes de distribución en los próximos años.

Tras analizar en la primera parte de esta saga de tres artículos los aspectos conceptuales del control de tensión [2] y, en una segunda, el impacto técnico de la GD en el control de tensión de redes de distribución sobre tres escenarios reales [3], en este artículo se abordarán los aspectos regulatorios del control de tensión en redes de distribución con GD.

Key words: *Distributed Generation, Distribution Networks, Distribution System Operator (DSO), Voltage control.*

Abstract:

Since the last two decades relevant changes have taken place in the electric generation sector, at both European and national levels. The increasing environmental awareness, higher fuel prices, and the aim of reduction of energy dependence on fossil fuels have driven the development of new European Directives and National Regulations to promote efficient technologies (such as cogeneration) and renewable generation. These technologies can be connected to networks at any voltage, even though a big development is expected in distribution networks in the upcoming years.

Once the voltage control with DG fundamentals and the technical aspects in real distribution cases have been analyzed at first and second part of these articles of voltage control with DG, this paper will describe the Spanish regulatory framework of voltage control with DG in distribution networks.



David Trebolle Trebolle

Ingeniero industrial, Máster en Gestión Técnica y Económica del Sector Eléctrico y DEA por la Universidad Pontificia de Comillas. PDD por el IE Business School. Actualmente es jefe del departamento de “Gestión Activa, Control de Red y Ap. Avanzadas” en Unión Fenosa Distribución.



Pablo Frías Marín

Doctor Ingeniero del ICAI, investigador en el Instituto de Investigación Tecnológica, donde es responsable del área de Redes Inteligentes Sostenibles, y profesor en el Departamento de Electrotecnia y Sistemas.



José María Maza Ortega

Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad de Sevilla, donde en la actualidad es Profesor Titular del Departamento de Ingeniería.



Jorge Tello Guijarro

Ingeniero industrial de ICAI y Especialista en Proyecto y Construcción de Instalaciones Eléctricas de AT, es responsable de Redes Activas y Recursos Energéticos Distribuidos, en la dirección de Explotación de Unión Fenosa Distribución.



Andrea Rodríguez Calvo

Ingeniera Industrial de ICAI, se incorporó al Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) en 2011 en el Área de Redes Inteligentes Sostenibles.

Marco regulatorio relativo al control de tensión en España

Tal y como se describe en [4], y a modo de resumen, en la Tabla 1 se presenta la normativa asociada al control de tensión en las redes eléctricas españolas.

A continuación se van a describir con mayor detalle los aspectos del control de tensión en lo referente a la red de transporte, distribución y generación de régimen especial.

Servicio de control de tensión en la red de transporte

El Procedimiento de Operación (P.O.) 1.3 define los criterios empleados para determinar los márgenes de tensión admisibles en los nudos de la red de transporte. A su vez, el P.O. 1.4 establece los valores admisibles de tensión en los puntos fronteras entre la red de transporte y las redes de distribución en condiciones normales¹. Las tensiones deben mantenerse dentro de unos límites tal y como se define en la Tabla 2.

En cuanto al control de tensión, el P.O. 7.4 establece el modo de funcionamiento del servicio complementario de control de la tensión de la red de transporte. Se diferencian una prestación mínima de carácter obligatorio (no remunerada) y una prestación adicional opcional remunerada a precios regulados. El Operador del Sistema (OS), Red Eléctrica de España (REE), es responsable de coordinar y controlar el correcto funcionamiento de este servicio.

Los proveedores de este servicio son los agentes conectados a la red de transporte, incluyendo a transportistas, gestores de las redes de distribución, productores acogidos al régimen ordinario de potencia neta registrada, igual o superior a 30 MW, y consumidores cualificados no acogidos a tarifa regulada, con potencia contratada igual o superior a 15 MW.

El OS determina y publica anualmente las consignas de tensión a

Tabla 1. Normativa relativa al control de tensiones

Transporte	
PO 1.1 PO 1.3 PO 1.4 PO 7.4	<ul style="list-style-type: none"> Variación máxima de la tensión Requisitos mínimos de factor de potencia Servicio adicional remunerado a precios regulados
Distribución	
IEC 60038	Valor nominal de tensión BT
EN 50160	Variación máxima de tensión de entrada (MT y BT)
EN 61000	Variación máxima de tensión de servicio
RD 1955/2000	Variación máxima de tensión en redes de distribución
Régimen Especial y Generación Distribuida	
RD 1565/2010 RD 1699/2011 IET/3586/2011	<ul style="list-style-type: none"> Requisitos mínimos de factor de potencia Consignas adicionales del OS y DSO

Tabla 2. Niveles de tensión admisibles en la red de transporte

	400 Kv		220 Kv	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Condiciones normales	420 (1,05)	390 (0,975)	245 (1,114)	205 (0,932)
Contingencia	435 (1,088)	375 (0,935)	245 (1,114)	200 (0,909)

mantener en los puntos fronteras de la red de transporte. Asimismo, asigna el servicio que deben prestar los diferentes proveedores conforme a sus ofertas de capacidad de potencia reactiva adicional y envía las instrucciones para la operación en tiempo real de los elementos de control de tensión. Para la elaboración del Plan de Control de Tensión, el OS aplica un flujo de cargas óptimo sobre el programa de generación de cada día bajo los criterios de garantizar la seguridad y la calidad del suministro, minimizar las pérdidas de transporte y asegurar la existencia del margen de reserva de potencia reactiva necesario para evitar posibles situaciones de colapso de tensión.

Servicio obligatorio

De acuerdo con el P.O. 7.4, se establecen los siguientes requisitos obligatorios para los distintos agentes:

Generadores: los generadores deben modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de un

margen mínimo obligatorio de acuerdo al valor de consigna de tensión en las barras de central y la banda de variación admisible establecidas por el OS. Dicho margen se define de acuerdo a los valores de factor de potencia 0,989 (generación de reactiva del 15% de la potencia activa neta máxima) y 0,989 inductivo (absorción de reactiva equivalente al 15% de la potencia activa neta máxima).

Transportistas: los transportistas están obligados a prestar el servicio y seguir las instrucciones que imparta el OS con todos los medios disponibles para este fin en la red de su propiedad: reactancias, condensadores, transformadores con regulación, apertura de líneas para el control de tensión y otros elementos de gestión de reactiva y control de tensión.

Consumidores y distribuidores: los consumidores proveedores del servicio han de mantener el consumo de reactiva en cada uno de los tres períodos horarios (punta, valle y llano) dentro de unos márgenes admisibles.

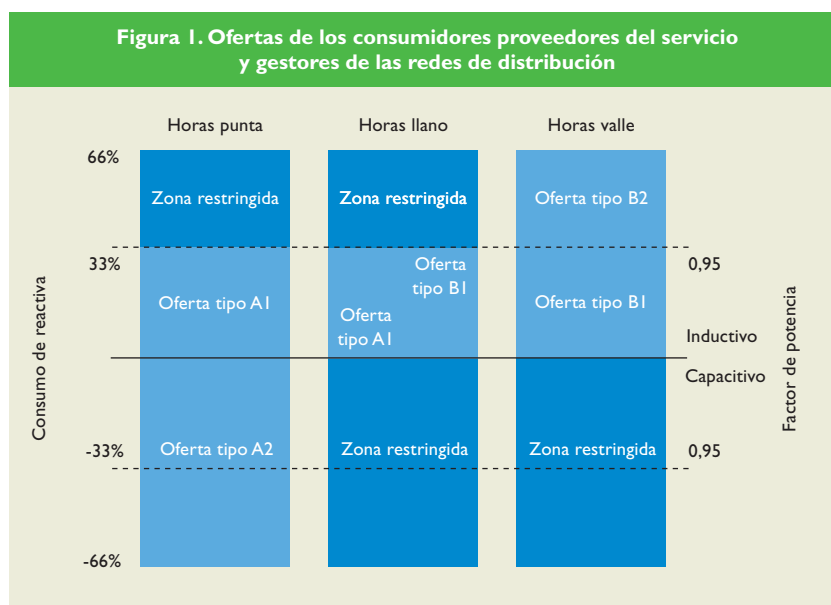
⁽¹⁾ En caso de contingencias, el Procedimiento de Operación (P.O.) 1.1, Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, aprobado mediante la Resolución de 30 de julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, establece los límites de tensión admisibles. En situación estable, las tensiones deben mantenerse dentro de unos límites, de entre 380 kV (95%) y 435 kV (108,7%) para el nivel de 400 kV; y de entre 205 kV (93%) y 245 kV (111%) para el nivel de 220 kV. Además, este P.O. dispone que en todo caso se debe garantizar la estabilidad de tensiones para evitar el riesgo de colapso de tensiones.

El consumo de reactiva no podrá exceder el 33% del consumo de potencia activa en período horario de punta ($\cos \varphi \leq 0,95$ inductivo); no podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ($\cos \varphi \geq 1$ inductivo) en período horario de valle; y no se podrá exceder un consumo de reactiva del 33% del consumo de potencia activa ni podrá existir entrega de potencia reactiva a la red de transporte ($0,95 \text{ inductivo} < \cos \varphi < 1$ inductivo) en período horario de llano. Los gestores de las redes de distribución deberán cumplir los mismos requisitos obligatorios que los consumidores proveedores del servicio, utilizando los elementos de control de tensión de las instalaciones en el ámbito de su gestión. La Figura 1 recoge los requisitos a los que están sometidos los consumidores y distribuidores como proveedores del servicio de control de tensión.

El incumplimiento de los requisitos mínimos obligatorios está sujeto a penalización por medio del pago por la energía reactiva equivalente no aportada/consumida.

Servicio adicional

Los productores, los consumidores proveedores del servicio y los gestores de las redes de distribución pueden ofertar sus recursos adicionales disponibles de generación (o no consumo) y absorción (o consumo) de potencia reactiva. La asignación de dichas ofertas es efectuada por el OS en el plan de control de tensión anual. Las ofertas asignadas son retribuidas mensualmente mediante un sistema de precios regulados establecidos anualmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La remuneración de este servicio se establece en concepto de la disponibilidad de una banda adicional de control de reactiva (Mvar), así como por la utilización efectiva del servicio (Mvarh). Por su parte, el incumplimiento de los servicios complementarios asignados está sometido a penalización en la retribución.



Actualmente, tanto el servicio obligatorio como el servicio adicional de control de tensión son efectivos y se controla el cumplimiento de los requisitos obligatorios y de los servicios adicionales asignados. El OS elabora un informe anual en el que se declara el grado de cumplimiento de los distintos agentes proveedores del servicio. Sin embargo, el servicio adicional y las penalizaciones no se encuentran establecidas en la actualidad.

Servicio de control de tensión en la red de distribución

El estándar internacional IEC 60038 (1999) define los niveles de tensión de 230/400 V para el suministro de energía eléctrica en baja tensión a 50 Hz.

El estándar europeo EN 50160 (Voltage Characteristics of Public Distribution Systems, 1999) establece una serie de requisitos de calidad para los sistemas de distribución. En lo que concierne a las variaciones de tensión, en el estándar EN 50160 se establece el margen admisible de variación de tensión del $\pm 10\%$ en el punto de acoplamiento común para sistemas de distribución en media y baja tensión. Este margen ha de mantenerse durante al menos el 95% de la semana, tomando la media de los valores efi-

caces medidos en períodos de 10 minutos en base a muestras tomadas cada 200 milisegundos².

El estándar EN 50160 es de obligado cumplimiento para todos los países miembros de la Unión Europea, a través de su transposición a la normativa española en la norma UNE - EN 50160 (Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución, 2001). Además, en España, el Real Decreto 1955/2000 establece un margen admisible de variación de tensión más restrictivo, del $\pm 7\%$.

A pesar de que se establece el control de los índices de calidad individual en cuanto a continuidad del suministro, no es así en el caso de variación de tensión, si bien el RD 1955/2000 obliga a las empresas distribuidoras a proporcionar anualmente información detallada de los valores de los aspectos de calidad del producto definidos en la UNE-EN 50160 en cada una de las provincias de actuación. Asimismo, tampoco se especifican penalizaciones frente al incumplimiento de estos márgenes. No obstante, la empresa distribuidora está obligada a subsanar en un plazo máximo de seis meses las causas que motiven el incumplimiento de los valores de calidad fijados. Además, el consumidor afectado por el incumplimiento de la calidad de servicio

⁽²⁾ El procedimiento de medida se detalla en el estándar EN 61000-4-30 "Compatibilidad electromagnética 4-30: técnicas de ensayo y de medida. Métodos de medida de la calidad de suministro".

individual puede reclamar la indemnización de los daños y perjuicios que dicho incumplimiento le haya causado. Por otro lado, el RD 1955/2000 obliga a los consumidores a mantener un factor de potencia mínimo de 0,60.

Generación distribuida y control de tensión

La regulación vigente establece una serie de requisitos específicos para la generación sujeta al régimen especial en lo que se refiere a control de tensión.

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece un rango obligatorio de factor de potencia, así como un complemento o penalización por energía reactiva. El rango obligatorio de factor de potencia está fijado entre los valores 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. Este margen puede ser modificado anualmente por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, a propuesta del operador del sistema, en todo caso manteniéndose dentro de los actuales valores.

Adicionalmente, los generadores de potencia instalada superior o igual a 10 MW (5 MW en el caso de generadores extrapeninsulares) pueden recibir instrucciones del OS para la modificación del rango de factor de potencia y recibir consignas de tensión, con la consiguiente bonificación o penalización.

La bonificación o penalización por energía reactiva se calcula horariamente y se liquida mensualmente. El valor de la bonificación o penalización se define en base a un porcentaje aplicado a un precio por kWh, fijado en 8,7022 €/kWh por la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Actualmente, la penalización por incumplimiento del margen obligatorio es del 3%. Adicionalmente, dentro de un margen de factor de potencia entre los valores 0,995 capacitivo y 0,995 in-

ductivo, el cumplimiento de las consignas dadas por el OS suponen una bonificación del 4%, sin penalización asociada por incumplimiento de dicha consigna.

Por otro lado, el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia establece para todo generador distribuido que el factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25% de su potencia nominal.

Observabilidad de la generación distribuida en las redes de distribución

La observabilidad es un aspecto clave para realizar el control y supervisión de red adecuado por los gestores de la red de distribución para conocer en todo momento los flujos y niveles de tensión en la misma pudiendo así ser garantes de la calidad y de la seguridad de suministro.

Según el artículo 18 del RD 1565/2010, "Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW y aquellas con potencia inferior o igual a 10 MW, pero que formen parte de una agrupación del mismo subgrupo del artículo 2, cuya suma total de potencias sea mayor de 10 MW, deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico. En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, el límite de potencia anterior será de 1 MW para las instalaciones o agrupaciones. Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW o inferior a 1 MW, pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de

1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Estas telemidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o, en su caso, por sus representantes".

Asimismo el P.O. 9.0 de información intercambiada por el operador del sistema, en su artículo 7.1, cita que "La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción de potencia neta igual o superior a 10 MW (o de forma agregada de aquellas instalaciones de potencia inferior a esta y que formen parte de un conjunto cuya conexión se realice a un mismo nudo de la red de tensión igual o superior a 10 kV y sumen más de 10 MW) deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de conexión entre sus centros de control. Aquellas unidades de producción de potencia mayor de 1 MW que no cumplan las condiciones establecidas en el párrafo anterior no tienen obligación de integrarse en un centro de control, pero deberán enviar la telemida de su producción neta en tiempo real al OS a través del centro de control del distribuidor de la zona. En el caso de que la instalación de producción esté integrada en una zona de regulación, su centro de control será el despacho de generación del propietario de dicha zona de regulación".

Según la legislación vigente los generadores eligen el modo en que envían la telemida (centro de control de generación, directamente al OS o vía DSO). En la actualidad esta situación implica que los gestores de la red de distribución no dispongan de la información en tiempo real de generadores inmersos en esta, dificultando al DSO su labor como garante de la calidad y seguridad de suministro.

Resumen y conclusiones del marco legislativo

El diagrama de la Figura 2 y la Tabla 3 resume el funcionamiento del servicio de control de tensiones y la participación de los distintos agentes de acuerdo a la normativa descrita, así como los márgenes de

tensión y el factor de potencia admisible en los distintos puntos del sistema eléctrico.

En el diagrama se han representado el sistema eléctrico, dividido en red de transporte y red de distribución, y los principales agentes involucrados, concretamente la generación conectada a la red de transporte, la generación distribuida y los consumidores conectados a la red de distribución, separando explícitamente motores (representados por un círculo con una M) y otros consumos (representados mediante un cuadrado y sus diagonales). Adicionalmente, en el diagrama puede observarse qué servicios llevan actualmente una remuneración o penalización económica asociada (marcados con un signo \$) y cuáles no (marcados con un signo \$ tachado).

Como se ha visto a lo largo de los tres artículos (véase [2] y [3] para más información), la afectación en la tensión depende de distintas variables, como el nivel de tensión, el tipo de red (rural-urbana, aérea-subterránea, radial-anillo), el nivel de demanda, la localización de la GD en la mencionada red o el nivel de penetración de dicha GD. El establecer una regulación uniforme basada en un control de factor de potencia solo tendría en cuenta el nivel de penetración de la GD. La experiencia en España de la participación de la GD en el control de tensiones (RD 436/2004, RD 661/2007 y RD 1565/2010) ha supuesto un primer paso hacia delante, ya que ha movilizado todos los recursos de control de tensión y ha constatado el potencial de la capacidad de mejora del control de tensión en la operación, aunque también se han dado numerosos problemas. Este esquema permitiría a la GD recibir una bonificación/penalización por mantener el factor de potencia en un rango que dependía de horas punta, llano y valle. El principal problema es que la afectación de la inyección de potencia activa/reactiva en las redes eléctricas depende de muchos factores, mientras que los reales decretos solo contemplan uno de ellos: la variación de la demanda.

Figura 2. Resumen del actual sistema de control de tensión en España

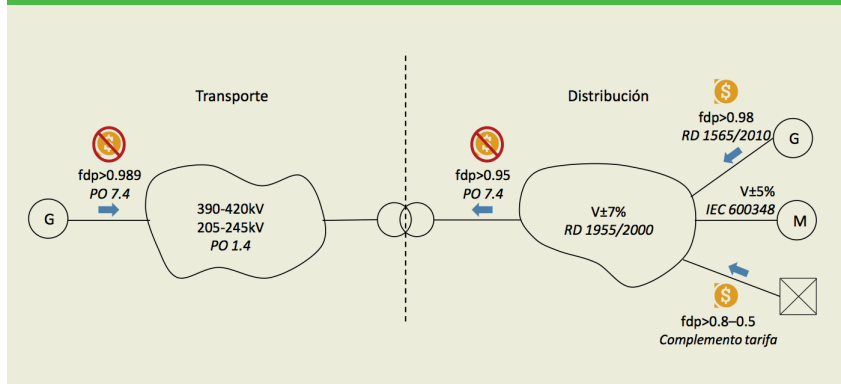


Tabla 3. Resumen del actual sistema de control de tensión en España

Transporte		
Requisitos obligatorios	Valor nominal de tensión dentro de 390-420kV/ 205-245kV • Generadores: $0.989 \text{ ind} \leq fdp \leq 0.989 \text{ cap} + \text{consignas del OS}$ • Consumidores y DSO: $0.95 \text{ ind} \leq fdp \leq 1$ • TSO: coordinación y gestión del servicio uso de elementos de control de tensión	Penalizaciones por incumplimiento
Servicio adicional	Oferta de capacidad adicional de generación /absorción de reactiva	Remunerado a precios regulados
Distribución		
Requisitos obligatorios	Valor nominal de tensión dentro de $\pm 7\%$	No se han fijado penalizaciones
Régimen Especial y Generación Distribuida		
Requisitos obligatorios	$0.98 \text{ ind} \leq fdp \leq 0.98 \text{ cap}$	Penalización por incumplimiento
Servicio adicional	Generadores de potencia $\geq 10 \text{ MW}$ pueden recibir consignas del OS	Remuneración a precios regulados

Por su parte, el establecer un control de tensiones basado en el envío de consignas de tensión a algunas unidades de generación sí que contemplaría lo indicado anteriormente. Asimismo, permitiría hacer un uso óptimo de los recursos de control de tensión propiedad del distribuidor y los ofrecidos por la GD. Como se examinó en [2] el control por tensión de referencia sería especialmente interesante para redes de tensión nominal superiores a 20 kV.

Propuestas para mejorar la contribución de la generación distribuida

Una vez expuesto el actual marco regulatorio relativo al control de tensión y recordadas las características de las redes de distribución respecto al

control de tensión, esta sección presenta un análisis crítico y expone una serie de recomendaciones para facilitar una gestión óptima de la generación distribuida que permita su participación en el control de tensión.

En primer lugar, dos aspectos claves en los que la actual regulación de la distribución es susceptible de mejora son la transparencia y la estabilidad regulatorias y el impulso a la innovación.

Transparencia y estabilidad

Los mecanismos de retribución de las actividades de distribución y transporte, del servicio adicional de control de tensión y de la generación acogida a régimen especial están vinculados a precios regulados. Dichos precios a menudo se fijan con retrasos y están sujetos a cambios, con poca participación de los

agentes implicados. Esta incertidumbre regulatoria perjudica a los agentes involucrados y encarece los costes de financiación del sistema. Por tanto, es deseable evolucionar hacia una regulación más estable, que fije los precios dentro de los plazos anunciados y los revise de manera progresiva, que haga efectivos los incentivos y penalizaciones establecidos y que no tome medidas de carácter retroactivo.

Contemplar la eficiencia a largo plazo: incentivar la innovación

La remuneración económica de la distribución está basada en un esquema de incentivos, cuyo objetivo es aumentar la eficiencia en costes a corto-medio plazo. El actual proceso de revisión de costes considera únicamente los crecimientos de la demanda, las nuevas conexiones de GD, la mejora de la calidad del servicio y las pérdidas técnicas. Sin embargo, es muy importante considerar el posible incremento de los costes de operación que conlleva la conexión masiva de GD y recursos energéticos distribuidos [5]. Más aún, se debe considerar la eficiencia económica a más largo plazo, considerando el beneficio potencial de la implantación de las soluciones redes inteligentes y reconocer la inversión necesaria. De esta manera, las compañías distribuidoras podrán invertir en tecnologías innovadoras en busca de una mejora de la red a largo plazo.

En lo relativo a la participación de la generación distribuida en el control de tensión, la situación actual no permite hacer efectivo un modelo de gestión óptimo de la generación distribuida que maximice los beneficios derivados de su potencial aportación al control de tensión en las redes de distribución. Actualmente, no existe un programa coordinado de control de tensión en las redes de distribución que incluya la generación distribuida. Sin embargo, la inyección de potencia activa que supone la GD tiene un impacto muy significativo sobre el perfil de tensiones en las redes de distribución [3]. Por tanto, es necesario definir un sistema de control de tensiones eficaz y no discriminatorio que involucre la generación distribuida.

La penetración de GD en las redes de distribución en ocasiones ha dificultado notablemente la operación de estas redes. El operador de la red de distribución ha de responder en tiempo real, con sus distintos recursos de control, a las variaciones de tensión producidas por la GD. Sin embargo, el operador de la red de distribución no tiene visibilidad en media y baja tensión, información ni capacidad de control sobre la producción prevista y real de la GD. Es más, existe una incertidumbre adicional asociada a la producción la GD no controlable (eólica, solar o minihidráulica) difícil de gestionar.

Una vez definidas las bases del modelo regulatorio genérico, a continuación se propone una serie de mejoras regulatorias, clasificadas en tres grandes grupos, para establecer el modelo de gestión óptimo de la GD en el control de tensión en el sistema de distribución.

Incentivos a la participación de la GD en el control de tensión

La GD ofrece un enorme potencial en lo que concierne a eficiencia e integración de fuentes renovables en el sistema. Adicionalmente, la GD puede contribuir significativamente al control de tensión del sistema. Sin embargo, la instalación y gestión de la GD conlleva una serie de inversiones y costes de operación, tanto para el distribuidor como para la propia GD. En consecuencia, es preciso sincronizar la regulación de ambas partes para facilitar el desarrollo de la GD.

Por un lado, es necesario incentivar a la empresa de distribución para una gestión más activa de sus redes. Ante la penetración de nueva GD, la empresa de distribución ha de realizar inversiones para seguir garantizando la calidad del suministro eléctrico y permitir la conexión de dicha GD. Estas inversiones incluyen la instalación de compensación pasiva de reactiva, cambiadores de tomas en carga en transformadores o sistemas de control de tensión centralizados. Actualmente el mecanismo de remuneración a las inversiones de la distribución solo contempla el impacto en

los índices de calidad de suministro (TIEPI-NIEPI). Por su parte, el cumplimiento de la calidad de la tensión viene impuesto por normativa técnica EN50160. En conclusión, actualmente no existe un mecanismo específico que permita la recuperación de estas inversiones. Por tanto, se deberían diseñar incentivos específicos que reconozcan el beneficio de estas actuaciones (calidad del servicio y además permiten la integración de un mayor volumen de generación renovable). Por tanto, sería recomendable diseñar un esquema de remuneración que reconozca específicamente el sobrecoste a corto y medio plazo que supone la conexión de GD y que además incentive al distribuidor haciéndole partícipe del potencial beneficio a medio y largo plazo de la presencia de la GD. Adicionalmente, es preciso aumentar la visibilidad que el distribuidor tiene de la GD, a la vez que establecer procedimientos de operación para evitar sobrecargas u otras incidencias y mecanismos para gestionarlas en caso de producirse.

Por otro lado, se ha de incentivar también la GD para que participe de forma activa en el control de tensiones. El servicio de control de tensiones tiene un fuerte carácter local y la GD puede contribuir a mejorar el perfil de tensión, y así reducir las pérdidas y ahorrar costes de inversión. La participación de la GD puede requerir determinadas inversiones (control automático, ajuste de protecciones, adquisición de reactancias, etc.) y de un aumento de los costes de operación (mayores pérdidas, mayores costes de mantenimiento, mayor indisponibilidad, etc.). Por tanto, es conveniente que la regulación reconozca estos costes de forma explícita.

Coordinación regulatoria entre transporte y distribución

Para garantizar un esquema justo para todos los agentes, se considera necesario homogeneizar los requisitos para los generadores conectados a la red de transporte y los generadores conectados a la red de distribución. Actualmente, la generación acogida al régimen especial de potencia superior

a 10 MW (en torno al 75% de la potencia instalada acogida al régimen especial) debe estar adscrita a un centro de control y responder a las señales del operador del sistema, sin embargo la GD de menos tamaño (aproximadamente un 25% de la potencia total instalada de régimen especial) está excluida del control de tensión. Tal y como se explicó previamente el operador del sistema calcula las consignas de tensión y factor de potencia que optimizan la operación y minimizan las pérdidas en la red de transporte.

Sin embargo, una visión de sistema sería más beneficiosa, de forma que la tensión y el factor de potencia, tanto para alta como para media tensión, en los puntos fronteras entre las redes de transporte y distribución se calculasen para optimizar y minimizar las pérdidas en el sistema completo.

Asimismo, sería recomendable restringir el ámbito de actuación de los distintos operadores de redes a sus propias redes, es decir, REE debería establecer las consignas de tensión para los usuarios (generadores y consumidores) conectados a las redes de transporte, mientras que las empresas de distribución deberían establecer las consignas para la GD. Cualquier requisito del OS a la GD conectada en red de distribución debería ser acordada con el distribuidor y ejecutada por este último, para evitar en todo caso problemas de calidad y seguridad en la red de distribución.

Para ello es necesario definir unos procedimientos de operación para la distribución de manera coordinada con la regulación existente para la red de transporte, en concreto en lo relativo al control de tensiones dispuesto en el P.O. 7.4. Dichos procedimientos de operación de la red de distribución deben tener en cuenta, además, los criterios de operación de las distintas compañías de distribución, así como las distintas características que influyen en el efecto de la GD sobre las tensiones, como el nivel de tensión, el tipo de red (rural-urbana, aérea-subterránea, radial-mallada), el nivel de demanda o el nivel de penetración y la localización de la GD en la red. Una regula-



ción basada en un control de factor de potencia uniforme, por el contrario, podría tener un efecto negativo sobre la operación de la red. Este fue el caso en España durante los años 2004-2007, cuando se estableció en el RD 436/2004 un esquema de bonificación/penalización para la GD por mantener el factor de potencia en un rango que dependía de horas punta, llano y valle. Sería recomendable por tanto implementar un control de tensiones coordinado, basado en acciones orientadas a la optimización del sistema eléctrico de manera global reduciendo las pérdidas y ahorrando costes de inversión. Estas acciones, según el tipo de red y GD, serán en ocasiones del tipo tensión consigna, pero en otras del tipo factor de potencia o potencia reactiva consigna. Por otro lado, estas acciones serán determinadas por los gestores de la red de distribución para todos aquellos agentes conectados en la red de distribución y por el OS para aquellos agentes conectados en la red de transporte.

Relación entre distribuidores y generación distribuida

En línea con lo anteriormente expuesto, se plantea la necesidad de establecer un esquema de colaboración entre los distribuidores y la GD.

La regulación actual no permite la interacción entre distribuidores y GD, de-

bido a la separación de actividades que se desarrollan en competencia y las reguladas. No obstante, la cooperación entre el operador de la red de distribución y los productores conectados a la red de distribución para el control de tensión resultaría muy beneficiosa para el sistema. Como se ha desarrollado a lo largo de la serie de artículos no toda la GD contribuye de la misma forma a mantener la calidad de las tensiones en las redes, sino que en ocasiones solo ciertas unidades y tecnologías tienen esta capacidad. Por ello, hay que definir modelos que permitan la participación de la GD en el servicio de control de tensión, mediante consignas obligatorias, provisión del servicio a precios regulados, provisión del servicio mediante un mercado competitivo, contratos bilaterales entre el distribuidor y la GD, etc. En cualquier caso, se deben establecer condiciones transparentes para la provisión de servicios complementarios y un esquema justo de remuneración, de acuerdo a la verdadera aportación de cada generador al control de tensión de la red de distribución y que permita recuperar los costes con un retorno razonable.

Por un lado, la regulación actual establece un flujo de información tal que el programa de producción y la telemida de la generación de potencia instalada, igual o superior a 1 MW, han de ser comunicados al operador de la red de



transporte, pero no necesariamente a los distribuidores³. El OS dispone por tanto de la telemida en tiempo real de la GD. Sin embargo, los operadores de las redes de distribución, a las cuales están conectados muchos de estos generadores, tienen muy poca visibilidad sobre el comportamiento de la GD, lo cual dificulta enormemente la operación de la red. La propuesta de modificación del P.O. 9, "Información intercambiada por el operador del sistema", presentada por REE implicaría que los generadores de potencia instalada superior a 1 MW envíen la telemida de su producción neta en tiempo real al OS a través del centro de control del distribuidor de la zona. Es necesario incluir al distribuidor en el flujo de información aprovechando la infraestructura existente para dotar a las empresas de distribución de la previsión de la producción de la GD y la telemida de los flujos de potencia en sus redes. El distribuidor recibiría directamente esta información por parte de la GD, y el distribuidor a su vez transmitiría la información al OS. De esta forma, el distribuidor podría optimizar la planificación y la operación de la red de distribución y coordinar a todos los agentes conectados a sus redes para el control de tensión.

Por otro lado, de acuerdo a la legislación actual⁴, es el operador de la red de transporte el que tiene la preroga-

tiva de enviar consignas a la generación acogida al régimen especial de potencia instalada igual o superior a 10 MW (5 MW en el caso extrapeninsular) conectada a redes de transporte o de distribución, si bien se señala la posibilidad de que el gestor de la red de distribución pueda proponer instrucciones específicas para los generadores conectados a la red de distribución. No obstante, esta medida no está implantada, los distribuidores no pueden emitir consignas de potencia reactiva ni existen incentivos específicos para su cumplimiento por parte de los generadores. El OS, REE, ha propuesto la creación de un nuevo Procedimiento de Operación P.O. 7.5, "Servicio complementario de control de tensión en el sistema eléctrico español aplicable al régimen especial", para regular la participación de la generación de régimen especial en el control de tensión. Es importante remarcar la importancia del papel del operador de la red de distribución. El DSO debería ser responsable de calcular y emitir las consignas que optimicen la operación y minimicen las pérdidas en las redes de distribución garantizando la calidad de servicio y la seguridad de suministro de la red de distribución.

En conclusión, la regulación juega un papel clave en la participación de la generación distribuida en el control de tensión en las redes de distribución. La regulación ha de incentivar correcta-

mente a los agentes involucrados, proveer un marco equitativo y homogéneo con la regulación de la red de transporte, permitir la cooperación DSO-GD y establecer un flujo de información que incluya el DSO para permitir una mejor planificación y operación del sistema, así como maximizar la seguridad y la penetración de GD. Es necesario habilitar a los gestores de las redes de distribución como gestores del sistema de distribución, de modo que puedan gestionar la GD embebida en su red para maximizar la calidad y seguridad del suministro logrando así una integración eficiente de la GD.

Agradecimientos

El trabajo y las conclusiones que se han expuesto en el presente artículo son fruto de los trabajos realizados en los proyectos Redes 2025⁵, financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) y PRICE-GDI⁶. ■

Bibliografía

- [1] P. Frías, T. Gómez, R. Cossent, J. Rivier, "Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed generation", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, no. 9, pp. 445-451, octubre 2009.
- [2] D. Trebolle, P. Frías, J.M. Maza, J.L. Martínez, "El control de tensión con generación distribuida en redes de distribución (I)", *Revista Anales*, número marzo-abril, 2012.
- [3] D. Trebolle, P. Frías, J.M. Maza, J. Tello, "El control de tensión con generación distribuida en redes de distribución (II)", *Revista Anales*, número mayo-junio, 2012.
- [4] IIT, "Modelo de gestión técnico económico de la generación distribuida", PRICE-GDI (IPT-2011-1501-920000), entregable PT1/1, julio 2012.
- [5] R. Cossent, L. Olmos, T. Gómez, C. Mateo, P. Frías, "Distribution network costs under different penetration levels of distributed generation", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 6, pp. 1869-1888, sep. 2011.

³ El RD 1699/2011 (disposición final segunda, que modifica el art. 18.d del RD 661/2007) establece que todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW (o que formen parte de una agrupación de instalaciones con potencia total mayor de 1 MW) deberán enviar telemidas al operador del sistema en tiempo real. Estas telemidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o sus representantes, pudiendo ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora si así lo acordaran con esta.

⁴ RD 1565/2010, art 1.8, que modifica el art 29.2 del RD 661/2007.

⁵ Redes 2025: desarrollo e implementación de soluciones tecnológicas para la RED eléctrica española del 2025 (PSS-120000-2009-29), www.redes2025.es.

⁶ PRICE-GDI: proyecto conjunto de redes inteligentes en el corredor de Henares. Gestión de la generación distribuida – PRICE GDI (IPT-2011-1501-920000), www.price-project.es.