



REFERENCIAMIENTO SERVICIO DE DEMANDA ACTIVA

DOCUMENTO DE TRABAJO

Diciembre de 2017

COLOMBIA INTELIGENTE

Somos una red colaborativa, conformada por empresas y entidades, para la inserción integral y eficiente de los sistemas inteligentes a la infraestructura del sector eléctrico colombiano con el propósito de disminuir riesgos y maximizar beneficios a los actores de interés.

Principios:

- **Fomentar** el desarrollo de soluciones tecnológicas integrales para viabilizar la inserción de los sistemas inteligentes.
- **Acelerar** la creación de valor mediante un proceso de coparticipación intersectorial.
- **Compartir** conocimientos y experiencias para fortalecer el desarrollo tecnológico de las empresas y entidades.

Miembros



NOTA DE RESPONSABILIDAD –

Las opiniones que contenga este documento son parte de un ejercicio en desarrollo de identificación y análisis sectorial para consolidar acciones de transformación del sector eléctrico colombiano y no necesariamente representan la opinión oficial de una entidad o empresa de la Organización Colombia Inteligente.

La información contenida en este documento de trabajo podrá ser reproducida en cualquier medio o formato siempre y cuando se mencione explícitamente a Colombia Inteligente.

Colombia Inteligente
Todos los derechos reservados 2017 ©

Presentación del Documento

Este documento tiene como objetivo realizar un referenciamiento para identificar el potencial de demanda activa¹, bajo diferentes escenarios de incentivo adaptables a Colombia, con base en la caracterización de la demanda para fomentar su implementación.

En este sentido se ha estructurado de la siguiente manera:

1. *Estado del arte en demanda activa*: contiene la descripción general de las actividades y participación de la demanda activa en los sistemas eléctricos.
2. *Mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda*: caracterización de los mecanismos para incentivar los programas de respuesta de la demanda a nivel internacional.
3. *Contexto Internacional en mecanismos de respuesta de la demanda*: análisis de experiencias internacionales, en diferentes tipos de mercados, en la integración de mecanismos para promover la participación de la demanda activa.
4. *Línea base para Colombia*: descripción de las políticas y regulaciones implementadas en el país, así como los estudios e investigaciones adelantadas por las universidades y otras instituciones. Finalmente, algunas experiencias adelantadas por las empresas a nivel nacional.

Finalmente, como anexo, se presentan definiciones relevantes para el desarrollo del presente documento.

Grupo de trabajo colaborativo en demanda activa

La construcción de este documento se realizó con la participación de miembros de las siguientes empresas y entidades:

- CELSIA S.A. E.S.P.
- CODENSA S.A. E.S.P.
- EMCALI S.A. E.S.P.
- ISAGEN S.A. E.S.P.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINIERO ENERGÉTICA – UPME.
- UNIVERSIDAD DE LOS ANDES.
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- XM S.A. E.S.P - FILIAL GRUPO ISA.

¹ El termino Demanda Activa corresponde al título del proyecto y se utiliza a lo largo del documento para referirse a la participación activa del lado de la demanda en los diferentes servicios o mercados de los sistemas eléctricos.

Contenido

- 1. ESTADO DEL ARTE.....6
- 2. MECANISMOS PARA INCENTIVAR LA RESPUESTA DE LA DEMANDA 10
 - 2.1. Mecanismos basados en precios..... 10
 - 2.2. Mecanismos basados en Incentivos..... 11
 - 2.3. Modelos de negocio en repuesta de la demanda 12
- 3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES..... 13
 - 3.1. PJM Interconetion 16
 - 3.2. ISO New England (ISO-NE) 17
 - 3.1. Alberta (AESO) 17
 - 3.2. Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) 19
 - 3.3. Corea del Sur 19
 - 3.4. Brasil..... 21
- 4. LÍNEA BASE PARA COLOMBIA 22
 - 4.1. Políticas y regulación en Colombia 22
 - 4.2. Artículos científicos en demanda activa 24
 - 4.1. Experiencias nacionales en programas de demanda activa 26
- ANEXO 1: DEFINICIONES 34

FIGURAS

Figura 1 Curva de Gartner Tecnologías Smart Grid (2016).....	9
Figura 2 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia.....	10
Figura 3 Comparación margen de reserva en los mercados	15
Figura 4 Comparación servicios de respuesta de la semana	15
Figura 5 Desempeño del programa de gestión de la demanda en Corea 2001-2011	20
Figura 6 Proyección de programa de gestión de la demanda en Corea.....	20
Figura 7 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia.....	22
Figura 8 Procedimiento para participación de la demanda en CxC	24
Figura 9 Evolución de publicaciones en Colombia	24
Figura 10 Cluster Map Instituciones en Colombia.....	25

TABLAS

Tabla 1 Modelos de negocio en respuesta de la demanda	12
Tabla 2 Descripción general de los Mercados Eléctricos	14
Tabla 3 Descripción general de programas de respuesta de la demanda	16
Tabla 4 Programas implementados por ISO-NE	18
Tabla 5 Producción de grupos de investigación relacionada con las temáticas de este proyecto	27

1. ESTADO DEL ARTE

Los sistemas de gestión de la demanda son una de las aplicaciones que mejor se adapta a la necesidad de interacción de doble vía entre el distribuidor y el consumidor de energía dentro de lo definido en las premisas de las redes inteligentes (Yingxin, 2013). Esto permite controlar los picos de demanda de energía a través de incentivos económicos o medidas coercitivas como el aumento del precio de la energía en horarios pico para trasladar esos consumos a horas valle y así optimizar el uso de la infraestructura eléctrica (Shen, 2015).

Por otro lado, gracias a los avances tecnológicos que se han introducido en la infraestructura eléctrica, por ejemplo en los hogares, donde se cuentan con electrodomésticos y equipos tales como refrigeradores, congeladores, aires acondicionados, calentadores de agua y sistemas de calefacción, muchos de ellos permiten el control de su carga eléctrica a través de programas de gestión como son el control directo de carga y los sistemas de interrupción de carga (Shen, 2015). Otras cargas controlables como los sistemas de almacenamiento en baterías, el vehículo eléctrico conectado y cargado a la red, generación distribuida, entre otros, son cada vez sistemas más activos para participar en los programas de gestión de carga. En la propuesta de Shen, et al. (2015), las últimas tendencias tecnológicas como los recursos energéticos distribuidos, se denominan cargas de control activo ya que tienen capacidad de inyectar energía eléctrica a la red, mientras que las cargas que no pueden suministrar energía se denominan cargas de control pasivo.

En varios de los sistemas de respuesta a la demanda, los clientes firman los contratos de carga interrumpible con las empresas de servicios públicos y luego reducen la demanda en tiempos determinados cuando el sistema está en el período de carga máxima o en un momento solicitado por la compañía eléctrica. Sin embargo, en el entorno de las redes inteligentes, estos dispositivos controlables pueden comunicarse con un sistema de control superior. Las mediciones de las cargas controlables se envían al centro de gestión a través de una red de comunicación bidireccional, mediante la cual los clientes pueden proporcionar varios datos auxiliares acerca de consumo.

Uno de los retos que enfrentan los nuevos sistemas de control de la demanda se observa en el aumento del número de consumidores y productores de energía, cada vez más dispersos y de menor tamaño. El control de una sola carga aislada no genera un impacto significativo en la red eléctrica; no obstante, el control de cargas con alta incertidumbre y variabilidad se constituye en un reto a afrontar por los sistemas eléctricos. Adicionalmente, en un sistema de distribución local suelen convivir varios tipos de cargas, lo que hace difícil su gestión por métodos tradicionales. Sin embargo, la capacidad de contar con información en tiempo real gracias a los sistemas de redes inteligentes permite la recolección de información de forma rápida y su gestión dependerá de la capacidad de agregación de los sistemas de información de la gestión de la demanda. Esto permite trabajar en planeación de despacho por pronóstico a métodos de control interactivo en tiempo real (Shen, 2015).

Para implementar los sistemas de gestión de demanda es necesario contar con una serie de elementos que hacen parte de los sistemas de redes inteligentes. Debido a que las redes de distribución eléctrica cuentan con un alto número de usuarios y los puntos de conexión se multiplican con cientos de dispositivos en cada hogar o industria, es necesario aprovechar las ventajas que ofrecen las redes inteligentes y los dispositivos de control, los cuales pueden ofrecer información de generación, sensorica (ejemplo: temperatura, humedad, etc.), comunicación (medidores inteligentes) y actuadores (sistema de conexión y desconexión de cargas entre otras) (Tushar, 2016).

A continuación, se describen los elementos más representativos que pueden hacer parte de una red de distribución eléctrica inteligente que permita la gestión de la demanda según lo describe Tushar, et al., (2016) para elementos de Hardware:

- **Medidores AMI (Advance Metering Infrastructure):** Los medidores AMI hacen parte fundamental de los sistemas de redes inteligentes los cuales recolectan información y analizan los datos de uso de energía en distintos tipos de consumidores y comunica con otros aparatos de medición o a niveles centrales dicha información. Actualmente existen preocupación sobre los costos asociados de este tipo de medidores y los efectos en seguridad y privacidad que puedan tener con la información recolectada de los usuarios. Por tanto, protocolos de seguridad informática y planes de ciberseguridad deben ser implementados para mitigar este tipo de riesgos, como el DLScosem, resaltando la importancia de contar con un perfil único a nivel país.
- **HAN (Home Area Network) y NAN (Neighborhood Area Network):** Están son redes que se integran dentro de unidades residenciales o empresariales (HAN) para recolectar información de consumos de los distintos aparatos y cargas que se contengan en su interior a través de puertas de enlace unificadas (*Unified Home Gateway – UHG*). Los sistemas HAN son el componente esencial para establecer un sistema de gestión de energía residencial como parte de un esquema de gestión de respuesta a la demanda de redes inteligentes. De otra parte, las NAN son desarrolladas para conectarse a cada HAN y así mismo al concentrador de datos a través de varios protocolos de comunicación.
- **Los sistemas de energías renovables:** son tecnologías que con frecuencia hacen parte de las redes eléctricas inteligentes, su carácter de generación intermitente e impredecible los hacen activos que requieren sistemas de control con arquitecturas especiales, altamente flexibles para mantener el balance entre el suministro y la demanda, el voltaje y la regulación de frecuencia en tiempo real.
- **Componentes electrónicos de potencia:** son dispositivos inteligentes como los inversores de corriente DC/AC, los sistemas de transmisión de AC flexible y los conmutadores inteligentes se desplegarán cada vez más en varios componentes, como los sistemas de transmisión, los transformadores y los generadores de energía en la red inteligente, lo que permitirá ser más efectivos en los sistemas de control de demanda eléctrica.
- **Sistemas de almacenamiento de energía:** son elementos que permiten contar con respaldos de energía eléctrica y acumular la misma cuando la generación es alta, por ejemplo, cuando se cuentan con sistemas de generación renovable. Estos sistemas permiten contar con sistemas de respaldo cuando la demanda de energía es alta y evitar desperdicios cuando la demanda es baja.
- **Vehículos eléctricos:** este nuevo tipo de elementos de movilidad está transformando las demandas de energía eléctrica de los centros urbanos lo que ha llevado a la generación de nuevos modelos de abastecimiento y conexión con este tipo de vehículos (ejemplos: *Grid to Vehicle – G2V* ó *Vehicle to Grid - V2G*). Los vehículos eléctricos pueden llegar a actuar como elementos de almacenamiento móvil por tanto pueden proveer energía a la red de distribución. Los principales desafíos en este frente en encuentran en abordar cuestiones como el tiempo de respuesta rápida de carga, la distribución de energía, el diseño del protocolo de carga y la explotación del uso de dispositivos de almacenamiento en vehículos para la compensación de potencia y los servicios de regulación de voltaje y frecuencia.

Entre los elementos de software que se identifican como necesarios dentro de los sistemas de redes inteligentes para la gestión de la demanda se tiene (Tushar, 2016):

- **DRM conocidos como sistemas de gestión de respuesta a la demanda (Demand Response Management):** son sistemas de información que funcionan en doble vía conectados a los equipos de Hardware enunciados anteriormente, los cuales proveen de información para la gestión de la respuesta de la demanda eléctrica. Un DRM puede ser configurado de manera centralizada o de forma distribuida en agrupaciones o clúster de interés. Los sistemas DRM distribuidos suelen tener menor carga de procesamiento de información en sus algoritmos, comparado con los sistemas centralizados, pero esta última mejora los mecanismos de control global, por lo que su conveniencia debe ser evaluada en cada caso.

- **Estándar OpenADR:** Estándar abierto diseñado para que las empresas de energía comuniquen señales de respuesta de la demanda de forma segura a sus clientes, utilizando un lenguaje común y redes de comunicaciones basadas en IP (Internet Protocol).
- **Esquemas de formación de Precios:** son esquemas que permiten definir la dinámica de precios en el consumo de energía eléctrica, el esquema de precios tiene que ser beneficioso para la red en términos de reducción de costos operativos, reducción de precios en horas pico de energía y aumento de carga en horas valle. También debe ser económicamente atractivo para los consumidores mediante la reducción de sus facturas de electricidad, y no debe causar inconvenientes significativos para ellos cuando cambian su comportamiento de consumo de energía.
- **Sistemas de seguridad y privacidad:** en este aspecto es importante contar con sistemas de ciberseguridad que prevengan ataques o manipulación indebida en los sistemas de redes inteligentes.

Teniendo en cuenta los componentes que debe tener una red inteligente para poder gestionar los modelos de demanda, las estrategias de control deben ser definidas según las características de la red de distribución, a continuación, se detallan algunas de dichas estrategias (Shen, 2015). Si las cargas controlables son del mismo tipo y en un área distribuida, una estrategia de control central es la adecuada dado que las cargas tienen las mismas características controlables, el sistema de gestión de energía sólo decide qué parte de las cargas se reducirá y qué parte servirá para alcanzar el valor objetivo. Una microrred puede incluir diferentes tipos de cargas controlables. La estrategia de control de nivel inferior es similar al control central, y la estrategia de control de nivel superior se centra en la operación de coordinación y optimización (Shen, 2015).

Los Sistemas de gestión de respuesta a la demanda pretenden crear la tecnología suficiente para ayudar a los proveedores de energía a administrar programas relacionados con el manejo de la demanda de energía, y de esta manera mejorar el retorno sobre la inversión y mejorar el comportamiento del consumo de energía que beneficiara a los clientes que participen del sistema. Ahora bien, algunos proveedores de tecnología indican que la tecnología DRMS ha sido lenta, sin embargo, hay una tendencia hacia el traslado a este tipo de tecnologías en todo el mundo y a través de diferentes tipos de servicios públicos que indican un interés creciente en invertir y estudiar este tipo de tecnologías. Las empresas activas en este mercado son diversas, desde proveedores de sistemas operativos a gran escala hasta proveedores que manejan como único producto sistemas de DRMS. Las principales funciones de los DRMS permiten a los operadores de servicios públicos ver y añadir datos de cargas a un listado de disponibles para que controle la respuesta a la demanda, permitiendo identificar eventos y/o emitir señales de precios para realizar mediciones y verificación después de eventos. Hay muchas otras funciones y herramientas analíticas que se pueden construir sobre esta plataforma, lo que la hace escalable a las necesidades de la empresa y a las necesidades de los consumidores, por ejemplo, para definir las compensaciones a los clientes por la reducción de la carga.

Una de las posibles aplicaciones de los sistemas de respuesta a la demanda, es la gestión de activos de empresas industriales las cuales podrían llegar hasta tercerizar completamente la gestión de la energía de sus equipos industriales o hacerlos de manera parcial o sincronizada con los avisos de información que provea la empresa de distribución de energía (Mak, 2009). Sin embargo, esta tarea impone una serie de retos ya que aumenta la complejidad del sistema al requerir centralizar y gestionar una gran cantidad de datos los cuales deben ser llevados desde los medidores inteligentes del consumidor a concentradores y posteriormente a centros de gestión de datos. La red de comunicaciones requerirá de niveles de confiabilidad superiores al tener las tareas de transferir cantidades masivas de información ya que servirá como un enlace de control entre un centro de comando operacional conectados a diferentes aparatos en las instalaciones del cliente industrial. Los aparatos de control pueden ser desde bancos de capacitores, interruptores de control de conjuntos de dispositivos o de dispositivos específicos entre otras.

Generalmente cuando una empresa define un programa de respuesta a la demanda tiene dos alternativas para responder ante requerimientos de cambio de demanda:

- 1) Este puede reducir su consumo eléctrico en respuesta a los requerimientos de la empresa de distribución de forma discrecional o de manera automatizada cuando se han establecido previamente parámetros para realizar dichas desconexiones (por ejemplo, contratos de interrupción y disminución de demanda).
- 2) Puede enviar contraofertas para reducción de la demanda evitando la disminución de la carga utilizada. Esto se debe a que en consumidores industriales la solicitud de reducción de carga no es tratado como un asunto de mera inconveniencia como suele suceder en clientes residenciales, ya que muchas variables y restricciones operacionales deben ser tenidas en cuenta antes que los procesos productivos puedan interrumpirse (Mohagheghi, 2014).

Cuando las empresas reciben la solicitud de reducir su carga estas deben decidir si inician la generación eléctrica por sus medios de reserva los cuales pueden incluir generadores diesel o de gas, turbinas eólicas o paneles solares con la actual proliferación de fuentes no convencionales de energía, y así compensar la reducción de oferta de energía eléctrica en el sistema. También el uso de baterías ayuda a compensar este tipo de requerimientos en la respuesta a la demanda y están siendo parte integral de las capacidades industriales de muchas empresas. Muchas empresas también han aprovechado los programas de respuesta a la demanda para coordinar sus programaciones de mantenimiento con el fin de mejorar la gestión de activos, mejorando su confiabilidad y vida útil mientras se generan ahorros al evitar el consumo energético cuando los precios de la oferta eléctrica se incrementan, esta tendencia se ha popularizado recientemente y es centro de atención de investigaciones que permitan mecanismos computarizados de coordinación entre distribuidores y consumidores industriales.

De acuerdo con la curva de madurez tecnológica de Gartner mostrada en la Figura 1, las tendencias tecnológicas asociadas redes inteligentes, especialmente con respuesta de la demanda ya se encuentran en desarrollo y su madurez comercial, estando en la capacidad de incorporar y dar solución a los temas de eficiencia energética, confiabilidad de la red, balance de oferta demanda maximizando el valor para toda la cadena de valor y en especial estas capacidades habilitan la creación de nuevos productos y servicios e incluso el surgimiento de nuevos mercados de energía.

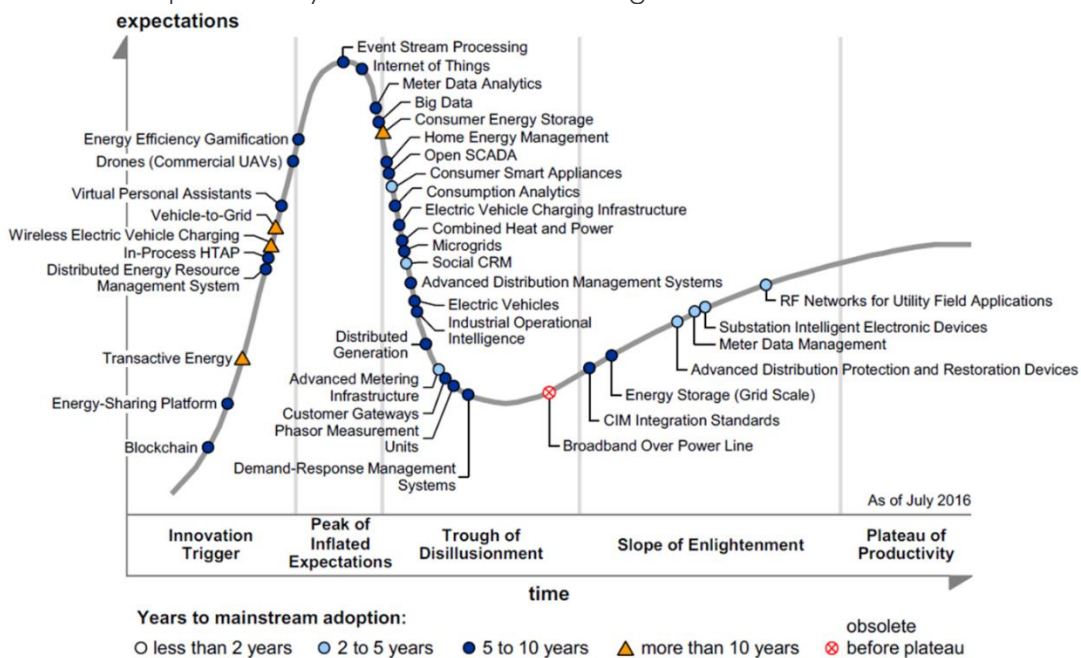


Figura 1 Curva de Gartner Tecnologías Smart Grid (2016).

Fuente: (Gartner Inc. , 2016)

2. MECANISMOS PARA INCENTIVAR LA RESPUESTA DE LA DEMANDA

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE por sus siglas en inglés) propone dos tipos de mecanismos para incentivar programas de respuesta de la demanda, los programas basados en precios y los programas basados en incentivos, que dependen del periodo en que se realiza la planeación de los sistemas de potencia como se muestra en la Figura 2.

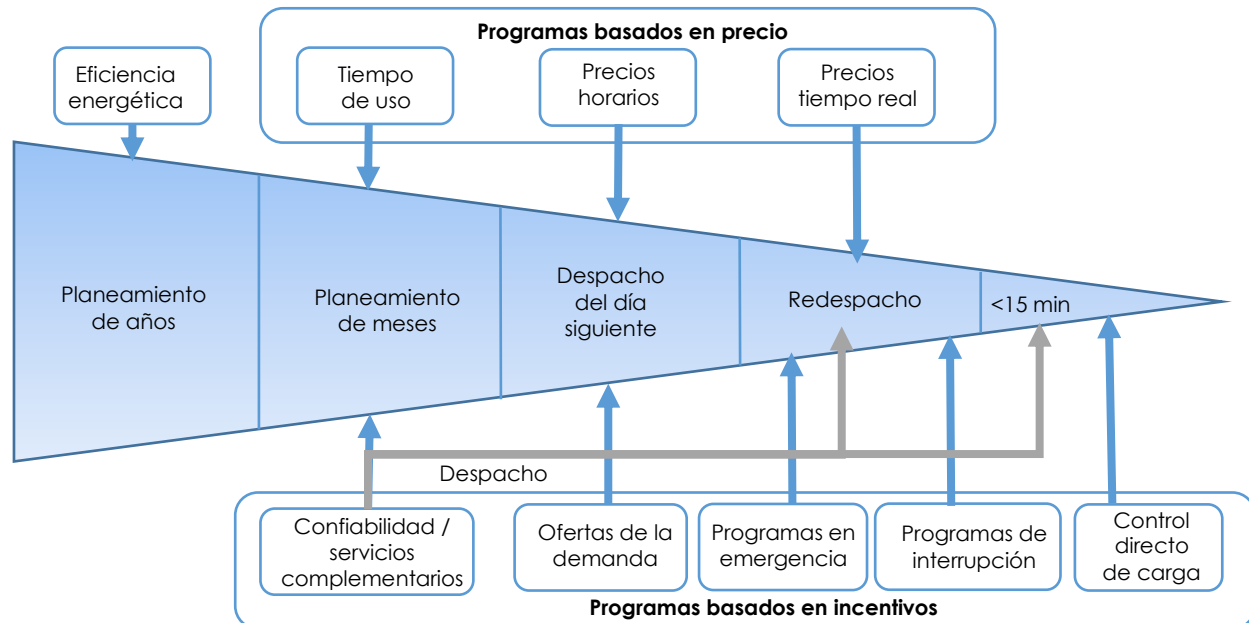


Figura 2 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia
Fuente: adaptado de (DOE, 2016)

Las señales de transformación del sector eléctrico apuntan hacia mayores requerimientos de flexibilidad para abordar los retos emergentes, como mayores exigencias de estabilidad y degradación de los activos, bajo este escenario el almacenamiento de energía eléctrica jugará un papel fundamental, gracias a sus beneficios técnicos y económicos, incluida la reducción de inversión en transmisión, generación e infraestructura de distribución, así como menores costos operativos para el sistema.

2.1. Mecanismos basados en precios

Los programas basados en precios son aquellos en los que la demanda responde a una señal de precio, en casos donde se presentan grandes consumos en horas cuyos costos del suministro de energía son altos. La señal de precio es trasladada al usuario final con el objetivo que este traslade su consumo hacia horas con precios más bajos, logrando así que se aplane la curva de carga. Existen variaciones de los mecanismos basados en precios, dependiendo del contexto del país y del mercado (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016).

- **Tarifas de tiempo de uso (Time-of-use rates):** El mecanismo de tarifas de tiempo de uso el usuario recibe un descuento por cambiar el uso de energía de periodos pico del día a horas no pico, cuando hay menor demanda de electricidad. Entre más uso de electricidad el usuario cambia a los horarios no pico mayor será el ahorro al que podrá acceder.
- **Precios en Tiempo Real (Real Time Pricing):** Con el mecanismo de precios en tiempo real el usuario recibe información del precio de la energía en cualquier momento, así este puede decidir en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica. Regularmente se aplica con periodos horarios, aunque pueden presentarse periodos de hasta 5 horas o intrahorarios. La aplicación de este mecanismo está estrechamente relacionada con la volatilidad del precio de la energía, ocasionada, por ejemplo, por eventos en el sistema por lo que el incentivo está en función del precio de la energía eléctrica.

- **Precios Picos Variables (Variable Peak Pricing):** Este programa es una combinación entre los dos casos anteriores, donde los precios para diferentes periodos se acuerdan independientemente, pero para ciertas horas del día, especialmente durante el pico de demanda el precio pactado depende del precio de la electricidad en dichas horas. Este mecanismo es usado para aplanar la curva de demanda durante periodos de escases que ocasionan precios de la energía altos.
- **Precio en Picos Críticos (Critical Peak Pricing):** El precio en picos críticos es usado cuando los comercializadores observan que se anticipan precios de bolsa altos, estos aumentan significativamente el precio de la energía eléctrica con el objetivo de desincentivar el consumo de energía durante el periodo crítico

2.2. Mecanismos basados en Incentivos.

Los programas basados en incentivos buscan modificar los hábitos de consumo de los usuarios a partir de estímulos económicos vía tarifa, disminución en la factura, contratos o dinero en efectivo. El pago recibido por el usuario es acordado previamente (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016).

- **Control Directo de Carga (Direct Load Control):** Con este mecanismo el usuario acepta desconectar cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo económico. Para ponerlo en práctica es necesario instalar dispositivos automáticos de conexión y desconexión. La frecuencia y duración de los cortes debe ser acordado por las partes y están diseñados especialmente para usuarios residenciales (Aplicaciones tipo termostato).
- **Carga Interrumpible/intermitente (Interruptible and curtailable):** Son programas diseñados para usuarios industriales y comprenden la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
- **Oferta de Demanda (Demand Bidding/Buyback):** En este mecanismo el programa de respuesta de la demanda es integrado al despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. En caso de que la oferta sea aceptada, es decir sea competitiva con los precios de producción el usuario debe desconectarse durante el periodo de tiempo ofertado y se le remunera la cantidad al precio ofertado o precio de bolsa.
- **Respuesta de la Demanda por Emergencia (Emergency Demand Response):** Este tipo de mecanismos presentan el pago de un incentivo económico a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en las reservas de potencia de energía o en condiciones de emergencia del en el sistema de potencia.
- **Mercado de Capacidad (Capacity Market):** En este tipo de programas los consumidores ofrecen reducciones de carga para reemplazar generación de fuentes convencionales, por contingencias que se presenten en el sistema. Los clientes reciben la notificación con algunos días de anticipación, y reciben un pago por adelantado por la prestación del servicio.
- **Mercado de Servicios Auxiliares (Ancillary Service Market):** Son programas donde los clientes pueden ofertar desconexiones de carga ante el mercado de energía mayorista como reservas operativas. En caso de ser aceptada su oferta, éstos reciben el precio de mercado por comprometerse a estar en espera. Si se necesitan sus reducciones de carga, el operador del mercado les notifica y esta desconexión puede ser pagada al precio de la energía en el mercado mayorista.
- **Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources (DER) Electric Vehicle (EV)):** Son programas donde el usuario aprovecha los dispositivos de generación o almacenamiento para participar en respuesta de la demanda, a partir de la inyección o consumo de energía de acuerdo a las necesidades del sistema.

2.3. Modelos de negocio en respuesta de la demanda

Además de contar con mecanismos de respuesta de la demanda, es necesario habilitar modelos de negocio que permitan a los participantes obtener ahorros o ingresos en contraprestación. En ese sentido, (IndustRE, 2017) ha diseñado 5 modelos de negocio como se muestra en la Tabla 1, en los que las principales fuentes de ahorro son el costo reducido de la energía eléctrica y el pago evitado o reducido de la red y otros cargos regulados, mientras que la principal fuente de ingresos es la remuneración obtenida a cambio de la provisión explícita de servicios de flexibilidad.

Los modelos de negocio identificados en la Tabla 1 son:

- (1) Reducción de facturas de electricidad
- (2) Proveedor de servicios del sistema
- (3) Contrato de suministro de electricidad con FNCER
- (4) Contrato de servicio de equilibrio con FNCER
- (5) Reducción de facturas de electricidad con FNCER in situ.

Tabla 1 Modelos de negocio en respuesta de la demanda
Fuente: Adaptado de (IndustRE, 2017)

Fuente de Ahorros/ingresos		Herramientas disponibles		
		Solo demanda flexible	+ Contrato con generador FNCER	+ Generación FNCER in situ
Ahorros	Costos de energía	Respuesta al precio del proveedor (reacciona a los precios que varían en el tiempo de un proveedor); Respuesta al precio de mercado (reacciona a los precios de mercado en tiempo real) 1	Suministro de electricidad a largo plazo (establecer un contrato de energía a largo plazo con FNCER) 3	Suministro de electricidad a largo plazo (a través del autoconsumo) 5
	Red y otros cargos regulados	TOU respuesta a la tarifa (reducir pico demanda de acuerdo con la estructura de la tarifa)		Respuesta de tarifas volumétrica con FNCER en el sitio (reducir la demanda neta)
Ingresos	Servicios al sistema	Servicios de equilibrio (proporcionar reservas para control de frecuencia y servicios de equilibrio); Otros servicios (capacidad, interrupción de carga, servicios de red) 2	Suministro del servicio de equilibrio bilateral (establecer un contrato de flexibilidad para soportar el balance de VRE) 4	

3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Dependiendo del contexto interno, diversos países han incorporado en el diseño de política pública los mecanismos descritos en el capítulo anterior. Su diseño y regulación depende principalmente de las características de los mercados eléctricos, ya sea de energía o de capacidad y de los servicios auxiliares, además de las características tanto de la generación como del comportamiento de la demanda. En general la elasticidad de la demanda ante las señales de precio ha sido aprovechada por los mercados para reducir los picos y aplanar la curva de demanda, para conseguirlo se han aprovechado los desarrollos tecnológicos en medición inteligente y telecomunicaciones, en busca de proveer a los usuarios información acerca del comportamiento de los precios de la energía en tiempo real, permitiendo que estos puedan tomar decisiones sobre su consumo.

La respuesta de la demanda puede participar de forma directa o indirecta en la formación de precios en los mercados eléctricos. En forma directa, mediante la oferta en cantidad y precio para competir con otros recursos en los diferentes mercados, dicha oferta puede hacerse de manera individual o por medio de agregadores; mientras que la participación en forma indirecta, consiste en la respuesta de la demanda a las señales de precio en periodos de alta demanda o escases de recursos, reduciendo o trasladando su consumo, esta situación hace que la curva de demanda baje y se necesiten menos recursos para atender la carga, situación que reduce los precios.

Otra de las alternativas de participación de la demanda es prestar servicios auxiliares, que en los sistemas eléctricos tradicionales son prestados por las unidades generadoras. Dependiendo del contexto regulatorio en cada país, la remuneración de estos servicios puede provenir de subastas por la prestación de los servicios o tarifas reguladas.

En el caso de Estados Unidos los programas de respuesta de la demanda están enmarcados en la orden 745 de la FERC de 2011, quien decidió que a los recursos de respuesta de la demanda se les pagara lo mismo que a los generadores en los mercados energéticos. La orden de FERC fue impugnada en el Tribunal de Apelaciones, en un caso que argumentaba que respuesta de la demanda era un producto minorista y, como tal, estaba fuera de la jurisdicción de FERC. Finalmente, el caso fue a la Corte Suprema de los Estados Unidos, que dictaminó en 2016 que la compensación de este tipo de recursos en los mercados mayoristas de energía cae bajo la jurisdicción de la FERC. En cuanto a la participación de los usuarios en programas de respuesta de la demanda en los Estados Unidos, según FERC (2017) en el año 2015 estuvieron involucrados aproximadamente 9.1 millones de usuarios, y aunque represento un decrecimiento del 2% respecto al 2014, regionalmente se presentan crecimientos en la participación, principalmente en la región coordinada por Northeast Power Coordinating Council (NPCC) y Southwest Power Pool Regional Entity (SPP RE).

En noviembre de 2015, la *Australian Energy Market Commission - AEMC*, preparó un informe en que se realiza una revisión de los mecanismos para respuesta a la demanda a nivel internacional, comparando varios mercados con diferentes características, regiones geográficas, mercados de capacidad o de energía y tipos de servicios auxiliares (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015). En la Tabla 2 se muestra una descripción general de los mercados analizados en el estudio y las características generales de los programas de respuesta a la demanda implementados.

Según el estudio adelantado por AEMC, la incorporación de la respuesta a la demanda está altamente influenciada por las características e incentivos dados para la participación de este tipo de recursos en la prestación de servicios auxiliares, una comparación de la participación de la respuesta de la demanda en las reservas de cada mercado es mostrada en la Figura 3, donde la mayor participación de las reservas en respuesta a la demanda la tiene el mercado de PJM, representando el 7% de la carga pico. Dicho porcentaje de participación depende de las características particulares de cada mercado, donde tiene un gran protagonismo la intensidad energética y la estacionalidad de la demanda.

Tabla 2 Descripción general de los Mercados Eléctricos
 Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

	Australia	PJM	ISO-NE	Ontario	Alberta	ERCOT
Modelo de mercado para respaldar la inversión en capacidad	Solo energía	Mercado de capacidad	Mercado de capacidad	Planificación Administrativa (Mercado de Capacidad en desarrollo)	Solo energía	Solo energía (y un pequeño programa de emergencia DR)
Mercado de Energía	Zonal Tiempo Real	Nodal Tiempo real y día siguiente	Nodal Tiempo real y día siguiente	Zonal Tiempo real (programación diaria pero no de mercado)	Zonal Tiempo real	Nodal Tiempo real y día siguiente
Precio Techo del Mercado	\$13,800/MWh AUD	\$2,700/MWh	\$4,050/MWh	\$2,000/MWh CAD	\$1,000/MWh CAD	\$9,000/MWh
Servicios Auxiliares	Regulación, Reservas rodantes, Reservas no rodantes	Regulación subir/ bajar: Rápida lenta Retardada	Regulación: 10 min rodante 10 min no rodante 30 min no rodante	Regulación: 10 min rodante 10 min no rodante 30 min no rodante	Regulación, Reservas de contingencia (reserva rodante, reserva suplementaria), Contingencia de Interconexión (LSSI)	Regulación, Servicio de reservas Servicio de reservas no rodantes
Periodo de las adquisiciones de servicios auxiliares	Diario	Diario	Mercado de reserva Día siguiente y co-optimizado en tiempo real	Mercado de adquisiciones a largo plazo Ofertas co-optimizadas en tiempo real	El mercado de reservas operacionales del día siguiente, no co-optimizado con energía	Diario
Agregadores de demanda	No	Si	Si	Si	No en energía Sí en algunos productos de AS	No en energía Sí en el servicio de respuesta de emergencia

Para cada mercado, en la Figura 4 se muestra la participación en los diferentes servicios prestados por respuesta de la demanda, en PJM la participación de los recursos se concentran en servicios de capacidad o de emergencia. Adicionalmente, se muestra una distinción entre los tres mercados donde gran parte de la respuesta de la demanda es despachable (PJM, ISO-NE y Ontario) respecto a aquellos en los que es no despachable. En PJM e ISO-NE, las cargas participan en el mercado de la energía por el lado de la oferta y se les paga el precio total de la energía al por mayor por las reducciones de carga, este pago es más que el costo que se evitaría si la carga estuviese pagando el precio mayorista y

simplemente redujera el consumo. El pago adicional actúa como un incentivo para que la respuesta de la demanda ofrezca en el mercado de energía en lugar de participar de una manera no despachable como carga sensible al precio. En Singapur, Alberta y ERCOT, no reciben un incentivo para ofrecer en el mercado y ser elegidos por el operador del sistema.

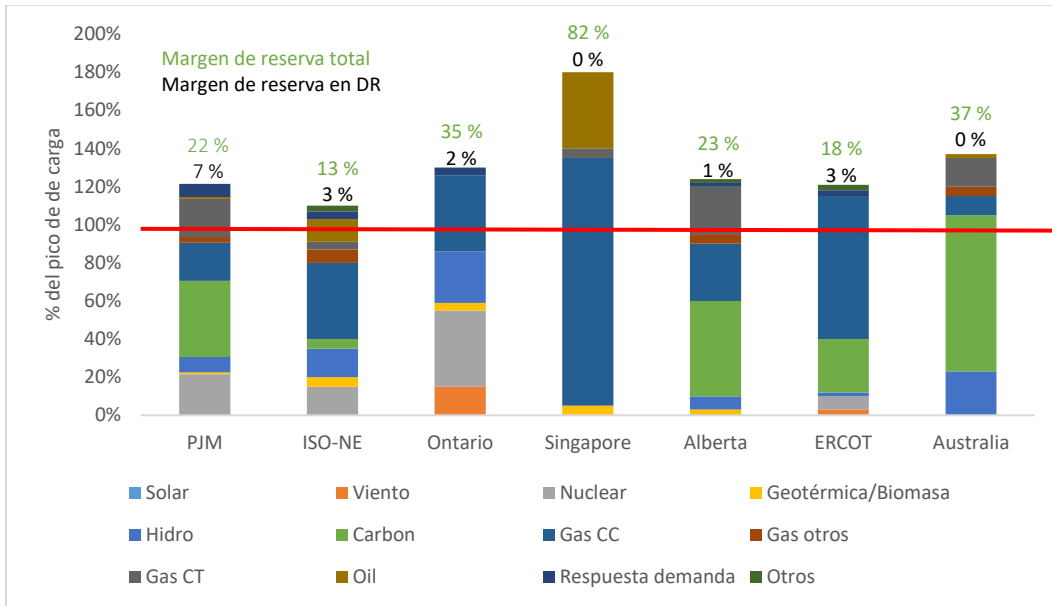


Figura 3 Comparación margen de reserva en los mercados Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

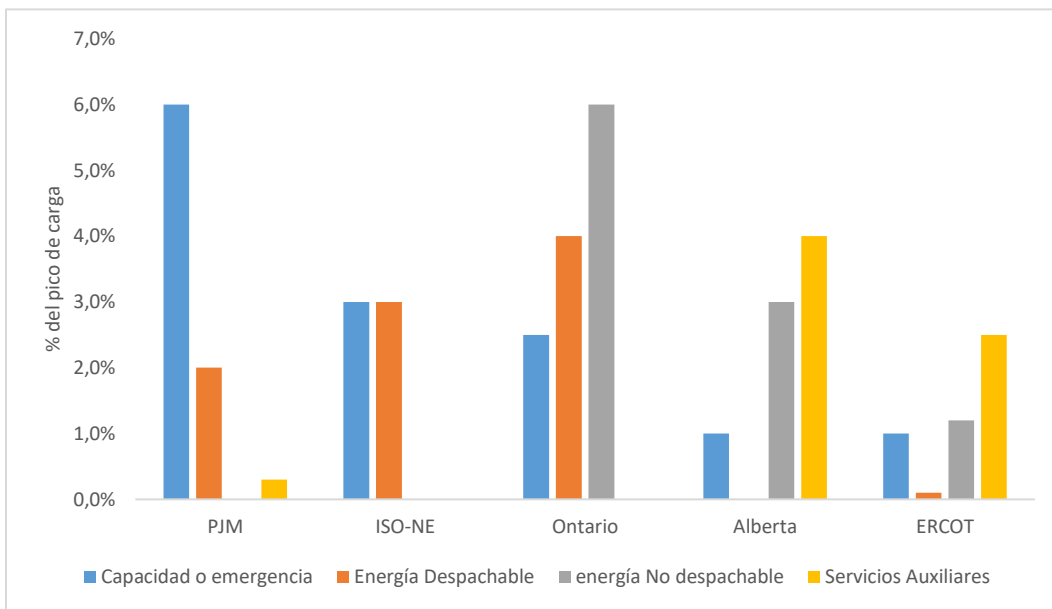


Figura 4 Comparación servicios de respuesta de la semana Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

Los mercados revisados por AEMC incorporan una gran cantidad de productos de recuperación ante perturbaciones en el sistema y han logrado diferentes niveles de penetración de respuesta de la demanda. En la Tabla 3, se resumen los programas de respuesta de la demanda en cada mercado, categorizados en términos del tipo de mercado o si presta servicios auxiliares.

Tabla 3 Descripción general de programas de respuesta de la demanda
Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

	PJM	ISO-NE	Ontario	Alberta	ERCOT
Capacidad o emergencia	Programa de respuesta de carga en emergencia (Mercado de Capacidad)	Mercado de capacidad	Programa de respuesta de la demanda transicional Carga despachable	Servicio de demanda oportuna	Servicio de respuesta en emergencia
Servicios auxiliares	Programa de respuesta de carga económica (reserva sincronizada y regulación)	Ninguno	Carga despachable	Reserva rodante y complementaria LSSi	Reservas (principalmente cargas incontrolables), Reservas no giratorias, regulación
Mercado de energía (además de señales de precio)	Programa de respuesta de carga económica (Energía)	Respuesta al precio en tiempo real, Respuesta al precio en tiempo real transicional	Carga despachable Programa piloto de respuesta de la demanda	Oferta del lado de la demanda	Recurso de carga controlable o Recurso de carga agregada (solo energía)

Por otra parte, (Navigant, 2017) reporta una capacidad inscrita para participar en programas de respuesta de la demanda a diciembre de 2016 (104 utilities, Smart Electric Power Alliance) de 13.629 MW de los cuales el 78% es despachable centralmente. Según Navigant, 2,7 millones de usuarios participan activamente a través de interruptores de carga, 613 mil con calentadores de agua y 968 mil con aires acondicionados.

A continuación, se resumen las características principales de los mercados internacionales y como han logrado incorporar incentivos de respuesta de la demanda.

3.1. PJM Interconetion

Dentro de las aplicaciones de respuesta de la demanda en los Estados Unidos se destaca los avances realizados por PJM *Interconetion*, gracias a la participación de forma directa de los agregadores en el mercado mayorista y la simetría de condiciones para los generadores y agregadores de demanda.

El mercado de capacidad en PJM permite la participación de la demanda desde su reestructuración en 2007 con dos programas, el primero de ellos es heredado de la regulación anterior y es denominado carga interrumpible por confiabilidad ILR (por sus siglas en inglés), el segundo es el programa de respuesta de la demanda en emergencia EDR. El mercado de capacidad, también conocido como RPM-*Reliability Pricing Model*, abre subastas de potencia con tres años de anticipación a la fecha de entrega y tres subastas incrementales a medida que el año se acerca. Los EDR participan en desde la primera subasta mientras que los ILR lo pueden hacer hasta tres meses antes de entrar en operación. Los recursos que resulten elegidos en las subastas deben responder a señales del operador y no a señales de precio, adicionalmente debe cumplir con un número predeterminado de desconexiones durante las estaciones y horas críticas.

Adicionalmente, PJM permite a la respuesta de la demanda participar en los mercados de corto plazo, tiempo real y del día siguiente. En 2014, de aproximadamente 9,000 MW participantes en el RPM, solo se registraron menos de 2,000 MW para participar en el mercado de energía de corto plazo, esta situación puede ser ocasionada porque el programa de mercado de energía es menos lucrativo que el programa de emergencia. En 2014, el programa de emergencia representó casi el 97% de los pagos a proveedores

de respuesta de la demanda en comparación con el 2.3% para el programa del mercado de energía y el 0.7% para las reservas sincronizadas.

3.2. ISO New England (ISO-NE)

Los mercados administrados por ISO-NE están divididos en tres tipos diferentes, el mercado de energía, de potencia y de servicios auxiliares, cada uno de ellos tiene características y condiciones de participación diferentes. El mercado de energía, por ejemplo, opera por precio marginal en 1000 nodos del sistema de forma horaria y tiempo real (5 minutos). La respuesta de la demanda puede participar tanto en el mercado de capacidad como en el mercado de energía siempre y cuando cumpla con ciertos criterios de calificación. Respecto a la participación de la respuesta de la demanda en el mercado de servicios auxiliares, estos empezaron a operar en julio de 2017, siguiendo los lineamientos por parte del operador de la orden 745 de la FERC.

En 2001, ISO-NE permitió por primera vez la participación de respuesta de la demanda en el mercado mayorista con el programa respuesta de la carga (*Load Response Program LRP*) que consistió en dos subprogramas, el programa de respuesta de la demanda (*Demand Response Program*) y el programa de respuesta al precio (*Price Response Program*). Los participantes del programa de respuesta de la demanda recibían una orden del operador y estaban obligados a reducir su demanda en los 30 minutos siguientes, mientras que los participantes del programa de respuesta al precio decidían si reducir la carga, cuando precio de compensación de energía fuera mayor o igual a \$ USD 100/MWh.

En 2003, el mercado se reestructuro y se diseñaron 3 nuevos programas para participación de la demanda, respuesta de la demanda en dos horas (*Real-Time Two-Hour Demand Response*), un programa similar al antecesor de 30 min, donde el usuario tiene dos horas para reducir su consumo; el programa de respuesta del perfil en tiempo real (*Real-Time Profiled Response*) en el que se permitió la participación del usuario sin contar con un agregador, la respuesta fue determinada estimando la línea base de consumo por cada usuario y usando control directo de carga. Finalmente, se diseñó el programa de respuesta de la carga en el mercado del día siguiente (*Day-Ahead Load Response DALRP*) en el que la respuesta a la demanda compite directamente en el mercado con los generadores tradicionales. Estos 5 programas se mantuvieron hasta el año 2010, año en que se creó el mercado de capacidad directa y solo se mantuvieron el programa de respuesta al precio y programa de respuesta de la carga en el mercado del día siguiente. Actualmente el operador se encuentra en un periodo de transición en busca de acogerse a las directrices de la orden 745 de la FERC. En la Tabla 4 se resumen los programas implementados por ISO-NE.

3.1. Alberta (AESO)

Aunque actualmente no se presentan ofertas por la demanda en el mercado mayorista, estos tienen la posibilidad de hacerlo sin mayores restricciones. Sin embargo, tienen una participación activa en el mercado de servicios auxiliares como reservas operativas suplementarias (no giratorias).

En 2011, AESO implemento un nuevo servicio auxiliar con la participación activa de la demanda denominado cobertura de carga para importaciones (*Load Shed Service for Imports- LSSi*) para incrementar la capacidad de importación de energía eléctrica a través de las interconexiones con sus vecinos *Western Electricity Coordinating Council (WECC)*, *British Columbia (BC)*, y *Montana*. Esto se logra porque las cargas que participan en el programa LSSi están en capacidad de ser desconectadas rápidamente por relés automáticos en respuesta a una reducción en la frecuencia después de un disparo en la interconexión. Al tener LSSi, el operador del sistema puede disminuir los límites de importación basados en la confiabilidad.

Tabla 4 Programas implementados por ISO-NE
Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

Programa	DALRP	Acción	Propósito	Pagos	Descripción
Respuesta de la demanda en tiempo real	Si	Despachable	Confiabilidad	Precio de la capacidad de compensación x cantidad de compensación	Los participantes deben reducir la carga dentro de los 30 minutos posteriores a la instrucción de despacho
Generación de emergencia en tiempo real	No	Despachable con límites	Confiabilidad	Precio de la capacidad de compensación x cantidad de compensación	El operador llama a la generación distribuida durante una reducción de carga del 5% y requiere de 10 minutos para implementarse. Operación limitada a 600 MW.
Respuesta del perfil en tiempo real	Si	Despachable	Confiabilidad	Mayor a 100 US\$/MWh	Retirado en mayo de 2010. Los clientes tenían control de carga individual pero no contaban con medición individual. El operador se basaba en mediciones estadísticas.
Respuesta de la demanda en dos horas	Si	Despachable	Confiabilidad	Mayor a 350 US\$/MWh	Retirado en mayo de 2010, las cargas deben interrumpirse dentro de los 30 minutos posteriores a las instrucciones del operador
Respuesta de la demanda en 30 minutos	Si	Despachable	Confiabilidad	Mayor a 500 US\$/MWh	Retirado en mayo de 2010, las cargas deben interrumpirse dentro de las dos horas de las instrucciones del operador
Respuesta al precio	Si	Voluntario	Económico	Mayor a 100 US\$/MWh	Cuando el pronóstico de tiempo real por hora o en tiempo real LMP es mayor o igual a \$ 100 / MWh, el ISO puede abrir el período de elegibilidad y las cargas pueden ofertar.
Respuesta de la carga en el mercado del día siguiente	Las cargas no reciben pagos adicionales más allá del pago del mercado de energía. El programa voluntario está diseñado para aumentar la fiabilidad del sistema al permitir que las cargas participen en tiempo real para las reducciones de carga, durante las horas en que el activo no participa en el mercado del día anterior.				

En su primer año, las cargas participantes en LSSi tenían al menos 100 MW disponibles para ser desconectados en el 85% de las horas, aumentando la capacidad de importación en 23,5% del tiempo. En horas que LSSi estaba operando, se usó un promedio de 137 MW para desconexión. Esto dio como resultado el aumento de la capacidad máxima de importación de Alberta, pasando de 650 MW en los 3 años anteriores a 700MW durante el año 2011. La AESO encontró en su revisión de LSSi que la mayor capacidad de importación llevó a 103.000 MWh adicionales al mercado de Alberta entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013. La AESO es el único comprador de servicios auxiliares en un mercado diario. Además de las reservas operativas, AESO adquiere servicios auxiliares adicionales que incluyen LSSi a través ofertas de los usuarios. Actualmente, las cargas individuales o agregadas de más de 5 MW están calificadas para proporcionar reservas suplementarias.

Desde 2013, cinco cargas individuales y un agregador han participado en este mercado, el nivel máximo de participación de las cinco cargas individuales ha sido de aproximadamente 120 MW y 60 MW de la carga agregada. De los cinco participantes individuales, tres son cargas químicas y dos son cargas de industrias de pulpa y papel. Las cargas participantes representan un promedio del 17 % del requerimiento de reserva suplementaria diaria de AESO, y proporcionaron más del 50 % del requisito en al menos 10 días en 2014.

3.2. Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

ERCO opera el mercado de energía eléctrica en Texas con un precio límite de 9.000 US\$/MWh, y a diferencia de ISO-NE y PJM no cuenta con un mercado de capacidad. Además, ERCO no está sincronizado con el resto de Estados Unidos, por tanto, no está sujeto a la supervisión de la Comisión Reguladora de la Energía Federal (FERC).

ERCO cuenta con varios tipos de respuesta de la demanda, en primer lugar, cuenta con cerca de 1.400 MW de reserva para el control de subfrecuencia en el programa *Responsive Reserves*. Además, ERCO permite a la respuesta de la demanda participar en el mercado de energía, aunque la participación actual es mínima. Finalmente, cuenta con el programa *Emergency Response Service (ERS)*, por el cual se le paga a cerca de 400 MW la disponibilidad para control directo de carga en periodos de escasez. Adicionalmente, se estima que aproximadamente 700 MW responden a las señales de precio.

Bajo el programa *Load Acting as a Resource LaaR*, las cargas eran elegibles para proporcionar reservas en el mercado. Los participantes de LaaR tenían que cumplir requisitos similares a los generadores para proporcionar servicios auxiliares, incluida la instalación de equipos de telemetría y la demostración de su capacidad para responder a las instrucciones de despacho en el plazo requerido. Inicialmente el programa se limitó a proporcionar el 25% de la reserva, pero este límite se aumentó al 50% en 2006.

En 2011, ERCOT finalizó su implementación del programa *Controllable Load Resources (CLR)*. El programa CLR tiene requisitos más estrictos para la participación que el LaaR, lo que permite que las cargas brinden servicios de regulación y reservas, evitando los toques de participación. Los CLR deben poder responder automáticamente a los cambios de frecuencia de forma similar al control del regulador del generador, y responder a las señales de 2 segundos del operador del sistema de una manera similar a los generadores equipados con AGC. Sin embargo, la participación en el programa es mínima, alcanzando los 50 MW en 2014.

3.3. Corea del Sur

Los programas de respuesta de la demanda en Corea iniciaron en 1974 con la implementación de sistemas de tarifas diferenciadas combinada con programas de eficiencia energética, logrando reducciones de entre el 5% y el 7% de la demanda pico entre los años 2001 y 2011 como se puede observar en la Figura 5. Dicha reducción obedece a la implementación del programa de tarifas diferenciadas combinadas con incentivos para programas de eficiencia energética como almacenamiento térmico, iluminación y motores eficientes. Adicionalmente en 2001 se implementó un programa de control directo de carga.

El gobierno central se traza metas de reducción de la demanda pico proyectada, metas a las cuales se realiza una revisión bianual en el Plan Básico de Electricidad, la evolución de la meta de reducción de la demanda pico se muestra en la Figura 6 proyectando alcanzar una reducción de 15.854 MW para el año 2027 correspondiente al 12,5% de la demanda pico proyectada para ese año.

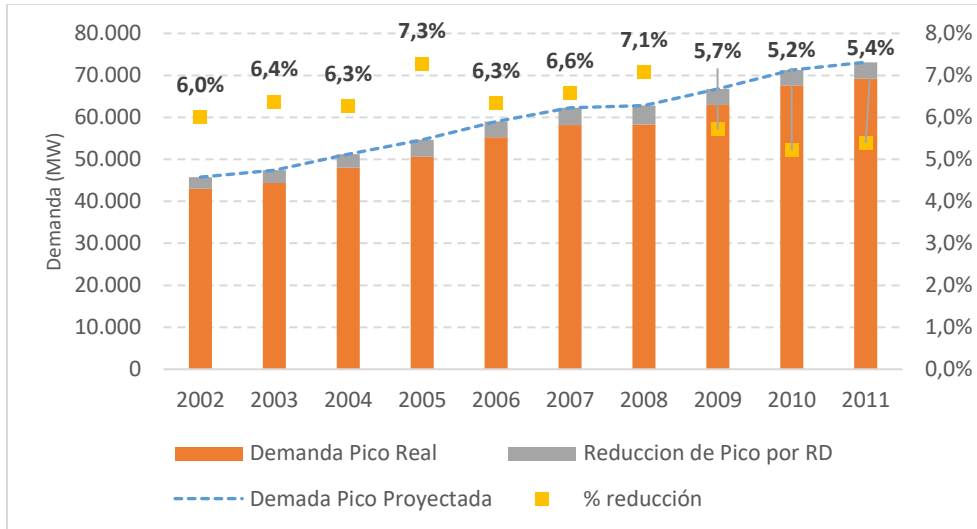


Figura 5 Desempeño del programa de gestión de la demanda en Corea 2001-2011
Fuente: adaptado de (Rhee & Park, 2015)

Estos objetivos son alcanzados gracias a la existencia de un mercado de contratos que permite a los consumidores reducir su carga en respuesta a una señal de emergencia en la operación del sistema, en dos clasificaciones de acuerdo al tiempo respuesta (10 o 30 minutos); además de permitir una reducción de demanda ante una señal de precios, dicho mercado se compone de incentivos, penalidades y precios desde el mercado minorista, donde se definen cantidades y tiempos de notificación, con capacidad para presentar reducciones hasta del 10% en demanda pico.

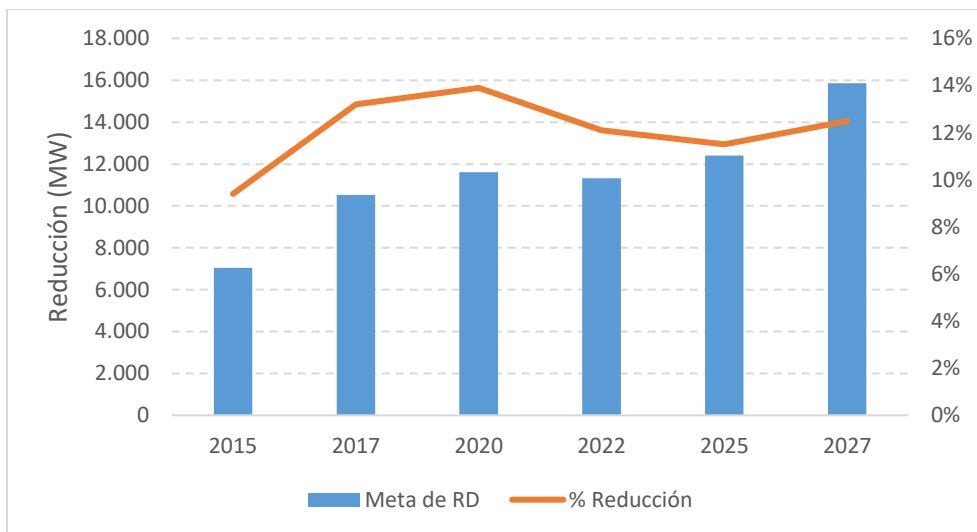


Figura 6 Proyección de programa de gestión de la demanda en Corea
Fuente: adaptado de (Rhee & Park, 2015).

Adicionalmente, desde 2014 se permite la participación de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico; logrando que además de los generadores, la demanda pueda realizar ofertas a KPX (Korea Power Exchange) por intermedio de los agregadores. El número de participantes en las subastas del mercado ha venido creciendo desde su implementación en 2014 cuando se presentaron 11 agregadores, en 2016 la participación subió a 19 y se espera que para 2017 estos alcancen una capacidad de 1.900 MW.

3.4. Brasil

En Brasil los programas de respuesta de la demanda iniciaron en 1988 con un programa de tiempo de uso, que implementa tarifas horarias (horas valle y horas pico) y estacionales (periodo seco y húmedo) para los clientes conectados en media y alta tensión. La tarifa horaria tiene dos componentes uno aplicable a la energía kWh y a la potencia kW (Gianelloni, Câmara, & Leite, 2015).

Además, en 2012 se reguló una nueva tarifa para los usuarios más pequeños, conectados por debajo de 2,3 kV. Dicha tarifa consiste en un solo componente en energía kWh, compuesta por tres rangos de precios: horas pico, horas intermedias y fuera de pico. Sin embargo, dicho esquema no ha sido implementado gracias a la indisponibilidad de equipos de medida en el 100 % de los usuarios que puedan soportar el esquema tarifario.

En la actualidad la tarifa para los usuarios residenciales tiene un fuerte componente que depende de las condiciones de los embalses hidroeléctricos, en el que se trata de dar señales a los usuarios para que respondan al precio cuando el costo de oportunidad del agua se encuentra alto, clasificados en tres niveles de costo marginal respecto a las condiciones del clima y de los embalses arrojado por el software de optimización NEWAVE. Desde su implementación el costo marginal se encuentra en el nivel más alto.

4. LÍNEA BASE PARA COLOMBIA

En el país se han venido adelantando estudios y propuestas para la aprovechar los beneficios de la respuesta de la demanda en el contexto nacional, en este sentido se analizaron los resultados desde tres perspectivas, en primer lugar, se realiza un levantamiento de la línea base en políticas públicas y regulación en la temática, posteriormente se resumen los principales resultados de investigación y finalmente se mencionan algunas experiencias de empresas y entidades del país.

4.1. Políticas y regulación en Colombia

La Presidencia en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades han venido desarrollando aspectos de política pública, regulación y planeamiento que permitan el desarrollo de programas de respuesta a la demanda en el sistema eléctrico nacional. Se destacan entre otros aspectos, los programas de uso eficiente de la energía y la Ley 1715 de 2014. En la Figura 7 se muestra la línea de tiempo del desarrollo en política pública y regulación para el país en los últimos años, las cuales se describen más adelante.

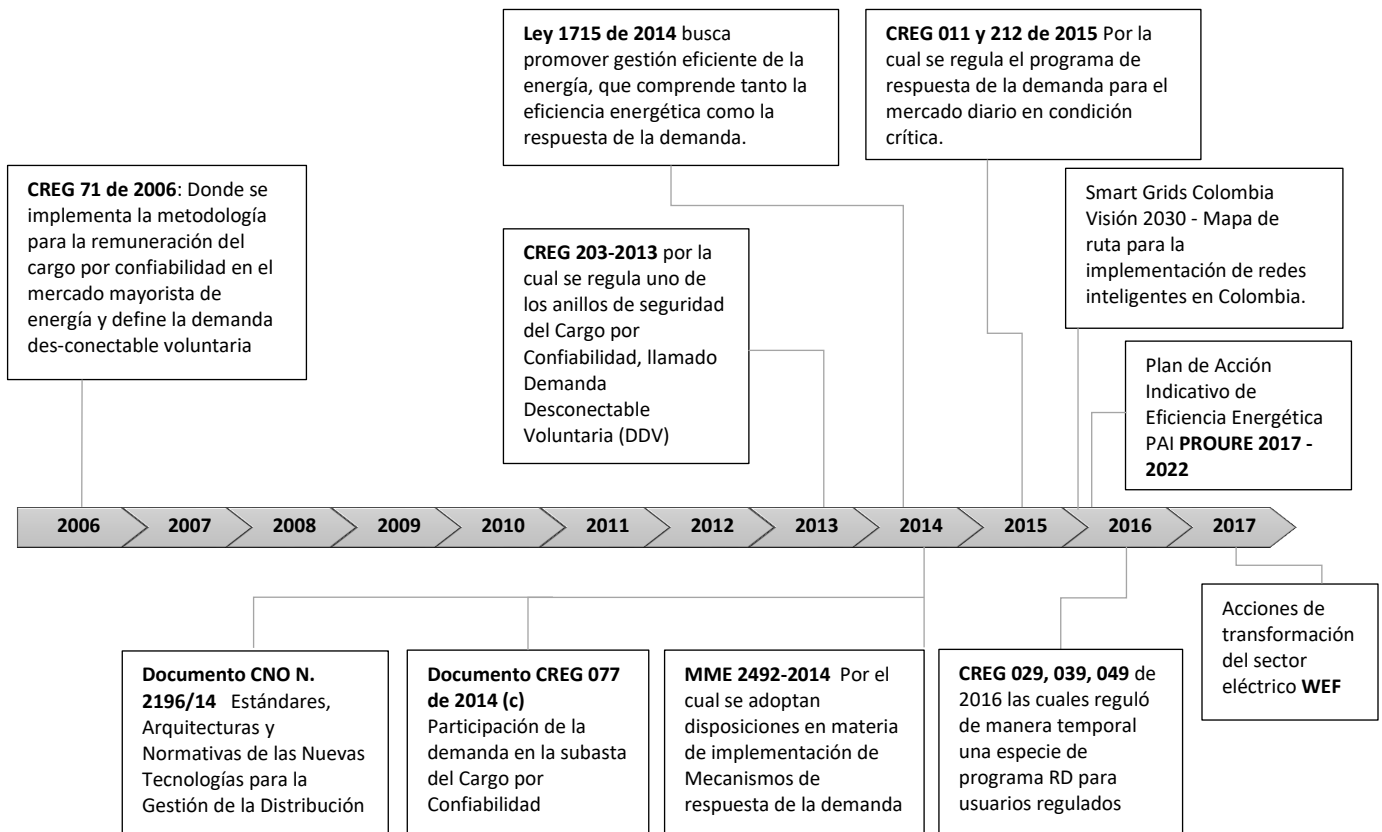


Figura 7 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia
Fuente: Elaboración propia

Con la Ley 697 de 2001 se declaró el programa de uso racional y eficiente de la energía - PROURE 2001, como un asunto de conveniencia nacional, el Ministerio de Minas y Energía estableció el programa de uso racional y eficiente de la energía y fuentes no convencionales como medida para hacer más eficientes los consumos eléctricos de distintos usuarios de energía eléctrica en el país. Para el sector residencial, por ejemplo, se enfocó a problemas como el alto consumo de electricidad por equipos de refrigeración de más de 10 años de uso, los cuales consumían mucha energía por fallas en su funcionamiento; la amplia utilización de bombillos incandescentes de 60 o 100W los cuales consumen mucho más que un bombillo del tipo ahorrador y el alto consumo de energía debida a la cocción por estufas eléctricas poco eficientes o consumo de agua caliente.

Adicionalmente, mediante la resolución CREG 71 de 2006, se implementó la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el mercado mayorista de energía y define la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).

Acorde con el documento “Estándares, Arquitecturas y Normativas de las Nuevas Tecnologías para la Gestión de la Distribución” remitido a la CREG por el C.N.O en fecha del 7 de marzo /14 – N. 2196 se ilustra como la evolución tecnológica de la industria eléctrica y en especial del sector eléctrico colombiano está mostrando serias tendencias que seguramente tendrán impacto en la planeación y operación de una red cada vez más distribuida, moderna e inteligente. En ese contexto, las nuevas tecnologías desarrolladas dentro del concepto de redes inteligentes han abierto todo un mundo de posibilidades, permitiendo a la demanda tomar parte activa en el mercado y en la operación como es evidente para recursos distribuidos de energía y de respuesta a la demanda (CNO , 2014).

Ahora bien, una de las señales para establecer programas de respuesta a la demanda se dio en la resolución CREG 203 de 2013, en la cual se regula uno de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad (DDV). La DDV es un mecanismo que tienen los generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas para respaldarse ante incumplimientos en la entrega de su OEF. El mecanismo busca que con desconexiones de usuarios no regulados se puedan respaldar los incumplimientos asociados a la OEF. Los respaldos se hacen a través de contrataciones bilaterales entre los generadores y los comercializadores que representan los usuarios ante el MEM (CREG, 2013).

Más adelante, mediante el decreto 2492 de 2014 el Ministerio de Minas y Energía adopta disposiciones en materia de respuesta de la demanda, en los que ordena a la CREG incluir en el diseño de los cargos de remuneración para transmisión y distribución tarifas horarias en busca de incentivar el uso eficiente de la infraestructura y reducir los costos de prestación del servicio. Además, ordena considerar criterios de respuesta a la demanda en los planes realizados por la UPME (MME, 2014).

Por otro lado, la CREG en el Documento 077 de 2014 menciona la posibilidad de que la demanda participe en las subastas del cargo por confiabilidad, según la comisión, la participación de la demanda permitiría mayor elasticidad y ayudaría a contar con un proceso más competitivo. Sin embargo, para conseguirlo la demanda debe contar con un esquema confiable que permita verificar la desconexión en caso se condiciones críticas. Finalmente, la comisión propone un esquema en el que la demanda participaría en las subastas del cargo por confiabilidad el cual se muestra en la Figura 8 (CREG, 2014).

Respecto a la representación por parte de los comercializadores a usuarios no regulados ante el Mercado de Energía Mayorista, se publicó la Resolución CREG 212 de 2015 con el objetivo de hacer reducciones de demanda en momentos donde se presenten altos precios en la bolsa de energía. Dicha reducción es verificada al día siguiente y remunerada como mínimo al precio de oferta realizado por el comercializador (CREG, 2015).

A raíz del fenómeno del niño presentado entre el año 2015 y 2016, la CREG expidió las resoluciones 029, 039, 049 de 2016, con las cuales reguló de manera temporal un programa respuesta de la demanda para usuarios regulados, el cual consistió en el cumplimiento de una meta de ahorro mensual por Comercializador, aplicable únicamente en el caso en que se presentaran precios de bolsa altos, penalizando a los clientes que sobrepasaran esa meta e incentivando los consumos inferiores. Las resoluciones estuvieron vigentes entre marzo y abril de 2016, logrando una reducción de demanda mensual cercana al 2.3% y 3% en los meses de marzo y abril de 2016 respectivamente.

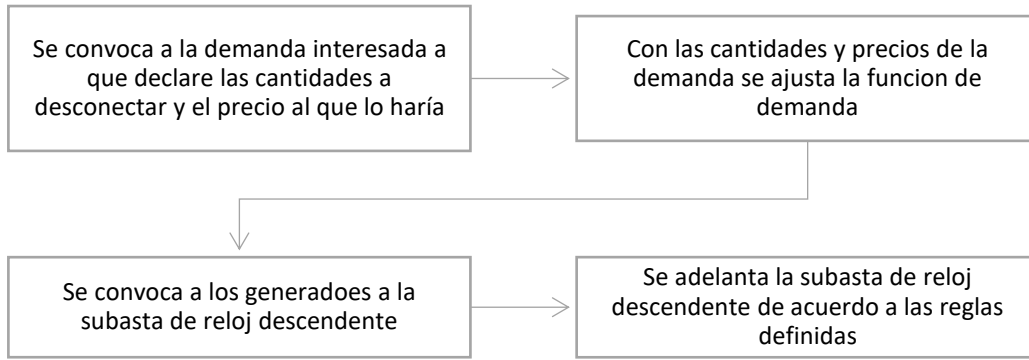


Figura 8 Procedimiento para participación de la demanda en CxC
 Fuente: adaptado de (CREG, 2014).

De otro lado, en febrero del 2016 se publicó el Mapa de Ruta de redes inteligentes 2030 para Colombia donde figura como uno de los grandes objetivos la diversificación de la canasta energética con penetración de nuevas Fuentes de Energía Renovables, lo que implica promover las nuevas tecnologías DER que poseen un conjunto de funcionalidades claves que incluyen para este caso la generación distribuida y el almacenamiento de energía. La incursión de estas tecnologías y sus funcionalidades según el estudio se estima que tenga una inserción entre el 1 y el 2,5 % del total de la potencia instalada para el año 2030 (BID-UPME, 2016).

4.2. Artículos científicos en demanda activa

La investigación en mecanismos de respuesta de la demanda no ha sido ajena a las actividades desarrolladas por las instituciones nacionales. Según la búsqueda realizada en la herramienta de análisis bibliográfico Scopus con la ecuación $TITLE-ABS-KEY(((Demand\ W/1\ Response)\ OR\ ("Time\ of\ Use")\ OR\ ("Real\ Time\ Pricing")\ OR\ ("Direct\ load\ control")\ AND\ Demand)\ OR\ (Demanda\ W/5\ (Activa\ OR\ gestión)))\ AND\ (LIMIT-TO\ (AFFILCOUNTRY,"Colombia"))$ con el objetivo de recopilar información acerca de los artículos científicos publicados en revistas indexadas por parte de autores nacionales se obtuvo un registro de 28 documentos a partir del 2008 y cuya evolución se muestra en la Figura 9.

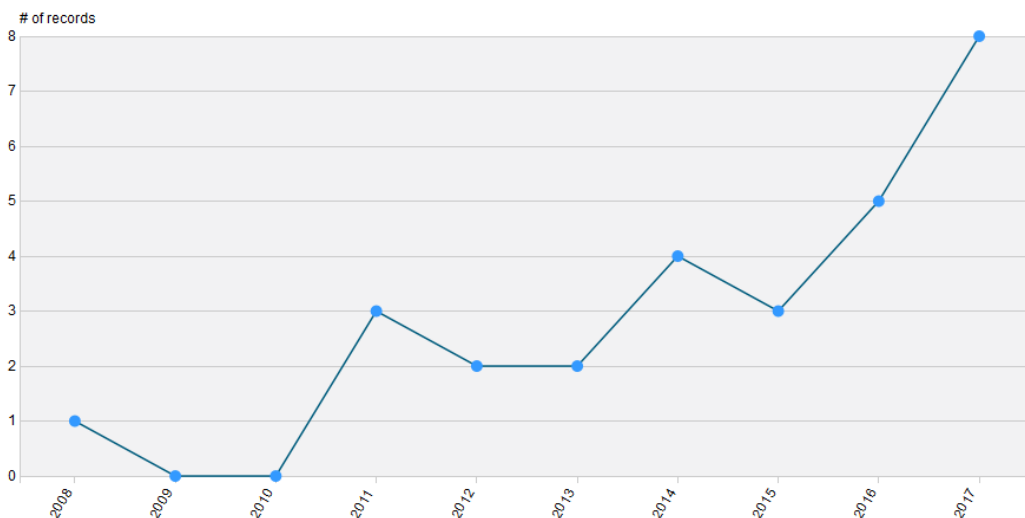


Figura 9 Evolución de publicaciones en Colombia
 Fuente: Elaboración propia

Las instituciones participantes en dichas publicaciones se destacan universidades alrededor del territorio nacional, con mayor número de publicaciones de la Universidad de los Andes y la Universidad Nacional,

predecible. Adicionalmente, en (García & Isaac, 2016) se plantea un método de optimización para incorporar almacenamiento en programas de respuesta a la demanda con el objetivo de bajar los picos. En ambos casos se obtienen resultados favorables para la implementación de este tipo de incentivos en el contexto nacional.

En cuanto al despacho económico se han encontrado beneficios como reducción del precio de la energía eléctrica y mejoramiento de la competitividad. En (Velasquez, Quijano, & Cadena, 2017) se plantea un modelo para que el operador tenga en cuenta estrategias de respuesta a la demanda dentro del despacho, mientras que en (Rojas, Quijano, & Cadena, 2015) se evalúa la participación activa del lado de la demanda en el mercado eléctrico colombiano como una estrategia para mitigar el aparente poder de mercado, dichos resultados muestran que para niveles aceptables de participación de la demanda, el precio de la energía se reduce en aproximadamente el 58% respecto a los escenarios en que las empresas tienen la oportunidad de ejercer poder de mercado.

El desempeño de la repuesta de la demanda en microredes en el contexto nacional también ha sido analizado, en (Mojica-Nava, Barreto, & Quijano, 2015) se analiza la operación óptima de una microred con recursos fotovoltaicos, almacenamiento y respuesta de la demanda, dicho análisis se lleva a cabo resolviendo un modelo de programación lineal incorporando metodología de juego de actores, que se utiliza para la toma de decisiones en el intercambio de potencia con la red, el patrón de carga y descarga del almacenamiento, la potencia comprada en el mercado spot y los cortes de carga asociados al programa respuesta de la demanda. Por otra parte (Chica, Rodríguez, & Piedrahita, 2015) analizan el despacho de una micro red de forma centralizada o descentralizada bajo el concepto de agregadores, la propuesta muestra no sólo una forma de iniciar un nuevo mercado para las microredes existentes, sino que también permite el diseño de nuevas microredes con recursos energéticos distribuidos como una forma de negocio en los mercados de energía para áreas aisladas.

En (Baretto Callejas, 2010) se identificaron una serie de barreras regulatorias para la implementación de programas de respuesta de la demanda en Colombia:

- Desconexión entre el precio de la energía en el mercado mayorista y el mercado minorista.
- Desincentivos para que las empresas distribuidoras promuevan los programas de respuesta de la demanda.
- Recuperación de costos e incentivos para habilitar la tecnología.
- Necesidad de desarrollar investigación.
- Insuficiente transparencia de mercado y acceso a la información.

Como conclusión (Baretto Callejas, 2010) recomienda que los organismos reguladores estimulen con incentivos económicos, con el objetivo de potenciar la implementación de programas de respuesta de la demanda en el país; así mismo, recomienda establecer metas de incorporación para este tipo de programas. Otros estudios como (Ramírez-Escobar, Alvarez-Bel, & Georgantzís, 2011), (Arias, Granada, & Castro, 2017), (Téllez, Chinchilla, Duarte, & Rosero, 2016) y (Cortina, López, & Muñoz, 2017) estudian beneficios para el sistema eléctrico, entre ellos la integración de vehículos eléctricos, medidores inteligentes y resiliencia del sistema ante atentados terroristas. Por otro lado, al buscar los proyectos y productos desarrollados a nivel local, se identificaron grupos de investigación, en la plataforma Scienti de COLCIENCIAS, que han trabajado en temas relacionados con esta la propuesta (COLCIENCIAS, 2017). Se usaron como palabras clave para la búsqueda “Respuesta de la demanda + energía”, “demand response”, “Gestión de la demanda”, “Load Management”, con los resultados que se relacionan en la Tabla 5.

4.1. Experiencias nacionales en programas de demanda activa

Las empresas encargadas de la prestación de servicios públicos en el país no han sido ajenas a la integración de mecanismos de respuesta de la demanda para mejorar sus indicadores de calidad y a prestación de nuevos servicios.

Tabla 5 Producción de grupos de investigación relacionada con las temáticas de este proyecto

Fuente: Elaboración propia. Datos: (COLCIENCIAS, 2017)

Nombre del Grupo	Clasificación	Productos	Universidad
Grupo de investigación en Potencia, Energía y Control - CALPOSALLEC	C	Trabajos de grado de pregrado: Impacto de un Programa de Respuesta de la Demanda en los Costos de la Expansión de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica	Universidad de la Salle
Grupo de Electronica y sistemas de telecomunicaciones	A1	Trabajo de grado de pregrado: Diseño de una red AMI para respuesta de la demanda en un sector de Bogotá	Universidad de los Andes
Planeamiento de Sistemas Electrónicos	A1	Publicado en revista especializada: An assessment of the impact of a demand response program on the Colombian day-ahead electricity market Trabajos dirigidos/Tutorías de otro tipo: Análisis de la respuesta de la demanda bajo un esquema de redes inteligentes Trabajo de grado de maestría o especialidad médica: Impacto de un Programa de Respuesta de la Demanda Eléctrica en el Sector de Gas Natural Pregrado: Análisis de la respuesta de la demanda bajo un esquema de redes inteligentes	Universidad Tecnológica de Pereira
Grupo de investigación en energías alternativas - GIEAUD	C	Publicado en revista especializada: Renewable generation and demand response integration in micro-grids: development of a new energy management and control system	Universidad Distrital Francisco José de Caldas
GIAP	A	Trabajo de grado de maestría o especialidad médica: Incentives in Demand Response Program	Universidad de los Andes
Grupo de Estudios en Ciencias Económicas - CIEC	C	Publicado en revista especializada: Modelo de gestión de la demanda energética integral	Universidad Militar Nueva Granada - Unimilitar
Electrical Machines & Drives, EM&D	B	Curso de Corta Duración Dictados: Gestión de la Demanda en Redes Inteligentes	Universidad Nacional de Colombia
Programa De Investigacion Sobre Adquisicion Y Analisis De Señales PAAS-UN	A1	Trabajos de grado de pregrado: Identificación De Oportunidades Para La Gestión De La Demanda En El Sector Industrial Colombiano Trabajo de grado de maestría o especialidad médica: Diseño de mecanismo para la gestión de la demanda para una población estratificada Maestría: Incentives in Demand Response Programs jóvenes investigadores "diseño de un mecanismo para la gestión de la demanda de energía eléctrica aplicando teoría de juegos y control cooperativo" jóvenes investigadores "evaluación del potencial de gestión de demanda para un grupo de usuarios a partir del análisis de sus perfiles de consumo proyectos universidad nacional Cuantificación de los efectos de la gestión de demanda e inclusión de generación distribuida en la confiabilidad de los sistemas de distribución con técnicas de predicción probabilística.	Universidad Nacional de Colombia
Potencia y Energía	A1	Publicado en revista especializada: Escort Evolutionary Game Dynamics Approach for Integral Load Management of Electric Vehicle Fleets	Universidad de los Andes

El programa de gestión inteligente de la demanda de CELSIA por ejemplo, ha logrado diseñar modelos de negocio para la implementación de un sistema distribuido para la gestión de recursos energéticos, que pretende que los usuarios alcancen ahorros en su facturación por mejor gestión de sus cargas y consumos y puedan incrementar sus ingresos por la participación en el nuevo negocio de gestión de la demanda, mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones y mejorar la toma de decisiones respecto a sus recursos por mayor disponibilidad y oportunidad de la información.

En el marco de un convenio realizado entre la UPME y la Universidad Nacional de Colombia, tanto CELSIA como CODENSA han trabajado en conjunto para la caracterización de los consumos de energía eléctrica de sus clientes. Mediante la aplicación de técnicas estadísticas, por ejemplo, algoritmos de k-

means se han logrado obtener diferentes clústeres que responden al comportamiento y los hábitos de los usuarios finales. Además de identificar el comportamiento de los usuarios, el objetivo de este tipo de estudios pretende identificar potenciales de participación en programas de respuesta de la demanda.

Como principales conclusiones del estudio se podría destacar:

- Es posible caracterizar la demanda a través de minería de datos. Sin embargo, es necesario enfocar los objetivos de la caracterización a los objetivos de cada empresa.
- La caracterización obtenida no es generalizable. No obstante, el método aplicado sí se puede generalizar con la disponibilidad de un mayor número de datos.
- Se logra una mejor distribución de los agrupamientos considerando no solo la forma de la curva de carga sino también el consumo total de energía.
- Los criterios de clasificación de estratos socio-económico no permite una buena caracterización respecto al consumo de energía eléctrica.
- La tarificación horaria y los mercados intradiarios son necesarios para lograr estos esquemas de respuesta a la demanda pues es muy difícil lograr mejores beneficios sin contar con este tipo de señales.
- Es necesario conocer y adoptar estándares de OpenADR como estándar país con un perfil específico aplicable y efectivo que genere las mejoras de eficiencia y competitividad de los precios, además de que asegure la competitividad.

XM, el operador del sistema también ha trabajado en la caracterización del consumo eléctrico del país por varios años, encontrando características de clasificación por tipo de usuario, región, periodo del año o día de la semana. De igual manera, XM en conjunto con la UPME y MME identificó cuatro temas emergentes para la introducción de respuesta de la demanda en el contexto colombiano (XM, 2014).

1. Confiabilidad del sistema
 - Es posible implementar de manera muy rápida un programa de DR diseñado para ofrecer respaldo adicional ante El Niño.
 - Un programa puede existir separado del mercado a corto plazo, mientras que todos los actores aprenden a utilizar el recurso.
 - Posteriormente, se puede integrar completamente la DR en los diferentes aspectos del mercado.
2. Seguridad del sistema
 - Respuesta de la demanda puede proporcionar alivio de la congestión en el SIN cuando se presenten muy altos costos de generación o indisponibilidades.
3. Economía del sistema
 - Respuesta de la demanda puede permitir una formación de precios más eficientes en el mercado spot y/o cubrir posiciones de riesgo de generadores, comercializadores o usuarios del MNR.
4. Herramientas para clientes C&I
 - La participación en programas de DR puede ayudar a los clientes C&I a reducir el gasto en electricidad y mejorar la efectividad del Uso Racional de la Energía.

La propuesta de XM presentada en 2014, comprende igualdad de acceso que consiste en que la respuesta de la demanda no debería depender de un tratamiento especial, ni subsidios para ser competitivo. No obstante, debería contar con igualdad de condiciones con respecto a los recursos tradicionales de generación. Igualmente, XM recomienda empezar con un programa, como lo han hecho otros países, debido a que un solo programa se puede construir de forma rápida sin mayores traumatismos, y puede ir evolucionando en funcionalidades y complejidad de acuerdo con la madurez del sistema. Para el operador del sistema, se debe aprovechar la infraestructura actual con que cuentan muchas empresas de distribución de energía como los medidores inteligentes para controlar la demanda en tiempo real y desarrollar plataformas informáticas que integren estos medidores con

sistemas Web o aplicaciones móviles que permitan el monitoreo y la realización de acciones del usuario en tiempo real.

Para tal fin XM propone varios esquemas para la masificación de esquemas de sistemas de gestión de la demanda como la creación de un agente agregador que sirva como intermediario entre usuarios y el centro nacional de despacho para reducir la cantidad despachada. También se propone el registro de grupos de respuesta de la demanda que puedan ser requeridos para seguridad en áreas específicas del sistema interconectado nacional. Adicionalmente, propone que se modifique la función objetivo del despacho económico sustituyendo la minimización de costos con la maximización del bienestar social considerando de forma explícita las ofertas del lado de la demanda.

Por otra parte, EMCALI ha venido ejecutando un proyecto que busca hacer más eficiente el uso de las redes de energía. El proyecto es financiado con recursos de la Agencia para el Comercio y el Desarrollo de los Estados Unidos USTDA, en alianza con la firma Innovari del estado de Texas. Además, participan activamente Almacenes la 14 y la Universidad del Valle. El proyecto consiste en la implementación de un sistema inteligente y dinámico de control de carga de energía, que permite gestionar la demanda de los grandes clientes (Almacenes la 14) en sus picos más altos, principalmente los sistemas de iluminación y aire acondicionado, además permite gestionar las plantas de generación instaladas in situ con la planta de emergencia del edificio Bulevar del Rio y optimizar el uso de la red eléctrica. Como resultado de su experiencia en proyectos de este tipo, en 2016 EMCALI preparó para la CREG una propuesta de regulación que busca implementar los sistemas automáticos de gestión de demanda (ADSM), donde se identifican beneficios para el operador de red, el usuario que participa de un programa de ADSM y el usuario que no participa, así:

Los beneficios para el operador de red son:

- Mayor eficiencia en el uso de sus activos, al desplazar los períodos de demanda máxima a otros períodos de menor exigencia para el sistema.
- Disminución de las pérdidas técnicas.
- Mejora en la confiabilidad del sistema.
- Menores costos operativos.
- Posibilidad de aplazar necesidades de expansión.
- Responsabilidad social.
- Aprovechamiento del parque de generación rodante y en stand by (plantas de emergencia) logrando menores costos de generación (aumento en la eficiencia del uso de las plantas).

Para el usuario que participa:

- Menores costos en el servicio de energía.
- Eficiencia energética.
- Automatización de procesos.
- Monitoreo en línea de variables ambientales.
- Responsabilidad social.
- Ingresos por participar en el esquema de gestión de demanda.

Para el usuario que no participa:

- Menores costos en la tarifa del servicio (menores costos de energía en el componente G y en las pérdidas).
- Menores costos trasladados por optimización de inversiones del OR.
- Mejora en la calidad del suministro.

Para el sistema en general:

- Mejora en las eficiencias operativas.
- Aplazamiento de expansión en generación.
- Aplazamiento de expansión en transmisión.

- Menores costos operativos en toda la cadena.
- Disminución de pérdidas técnicas.
- Mejora en la competitividad del sector.
- Uso eficiente de energía y de recursos técnicos.
- Mejora en la confiabilidad y en la respuesta a condiciones operativas y de contingencia, por un recurso con calidad de generación y respuesta inmediata.

Referencias

- Albadi, M., & El-Saadany, E. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11), 1989-1996.
- Arias, A., Granada, M., & Castro, C. A. (2017). Optimal probabilistic charging of electric vehicles in distribution systems. *IET Electrical Systems in Transportation*, 7(3), 246-251. doi:10.1049/iet-est.2016.0072
- Baretto Callejas, P. (2010). Implementacion de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia. *Revista de maestría derecho en economía*, 6(6), 259-292.
- BID-UPME. (2016). *Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia*. Bogotá : Cooperación técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337).
- Brown, T., Newell, S., Luke, D., & Spees, K. (2015). International Review of Demand Response Mechanisms. *Australian Energy Market Commission*.
- Cardona Rendón , E. (2013). *Método para optimizar los costos de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda*. EAFIT.
- Chica, A. d., Rodríguez, C. T., & Piedrahita, S. F. (2015). A proposal for microgrids control architecture as aggregator. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 473-478.
- CNO . (2014). *Estándares, Arquitecturas y Normativas de las Nuevas Tecnologías para la Gestión de la Distribución*. Bogotá: N. 2196 (CREG).
- COLCIENCIAS. (Mayo de 2017). *Red Scienti, Gruplac COLCIENCIAS*. Obtenido de Sitio Web Red Scienti: <http://www.colciencias.gov.co/scienti>
- Cortina, J., López, J. M., & Muñoz, N. (2017). *Modelo de Interdicción de Sistemas de Potencia considerando el Efecto de la Respuesta a la Demanda*. Medellín: Scielo. Recuperado el 26 de 09 de 2017, de <http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642017000300020&lng=es&nrm=iso>.
- CREG. (18 de 12 de 2013). CREG 203 de 2013.
- CREG. (22 de 10 de 2014). Documento CREG 077 de 2014: Expansión en generación de energía eléctrica y cargo por confiabilidad.
- CREG. (27 de 11 de 2015). CREG 212 de 2015.
- DOE. (Febrero de 2016). Benefits of Demand Response and Recommendations. A REPORT TO THE UNITED STATES CONGRESS PURSUANT TO SECTION 1252 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005.
- FERC. (2017). *Demand Response and Avance Metering* . Staff Report.
- García, E., & Isaac, I. (2016). Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users. *IEEE Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, (págs. 1-6). Guayaquil.
- Gartner Inc. . (2016). *Hype Cycle for Smart Grid Technologies*. EEUU: Gartner Inc. .

- Gianelloni, F., Câmara, L., & Leite, A. (2015). Demand Response: a survey on Challenges. *UFRJ - GESEL*, 1-11.
- IndustRE. (2017). Innovative Business Models for Market Uptake of Renewable Electricity unlocking the potential for flexibility in the Industrial Electricity Use. *Policy Recommendations*.
- Mak, S. T. (2009). A synergistic approach to implement demand response, asset management and service reliability using smart metering, AMI and MDM systems. *Power & Energy Society General Meeting - IEEE*, 1-4.
- Martínez, W. (2017). *Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia.
- MME. (3 de 12 de 2014). Decreto Número 2492 de 2014.
- Mohagheghi, S. R. (2014). Maintenance-centric energy management of industrial plants assisted by demand response. *Industry Applications Society Annual Meeting - IEEE*, 1-9.
- Mojica-Nava, E., Barreto, C., & Quijano, N. (2015). Population Games Methods for Distributed Control of Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2586-2595.
- Moreno, E., Gonzalez, O. A., & Pavas, A. (2017). Demand flexibility assessment for residential customers. *IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)* (págs. 1-5). Bogota: IEEE. doi:10.1109/PEPQA.2017.7981675
- Navigant. (2017). *Utility Demand Response Market Snapshot*. Smart Electric Power alliance.
- Ramírez-Escobar, C., Alvarez-Bel, C., & Georgantzís, N. (2011). Controlling market power of vertically integrated firms in electricity networks: Demand response of aggregator agents. *2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA*, 1-7.
- Restrepo, A. R., Manotas, D. F., & Lozano, C. A. (2016). Self-generation of Electricity, Assessment and Optimization Under the New Support Schemes in Colombia. *IEEE Latin America Transactions*, 14(3), 1308-1314. doi:10.1109/TLA.2016.7459614
- Rhee, C.-H., & Park, J.-J. (2015). *Demand Resource Policy and Program Design for Electricity Market in Korea*. Summer Study on Energy Efficiency in Industry.
- Rojas, J. A., Quijano, N., & Cadena, A. (2015). Market power mitigation in the Colombian electricity market through on-site generation and demand response. *2015 IEEE 2nd Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, 1-6.
- Shen, J. J. (2015). Controllable load management approaches in smart grids. *Energies*, 8(10), 11187-11202.
- Télez, S., Chinchilla, J., Duarte, O., & Rosero, J. (2016). Demand side management through LAB+i platform: Case study. *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*, (págs. 1-6). Morelia.
- Tushar, W. Y. (2016). Smart grid testbed for demand focused energy management in end user environment. *IEEE Wireless Communications*, 70-80. doi:10.1109/MWC.2016.1400377RP
- Velasquez, M. A., Quijano, N., & Cadena, A. I. (2017). Model Predictive Control Applied to the Dynamic Economic Dispatch Problem. *IEEE Latin America Transactions*, 15(4), 656-662. doi:10.1109/TLA.2017.7896351

- Vuelvas, J., & Ruiz, F. (2017). Rational consumer decisions in a peak time rebate program. *Electric Power Systems Research*, 143, 533-543. doi:/10.1016/j.epsr.2016.11.001.
- XM. (2014). *mplementación de la Respuesta de la Demanda en el Sistema Eléctrico Colombiano*. Taller de Respuesta a la Demanda UPME.
- XM. (24 de 11 de 2017). *Portal XM*. Obtenido de <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- Yingxin, X. F. (2013). Just-in-time decision of demand respond based on complex event processing technology. *Mechatronic Sciences, Electric Engineering and Computer (MEC)*, 353-357.

ANEXO 1: DEFINICIONES

Agregador: Un Agregador agrupa una multiplicidad de usuarios industriales, comerciales e Institucionales, y los presenta al sistema como una sola entidad. De esta manera, le permite ofrecer servicios al sistema relacionados con la posibilidad de ejercer acciones de control sobre la demanda (XM, 2014).

Cargo por confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas. (CREG 071 2006).

Comportamiento del consumo de energía eléctrica: Se refiere al comportamiento del consumo de demanda de energía en el Colombia, el cual se encuentra marcado por una tendencia dependiendo del tipo de día, por ejemplo, entre el lunes y viernes se mantiene un consumo promedio, el cual puede ser clasificado como un día ordinario. El sábado mantiene un consumo particular, el cual puede seguir siendo identificado de esta forma, mientras que los días domingos y festivos es posible agruparlos dado su consumo de energía eléctrica similar. Adicionalmente, existen 3 puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía, estos son, la amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país (XM, 2017).

Demanda activa: El termino Demanda Activa corresponde al título del proyecto y se utiliza a lo largo del documento para referirse a la participación activa del lado de la demanda en los diferentes servicios o mercados de los sistemas eléctricos.

DRM conocidos como sistemas de gestión de respuesta a la demanda (Demand Response Management): son sistemas de información que funcionan en doble vía conectados a los equipos de Hardware enunciados anteriormente, los cuales proveen de información para la gestión de la respuesta de la demanda eléctrica. Un DRM puede ser configurado de manera centralizada o de forma distribuida en agrupaciones o clúster de interés. Los sistemas DRM distribuidos suelen tener menor carga de procesamiento de información en sus algoritmos, comparado con los sistemas centralizados, pero esta última mejora los mecanismos de control global, por lo que su conveniencia debe ser evaluada en cada caso.

Estándar OpenADR: Estándar abierto diseñado para que las empresas de energía comuniquen señales de respuesta de la demanda de forma segura a sus clientes, utilizando un lenguaje común y redes de comunicaciones basadas en IP (Internet Protocol).

Generación Distribuida (GD). Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin (Ley 1715 de 2014).

Gestión de la Demanda (Demand Side Management, por su acrónimo en inglés DSM): consisten en las actividades de planificación, implementación y monitoreo de las empresas eléctricas, diseñadas para incentivar a los consumidores a modificar el nivel y el patrón de uso de la electricidad.

Gestión eficiente de la energía. Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda (Ley 1715 de 2014).

Mercado mayorista de energía eléctrica: El mercado mayorista es el ámbito en el cual actúan, por un lado los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y por el otro, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía), realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía, potencia y servicios complementarios de un sistema interconectado, con sujeción a las normas aplicables

Programa de respuesta a la demanda: Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos (Ley 1715 de 2014).

Programas basados en precios (Time-Based Rate Programs): Los programas basados en precios son aquellos en los que la demanda responde a una señal de precio, en casos donde se presentan grandes consumos en horas cuyos costos del suministro de energía son altos. La señal de precio es trasladada al usuario final con el objetivo que este traslade su consumo hacia horas con precios más bajos, logrando así que se aplane la curva de carga. Existen variaciones de los mecanismos basados en precios, dependiendo del contexto del país y del mercado (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016).

- **Tarifas de tiempo de uso (Time-of-use rates):** El mecanismo de tarifas de tiempo de uso el usuario recibe un descuento por cambiar el uso de energía de periodos pico del día a horas no pico, cuando hay menor demanda de electricidad. Entre más uso de electricidad el usuario cambia a los horarios no pico mayor será el ahorro al que podrá acceder.
- **Precios en Tiempo Real (Real Time Pricing):** Con el mecanismo de precios en tiempo real el usuario recibe información del precio de la energía en cualquier momento, así este puede decidir en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica. Regularmente se aplica con periodos horarios, aunque pueden presentarse periodos de hasta 5 horas o intrahorarios. La aplicación de este mecanismo está estrechamente relacionada con la volatilidad del precio de la energía, ocasionada, por ejemplo, por eventos en el sistema por lo que el incentivo está en función del precio de la energía eléctrica.
- **Precios Picos Variables (Variable Peak Pricing):** Este programa es una combinación entre los dos casos anteriores, donde los precios para diferentes periodos se acuerdan independientemente, pero para ciertas horas del día, especialmente durante el pico de demanda el precio pactado depende del precio de la electricidad en dichas horas. Este mecanismo es usado para aplanar la curva de demanda durante periodos de escases que ocasionan precios de la energía altos.
- **Precio en Picos Críticos (Critical Peak Pricing):** El precio en picos críticos es usado cuando los comercializadores observan que se anticipan precios de bolsa altos, estos aumentan significativamente el precio de la energía eléctrica con el objetivo de desincentivar el consumo de energía durante el periodo crítico.

Programas basados en Incentivos. Los programas basados en incentivos buscan modificar los hábitos de consumo de los usuarios a partir de estímulos económicos vía tarifa, disminución en la factura, contratos o monetización del servicio. El pago recibido por el usuario es acordado previamente (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016) y podrían clasificarse en los siguientes programas:

- **Control Directo de Carga (Direct Load Control):** Con este mecanismo el usuario acepta desconectar cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo económico. Para ponerlo en práctica es necesario instalar dispositivos automáticos de conexión y desconexión. La frecuencia y duración de los cortes debe ser acordado por las partes y están diseñados especialmente para usuarios residenciales (Aplicaciones tipo termostato).
- **Carga Interrumpible/intermitente (Interruptible and curtailable):** Son programas diseñados para usuarios industriales y comprenden la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
- **Oferta de Demanda (Demand Bidding/Buyback):** En este mecanismo el programa de respuesta de la demanda es integrado al despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. En caso de que la oferta sea aceptada, es decir sea competitiva con los precios de producción el usuario debe desconectarse durante el periodo de tiempo ofertado y se le remunera la cantidad al precio ofertado o precio de bolsa.
- **Respuesta de la Demanda por Emergencia (Emergency Demand Response):** Este tipo de mecanismos presentan el pago de un incentivo económico a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en las reservas de potencia de energía o en condiciones de emergencia del en el sistema de potencia.
- **Mercado de Capacidad (Capacity Market):** En este tipo de programas los consumidores ofrecen reducciones de carga para reemplazar generación de fuentes convencionales, por contingencias que se presenten en el

sistema. Los clientes reciben la notificación con algunos días de anticipación, y reciben un pago por adelantado por la prestación del servicio.

- **Mercado de Servicios Auxiliares o complementarios (Ancillary Service Market):** Son programas donde los clientes pueden ofertar desconexiones de carga ante el mercado de energía mayorista como reservas operativas. En caso de ser aceptada su oferta, éstos reciben el precio de mercado por comprometerse a estar en espera. Si se necesitan sus reducciones de carga, el operador del mercado les notifica y esta desconexión puede ser pagada al precio de la energía en el mercado mayorista.
- **Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources (DER) Electric Vehicle (EV)):** Son programas donde el usuario aprovecha los dispositivos de generación o almacenamiento para participar en respuesta de la demanda, a partir de la inyección o consumo de energía de acuerdo a las necesidades del sistema.

Prosumidores: En las nuevas infraestructuras de la cadena de energía eléctrica asociadas a redes inteligentes los usuarios finales pueden participar del mercado como consumidores y a la vez como productores de energía; el término prosumidor fusiona las funciones de productor y consumidor para referirse a este fenómeno. Los nuevos roles de los usuarios finales cambian el panorama del mercado energético y plantean nuevos retos para los modelos de negocios; las estrategias de gestión de la demanda deben dar respuesta a estas necesidades del mercado y del prosumidor.

Red inteligente: Una red inteligente es aquella que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro. Para ello se emplean tecnologías de última generación en comunicación y automatización en las redes eléctricas.

Servicios complementarios: Son funcionalidades provistas por generadores, cargas, equipos de transmisión, entre otros elementos de los sistemas eléctricos, que se requieren para soportar la operación confiable del sistema como regulación de frecuencia, soporte de tensión, etc (CREG, 2010).

Sistema inteligente: Los sistemas inteligentes incorporan funciones de detección, actuación y control para describir y analizar una situación, y tomar decisiones basadas en los datos disponibles de forma predictiva o adaptativa, realizando así acciones inteligentes. En la mayoría de los casos, la "inteligencia" del sistema se puede atribuir al funcionamiento autónomo basado en el control de ciclo cerrado, la eficiencia energética y las capacidades de red.

Usuario: se refiere a quien le da el uso final a la energía, no obstante, en el contexto de este proyecto, se considera que el usuario también puede generar, almacenar y administrar el uso de la energía (prosumidor). Tradicionalmente, los clientes han sido divididos en tres tipos diferentes de residencial, comercial e industrial.