

# Redes de energía eléctrica inteligentes: perspectivas en los contextos nacional e internacional

Smart electrical grids: Perspectives in the national and international contexts

PAULA RÍOS REYES - RICARDO MORENO CHUQUEN - DANIEL GONZÁLEZ TRISTANCHO  
- EMMY YADIRA RUIZ VARGAS - HUGO IVÁN FORERO BERNAL

Profesores de planta del Programa de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Colombiana de Ingeniería.

paula.rios@escuelaing.edu.co - ricardo.moreno@escuelaing.edu.co - daniel.gonzalez@escuelaing.edu.co -  
emmy.ruiz@escuelaing.edu.co - hugo.forero@escuelaing.edu.co

Recibido: 07/04/2015 Aceptado: 14/08/2015

Disponible en <http://www.escuelaing.edu.co/revista.htm>

## Resumen

La transición del sector de la energía eléctrica a escala global está impulsada por diversos aspectos tecnológicos, económicos y medioambientales. En el ámbito tecnológico, el desarrollo rápido de tecnologías de las comunicaciones, el control y la información permiten llevar a cabo operaciones de tiempo real en las redes de transmisión y distribución de electricidad. La competencia en mercados de energía eléctrica está impulsando la creación de diferentes tipos de mercados, entre éstos los servicios auxiliares de energía eléctrica. En este contexto de transformación, en cuyo centro se hallan las redes inteligentes de energía, se destaca el tema del cambio climático, que está impulsando nuevas políticas energéticas relacionadas directamente con los sistemas de potencia. En la actualidad, expertos en el tema coinciden en afirmar que las redes inteligentes están modificando las redes actuales a un nuevo paradigma de operación y servicio; en este sentido, nuevos recursos distribuidos, como generación dispersa de energía con fuentes no convencionales, almacenaje de energía e integración de vehículos eléctricos, modifican la operación tradicional de los sistemas de potencia. En el contexto colombiano, el año pasado se aprobó la Ley 1715 de 2014 sobre la integración de energías renovables en el sistema interconectado nacional, que fijaría la base regulatoria para la integración efectiva de las redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano. En este artículo se hace un análisis de perspectivas, retos y oportunidades de las redes inteligentes en la transición de los sistemas de electricidad.

**Palabras claves:** redes inteligentes, respuesta de la demanda, almacenaje de energía eléctrica.

## Abstract

The transition of the electrical energy sector worldwide is being propelled by diverse technological, economical, and environmental aspects. In the technological field, the rapid development of communication, control, and information technologies allows to carry out real time operations in the electrical transmission and distribution grids. Competition in the electrical energy market is promoting the creation of different types of markets, among them the auxiliary services of electrical energy. Within this transformation context, being smart electrical grids at its core, climate change plays a relevant role, which is encouraging new energy policies directly related with power systems. Currently, experts in this field agree on stating that smart grids are transforming current grids into a new paradigm of operation and service; in this sense, new distributed resources, such as dispersed energy generation from unconventional sources, energy storage, and integration with electric vehicles, modify the traditional operation of power systems. In the Colombian context, Law 1715 of 2014 was approved, which deals with the integration of renewable energies in the national interconnected system; this would establish the regulations for an effective integration of smart grids in the electrical Colombian system. This article makes an analysis of the perspectives, challenges, and opportunities of smart grids in the transition stage of electrical systems.

**Keywords:** smart grids; demand response; electrical energy storage.

## INTRODUCCIÓN

Los crecientes requerimientos de la sociedad por energía eléctrica en un entorno sostenible, junto con el rápido desarrollo de nuevas tecnologías digitales, están transformando el sector eléctrico. La red de transmisión y distribución de energía actual requiere transformarse en una red que integre tecnologías de la información y de las comunicaciones, con el objetivo de suministrar energía de manera eficiente y operativamente segura en un entorno de sostenibilidad.

Durante los últimos años el concepto de red de energía eléctrica inteligente ha merecido amplia discusión en los ámbitos industrial, gubernamental y académico. A escala industrial, cada agente en la cadena *generación-transmisión-distribución* se ha apropiado del concepto según las perspectivas del sector que representa y algunas empresas se muestran interesadas en función de los beneficios económicos que la aplicación del concepto de red inteligente pueda representar. Esta visión está centrada en la integración de tecnologías que agreguen valor a las redes eléctricas existentes, lo cual se refleja directamente en la eficiencia y, por tanto, en mayores niveles de utilidad neta en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Por otro lado, el concepto de red inteligente ocupa un espacio en la agenda gubernamental a través de las agencias de planeación y regulación de cada país (si cuentan con esquemas liberalizados). El espacio que ocupa el concepto de red inteligente depende de las condiciones inherentemente energéticas de cada país. Por ejemplo, algunos países de Europa han iniciado planes energéticos dirigidos a reducir los niveles de emisión de CO<sub>2</sub>, incrementar la seguridad del abastecimiento de energía y remplazar la tecnología existente de generación por tecnología basada en recursos renovables, algunas de estas iniciativas han sido anunciadas en el contexto de redes inteligentes, mientras que en Estados Unidos la agencia de regulación FERC (Federal Energy Regulatory Commission) ha lanzado en los últimos años varias órdenes (745, 767, 764, 661) para regular tanto la integración de energías renovables en los mercados de energía eléctrica como la remuneración por estrategias de respuesta de la demanda. Todo lo anterior en el contexto de redes inteligentes.

Durante los últimos años la academia, a través de la ingeniería eléctrica, ha contribuido en la investigación sobre redes inteligentes de forma entusiasta y auspiciada

principalmente por recursos públicos que incentivan la investigación en redes de energía eléctrica inteligente. La gran cantidad de información producida ha dado lugar a la creación de revistas especializadas en *smart grids*. En este sentido, grupos de investigación de universidades internacionales han iniciado proyectos piloto demostrativos de microrredes CC (de corriente continua) en los campus universitarios con la posibilidad de operar en modo aislado o con capacidad de suministrar energía en la red de distribución local.

En este artículo se presenta el contexto internacional acerca del concepto de red de energía eléctrica inteligente y su impacto en la operación y en los mercados de energía eléctrica. La parte final del artículo discute la importancia de la Ley 1715 para la aplicación de redes inteligentes en Colombia. Esta ley, promulgada en el mes de mayo de 2014, puede representar las bases regulatorias y legislativas para incentivar la inversión en tecnologías asociadas al concepto de red de energía eléctrica inteligente en Colombia a mediano y largo plazo.

## CONTEXTO INTERNACIONAL DE REDES INTELIGENTES

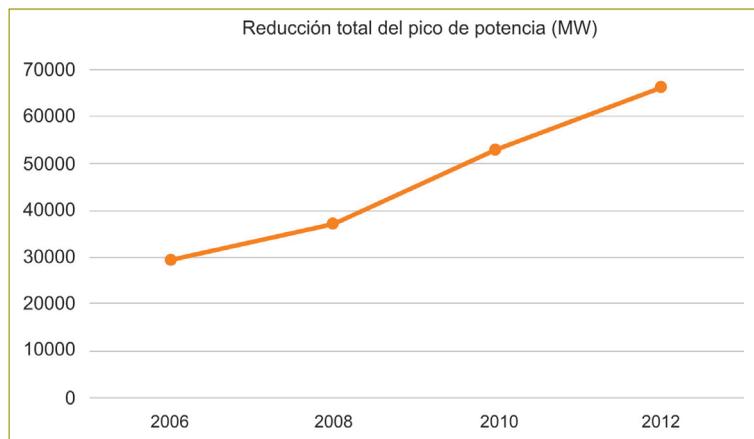
En algunos países (Estados Unidos, Inglaterra, España, entre otros) hay adelantos importantes en el concepto de red de energía eléctrica inteligente, en tres temas principalmente: regulación acerca de estrategias de respuesta de la demanda, integración del almacenaje de energía, y fuentes de energías renovables tanto en redes de distribución como en redes de transmisión.

## REGULACIÓN EN RESPUESTA DE LA DEMANDA

Desde el punto de vista de la demanda, la nueva red de energía eléctrica propiciaría (en algunos países ya es un hecho) la participación activa (respuesta de la demanda) de los usuarios de energía en los mercados de energía eléctrica. Las tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC) permitirían que los usuarios accedieran a información en tiempo real sobre el precio unitario de la energía eléctrica y con esta información tomar decisiones sobre el momento para consumir energía eléctrica. Incluso, si hay usuarios con plantas locales de generación (usualmente plantas fotovoltaicas) entonces podrían aportar energía eléctrica a la red con cierta tarifa de remuneración.

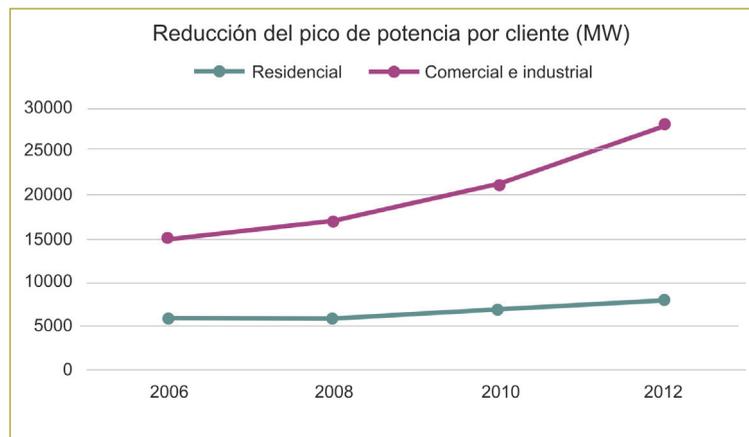
De esta manera, la respuesta de la demanda es uno de los recursos de energía más importantes en el contexto de las redes inteligentes. La activación del lado de la demanda representa la transformación de los usuarios en agentes que pueden modificar su consumo de energía en función de incentivos monetarios. La modificación de los patrones de consumo de los usuarios está encaminada principalmente a reducir los picos de demanda. La activación del lado de la demanda podría evolucionar hasta convertirse en un recurso para prestar servicios auxiliares a los operadores de distribución.

Las estrategias de la respuesta de la demanda permiten reducir los picos de la curva de demanda al incentivar cambios en el comportamiento de los patrones de consumo de los usuarios, promoviendo el consumo de energía a horas y/o temporadas en que la tarifa de energía eléctrica es menor. La experiencia internacional en el tema de respuesta de la demanda es importante, particularmente en Estados Unidos, donde se han implementado programas de respuesta de la demanda a través de reglas regulatorias fijadas por la FERC. La FERC presenta resultados de la reducción del pico de potencia demandada debido a estrategias de activación de la demanda en el reporte del año 2012 (*Report FERC*, 2012). La figura 1 muestra la reducción del pico de potencia demandada entre los años 2006 y 2012 (*Report FERC*, 2012) mientras que la figura 2 muestra la reducción del pico de demanda según el tipo de usuario (*Report FERC*, 2012).



**Figura 1.** Reporte de la reducción total del pico de potencia desde el 2006 hasta el 2012.

Fuente: *Report FERC*, 2012, p. 23.



**Figura 2.** Reporte de la reducción del pico de potencia según el tipo de cliente.

Fuente: *Report FERC*, 2012, p. 23.

El éxito de las estrategias de respuesta de la demanda está centrado en que el usuario desee participar activamente en éstas y que además cuente con las tecnologías digitales de la información que permitan tal participación de manera eficiente. Si el usuario tiene pleno conocimiento del precio de la energía, las estrategias basadas en incentivos financieros son potencialmente exitosas.

Las estrategias de respuesta de la demanda se suelen gestionar en varios programas que se clasifican en dos grandes grupos: programas basados en incentivos y programas basados en tiempo. La primera estrategia incentiva que los usuarios reduzcan el consumo de electricidad en horas de alta demanda, lo cual implica trasladar el consumo de energía a horas que usualmente son de baja demanda. Los participantes en este tipo de programas perciben no sólo un descuento en el precio final de sus facturas, sino también pueden llegar a recibir un incentivo monetario adicional. En Estados Unidos, la FERC en sus órdenes 727 y 728 sobre respuesta de la demanda (FERC, order 727 and order 728, 2008) define este tipo de estrategias en diferentes categorías resumidas a continuación:

- **Control directo de la carga.** En este programa, el operador de la red tiene la capacidad de desconectar de forma remota ciertos dispositivos conectados a ella como equipos de calefacción por un breve tiempo. Este tipo de programas son ofrecidos principalmente a clientes residenciales o pequeños comerciantes (FERC, order 727 and order 728).

- **Carga interrumpible.** Los participantes reciben un descuento en las facturas si reducen su carga a valores predefinidos con el operador del sistema. Este programa incluye penalizaciones si no se lleva a cabo la reducción acordada (FERC, order 727 and order 728).
- **Subasta/recompra de demanda.** Los clientes ofrecen restricciones para reducir los precios base de la electricidad en el mercado mayorista. Suelen ser ofrecidos a grandes clientes (FERC, order 727 and order 728).
- **Respuesta de la demanda en emergencia.** Este tipo de programas proporcionan incentivos monetarios a los clientes para que reduzcan la carga en periodos donde se presente déficit de reservas (FERC, order 727 and order 728).
- **Capacidad de mercado.** Los clientes ofrecen reducciones en la carga como capacidad del sistema para remplazar la generación convencional. Son informados con anterioridad sobre los días en que se van a presentar eventos especiales de sobre demanda para que activen sus cargas que actúan como pequeñas unidades generadoras; así mismo, reciben incentivos que consisten en pagos adelantados (FERC, order 727 and order 728).

En los programas con base en el precio se evalúan los cambios en el consumo de energía eléctrica por parte de los participantes ante cambios en los precios de sus facturas. Así, el consumo de energía se ve determinado por la estructura del precio, el cual varía para temporadas de precios altos y bajos. Además de que la participación en este tipo de programas es voluntaria, la FERC también ha clasificado estas categorías de respuesta de la demanda según las órdenes 727 y 728 de la siguiente manera:

- **Tarifas de periodo de utilización.** Es un programa que consiste en una tarifa diferenciada para diferentes periodos. Suelen estar definidas para las 24 horas del día (FERC, order 727 and order 728).
- **Precios en tiempo real.** Consiste en una tarifa en la que el precio de la electricidad suele fluctuar, reflejando cada hora los precios de la energía en el mercado mayorista y las contingencias de la red. Los usuarios son informados sobre los precios en tiempo

real generalmente con un día de anticipación (FERC, order 727 and order 728).

Por otra parte, los programas de respuesta de la demanda requieren un sistema que registre y almacene el consumo de energía eléctrica y ofrezca las mediciones en el punto de recolección de datos para que desde allí se haga la gestión de la demanda. Este sistema supone toda una infraestructura de medición avanzada (AMI, *Advanced Metering Information*).

En el centro de control se concentra toda la información del consumo de la demanda —cuánto y cómo—, y dependiendo de estas cifras, se realiza el control sobre la carga. Para ello se requiere un *software* de medición y control de datos que provea al operador del sistema de datos confiables y actualizados de la demanda, incluyendo información sobre el flujo de energía. En el caso de que se trate de programas en tiempo real, el centro de control o el operador del sistema proveerá a los usuarios de información acerca de los pronósticos sobre el consumo de energía y las tarifas para las próximas horas.

## INTEGRACIÓN DEL ALMACENAJE DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS

Los sistemas de almacenamiento de energía son una de las soluciones flexibles al problema de la disparidad temporal entre el suministro y la demanda de energía en el contexto de las redes de energía eléctrica inteligentes. El desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía descentralizado soportaría el desarrollo masivo de generación distribuida. Así mismo, el almacenaje de energía podría proveer un rango de aplicaciones y servicios a los operadores de los sistemas de distribución.

Aunque en principio hay varias tecnologías de almacenamiento de energía, incluidos los reservorios de agua en centrales hidroeléctricas, los sistemas de almacenamiento en el contexto de redes de energía eléctrica inteligentes están centrados en tecnologías basadas en baterías, que varían según el componente químico utilizado y que se fundamentan en el principio de reacciones electroquímicas de reducción y oxidación, mediante las cuales se transportan electrones a los electrodos. La principal característica de las baterías consiste en la alta densidad de energía, pero presentan limitaciones en cuanto al ciclo de vida útil y al costo

de los materiales utilizados. Entre los tipos de baterías más utilizadas están las baterías de ácido de plomo, de níquel e hidruro metálico, ion de litio y litio-polímero.

Los sistemas descentralizados de almacenaje podrían impactar la administración de la red de distribución en diferentes áreas funcionales, entre éstas la administración de operación de la red, los sistemas de servicios y el negocio por utilidades de los operadores de red. Específicamente, en el tema de la administración de la red de distribución, la integración de almacenaje desacopla la operación de suministro y consumo instantáneo de energía eléctrica, incluyendo la opción de facilidades de almacenaje que pueden ser despachadas para suministrar energía. Por otro lado, en cuanto al tema de provisión de servicios, las facilidades de almacenaje de energía podrían aumentar la calidad del servicio (regulación de voltaje, corrección del factor de potencia, entre otros), y aumentar la seguridad por la provisión de energía de respaldo. El recurso de almacenaje de energía podría participar activamente en los mercados de energía.

Las tecnologías de almacenaje de energía instaladas dentro de las redes de media y baja tensión pueden proveer un rango amplio de funciones y capacidades para soportar y optimizar la operación de las redes de distribución. Sin embargo, actualmente hay muy pocas indicaciones para guiar la integración de almacenaje de energía descentralizado en las redes de distribución, lo cual podría generar incertidumbre entre operadores de sistemas de distribución y operadores de almacenaje, si no existen acuerdos necesarios entre actores de servicios de energía en varios temas, tales como conexión de las facilidades de almacenaje y derechos de acceso a las redes.

Las tecnologías de almacenaje de energía han demostrado capacidades únicas para afrontar algunas características críticas en la operación de los sistemas de potencia. El almacenaje de energía eléctrica tiene el potencial para convertirse en una tecnología emergente, indispensable para la integración de energías renovables y lograr metas de reducción de CO<sub>2</sub>.

El almacenamiento de energía puede tener tres roles en los sistemas de potencia de energía eléctrica. El primer rol consiste en la reducción de los costos de la energía por el almacenaje en periodos de baja demanda, donde el precio de mercado es menor, y luego usar la energía en periodos de alta demanda. Otro rol de la

integración del almacenaje de energía en los sistemas de potencia consiste en la mejora en confiabilidad en el suministro de energía, dado que podrían respaldar a los sistemas en caso de fallas no esperadas en el sistema. El tercer rol de la integración del almacenaje de energía en los sistemas de potencia consiste en proveer servicios auxiliares, como regulación de voltaje y frecuencia.

## RETOS EN LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Desde el punto de vista de la generación de energía eléctrica, el cambio de la red actual en una nueva red que cumpla con criterios de sostenibilidad está dado en función del remplazo de fuentes convencionales de energía (recurso primario: gas, diésel, carbón, fusión nuclear) por fuentes no convencionales de energía (recurso primario: radiación solar, velocidad del viento, entre otras). Los planes energéticos encaminados a la integración de fuentes de energía no convencional están creando retos económicos, operativos y regulatorios. En términos económicos, las fuentes no convencionales de energía compiten en mercados de energía dominados por fuentes basadas en recursos convencionales no renovables. En términos de operación, los retos se presentan debido a la naturaleza volátil e intermitente de los recursos renovables (radiación solar, velocidad del viento, entre otros). Estos retos pueden ser direccionados a través del almacenamiento de energía a gran escala. De hecho, el almacenamiento de energía eléctrica es un tema clave para la transición de la red actual hacia una red de energía eléctrica inteligente.

## CONTEXTO NACIONAL DE REDES INTELIGENTES

Se destaca el hecho de que actualmente el Ministerio de Minas y Energía, junto con las entidades de planeación energética (UPME) y la entidad de regulación de energía y gas (CREG), así como representantes del sector eléctrico, están en el proceso de definición de las reglas que la Ley 1715 aprobaba en mayo de 2014. Esta ley establece el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía (FNCE) en el Sistema Interconectado Nacional mediante su integración al mercado eléctrico. Así mismo, crea los mecanismos regulatorios para la remuneración de la aplicación de la respuesta de la demanda.

El artículo 2 de la Ley 1715 de 2014 establece que “le corresponde al Estado colombiano, representado por las entidades relacionadas, que se desarrollen programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía, así como la penetración de las fuentes no convencionales de energía en la canasta energética colombiana”. De esta manera, se expedieron dos decretos en diciembre de 2014: el 2 de diciembre de 2014 se firmó y publicó el Decreto 2469, que determina los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, mientras que el 3 de diciembre de 2014 se publicó el Decreto 2492, que adopta disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

El Decreto 2469 contiene cinco artículos. El primero dispone condiciones de simetría de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala. El segundo artículo menciona que debe crearse y firmarse un contrato de respaldo entre los autogeneradores a gran escala y el operador de red o transportador. El artículo tercero afirma que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) debe establecer el límite mínimo de autogeneración a gran escala. El artículo cuarto fija los parámetros que serán utilizados para otorgar la naturaleza de autogenerador a un generador. El artículo quinto menciona que el Decreto 2469 rige a partir de la fecha de firma. En el momento en que se escribe este artículo, las entidades de regulación y planeación cuentan con máximo seis meses para expedir la reglamentación de los artículos mencionados (Decreto 2469 de 2014).

El Decreto 2492 contiene cinco artículos acerca de disposiciones para la implementación de la respuesta de la demanda. El artículo primero dispone que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) debe incluir esquemas de remuneración para la gestión eficiente de la energía. El artículo segundo dispone que la UPME debe considerar criterios de respuesta de la demanda en los planes de expansión. El artículo tercero es clave en el contexto de redes inteligentes, dado que menciona que la CREG debe diseñar los mecanismos necesarios para que los usuarios voluntariamente puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El artículo cuarto modifica el artículo tercero

del Decreto 388 de 2007 en cuanto a la conformación de áreas de distribución (ADD) y cargos por uso únicos por nivel de tensión de suministro y hora del día. El artículo quinto menciona que el Decreto 2469 rige a partir de la fecha de firma. A la fecha, las entidades de regulación y planeación cuentan con máximo doce meses para expedir la reglamentación de los artículos mencionados (Decreto 2469 de 2014).

## CONCLUSIONES

Las redes de energía están experimentando una transformación definitiva hacia una nueva generación de redes de energía eléctrica inteligentes que utilizan tecnologías digitales de la información y las comunicaciones. La integración de nuevos recursos energéticos como respuesta a la demanda, almacenaje de energía y fuentes de energías no convencionales genera nuevas perspectivas en la operación y en los mercados de energía eléctrica. De esta manera, la respuesta a la demanda activa la participación de los usuarios en los mercados de energía, ofreciendo desde servicios simples como desconexión de carga, hasta la entrega de energía a la red de distribución local. En algunos países las estrategias de respuesta a la demanda están reguladas y operan satisfactoriamente en un contexto de competencia. En Estados Unidos, las órdenes regulatorias 727 y 728 han creado un sistema de reglas e incentivos para la participación de los usuarios en los mercados de energía.

Las perspectivas de la aplicación de redes de energía eléctrica inteligentes en Colombia están ligadas estrechamente a la Ley 1715 de 2014 y a los decretos 2469 y 2492, que estipularán las disposiciones regulatorias para la implementación de mecanismos de respuesta de la demanda y los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Resoluciones posteriores, que se publicarán durante el primer tercio de 2015, definirán la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas.

La Ley 1715 podrá representar un precedente importante en la operación de la red de energía eléctrica en Colombia, ya que permitiría la integración de tecnologías denominadas redes inteligentes y que han sido presentadas en este artículo. La reglamentación de la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN incrementaría la oferta de energía en un entorno

de competencia. Más importante aún, incentivaría la inversión en fuentes no convencionales de energía, impulsando la penetración de estas fuentes en la canasta energética colombiana.

El marco regulatorio que actualmente están construyendo la CREG y la UPME, lideradas por el Ministerio de Minas y Energía desempeñará un papel clave en la transformación del sector eléctrico en uno que cuente con redes de energía eléctrica inteligentes.

## REFERENCIAS

- Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (2012). Report: *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*.
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (2008). Report: 727 and 728: Federal Energy Regulatory Commission survey on Demand Response, Time-Based Rate Programs/Tariffs and Advanced Metering Infrastructure.
- International Electrotechnical Commission (IEC) (2011). *Electrical Energy Storage, white paper*.
- Ley 1715 de 2014, Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
- Decreto 2469 de 2014, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia.
- Decreto 2492 de 2014, Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia.