

Análisis de la Implementación de Respuesta a la Demanda en el Sistema Interconectado
Nacional

Trabajo de grado para Optar al Título de Especialista en Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica

Paola Andrea Castellanos Ballesteros, Carlos Alberto Aguilar Contreras

Director

Gabriel Ordoñez Plata

Doctor Ingeniero Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico- Mecánicas

Escuela de Ingeniería eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2024

Tabla de Contenido

Introducción	8
Formulación del problema	9
1. Objetivos	12
1.2. Objetivo general	12
1.3. Objetivos específicos	12
2. Marco teórico y conceptual	13
2.1. La demanda de electricidad en el contexto energético actual	13
2.2. Programa de respuesta de la demanda	13
2.3. Beneficios de la respuesta de la demanda (RD)	14
2.4. Marco normativo	16
3. Programas de respuesta de la demanda disponibles en Colombia	17
3.1. Programas de respuesta de la demanda (RD) en Colombia	17
3.1.1. Programas de respuesta de la demanda	18
3.2. Respuesta de la demanda en Colombia	19
3.2.1. Programas basados en incentivos (PBI)	20
3.2.1.1. Demanda desconectable voluntaria (DDV)	22
3.2.1.2. Mercado en condición crítica	23
3.2.2. Programas basados en precios (PBP)	24
3.2.3. Otros programas	27
3.2.3.1. Resolución CREG 098 de 2018	27
3.2.3.2. Resoluciones CREG 131 de 2020 y CREG 101001 de 2022	27
4. Barreras y oportunidades en la implementación de la respuesta de la demanda en Colombia	28
4.1. Implementación de la respuesta de la demanda en Colombia	28

4.2. Limitaciones en la implementación de programas RD en Colombia	29
4.2.2. Entorno geográfico energético	30
4.2.3. Entorno económico	31
4.2.4. Entorno regulatorio	31
4.3. Oportunidades al implementar programas RD en Colombia	33
5. Análisis comparativo de la implementación de la respuesta de la demanda con otros países	34
5.1. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en estados unidos	35
5.1.1. Programas implementados por PJM	35
5.1.2. Programas implementados por NYISO	36
5.1.3. Programas implementados por MISO	37
5.1.4. Programas implementados por ISO-NE	39
5.1.5. Programas implementados por ERCOT	40
5.2. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Europa	42
5.2.1. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Francia	42
5.2.2. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Bélgica	43
5.2.3. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Finlandia	44
5.2.4. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Suiza	45
5.2.5. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en reino unido	46
5.3. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Brasil	48
5.4. Comparativo de los programas de respuesta de la demanda implementados en otros países y la situación en Colombia	49
5.4.1. Implementación y madurez de los programas	49

5.4.2. Cobertura y participación de los consumidores	50
5.4.3. Incentivos y beneficios para los participantes	50
5.4.4. Tecnología e infraestructura	51
6. Potencial de la implementación de la respuesta de la demanda en la transición energética de Colombia	51
6.1. Legislación colombiana para la transición energética	52
6.2. Aspectos claves para una efectiva implementación de programas de respuesta de la demanda	55
6.2.1. Diseño de tarifas	56
6.2.2. Incentivos económicos	57
6.2.3. Acceso a información	58
6.2.4. Tecnologías de monitorización y control de energía	59
6.2.5. Nuevas empresas de servicios	61
6.2.6. Mecanismos de verificación	62
6.3. La implementación de la respuesta de la demanda tiene un gran potencial en la transición energética de Colombia	63
7. Conclusiones	64
8. Recomendaciones	66
Referencias Bibliográficas	67

Lista de Tablas

Tabla 1. Características de los programas basados en incentivos	21
Tabla 2. Mecanismo Demanda Desconectable Voluntaria (DDV)	22
Tabla 3. Mecanismo Respuesta de la demanda mercado en condición crítica	24
Tabla 4. Características de los programas basados en precios	25
Tabla 5. Condiciones limitantes vs tipos de programas RD	32

Resumen

Título: Análisis de la Implementación de Respuesta a la Demanda en el Sistema Interconectado Nacional ^{1*}

Autor: Paola Andrea Castellanos Ballesteros, Carlos Alberto Aguilar Contreras^{2*3*}

Palabras Clave: Respuesta a la demanda, Sistema Interconectado, Resolución

Descripción:

El presente estudio se centra en la evaluación de la implementación de programas de Respuesta de la Demanda (RD) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Respuesta de la Demanda es una estrategia esencial para mejorar la eficiencia energética y la estabilidad de la red eléctrica, incentivando a los consumidores a reducir o modificar su consumo de electricidad en respuesta a señales del mercado, como cambios en los precios o incentivos económicos.

El análisis incluye una revisión detallada de los marcos regulatorios, las tecnologías empleadas y las prácticas actuales en la gestión de la demanda en el SIN. Además, se evalúan los beneficios y desafíos asociados con la implementación de RD, incluyendo su impacto en la reducción de picos de demanda, la mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico y la integración de fuentes de energía renovables.

También se examinan casos de estudio de países con sistemas eléctricos similares que han implementado con éxito programas de RD, proporcionando lecciones y recomendaciones aplicables al contexto nacional.

Finalmente, el estudio ofrece una serie de propuestas para optimizar la implementación de RD en el SIN, incluyendo la mejora de infraestructuras tecnológicas, el desarrollo de políticas de incentivos y la promoción de una mayor participación de los consumidores.

^{1*} Trabajo de grado

^{2**} Facultad de Ingenierías Físico- Mecánicas. Escuela de Ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Gabriel Ordoñez Plata. Doctor Ingeniero Industrial.

Abstract

Title: Analysis of the Implementation of Demand Response in the National Interconnected System

^{4*}

Author(s): Paola Andrea Castellanos Ballesteros, Carlos Alberto Aguilar Contreras⁵

Key Words: Demand response, Interconnected System, Resolution

Description:

This study focuses on the evaluation of the implementation of Demand Response (DR) programs in the National Interconnected System (SIN). Demand Response is an essential strategy to improve energy efficiency and grid stability by incentivizing consumers to reduce or modify their electricity consumption in response to market signals, such as price changes or economic incentives.

The analysis includes a detailed review of the regulatory frameworks, the technologies used and current practices in demand management in the SIN. Additionally, the benefits and challenges associated with the implementation of DR are evaluated, including its impact on reducing peak demand, improving the reliability of electricity supply, and integrating renewable energy sources. Case studies of countries with similar electricity systems that have successfully implemented DR programs are also examined, providing lessons and recommendations applicable to the national context.

Finally, the study offers a series of proposals to optimize the implementation of DR in the SIN, including the improvement of technological infrastructure, the development of incentive policies and the promotion of greater consumer participation.

^{4*} Degree Work

⁵Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Specialization in Electrical Energy Distribution Systems. Director: Gabriel Ordoñez Plata. Doctor Industrial Engineer.

Introducción

En los programas de respuesta de la demanda, los consumidores son compensados a cambio de reducciones temporales en su consumo de energía. Para lograrlo, los Operadores de Red envían una solicitud a los clientes para que reduzcan sus consumos o desconecten su carga de la red cuando la demanda de la energía eléctrica alcanza niveles excesivamente altos y supera la cantidad disponible.

Los Programas de Gestión de la Demanda (RD) en Colombia han estado en funcionamiento durante varios años y han despertado un interés creciente en el desarrollo del país, Battistelli y Conejo, (2014), mencionan que:

Este interés se puede atribuir a diversas circunstancias, que incluyen situaciones de crisis energética, el aumento de los precios de los combustibles, cambios ambientales recientes, un mayor enfoque en la eficiencia energética y la sostenibilidad, y, no menos importante, los avances tecnológicos en el campo de las telecomunicaciones. (p. 32).

“En el contexto internacional, que incorpora países orientados al desarrollo, hay una enorme probabilidad de introducir estos conocimientos sobre planeación energética y los proyectos de desarrollo económico” (Hudson y Heilscher, 2012, p.79).

Esta monografía, describe en sus cuatro capítulos los Programas de Respuesta de la Demanda (RD) en Colombia. El primer capítulo se centra en la descripción de estos programas, mientras que el segundo aborda las normativas relacionadas y los avances regulatorios que ha experimentado el país en los últimos años. El tercer capítulo presenta un análisis comparativo con otros países relevantes. El cuarto y último capítulo se enfoca en el potencial que tiene la implementación de la respuesta de la demanda en el marco de la transición energética.

Formulación del problema

La demanda de energía eléctrica ha venido creciendo a nivel mundial en estos últimos años, generando grandes desafíos y retos a los sistemas eléctricos de los países, que buscan garantizar un abastecimiento energético que no afecte su cadena productiva.

Por lo tanto, en el caso colombiano se hace necesario profundizar en políticas públicas encaminadas a promover una participación más activa de los usuarios en el mercado eléctrico colombiano, a través de incentivos que les permitan adaptar sus consumos de energía eléctrica a las necesidades del sistema, con el fin de hacer un uso más eficiente de la misma.

Históricamente el mercado eléctrico colombiano ha presentado un comportamiento en una sola dirección, donde la demanda no ha participado de forma activa y la fluctuación de los precios obedece a la dinámica de las ofertas y disponibilidad de potencia que emiten los generadores de energía. Con esta realidad, es difícil pensar en un mercado dinámico donde los usuarios finales participen en los mercados de energía ajustando sus consumos de acuerdo con las necesidades de operación del sistema eléctrico, Romero, et al (2019) menciona:

Es necesario avanzar en la construcción de mecanismos regulatorios que le permitan a los usuarios tener un mayor poder de decisión, participación y negociación en los precios y el manejo de información del mercado, para que estos nuevos mecanismos les permitan obtener beneficios económicos a través de la gestión de su demanda, respondiendo a ciertos estímulos, o variables exógenas que intervienen en la dinámica de la operación de los sistemas eléctricos (p.68).

Con el crecimiento de la demanda: los generadores, los transmisores y los distribuidores de energía eléctrica han realizado grandes esfuerzos para satisfacer las necesidades de los usuarios

finales en todo momento, implicando que se presenten restricciones en las capacidades de los equipos de generación, las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, lo cual puede incrementar los costos en la operación del sistema.

Por tanto, “para garantizar el suministro se tendrían que aumentar las capacidades nominales de los equipos que intervienen en la operación del sistema eléctrico, pero no es una alternativa muy eficiente, ya que esas capacidades sobredimensionadas para satisfacer las fluctuaciones de la demanda son requeridas únicamente en las horas pico de consumos, para evitar el riesgo de desabastecimiento” (Salazar, 2014, p.54).

Sumado a lo anterior, las medidas para mitigar el cambio climático y la implementación de la transición energética han fomentado la penetración de nuevas plantas de generación con fuentes renovables como la solar fotovoltaica y la energía eólica, lo cual, implica un suministro de energía intermitente por la misma naturaleza de la fuente, un escenario que se acentúa cada vez más, según el Ente nacional para la energía eléctrica [ENEL] (s.f):

En este nuevo escenario, la gestión de la demanda jugará un papel importante en el comportamiento del mercado de energía eléctrica, donde, a través de programas de respuesta de la demanda, se abre la posibilidad de que los usuarios finales puedan tener tarifas de energía eléctrica flexibles que permitan adaptar sus consumos de energía cuando el sistema eléctrico lo requiera. (p.99).

Sin embargo, la incorporación de las redes inteligentes y las nuevas tecnologías de medición avanzada (AMI) contribuyen para que los usuarios tomen decisiones informadas sobre sus consumos de energía, lo cual les permitirá ajustarse a las necesidades y conveniencia del sistema eléctrico mediante una gestión adecuada de su demanda. De lo anterior, el Departamento

Nacional de Planeación [DNP] (2017) asegura que:

Representa un beneficio para los operadores de red (OR), porque pueden mitigar las necesidades de inversión en repotenciación de la infraestructura para atender las fluctuaciones de la demanda en las horas pico, al mismo tiempo que los usuarios que participen en estos programas de respuesta de la demanda reducen los costos en sus consumos de energía y contribuyen con la mitigación del cambio climático realizando un uso eficiente de la energía (p. 47).

Aun con todos los avances tecnológicos y las señales de la creciente demanda de energía, en Colombia todavía no se tienen mecanismos definidos que permitan al usuario final participar de forma activa en el mercado eléctrico, con el propósito de mejorar la eficiencia del sistema y obtener beneficios económicos mediante la gestión de su demanda. Para lograrlo, es necesario plantear un nuevo diseño tarifario, incentivos económicos por desconexión de demanda, facilitar el acceso a la información e incorporar desarrollos tecnológicos que integren estos mecanismos.

Teniendo en cuenta que, actualmente en Colombia no existe un mecanismo claro para que los usuarios finales participen en el mercado eléctrico, ajustando sus consumos de energía, esta monográfica realizará una revisión de los diferentes programas de respuesta de la demanda implementados en otros países y los avances regulatorios en Colombia en la gestión de la demanda.

1. Objetivos

Los objetivos de la monografía se enuncian a continuación

1.1.Objetivo general

Realizar una revisión de los diferentes programas de respuesta de la demanda implementados en otros países y los estudios realizados en Colombia por diferentes agentes que consideren estrategias de gestión de la demanda.

1.2.Objetivos específicos

- Identificar posibles programas de respuesta de la demanda que puedan ser incorporados en el Sistema Eléctrico Colombiano en un corto, mediano y largo plazo.
- Identificar medidas faltantes en Colombia para la implementación de programas de respuesta de la demanda.
- Analizar los mecanismos regulatorios y principales recomendaciones para el desarrollo de programas de respuesta de la demanda en Colombia.

2. Marco teórico y conceptual

El marco teórico, que se desarrolla a continuación, permite conocer los conceptos básicos necesarios para el entendimiento del desarrollo de este proyecto.

Se partirá con la definición de Demanda de electricidad con el fin de explicar el comportamiento de ciertas variables económicas que son influyentes en la temática. Teniendo definido este concepto, se expone qué es un programa de respuesta a la demanda, los tipos existentes y beneficios que estos pueden traer a los usuarios. Por último, se abarca el marco normativo que es de vital importancia ya que orientará el curso de la investigación.

2.1. La demanda de electricidad en el contexto energético actual

La energía se ha convertido en uno de los componentes de producción más importantes. Por tanto, junto con el trabajo y el capital, la evolución de sus precios tiene una importancia decisiva. Es fundamental para explicar el comportamiento de ciertas variables, tales como factores económicos como la tasa de inflación (IPC) o el producto interior bruto (PIB) se ven directamente afectados por los cambios en el consumo de energía eléctrica. El consumo de energía eléctrica está aumentando en todo el mundo y las expectativas son moderadas.

2.2. Programa de respuesta de la demanda

De acuerdo con la definición de Cappers, Goldman y Kath (2010),

Los Programas de Respuesta de la Demanda (RD): “Son el pago de incentivos destinados a alterar el consumo de energía del usuario final en respuesta a las fluctuaciones del precio de la energía o para inducir un menor consumo de energía cuando los precios del mercado son altos o la confiabilidad del sistema está comprometida” (p. 1528).

Según el Grupo de Interconexión Eléctrica (ISA) (2017a), el sistema RD, está compuesto de cinco particularidades necesarias a su esencia:

1. Último recurso en situaciones críticas, 2. Existente en el sistema, 3. Recurso de uso no permanente en condiciones normales, 4. Los requisitos de energía no se reducen significativa y finalmente 5. No es un sustituto de la expansión necesaria para satisfacer el aumento de la demanda (p. 62).

Por otra parte, los programas de RD suelen utilizarse en diferentes ciclos de la planeación y operatividad del sistema eléctrico, también puede emplearse como técnica de mercado, de confiabilidad o emergencia.

2.3. Beneficios de la respuesta de la demanda (RD)

Según un estudio del Departamento de Energía de EE. UU, el principal beneficio de implementar un programa RD es: “Una mejor generación de energía debido a una coordinación más estrecha entre los precios de energía del cliente y los costos de generación. Esta ganancia de eficiencia trae muchos beneficios que se pueden agrupar en cuatro dimensiones” (Departamento de Energía de EE. UU (2006):

- *Beneficios financieros:* Ahorro en facturas e incentivos adjudicados a clientes que se ajustan a los programas.
- *Beneficios de confiabilidad:* Estos son ahorros en seguridad operativa y cumplimiento al reducir la probabilidad y el impacto de fallas del sistema que resultan en costos económicos e inconvenientes para los clientes a través de RD.
- *Beneficios del rendimiento del mercado:* Están relacionados con evitar el costo de ejercer poder de mercado, donde los distribuidores pueden aumentar los precios de la

electricidad significativamente más altos que el costo de producción en situaciones de escasez de energía, como las que se encuentran durante los períodos de alta demanda de energía y escasez de energía en los sistemas hidrotermales críticos de Colombia.

- Beneficio adicional: Esto ocurre cuando se puede reducir el uso de centrales eléctricas de punta (peak plants), que contribuyen significativamente a la contaminación ambiental, a través de mecanismos de respuesta de la demanda. De esta forma, los beneficios corresponden a la reducción de emisiones (p. 86).

El crecimiento de la Respuesta a la Demanda es materia de interés para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Al respecto se mencionan algunos de los decretos reglamentarios que ha emitido la CREG.

La demanda desconectable voluntaria DDV: “Es un programa gubernamental, creado con el propósito de respaldar el sector energético, por medio de las empresas del mercado no regulado del país (clientes que consumen más 55.000 kWh/mes o que tienen una potencia instalada superior a 0,1 MW)” (CREG 063, 2010).

Como se mencionó previamente, el suministro de energía eléctrica es crucial y juega un papel clave en el desarrollo social y económico de la sociedad. Su objetivo es satisfacer las necesidades básicas de todos los ciudadanos con el fin de garantizar su bienestar.

Para estar más cerca de sus clientes y brindar un mejor servicio, las empresas encargadas del suministro de energía eléctrica han desarrollado herramientas para facilitar la conexión, así como el desarrollo de diversas fuentes de energía. Por eso han decidido incorporar la tecnología AMI (Infraestructura de Medición Avanzada) (Nieto, 2021, p 38).

Este sistema fue reglamentado por la resolución CREG 101 001 del 2022. Previamente,

la Resolución 4 0072 de 2018 expedida por el Ministerio de Minas y Energía define AMI como “Una infraestructura que admite una comunicación bilateral con los usuarios del servicio de energía eléctrica, integrando hardware y software modernos, permitiendo la operación de la infraestructura, gestionando tanto los datos del sistema de distribución como los de medida de consumo de energía”.

En otras palabras, es una infraestructura moderna que mide el consumo de energía eléctrica aprovechando los sistemas de comunicación modernos.

Otro actor de la respuesta a la demanda son las Empresas de Servicios Energéticos (ESCO).

Estas empresas se definen como, “personas físicas o jurídicas que, por conocimientos técnicos, pueden fomentar y poner en marcha varias fases de proyectos de eficiencia energética, bien sea de asesoría legal, diagnósticos energéticos, implementación de protocolos internacionales, entre otros” (Empleos Verdes en Uruguay, 2017, p. 2).

2.4. Marco Normativo

Teniendo en cuenta que un marco normativo o regulatorio es el conjunto de leyes y normas, de índole obligatoria que conducen un país, la respuesta de la demanda (RD), no es ajena a dichas regulaciones. El decreto 2492 de 2014 es un compendio que agrupa y resume artículos de la constitución y leyes estatutarias, acogiendo aptitudes para poner en práctica instrumentos de respuesta de la demanda

Las normativas principales son las siguientes:

- Leyes 142/143 de 1994: Donde se asegura la disponibilidad energética eficiente propicia a la competencia. Gracias a esta ley, se creó la demanda desconectable voluntaria (DDV), como anillo de seguridad (2006/2010). Para llevar a cabo el objetivo básico del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, le fueron encomendadas a la CREG ciertas funciones, como asegurar la disponibilidad de suministros energéticos eficientes capaces de satisfacer la demanda sobre la base de criterios de sostenibilidad social, económica, ambiental y financiera y promover y sostener la competencia
- Ley 1517 de 2014: Define la respuesta de la demanda, dando paso al programa RD para el mercado de energía eléctrica en condiciones críticas (2015/2016). Este mecanismo está destinado a hacer un mejor uso de las ventajas, entre otras cosas, mejorar la infraestructura eléctrica existente en el país para reducir y mitigar la demanda pico de electricidad, límites de fabricación y transmisión. Esto a su vez mejora la fiabilidad. Para ello se contempla la construcción de señales tarifarias que faciliten el transporte de energía eléctrica, tales como incentivos para reducciones voluntarias de carga por parte de los consumidores finales.

3. Programas de respuesta de la demanda disponibles en Colombia

El siguiente capítulo presenta un estudio, revisión y análisis de la gestión de la demanda energética en Colombia en la actualidad. Se han revisado diferentes modelos que rigen los protocolos de funcionamiento de la respuesta de la demanda, como lo son los programas basados en incentivos y precios. Destacando que el país ha estado generando cada vez más propuestas amigables y puntuales frente a la optimización del consumo energético.

3.1. Programas de Respuesta de la demanda (RD) en Colombia

Colombia estaba trabajando en implementar programas de respuesta de la demanda para gestionar el consumo de energía de manera más eficiente y reducir la carga en el sistema eléctrico durante los periodos de alta demanda. Estos programas estaban siendo desarrollados tanto para el sector residencial como para el comercial e industrial. Algunas de las iniciativas incluyen, programa de Tarifas diferenciales, dichos programas ajustan las tarifas de electricidad según la hora del día y la demanda en tiempo real. Los usuarios pueden pagar menos si consumen energía en momentos de menor demanda y más si lo hacen durante los picos de demanda. Esto incentiva a las personas a reducir su consumo en momentos de alta demanda.

3.1.1. Programas de respuesta de la demanda

La gestión de la demanda se basa en programas que permiten la mejora de los sistemas eléctricos considerando diferentes actores para lograr cambios en los usos finales de la energía eléctrica. Estos programas alientan a los usuarios a participar activamente en el mercado y recompensan a los usuarios que participan en estos programas. Estos programas se caracterizan por:

- Emplearse en horas específicas, donde la curva de demanda tiene su pico.
- Participación en diversos mercados.
- Distintas estrategias de Gestión Activa de la Demanda (DSM).
- El cliente selecciona el programa más favorable o que ofrece un mayor beneficio.

Respecto a la implementación de programas (RD), García (2014), menciona que:

“Se requiere de una infraestructura de medición y monitoreo dentro de la red eléctrica que proporcione señales en tiempo real sobre los precios y el consumo tanto para los consumidores como para los proveedores de servicios, donde los usuarios deben estar

vinculados a través de lazos financieros con los operadores de red que permitan la promoción de dichos programas” (p. 33).

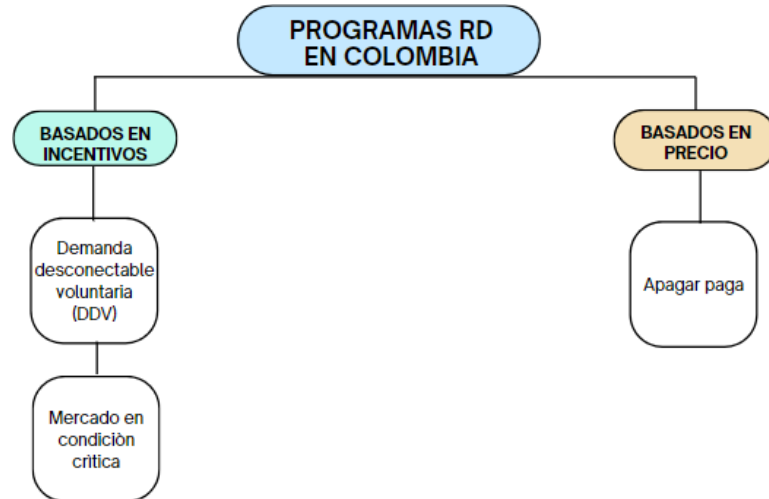
3.2. Respuesta de la demanda en Colombia

Los programas de respuesta de la demanda han sido extensamente explorados en economías desarrolladas a nivel mundial. Sin embargo, en economías emergentes como Colombia, los avances en este ámbito han sido parciales y se han enfocado principalmente en políticas de eficiencia energética y esquemas tradicionales de desconexión de carga. En este apartado, se realiza un aporte al contexto descrito en el Capítulo 1 sobre programas RD en el país.

Es relevante destacar que, en Colombia la implementación de modelos de respuesta de la demanda persigue dos objetivos claves: brindar incentivos económicos a aquellos que reduzcan su consumo de energía y mitigar las posibles afectaciones en el sistema energético nacional ante fenómenos climáticos.

A medida que se avanza en el desarrollo de programas de respuesta de la demanda en Colombia, se abre una oportunidad para mejorar la eficiencia energética y fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico ante situaciones climáticas cambiantes. Se espera que esta iniciativa motive la participación de diversos actores en la gestión de la demanda energética y contribuya al desarrollo sostenible del país.

En la actualidad, existen dos programas de RD: Programas Basados en Incentivos (PBI) y Programas Basados en Precios (PBP). En la figura 1 se muestra un esquema de estos programas.

Figura 1*Programas de respuesta de la demanda en Colombia*

Nota: El gráfico indica los dos tipos de programas RD que existen actualmente en Colombia.

3.2.1. Programas Basados en Incentivos (PBI)

En Albadi (2008), se establece que: “Estos programas pretenden sustituir el consumo de energía eléctrica en horario de madrugada y transportarlo a horarios en los que el consumo de energía eléctrica es escaso. Los mismos proporcionan a los usuarios ventajas económicas como reducciones de precio que se ven reflejadas en sus facturas de consumo” (p. 54).

Hay varias formas de participar en PBI, incluida la oferta de demanda, el control directo de la carga y las situaciones de emergencia. En la Tabla 1 se describen las características primordiales de esta modalidad.

Tabla 1*Características de los programas basados en incentivos*

Modalidad	Características	Observaciones
Oferta de la demanda	El usuario propone el consumo de energía eléctrica que reducirá con respecto a su consumo habitual, y el precio por kWh por bajar su consumo.	Se tiene en cuenta el costo de la generación con respecto a la reducción de la demanda.
Control directo de carga	El operador de la red tiene el control de desconexión del usuario, el cual será informado de su desconexión.	Permite mejorar la confiabilidad de la red.
Emergencia	Cuando se presente una emergencia, si el operador de red, lo considera, pedirá a los usuarios bajar el consumo de energía eléctrica por el tiempo que considere necesario.	Solo se emplea en emergencias, y los usuarios son autónomos de desconectar la carga.
Demanda interrumpible	El usuario es notificado para que disminuya su demanda. El operador de la red, puede realizar la desconexión si lo considera necesario, previo acuerdo con el usuario.	Se emplea ante contingencias. Si el usuario no cumple con el programa puede tener consecuencias económicas.
Demanda como recurso de capacidad	Se establecen las reducciones de demanda que harán los usuarios. El operador de red no podrá realizar la desconexión.	Se emplea ante contingencias. Si el usuario no cumple con el programa puede tener consecuencias económicas.
Reserva rodante	La demanda oferta y genera soluciones a situaciones relevantes en suministros de energía.	Mejora desbalances entre generación y demanda. Actúa de forma rápida
Reserva no rodante	La demanda oferta y genera soluciones a situaciones relevantes en suministros de energía.	Mejora los desbalances entre generación y demanda. Actúa con retrasos mayores de 10 minutos.
Servicios de regulación	La demanda cambia en tiempo real, puede aumentar o disminuir según la necesidad, esto en base a señales que proporciona el operador de red.	Se basa en controles automáticos de generación.

Nota: Descripción de los programas basados en incentivos

En esta categoría de programas, actualmente existen dos en Colombia: el programa de demanda desconectable voluntaria (DDV) y el programa de RD para mercado en condición crítica.

3.2.1.1. Demanda Desconectable Voluntaria (DDV). La Comisión Reguladora de Energía y Gas, en su Resolución 101-019 de 2022, establece que: “Que regula los anillos de seguridad de carga confiable denominados “Demanda Desconectable Voluntaria” con el propósito de presentar y difundir propuestas, evaluación y comentarios de la industria y usuarios, que forman parte del sistema DDV, presentando un plan alternativo” (CREG, 2022, p. 3)

Tabla 2

Mecanismo Demanda Desconectable Voluntaria (DDV)

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS
Producto	Hace referencia a la demanda de energía reducida en un día (kWh-día) por parte de un comercializador. Esta reducción de energía es pactada en una relación contractual bilateral entre un generador y un comercializador. Se estimará según las metodologías definidas por la CREG y se tendrá en cuenta en la verificación del cumplimiento de la OEF para la planta a la que se le asocie el mecanismo.
Participantes	En la DDV participarán los generadores con OEF como compradores y los comercializadores como vendedores, estos últimos en representación de un usuario o un grupo de usuarios interesados en participar en el mecanismo, también participarán el operador del sistema (CND) y el Administrador del Sistema de Intercambio.
Activación	La DDV se activará cuando el generador oferte la DDV, el envío de la oferta se hará diligenciando un formato que para tal fin determine el Administrador de Intercambios Comerciales - ASIC. El formato contendrá como mínimo el nombre de la planta, la cantidad para cada hora (MWh) y el precio diario de DDV (\$/MWh); y la referencia del contrato de la demanda desconectable voluntaria, dada por el ASIC.

Funciones de los agentes	Los agentes que participan en este mecanismo son: el generador, el comercializador, el operador del sistema (CND) y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), los cuales tendrán funciones específicas dentro del sistema.
Contrato	El mecanismo se regulará con contratos bilaterales entre comercializadores y generadores. La forma, contenido, garantías y condiciones establecidas en los contratos de DDV podrán pactarse libremente entre las partes.
Equipo de medida	La frontera DDV deberá cumplir con los requerimientos para los grandes consumidores definidos en la CREG 025 de 1995 o con aquella clasificación que las modifique o sustituya.
Incentivos	Los incentivos para los generadores están directamente relacionados con el cumplimiento de la OEF adquiridas en el cargo por confiabilidad y para los comercializadores y usuarios finales en el de participar en un nuevo mercado donde se pueden salir beneficiados.

Nota: Descripción de los mecanismos de funcionamiento del programa de Demanda Desconectable Voluntaria.

3.2.1.2. Mercado en condición crítica. La Resolución CREG 011 acoge la normativa que rigen los programas de respuesta de la demanda (RD) para el mercado diario de condición crítica. La normativa de la presente resolución forma parte integrante de las reglas de funcionamiento que rige la operación de los mercados mayoristas de energía.

Esta resolución aplica a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en contribuir deliberadamente en el programa de respuesta de la demanda, “así como a la amortización y cobro de las compraventas relacionadas con el programa, que se ejecutara dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista” (CREG, 2015).

Tabla 3*Mecanismo Respuesta de la demanda mercado en condición crítica*

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS
Producto	Se refiere a la cantidad de demanda de energía reducida en MWh, con respecto a los consumos de energía del usuario o grupo de usuarios que son representados por parte de un comercializador. Esta reducción de energía será ofertada al Mercado Mayorista de Energía por parte del comercializador de acuerdo con las metodologías definidas en esta resolución.
Participantes	En el programa de RD participarán como vendedores los comercializadores, estos últimos en representación de un usuario o un grupo de usuarios interesados en participar en este programa.
Oferta de RD	El comercializador deberá enviar en representación de un usuario o de forma agregada por un grupo de usuarios al CND, una única oferta de precio para las 24 horas (expresadas en valores enteros de \$/MWh) y la declaración de la reducción de energía (expresada en valores enteros en MW para cada periodo horario), en el formato que disponga el CND.
Funciones de los agentes	Los agentes que participan en este mecanismo son: el generador, el comercializador, el operador del sistema (CND) y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), los cuales tendrán funciones específicas dentro del sistema.
Compromisos de RD	Mediante los compromisos de RD el usuario o grupo de usuarios representados por el comercializador, se comprometen a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, a cambio de recibir la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez por la energía reducida.
Equipo de medida	El equipo de medida del usuario que participa en el programa de RD, deberá cumplir con los requisitos exigidos para las fronteras de los usuarios no regulados.

Nota: Descripción del mecanismo de funcionamiento de la demanda de mercado en condición crítica.

3.2.2. Programas Basados en Precios (PBP).

Los esquemas de programas basados en precios (PBP) incluyen precios pico críticos, precios pico críticos controlados, descuentos en horas pico, precios en tiempo real, precios por

hora y tasas de transmisión de acuerdo con los picos del sistema.

En relación con lo anterior, para Albadi (2008):

El PBP, es un programa basado en tarifas y precios. Su objetivo es aplanar la curva de demanda de energía al permitir que los usuarios predican su consumo en función de las tarifas proporcionadas por los operadores de la red. Estas tarifas son dinámicas y los usuarios reciben tarifas a medida que los operadores de red ajustan sus precios (p. 57).

Tabla 4.

Características de los programas basados en precios

Modalidad	Características	Observaciones
Precio pico crítico	El operador de red oferta dos tipos de precios, pico crítico y ordinario y los horarios en que estos regirán.	Por situaciones especiales se emplean precios pico críticos, estos pueden ser utilizados por tiempos amplios, se notifica al usuario el incremento de los precios días antes.
Precio pico crítico con control	El operador de red oferta dos precios y a su vez tiene el control de desconexión de usuario.	Por situaciones especiales y precios del mercado.
Descuento de tiempo pico	Los usuarios tienen descuentos en su tarifa por reducción en la demanda de energía eléctrica en días u horas pico, con respecto a su consumo promedio.	Mejora la confiabilidad del sistema eléctrico, reduce los precios de mercado.
Precio en tiempo real	Los usuarios pagan el precio real del mercado, buscando disminuir el consumo de energía eléctrica, cuando los precios son altos.	Los usuarios reciben información de los precios del día o de la hora siguiente.
Precio por tiempo de uso	Se establecen diversos precios para diferentes periodos del día, el usuario puede controlar su consumo en base a esto.	La generación y entrega de potencia, define el precio ofertado.

Tarifa de transmisión en respuesta al pico del sistema	Los usuarios se comprometen a reducir el consumo en horas pico para disminuir costos de transmisión de energía.	Se reducen los cargos por uso del sistema de transmisión.
--	---	---

Nota: Caracterización de los programas basados en precios.

El programa Apagar Paga, está basado en un sistema de incentivos y penalizaciones por el ahorro o despilfarro de energía.

Según la resolución CREG 051 (2016):

El programa surgió, debido a la severidad y duración del evento El Niño y la indisponibilidad de la central de Guatapé, se ponía en riesgo la continuidad del suministro de energía para satisfacer las necesidades nacionales. Por ello, la CREG adoptó la Resolución N° 029 de 2016 para establecer un régimen tarifario diferenciado para incentivar el ahorro de los consumidores en el mercado regulado. Donde más tarde, sería derogada por la resolución CREG 051 de 2016 (p. 2).

En esta resolución se promulgan las siguientes características:

- Mejorar la tarificación y la eficiencia en las operaciones del mercado eléctrico
- Optimizar las inversiones en generación de energía y redes de transmisión de energía.
- Mejorar el proceso de toma de decisiones sobre los usuarios y el consumo de energía.

De acuerdo con lo anterior, el programa de RD y la puesta en marcha del “Apagar Paga” han sido tema de evaluación, pretendiendo su mejoramiento o posible sustituto.

Por otra parte, “la infraestructura de medición avanzada (AMI), permitirá el incremento de proyectos de respuesta de la demanda. La Comisión ha realizado avances significativos para poner en funcionamiento esta infraestructura, bajo circunstancias que mantengan los réditos

para los consumidores y la operatividad del sector” (Ahumada et al, 2021).

3.2.3. Otros programas

Además de los anteriores programas RD mencionados, existen otros que reglamentan ensayos para disminuir el consumo por medio de plantas de emergencia, como hay otros que están en estudio de implementación usando mediciones tecnológicas de punta.

A continuación, se describen.

3.2.3.1. Resolución CREG 098 de 2018. Desde octubre del año 2018, entró en vigencia la resolución CREG 098 de 2018, donde se reglamentan los ensayos de reducción de consumo (activación de plantas de emergencia) que deben cumplir los usuarios que quieran hacer parte del programa (RD) (Asoenergía, 2020, p.22).

Se espera que, con dichos ensayos, que los mercados de energía eléctrica por medio del administrador del mercado confirmen que los clientes tienen la aptitud de disminuir en forma parcial o total su consumo de energía eléctrica cuando el sistema lo necesite.

3.2.3.2. Resoluciones CREG 131 de 2020 y CREG 101001 de 2022. En estas resoluciones se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) en el Sistema Interconectado Nacional y en ellas:

- Se establecen reglas y disposiciones para la puesta en marcha y gestión de la infraestructura y de los datos de medición avanzada
- La propuesta enmarcada dentro de la política energética de despliegue masivo del gobierno: meta de 75% de los usuarios con AMI para el año 2030.

Por otra parte, estas resoluciones establecen la entrega de excedentes a la red de distribución, por parte de los usuarios que produzcan su propia energía eléctrica, usando

tecnologías de autogeneración como sistemas fotovoltaicos, generación distribuida y vehículos eléctricos.

Recordando que en cualesquiera de los casos se debe contar previamente de un sistema de medición bidireccional. Esta medida sólo se aplicará a usuarios de pequeña escala.

La venta de créditos de que obtienen los usuarios por los excedentes de energía entregados a la red, puede ser negociados con terceros, afirma CREG.

4. Barreras y oportunidades en la implementación de la respuesta de la demanda en Colombia

En este capítulo, se analizan las barreras y oportunidades al implementar programas de respuesta a la demanda. Para ello, primero se deben tener en cuenta las limitantes en cada uno de sus entornos, los cuales son geográfico, económico y regulatorio y así poder aprovechar las potenciales oportunidades de su implementación.

4.1. Implementación de la respuesta de la demanda en Colombia

Para implementar un programa de RD, se necesitan incentivos a largo plazo para justificar la capacidad del usuario final, en la disminución de su consumo cuando el sistema de energía lo necesite.

El Grupo de Interconexión eléctrica ISA (2017b), menciona que:

El valor de contribución en un programa de RD, necesita ser bajo en relación al beneficio deseado para el sistema, por la existencia de los requerimientos de RD; dichos costos incluyen la mantención de instalaciones, amenaza de participación, costos de administración y costos de los ensayos. Se necesitan estas dos clases de incentivos: i)

remuneración por evento y ii) una remuneración permanente. Los primeros se asignan a la retribución que se salda al usuario por desvincularse del sistema eléctrico cuando este lo necesite.

La segunda clase de incentivos son los permanentes, y se asignan a un ingreso periódico. Con ellos se respalda que el usuario pueda apreciar una solidez y una afluencia de ingresos fijos en un tiempo establecido, de tal modo que le sean retribuidas las inversiones realizadas en su procedimiento de producción al hacer parte del programa y esté disponible para conceder servicios al sistema (p. 41).

En otras palabras, si careciera este último incentivo, probablemente no existan usuarios con la disposición de mantenerse en el programa.

En el caso de Colombia, para implementar un programa de RD, el grupo de Interconexión Eléctrica ISA (2017b), recomienda tener presente los siguientes aspectos:

- La disposición del recurso debe ser solo en horas pico y no en otra hora
- Debe informarse con anterioridad y no horas antes o inmediatamente
- Existencia de capacidades tecnológicas precisas y simples
- La retribución debe realizarse por disponibilidad y por evento
- Se estima un máximo de 80 horas por año.

4.2. Limitaciones en la implementación de programas RD en Colombia

Como se señaló en el capítulo anterior, Colombia ha logrado un progreso gradual en la integración de su programa de RD. Sin embargo, para alcanzar el mismo nivel de desarrollo que los países del primer mundo, es necesario formular una estrategia que facilite la construcción de procedimientos. Para ello, se abordarán en primer lugar las principales restricciones que existen

en la actualidad que no permiten la implementación de algunos programas en el sector energético.

4.2.2. Entorno geográfico energético

Hoy en día, Colombia aún enfrenta enormes desafíos en su territorio. Esto se debe a que, según el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones (IPSE) (2022):

El 53% de toda Colombia se encuentra en zonas sin conexión eléctrica y su principal misión es asegurar el acceso a la energía. La conectividad no se ha logrado en la mayoría de estas áreas, principalmente debido a factores geográficos claves y áreas con conflicto armado previo (p. 43).

Por lo tanto, considerando el estado actual del país, es descabellado y poco realista pensar en un programa (RD) en estas áreas.

Por otro lado, la principal limitación de las áreas en las zonas interconectadas para los programas de RD es que, no cuentan con telemetría avanzada completa y la infraestructura de medición avanzada (AMI) se está implementando en etapas.

Según el proveedor de servicios y telecomunicaciones Bismark Colombia, menciona que “el gobierno nacional planifica para el año 2030 lograr un 75% de la adaptación del sistema AMI, en zonas urbanas en un 95% y en zonas rurales en el 50%” (Bismark, 2021, p 2).

No obstante, la Superintendencia de Industria y Comercio se encargó de realizar un análisis de costo-beneficio de este proyecto, manifestando la imposibilidad de lograr la meta del 75% para el año 2030, señalando que tomaría más tiempo en completarse (Superintendencia Industria y Comercio, 2021, p 1).

4.2.3. Entorno económico

Como se mencionó en el contexto anterior, la implementación de un programa de Respuesta a la Demanda depende de los medidores avanzados de la infraestructura AMI.

Así, los factores económicos deben ser tomados en cuenta ya que es imperativo reemplazar los medidores existentes por medidores avanzados, inclusive se requiere actualizar las redes de comunicación, para permitir fluidez en las comunicaciones del sistema (Bismarck Colombia, 2021, p 2).

En otras palabras, se requiere una importante inversión inicial, donde no todos los operadores y usuarios de red tendrán la capacidad de realizar.

4.2.4. Entorno regulatorio

Colombia cuenta actualmente con varias implementaciones en el campo regulatorio. “En el año 2022, la CREG finalizó alrededor de 115 resoluciones con impacto significativo en el desarrollo energético” (CREG, 2022d, p 2). Donde los temas con mayor relevancia se enfocan en la transición energética y áreas sin conexión eléctrica, evidenciando que el enfoque normativo está alineado con las primordiales exigencias del país, que difieren de la integración de nuevos programas RD

En cuanto a los programas de RD en existencia, se considera la DDV en forma de regulación emitida en 2006 por la Resolución CREG 071 (CREG, 2006), que emplea un método de recompensas de cuentas por cobrar (CxC). Sin embargo, doce años más tarde, la Resolución CREG 098 de 2018 (CREG, 2018b); estableció las reglas que rigen la DDV, y se siguen proponiendo nuevas disposiciones sobre mecanismos, incluida la más reciente Resolución CREG 101-019 de 2022, donde se modifican las reglas para la DDV. Se han tomado alrededor

de nueve decisiones con respecto a este programa a lo largo de los años.

Dadas las limitaciones anteriores, en la Tabla 5 se realiza un análisis de contraste para categorizar los programas descritos en el Capítulo 1.

De esta forma, se revelan las principales limitantes en el marco colombiano y, frente a la taxonomía de los programas RD, se identifican los tipos de programas con mayor probabilidad de implementación, acordes con las realidades del país.

Tabla 5.

Condiciones limitantes vs tipos de programas RD

Condiciones limitantes Colombia	Servicios complementarios	Mercado de energía	RD de emergencia o capacidad
Entorno geográfico energético: No requiere de medición avanzada integral en todo el sistema	Al ser destinados a ayudar a equilibrar la oferta y la demanda en escalas de tiempo cortas, requiere la incorporación de medición avanzada.	Se presentan ofertas de mercado de energía, similares a las presentadas por los generadores, y son programadas por el sistema, en tiempo real. Por lo que requiere incorporación de medición avanzada.	Estos programas respaldan la confiabilidad durante condiciones de carga máxima, reducen la demanda cuando sea necesario, y no está condicionado a utilizar sólo medición avanzada.
Entorno económico: No requiera alta inversión inicial en redes de comunicación y AMI a nivel nacional.	Al requerir medición avanzada y de respuesta corta se requiere de una inversión inicial a nivel nacional.	Al requerir medición avanzada y de respuesta corta se requiere de una inversión inicial a nivel nacional.	No requiere necesariamente de implementación de AMI, su tiempo de respuesta es largo, por lo que no requiere de una inversión nacional.

Contexto regulatorio: No requiere de un mercado intradiario para ser despachado	Al ser programas destinados a ayudar a equilibrar la oferta y la demanda en escalas de tiempo cortas después de una contingencia no es necesario su despacho dentro del mercado intradiario.	Se despacha dentro de los mercados de energía intradiario.	No requiere tenerse en cuenta dentro del despacho.
---	--	--	--

Nota: Análisis de contraste Condiciones limitantes vs tipos de programas RD

4.3. Oportunidades al implementar programas RD en Colombia

Según Neenan (2005), se observan las siguientes oportunidades en países con experiencia y prácticas modernas en la implementación y desarrollo de la RD:

- Los usuarios de energía que se suscriben en programas RD suponen pagar precios más bajos que los usuarios que se suscriben en servicios tradicionales porque no tienen que pagar primas de riesgo para garantizar la cobertura. Con los servicios tradicionales, los precios de la energía son fijos, por lo que se sobreentiende que se pagaría una prima respecto a los precios de mercado.
- Los usuarios que participen en el RD y acepten los precios, lograrán ahorros significativos.
- Su tamaño está determinado por una variedad de factores que incluyen, entre otros, la flexibilidad de la curva de carga y el peso de la entrada de energía al proceso de producción.
- A nivel de mercado, todos los usuarios de electricidad se beneficiarán de los ahorros de los costos en la compra y la venta del mercado.
- Los usuarios sacarían provecho en las disminuciones de carga, porque los recursos se atribuyen de forma idónea, lo que a su vez conduce a un mejor bienestar social.
- En general, cuando las disminuciones de carga corresponden a los picos del sistema, los

propietarios de la red de energía ahorran dinero al no tener que expandir la capacidad instalada para satisfacer la demanda de los consumidores (p. 71).

Por otra parte, un informe de la Federal Energy Regulatory Commission FERC (2008) de EE. UU., hace hincapié en ciertas oportunidades que han alentado la incorporación de los RD en este país:

- Los operadores de red tienen otro mecanismo a su disposición para garantizar la confiabilidad del sistema en caso de emergencia.
- En muchos casos, esto ha resultado en inversiones diferidas en infraestructura de generación y distribución de energía.
- La puesta en marcha, por consecuencia es más rápida que al necesitar una extensión en las redes (p.29).

5. Análisis comparativo de la implementación de la respuesta de la demanda con otros países

El análisis comparativo de la implementación de la respuesta de la demanda en diferentes países puede ser un ejercicio valioso para comprender las diferencias en las estrategias y políticas energéticas de cada nación. Como se ha mencionado, la respuesta de la demanda es una estrategia que busca equilibrar la oferta y la demanda de energía eléctrica mediante la participación activa de los consumidores para reducir o cambiar su consumo durante períodos de alta demanda o escasez de recursos energéticos. En este capítulo se realiza un análisis comparativo de la implementación de la respuesta de la demanda en algunos países como Estados Unidos, el cual ha sido pionero y ha estado promoviendo la respuesta de la demanda a nivel nacional a través de programas y regulaciones federales, así como iniciativas estatales. Por

otra parte, también se analizan países de Europa, como Francia, Bélgica, Finlandia y Reino Unido. Como cuota sudamericana se opta por analizar el impacto de los RD en Brasil. Finalmente, se clasifican estos programas donde se enfocó en realizar una comparativa con Colombia, identificando las principales estrategias de los agregadores.

5.1. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Estados Unidos

Para conocer la experiencia de Estados Unidos en los Programas de Respuesta de la demanda (RD), se utiliza como referencia el informe publicado por ISO/RTO Council en 2018 (Alcázar et al, 2020, p 22).

5.1.1. Programas implementados por PJM

Según Alcázar et al (2020), PJM es el principal operador del sistema eléctrico en los estados de Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland. Para el 2019 la capacidad instalada del sistema era de 180 GW y la energía total entregada fue de 807 TWh. PJM cuenta con los programas de RD que se describen a continuación:

Respuesta económica de la carga (reservas sincronizadas): Es un programa de reserva de participación voluntaria, donde la cantidad mínima para ofertar es de 0,1 MW. La activación del programa se lleva a cabo en tiempo real y se sigue un procedimiento operacional que incluye una rampa de potencia con una duración máxima de 10 minutos. Además, la acción no puede superar los 30 minutos, aunque no se ha establecido un tiempo mínimo específico. Los participantes responsables de la demanda (PRD) son los encargados de cumplir con el servicio que les ha sido asignado de acuerdo con la programación resultante de la subasta

Respuesta económica de la carga (regulación): Se refiere a una modalidad de regulación

de participación voluntaria, donde la cantidad mínima de oferta es de 0,1 MW. La notificación para la activación puede demorar hasta 2 horas, y el proceso de activación en sí requiere una rampa de 30 minutos siguiendo un procedimiento operativo específico.

Cabe destacar que no existen límites establecidos ni en la duración máxima ni en la duración mínima de la acción. Los Participantes Responsables de la Demanda (PRD) deben estar disponibles para llevar a cabo la acción dentro de los horarios determinados por los resultados de la subasta

Respuesta máxima de la carga para emergencias (capacidad): Es un programa encuadrado dentro de los productos de capacidad y opera de manera voluntaria, con una oferta mínima de 0,1 MW. El período de notificación para su activación es de hasta 2 horas, y la activación en sí requiere una rampa de 30 minutos. La duración máxima permitida para esta acción es de 12 horas durante los meses de junio a octubre, y de 15 horas para los demás meses. Es esencial que los participantes estén disponibles para prestar este servicio entre las 10:00 y las 22:00 horas o entre las 6:00 y las 21:00 horas, según la época del año (p. 35).

5.1.2. Programas implementados por NYISO

Por otra parte, Alcázar et al (2020), menciona que NYISO es el principal operador del sistema eléctrico del estado de Nueva York. Para el 2019 la capacidad instalada del sistema era de 41,8 GW y la energía total entregada fue de 160 TWh . NYISO cuenta con los siguientes programas de RD:

Programa de respuesta de la demanda en servicios complementarios (DSASP-10 y DSASP- 30): Este programa trata de una reserva voluntaria en la cual el tamaño mínimo

de la oferta debe ser de 1 MW. La adjudicación del servicio se realiza a las 11:00 del día D-1, y la notificación se efectúa con 75 minutos de antelación a la acción. La duración mínima requerida para la acción es de 1 hora, y esta se activa cuando el precio de la energía supera el precio de la oferta. Es importante mencionar que hay dos modalidades para este servicio, las cuales comparten todas las características mencionadas, excepto el tiempo de duración de la rampa de potencia, que puede ser de 10 o 30 minutos según la elección.

Programa de respuesta de la demanda en servicios complementarios (DSASP - Regulación): Se clasifica como una regulación de participación voluntaria y exige una oferta mínima de 1 MW. La asignación del servicio se realiza a las 11:00 del día D-1, y la notificación para su activación se efectúa con 5 minutos de anticipación a la acción. Cabe destacar que la activación debe ser instantánea y la duración mínima de la acción es de 1 hora. La activación se lleva a cabo cuando el precio de la energía supera el precio de la oferta.

Recursos de capacidad instalada para casos especiales: Se trata de un recurso de capacidad de participación voluntaria con una oferta mínima de 0,1 MW que se asigna el día D-1. La notificación del servicio se realiza con una antelación de 2 horas antes de llevar a cabo la acción, la cual debe tener una duración mínima de 4 horas. La activación sigue un procedimiento operacional establecido (p. 42).

5.1.3. Programas implementados por MISO

El informe de Alcázar et al (2020), afirma que:

MISO es el principal operador del sistema eléctrico de los estados de Arkansas, Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Louisiana, Michigan, Minnesota, Missouri, Montana, North

Dakota, South Dakota, Tennessee, Wisconsin y la provincia canadiense de Manitoba, para el 2019 la capacidad instalada del sistema era de 180 GW y la energía total entregada fue de 667 TWh . MISO cuenta con los siguientes programas de RD:

Recurso de respuesta de la demanda (Reserva): Este programa se trata de una reserva voluntaria, cuya subasta se resuelve alrededor de las 16:00 del día D-1. La activación cuenta con una rampa de potencia que tiene una duración máxima de 10 minutos, y la acción en sí debe tener una duración mínima de 1 hora. El tamaño mínimo de la oferta requerida es de 1 MW, y la asignación se efectúa cuando el precio de la energía supera el precio de la oferta. Es importante mencionar que existen dos variantes para este servicio, denominadas tipo I y tipo II. La diferencia entre ambas radica en aspectos relacionados con la comunicación y la telemetría, especialmente en la posibilidad de agregar recursos, la cual solo está permitida en el tipo I.

Recurso de respuesta de la demanda. (Regulación): Se refiere a una regulación voluntaria, cuyo mercado se convoca aproximadamente alrededor de las 16:00 del día D-1. Se caracteriza por ser instantáneo, sin rampa, y su duración mínima es de 1 hora. El tamaño mínimo de oferta requerido es de 1 MW, y la asignación se realiza cuando el precio de la energía supera el precio de oferta. Es importante destacar que en este mercado no se permite la agregación de recursos.

Recurso de modificación de la carga: Es un programa de capacidad voluntario, en el cual el tiempo de duración de la rampa de potencia se determina a través de una subasta. Los participantes responsables de la demanda (PRD) se comprometen a activar el servicio durante un período mínimo de 4 horas, pero se permite un máximo de 5 activaciones por cada programación asignada. La oferta mínima requerida es de 1 MW, y la activación

sigue un procedimiento operacional establecido (p. 46).

5.1.4. Programas Implementados por ISO-NE

ISO-NE es el operador del sistema eléctrico de los estados de la región de Nueva Inglaterra (Maine, Vermont, New Hampshire, Massachusetts, Rhode Island y Connecticut). Para el 2017 la capacidad instalada del sistema era de 30 GW y la energía total entregada fue de 121 TWh (Alcázar et al, 2020, p.47)

ISO-NE cuenta con los siguientes programas de RD:

Recursos de la demanda: Se trata de un recurso voluntario de capacidad que puede ser activado en ciertos períodos de programación, específicamente durante las horas pico. Se caracteriza por tener una respuesta instantánea y requiere una oferta mínima de 0,1 MW. Hay dos tipos de recursos de la demanda, cada uno con criterios de activación y disponibilidad diferentes.

- En punta: La disponibilidad de los participantes responsables de la demanda (PRD) depende de la época del año. Durante el verano (junio-agosto), el servicio debe estar disponible entre las 14:00 y las 17:00 horas, mientras que en invierno (diciembre-enero) este período se reduce a entre las 18:00 y las 19:00 horas. De esta manera, la unidad puede responder de manera rápida y precisa, ya que conoce los momentos específicos del día en los que se le puede requerir la acción, según los resultados del mercado.
- En pico estacional: Los participantes responsables de la demanda (PRD) deben estar disponibles en los días laborables no festivos, dentro de un rango de horas que varía según la estación (verano e invierno). La activación se lleva a cabo cuando la carga del sistema alcanza o supera el 90% del pico de carga pronosticado para la estación

correspondiente.

Demanda relacionada con activos gestionables: Este es un programa de reserva voluntario en el que no se establece un tiempo específico de notificación, pero la rampa de potencia es uno de los parámetros que se subastan junto con la oferta. Se requiere una oferta mínima de 1 MW.

El periodo en el cual el participante responsable de la demanda (PRD) debe estar disponible depende del resultado de la subasta, y no hay requisitos mínimos o máximos para mantener la capacidad de respuesta. La activación se lleva a cabo mediante despacho económico, considerando las ofertas recibidas (p. 48).

5.1.5. Programas Implementados por ERCOT

“ERCOT es el operador del sistema eléctrico del estado de Texas, para el 2018 la capacidad instalada del sistema era de 78 GW y la energía total entregada fue de 357 TWh” (Alcázar et al, 2020, p. 50).

ERCOT cuenta con los siguientes programas de RD:

- ERS no sensible al tiempo: Este programa es una oferta voluntaria de capacidad sin requerir tiempo de notificación, y no está sujeto a las condiciones climatológicas del estado de Texas. El tamaño mínimo de la oferta necesaria es de 0,1 MW, y la activación se realiza mediante un procedimiento operacional establecido. La duración máxima de la acción es de 12 horas, sin embargo, no hay un límite establecido para la duración mínima. Los participantes responsables de la demanda (PRD) tienen la obligación de ofrecer el servicio dentro de horarios definidos, y no hay restricciones en cuanto al número de activaciones. Este tipo de servicio se subdivide en dos productos distintos que comparten todas las

características mencionadas, siendo la duración de la rampa de potencia la única diferencia entre ellos, pudiendo ser de 10 o 30 minutos.

- ERS sensible al tiempo: Este es un programa de capacidad voluntario que no requiere tiempo de notificación y su activación depende de las condiciones climatológicas del estado de Texas. El tamaño mínimo de la oferta requerida es de 0,5 MW, y la activación se realiza mediante un procedimiento operacional establecido. La duración máxima permitida para la acción es de 3 horas, y el participante responsable de la demanda (PRD) tiene la obligación de ofrecer el servicio dentro de horarios definidos, con un máximo de 8 activaciones por intervalo de tiempo. De manera similar al servicio ERS no sensible al tiempo, en este caso también existen dos productos diferenciados únicamente por la duración de la rampa de potencia, que puede ser de 10 o 30 minutos.
- Recursos de carga no controlable: Este programa se refiere a una reserva voluntaria sin tiempo de notificación y sin permitir la agregación de recursos. La oferta mínima requerida es de 0,1 MW, y la activación puede seguir un procedimiento operacional o ser de tipo respuesta automática. No hay limitaciones en cuanto a la duración de la acción, y la rampa de potencia puede durar hasta 10 minutos.
- Recursos de carga controlable: Este es un servicio voluntario de regulación que no requiere tiempo de notificación y tiene una activación inmediata, sin rampa de potencia. La agregación de recursos no está permitida. La oferta mínima requerida es de 0,1 MW, y la activación es automática y continua, sin límites de duración. El participante responsable de la demanda (PRD) debe ofrecer los servicios dentro

de horarios definidos.

5.2. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Europa

Europa ha estado avanzando en la implementación de programas de respuesta de la demanda a través de una serie de iniciativas y regulaciones. Algunos de los aspectos más destacados incluyen: La participación de los consumidores, ya sea a nivel industrial o residencial. Los consumidores pueden recibir incentivos financieros para reducir su consumo de energía en momentos de alta demanda o cuando la generación de energía renovable es baja.

5.2.1. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Francia.

Según lo descrito por Valverde (2018):

En Francia desde el año 2003, los grandes clientes industriales han estado involucrados en el mecanismo de ajuste, y a partir de 2007, se llevaron a cabo los primeros proyectos piloto para incluir a la carga residencial en dicho mecanismo. En 2014, se presentó una novedad cuando un consumidor industrial proporcionó su reducción de energía como reserva primaria por primera vez. Este programa, junto con la reserva secundaria, ha fomentado la participación desde el 1 de julio de 2014 (p. 54).

Por otra parte Valverde (2018), menciona que:

En diciembre de 2013, se implementó el mecanismo NEBEF (Notification d'Échange de Blocs d'effacement), que permite que la carga reducida pueda ofrecer su energía directamente en el mercado mayorista de electricidad. Durante la fase de experimentación, el volumen activado fue bajo (310 MWh en 2014) debido a un invierno suave. Sin embargo, desde entonces, la participación ha ido en aumento, alcanzando 1.522 MWh en 2015 y 10.313 MWh en 2016. El mecanismo de equilibrio y los servicios

auxiliares están abiertos para la respuesta de la demanda agregada. Además, las cargas también pueden participar en el mercado diario y, a partir de enero de 2017, en el mercado intradiario a través de NEBEF (p. 61).

El Operador del Sistema de Transmisión francés ha estado adaptando los requisitos de los programas para ajustarse mejor a las capacidades del lado de la demanda. En 2013, se reguló la relación entre los agregadores y las comercializadoras, estableciendo un marco estandarizado (Valverde, 2018, p. 63).

5.2.2. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Bélgica

Bélgica ha dado pasos significativos para abrir sus servicios auxiliares a la respuesta de la demanda mediante una serie de cambios en los requisitos del producto. “Actualmente, el Demand Response puede participar en las reservas primarias y terciarias, así como en el programa de contratos interrumpibles, que se encuentra clasificado bajo la reserva terciaria. Sin embargo, aún no se ha abierto la reserva secundaria al "Demand Response" (Valverde, 2018, p. 66).

“En el mercado de energía belga, una de las principales dificultades radica en que los agregadores necesitan obtener el acuerdo previo de la comercializadora del cliente antes de poder contratar con el cliente” (Valverde, 2018, p 66).

“El desafío para fomentar una mayor participación en la respuesta de la demanda es brindar a los clientes acceso al mercado *spot*. En la actualidad, la participación en el mercado *spot*, conocido como Belpex, se encuentra restringida solo a unos pocos grandes consumidores industriales” (Valverde, 2018, p.67).

5.2.3. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Finlandia

En Finlandia, se han dado importantes avances para permitir la participación del Demand Response en varios mercados, aunque aún existen ciertas limitaciones. En la actualidad, la Demand Response y la agregación son posibles en todos los mercados, pero con ciertas restricciones.

Por ejemplo, Valverde (2018), asegura que:

Solo se permiten agregadores independientes en los mercados FCR-D (Reserva de Contención de Frecuencia para Perturbaciones). Además, la agregación de recursos de diferentes Áreas de Responsabilidad del Punto de Balance (BRP) solo es posible en los mercados FCR-D, a pesar de que el agregador pueda proporcionar información adecuada a los BRP para mitigar sus riesgos de equilibrio (p.69).

Complementando la información anterior, Valverde (2018) afirma que:

Actualmente, el Demand Response solo existe en gran escala en los mercados FCR-D y mFRR (Reserva de Restauración de Frecuencia anual). Sin embargo, se han llevado a cabo algunos proyectos piloto para el mercado FCR-N (Reserva de Contención de Frecuencia para Operación Normal) que finalizaron en enero de 2017, y recientemente ha surgido una participación comercial menor de las cargas residenciales (100 kW) en el FCR-N. Por otro lado, no hay participación en el mercado aFRR (Reserva de Restauración de Frecuencia Automática). Es importante tener en cuenta que el tamaño mínimo de la oferta limita el potencial completo de la respuesta de demanda para algunos productos (Valverde, 2018, 71).

5.2.4. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Suiza

En Suiza, la regulación primaria es proporcionada por distintos agentes suizos, franceses, austríacos y alemanes. No obstante, este mercado es relativamente pequeño y ofrece un pago

por disponibilidad que no resulta muy atractiva para la respuesta de la demanda (RD). “Las ofertas deben tener un tamaño mínimo de 1 MW, el tiempo de notificación es de 30 segundos y la activación se realiza automáticamente varias veces al día.

Estas condiciones, sumadas a un precio de remuneración bajo, dificultan la participación de la RD en este servicio” (Alcázar et al, 2020, p. 57).

Asimismo, en la reserva secundaria suiza, el despacho se realiza de forma proporcional a las responsabilidades de cada proveedor del servicio, pero solo se aceptan ofertas simétricas, lo que constituye una barrera para el desarrollo de la respuesta de la demanda en este ámbito. “Las ofertas deben tener un tamaño mínimo de 5 MW, el tiempo de notificación es de 200 segundos y la activación se realiza por control remoto, varias veces al día” (Alcázar et al, 2020, p. 62).

En contraste, la regulación terciaria cuenta con 6 bloques de 4 horas para cada día, y las ofertas pueden ser diarias o semanales, sin la exigencia de simetría como en la reserva secundaria. Esto la convierte en un mercado más atractivo para la respuesta de la demanda. En términos técnicos Alcázar et al (2020), menciona que:

El tamaño mínimo de la oferta es de 5 MW, el tiempo de notificación varía entre 15 minutos para los compromisos diarios y semanales a subir, y de 20 a 35 minutos para los compromisos semanales a bajar. La activación, en todos los casos, es manual y puede realizarse varias veces al día (p. 67).

5.2.5. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Reino Unido

Cuenta con mecanismos de respuesta de la demanda integrados en los mercados de ajuste y en los de capacidad, siendo el primer país de Europa en abrir algunos de sus mercados

eléctricos a la participación de los usuarios finales (Bengoa, 2016, 49).

Alcázar et al (2020), proporciona información sobre los siguientes programas de Respuesta de la demanda en el Reino Unido:

- Regulación Primaria: En cuanto a la regulación primaria, se pueden distinguir dos variantes con diferentes características técnicas
- Regulación primaria dinámica: Esta variante ofrece una respuesta extremadamente rápida en un tiempo de tan solo 10 segundos. La activación es automática y continua, ajustándose en función de la desviación de la frecuencia de la red respecto a los 50 Hz de referencia. En otras palabras, ante cualquier variación en la frecuencia, el sistema se activa de manera inmediata para adecuar la potencia generada o consumida y restablecer así la frecuencia a su valor objetivo.
- Regulación primaria estática: En esta variante, el tiempo de respuesta es de 30 segundos. La activación ocurre únicamente cuando la frecuencia desciende por debajo de los 49,8 Hz. En respuesta a esta situación, se reduce la potencia demandada a la red en un valor específico. La activación se lleva a cabo en momentos específicos, vinculados a una frecuencia mínima determinada, lo que permite mantener el equilibrio de la red frente a variaciones en la demanda o generación de energía.
- Control de frecuencia mediante gestión de la demanda: FCDM: es un programa utilizado para manejar desvíos significativos en la frecuencia del sistema eléctrico. Este servicio se activa de forma automática únicamente cuando la frecuencia desciende por debajo de los 49,7 Hz, lo cual ocurre aproximadamente 10 veces al año. El tiempo de activación es rápido, tan solo 2 segundos, y la acción generalmente no se extiende más allá de los 30 minutos.

- Programa Short-Term Operating Reserve (STOR): también es conocido como reserva de operación a corto plazo, ha sido un componente importante para la respuesta de la demanda en el Reino Unido.

Sin embargo, en los últimos años, los precios han experimentado una disminución, lo que ha presentado un desafío para la participación de la RD. Además, los proveedores de este servicio deben ofrecer una cantidad fija de 11 a 13 horas por día de lunes a viernes, lo que ha dificultado la competitividad. Para abordar esta situación, se han diseñado nuevas variantes más adecuadas para la RD:

- STOR Premium Flexible y STOR Runway. Este último programa permite que los agregadores presenten ofertas de volúmenes que aún no están completamente formados, brindando así una mayor flexibilidad para adaptarse a las demandas del mercado. Estas medidas buscan mejorar la participación de la respuesta de la demanda y hacerla más accesible en el panorama actual.
- Reserva rápida: Los requisitos para la reserva rápida son muy rigurosos, estableciendo un tamaño mínimo de oferta de 50 MW, lo cual limita en gran medida la participación de la respuesta de la demanda (RD). Además, al requerir entre 10 y 15 activaciones diarias, este servicio no resulta atractivo para los recursos de la demanda. El corto tiempo de notificación de 2 minutos y la activación manual también representan desafíos adicionales para los participantes de la RD. Estas condiciones hacen que la participación en este programa sea restringida y poco favorable para los actores de la RD.
- Demanda a subir: Este es un proyecto piloto en el cual los ofertantes tienen la tarea de aumentar la demanda o reducir la generación eléctrica. Está especialmente diseñado para momentos en los que hay una alta generación de energía renovable y un bajo consumo nacional. Sin embargo, desde su implementación en 2016, la participación en este servicio

ha ido disminuyendo progresivamente.

Para participar en este programa, los ofertantes deben ofrecer un tamaño mínimo de oferta de 1 MW, y el tiempo de notificación mínimo requerido es de 10 minutos, aunque en la práctica este tiempo suele extenderse a varias horas. La duración media de la acción es de aproximadamente 3-4 horas, y la activación se realiza manualmente, teniendo la posibilidad de ocurrir varias veces a lo largo de la semana. Estas características específicas hacen que la participación en este proyecto piloto sea limitada y esté sujeta a consideraciones particulares en cuanto a la generación de energía renovable y el consumo nacional (p. 75).

5.3. Experiencia en programas de respuesta de la demanda en Brasil

En Brasil, se han aplicado tarifas por tiempo de uso a grandes consumidores desde los años ochenta. Sin embargo, Marulanda (2014), afirma que:

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) emitió la Resolución 464 en 2011 con el objetivo de enviar señales económicas a los pequeños usuarios conectados a redes de baja tensión mediante tarifa. Dentro de las dos principales estructuras tarifarias relacionadas con la Demanda Responsable (RD), se encuentran la Tarifa Blanca (White Tariff - WT) y la Tarifa Bandera (Tariff Flag - TF) (p.31).

“La Tarifa Blanca (WT) ofrece a los participantes tres precios distintos a lo largo del día, los cuales están relacionados con el nivel de consumo” (Marulanda, 2014, p. 33) Es decir, se ofrecen precios elevados para las horas de mayor demanda, precios bajos en horas de bajo consumo y precios intermedios para las demás horas del día.

Por otro lado, la Tarifa Bandera (TF) envía señales económicas a los participantes con una resolución mensual. Estas tarifas se calculan en base al precio de la energía en tiempo real

y los cargos por el servicio asociados a la seguridad del suministro (Marulanda, 2014, p.33).

5.4 Comparativo de los programas de respuesta de la demanda implementados en otros países y la situación en Colombia.

A continuación, se realizará un comparativo entre los programas de respuesta de la demanda implementados en otros países y la situación en Colombia.

5.4.1. Implementación y madurez de los programas

Con relación a la implementación y madurez de los programas de respuesta a la demanda se tiene que:

- Otros países: Muchos países han estado implementando programas de respuesta de la demanda desde hace varios años y han alcanzado un mayor grado de madurez en su desarrollo. Algunos países como Estados Unidos, Bélgica, Francia, Suiza, Finlandia y el Reino Unido han adoptado programas a gran escala y cuentan con una mayor experiencia en la gestión de la demanda eléctrica.
- Colombia: Está en una etapa inicial en la implementación de programas de respuesta de la demanda. Si bien se han realizado algunos esfuerzos para promover la eficiencia energética y la gestión de la demanda, aún se encuentra en una fase de desarrollo temprana en comparación con otros países.

5.4.2. Cobertura y participación de los consumidores

Con relación a la cobertura y participación de los consumidores de los programas de respuesta a la demanda se tiene que:

- Otros países: En los países más avanzados en programas de respuesta de la

demanda, existe una mayor cobertura y participación de diversos sectores, incluyendo consumidores residenciales, comerciales e industriales. Los programas se han expandido para incluir desde grandes empresas industriales hasta propietarios de viviendas.

- Colombia: La participación en programas de respuesta de la demanda se centran en el sector industrial y comercial. La participación de los consumidores residenciales es nula debido a falta de normatividad sobre el tema y la falta de incentivos.

5.4.3. Incentivos y beneficios para los participantes

Con relación a los incentivos y beneficios de los participantes de los programas de respuesta a la demanda se tiene que:

- Otros países: Los países con programas más consolidados han ofrecido incentivos financieros significativos para los participantes en los programas de respuesta de la demanda. Esto puede incluir tarifas reducidas, pagos por capacidad o incentivos fiscales.
- Colombia: Aunque existen algunos incentivos para los participantes en los programas de respuesta de la demanda, en general, estos no son tan atractivos como en otros países más desarrollados. Esto es un factor que limita la adopción más amplia de estos programas en Colombia.

5.4.4. Tecnología e infraestructura

Por último, con relación a la tecnología e infraestructura requerida para los programas de respuesta a la demanda se tiene que:

- Otros países: Los países más avanzados han invertido en tecnologías modernas, medidores avanzados y sistemas de automatización para facilitar la participación de los consumidores en la gestión efectiva de la demanda.
- Colombia: Si bien se ha avanzado en la instalación de medidores avanzados en algunas regiones del país, en general, la infraestructura y la tecnología para facilitar la respuesta de la demanda aún no está ampliamente desarrolladas como en otros países.

En resumen, algunos países han avanzado significativamente en la implementación de programas de respuesta de la demanda y han alcanzado un alto grado de madurez y cobertura, Colombia está aún en una etapa temprana en este aspecto.

6. Potencial de la implementación de la respuesta de la demanda en la transición energética de Colombia

La implementación de la respuesta de la demanda en la transición energética de Colombia tiene el potencial de ofrecer una serie de beneficios significativos tanto para el país como para el medio ambiente. En este capítulo, se pone en contexto algunas maneras en las que la respuesta de la demanda puede ser beneficiosa en el ámbito de la transición energética en Colombia: La respuesta de la demanda puede ayudar a suavizar los picos de demanda eléctrica, lo que a su vez reduce la necesidad de construir nuevas plantas de generación para satisfacer esos picos. Esto puede ahorrar dinero a las empresas eléctricas y a los consumidores, al tiempo que mejora la eficiencia del sistema eléctrico.

6.1. Legislación colombiana para la transición energética.

La Ley 1715 de 2014, define la respuesta de la demanda (RD) como los 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. Considerando la RD como un mecanismo de gestión eficiente de la energía, en el artículo 31 de esta Ley. Mientras que, el Congreso de Colombia (2014), mediante el El Ministerio de Minas y Energía delega a la CREG para que:

Establezca mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por el Ministerio de Minas y Energía o por la misma CREG. Esta Ley también establece un marco legal destinado a la transición energética en el país. Esta ley busca modernizar la legislación vigente y dinamizar el mercado energético, mediante la promoción, desarrollo y utilización de fuentes no convencionales de energía (FNCE), especialmente las renovables.

Por otra parte, la Ley 2099 de 2021 es un hito importante en la transición energética de Colombia. Su objetivo principal es “modernizar la legislación vigente y dinamizar el mercado energético mediante el impulso, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía”(Brigard, 2021, p.13). Esta medida tiene como propósito diversificar la matriz energética del país y disminuir la dependencia de fuentes tradicionales.

Una de las metas clave de la ley de transición energética es el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible para mejorar su calidad y cobertura en todo el territorio nacional. Además, se busca promover la reactivación económica del país, incentivando la inversión en el sector energético y apoyando el crecimiento de las energías renovables. Brigard (2021), menciona:

Es relevante mencionar que la ley 2099 modifica aspectos de la ley 1715 de 2014, que regula la integración de energías renovables no convencionales en el sistema energético nacional. Estos cambios tienen como propósito agilizar y simplificar los procedimientos para la incorporación de fuentes de energía no convencionales en el sistema, lo que facilitará su expansión y adopción en todo el país (p. 21).

Adicional a esto, Castañeda (2018) describe que:

La Ley 2099 introduce modificaciones en la ley 1715 de 2014, que rige la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El nuevo marco legal facilita la integración de FNCE al mercado eléctrico y busca brindar incentivos económicos a aquellos que reduzcan su consumo de energía. Además, esta normativa está enfocada en mitigar los posibles impactos del cambio climático en el Sistema Interconectado Nacional (p.28).

Ley 2294 de 2023. (Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026): Comunidades Energéticas, Hidrógeno Blanco.

Por medio de la cual se aprobó el Plan Nacional de desarrollo (PND), agregó varios cambios respecto a normativa relevante del sector de energía en Colombia, primordialmente en relación con normas referentes a la transición energética.

Se introducen conceptos como, Hidrógeno Blanco catalogando como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Según Vesga (2023), también se incorpora la definición de Comunidades energéticas y se ordena a:

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regular la prestación de servicios públicos por parte de estas comunidades.

- A la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) definir los parámetros de capacidad instalada, dispersión de áreas urbanas y rurales y mecanismos de sostenibilidad
- Otorgar competencia a la Superintendencia de Servicios Públicos para vigilar la prestación de los servicios públicos (p. 12).

En el contexto del Mercado Secundario de la Energía en Firme, Castañeda (2018), afirma que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):

Estableció el mecanismo DDV (Demanda Desconectable Voluntaria). Este mecanismo, como un anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, permite a los usuarios reducir su consumo de energía eléctrica a cambio de una remuneración por parte de los generadores. Aunque el DDV no define explícitamente mecanismos para la Gestión de la Demanda (DR), presenta similitudes con el DRP (Programas de Respuesta de la demanda), un enfoque basado en incentivos (p.44).

Para fortalecer la participación de la DR en el mercado diario en condiciones críticas, cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez en el mercado mayorista, se estableció la regulación del DRP. Castañeda describe este programa de la siguiente manera:

Los comercializadores representan a los usuarios interesados en participar en la DRP. Los usuarios envían una única oferta de precio para las 24 horas del día, junto con la declaración de la reducción, al Centro Nacional de Despacho (CND). Los usuarios tienen la libertad de seleccionar el comercializador que los represente, independientemente de quién les suministre energía. La regulación define los lineamientos para verificar la reducción o desconexión de energía, así como la metodología para liquidar y recaudar las

transacciones dentro de la Bolsa del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Los participantes en el DRP reciben una remuneración basada en la oferta de precio multiplicada por la energía reducida y verificada (Castañeda, 2018, p 51).

Respecto a la implementación de redes inteligentes en Colombia, la UPME ha desarrollado los estudios SG Colombia Visión 2030.

Este proyecto identifica la infraestructura de medición AMI (Advanced Metering Infrastructure) como una tecnología habilitadora para las redes inteligentes.

La Resolución 40072 de 2018 del MME establece las funcionalidades de los medidores inteligentes, mientras que la CREG definió las condiciones para la implementación de AMI con la resolución CREG 101 001 del 2022. “Los operadores de red son responsables de instalar, administrar, operar y mantener los medidores inteligentes. El objetivo es alcanzar una cobertura del 95% de los usuarios urbanos y el 50% de los usuarios rurales para el año 2030” (Castañeda Hernández, p. 52).

6.2. Aspectos claves para una efectiva implementación de programas de respuesta de la demanda.

La gestión de la demanda a nivel internacional ha demostrado que ciertos aspectos son esenciales para lograr una reducción efectiva del consumo de energía: diseño tarifario, incentivos económicos, acceso a información, tecnologías de control, nuevas empresas de servicios y mecanismos de verificación. Cada aspecto tiene distintos requerimientos e impactos en el comportamiento de los consumidores, de acuerdo con sus tipologías. Enersis (2017), asegura que:

Es fundamental adaptar las estrategias y programas de gestión de la demanda según las

características específicas de los consumidores y las condiciones del mercado energético en cada país. La combinación adecuada de programas y acciones puede generar resultados exitosos en términos de eficiencia energética, reducción de emisiones y confiabilidad del sistema eléctrico. Aprovechar la experiencia y lecciones aprendidas a nivel internacional ayudará a diseñar estrategias efectivas de gestión de la demanda que contribuyan a una transición energética sostenible (p. 42).

6.2.1. Diseño de Tarifas

El diseño del régimen tarifario de la energía es un elemento fundamental para fomentar la efectiva gestión de la demanda a través de programas de Respuesta de la Demanda (DR). En la actualidad, se busca lograr la viabilidad económica en la prestación del servicio eléctrico mediante tarifas que reflejen de manera adecuada el costo real del servicio. “En el caso específico de la DR, el éxito radica en que los consumidores dispongan de un sistema de precios apropiado que les brinde señales económicas claras para tomar decisiones eficientes en su consumo de energía” (Enersic, 2017, p. 55).

Un enfoque con menor incentivo es aplicar una tarifa plana que no distingue los periodos de consumo, lo que puede tener un impacto limitado en la gestión de la demanda en momentos críticos. Por otro lado, “la implementación de una tarifa de periodos de punta (Peak Pricing) resulta más efectiva, ya que incrementa los precios durante los momentos de máxima demanda, incentivando a los consumidores a reducir su consumo en esos momentos” (Enersic, 2017, p.56).

Una alternativa aún más efectiva es la adopción de tarifas por Tiempo de Uso (Time of Use), donde el precio de la energía varía en bloques de tiempos específicos a lo largo del día. Sin embargo, Enersic (2017), afirma que:

El diseño óptimo es el sistema de tarifas de tiempo real (Real-Time Pricing), donde el precio fluctúa continuamente según el momento de consumo. Implementar este tipo de tarifas dinámicas, requiere disponer de procedimientos y sistemas avanzados de operación comercial, así como capacidad de comunicación y equipamiento adecuado tanto para las empresas de servicio como para los consumidores (p. 57).

En resumen, el diseño tarifario adecuado juega un papel crucial para el éxito de los programas de respuesta de la demanda. Al implementar tarifas que reflejen el costo real de la energía en diferentes momentos del día y ofrezcan incentivos económicos para reducir el consumo en momentos críticos, se motiva a los consumidores a participar activamente en la gestión de la demanda de energía eléctrica, lo que contribuye a la confiabilidad del sistema eléctrico y a la eficiencia energética en general.

6.2.2. Incentivos Económicos

Los programas de reducción de demanda suelen requerir cambios en los hábitos de consumo de los usuarios, lo que puede incluir reprogramar actividades para ajustarse a momentos de menor demanda. También pueden implicar la inversión en equipos más eficientes, lo cual requiere un desembolso inicial. “Para lograr la participación de los consumidores en la Gestión de la Demanda, se ha demostrado que es efectivo ofrecer incentivos económicos directos que generen un beneficio financiero por su participación en la RD” (Enersic, 2017, p 58).

Dentro de los incentivos económicos más utilizados se encuentran los beneficios tarifarios o descuentos especiales para aquellos usuarios que contribuyan a los programas de Respuesta de la Demanda RD. “Asimismo, se pueden ofrecer pagos directos a los usuarios por su participación en programas piloto de Respuesta de la Demanda, también es común otorgar

subsidios para facilitar la adquisición e instalación de equipos más eficientes o de tecnologías de medición y comunicación requeridas para el programa” (Enersic, 2017, p.66).

Estos incentivos económicos no solo motivan a los usuarios a modificar su comportamiento y reducir su consumo de energía en momentos críticos, sino que también ayudan a financiar la adopción de tecnologías más eficientes y facilitan la implementación de programas de Respuesta de la Demanda.

En resumen, los incentivos económicos desempeñan un papel fundamental en el éxito de la gestión de la demanda, al proporcionar beneficios tangibles a los consumidores y fomentar la eficiencia energética en el sistema eléctrico en general (Enersic, 2017, p.66).

6.2.3. Acceso a información

Cuando los usuarios tienen acceso a información detallada y oportuna sobre su consumo de energía, así como sobre los precios y las condiciones de suministro de energía, se vuelven más conscientes y activos en la gestión de la demanda, impulsados por razones económicas y otras motivaciones (Enersic, 2017, p. 68).

En un nivel básico, los usuarios reciben facturas mensuales con detalles sobre la cantidad y el costo total de su consumo, así como información sobre los componentes de la tarifa. “Para mejorar la información proporcionada, es útil incluir datos históricos en la factura, como el consumo total y promedio en períodos anteriores, y realizar comparaciones con otros usuarios en el área de servicio que tengan características similares” (Enersic, 2017, p. 68).

El siguiente paso es proporcionar a los usuarios información más detallada sobre su consumo en períodos específicos, como el consumo diario, junto con las tarifas aplicadas. “Esto se puede lograr mediante aplicaciones en línea u otros canales de comunicación, y en algunos

casos, se pueden instalar equipos de monitorización y medición especiales con capacidades de comunicación para mostrar información en tiempo real sobre el consumo” (Enersic, 2017, p.69).

Además, es importante que los usuarios estén informados sobre los programas de respuesta de la demanda y eficiencia energética disponibles, y cómo pueden participar y beneficiarse de ellos.

Esto podría incluir la promoción de equipos más eficientes con etiquetas que indiquen el ahorro esperado. En general, Enersic (2017), describe que:

Las campañas de educación y promoción de la gestión activa de la demanda para los usuarios de energía, a través de diversos medios y niveles, deben formar parte de una estrategia integral para fomentar la participación y conciencia en la gestión de la demanda. Al empoderar a los consumidores con información adecuada, se espera lograr un mayor compromiso con prácticas energéticas más sostenibles y eficientes (Enersic, 2017, p.73).

6.2.4. Tecnologías de monitorización y control de energía

En etapas avanzadas de gestión activa de la demanda, los usuarios deben contar con tecnologías que le brinden acceso a información en tiempo real sobre precios y condiciones de suministro. Como asegura Enersic (2017):

Esto les permitirá tener un control efectivo sobre su consumo de energía, empleando software y/o equipos programables que automatizan la gestión de la climatización, el uso de equipos y ciclos de consumo, así como la administración de dispositivos, como la iluminación. Un sistema de gestión energética local ideal debería integrar todas estas funciones (Enersic, 2017, p.75).

En el caso de los mecanismos de respuesta de la demanda, es vital establecer una

comunicación directa con las empresas de servicio, incluidos los agregadores de servicios de demanda, y con los operadores de las redes eléctricas. “Esto permitirá coordinar las acciones de reducción de consumo y, en ciertas situaciones, facilitar el control directo de la carga a estas entidades, lo que posibilitará una participación en esquemas de transacciones y garantiza el cumplimiento y remuneración adecuada en los mercados de energía” (Enersic, 2017, p. 77).

El desarrollo de tecnologías de sistemas de gestión es requerido para equipar hogares, edificios e industrias con sistemas centralizados de control de energía. Enersic (2017), afirma:

Estos sistemas deberían contar con capacidades de programación, medición, control y comunicación necesarias, lo que permitiría la implementación avanzada de la gestión activa de la demanda. También se optimizaría el uso de recursos de generación distribuida, como paneles solares y dispositivos de almacenamiento de energía, junto con la entrega de energía y servicios a la red eléctrica, de acuerdo con las preferencias y necesidades de los consumidores individuales (p. 78).

En resumen, la implementación efectiva y sostenible de la gestión activa de la demanda requerirá el empleo de tecnologías avanzadas de gestión energética.

6.2.5. Nuevas empresas de servicios

En algunos casos, las empresas de suministro de energía pueden no mostrar un interés activo en promover los programas de gestión activa de la demanda (Demand-Side Management, DSM), ya sea de respuesta de la demanda o de eficiencia energética. Enersic (2017), sugiere que esto puede ser por múltiples razones:

Como el temor a una posible disminución en las ventas de energía y, por ende, en sus ingresos, o porque consideren que no tienen la especialización requerida para implementar

y gestionar dichos programas. Además, los consumidores, aunque puedan estar interesados en participar, pueden enfrentar desafíos como la falta de conocimiento, recursos o tiempo para involucrarse activamente en estos programas (p. 81).

En tales circunstancias, la intervención de nuevas empresas especializadas en servicios energéticos, conocidas como ESCOs, resulta fundamental.

Estas compañías actúan como intermediarios, agrupando a grupos de usuarios interesados en participar en la respuesta de la demanda y creando carteras de recursos combinados para participar en los mecanismos de respuesta de la demanda. “Al hacerlo, las ESCOs reducen los costos administrativos y las barreras de participación para los usuarios, se encargan de la medición y control de la participación en los esquemas de Respuesta de la demanda, y disminuyen el riesgo de incumplimiento ante el sistema” (Enersic, 2017, p.81).

En el ámbito de los programas de eficiencia energética, Enersic (2017) menciona:

Las ESCOs también juegan un rol crucial al asistir a los usuarios en el diseño e implementación de medidas para ahorrar energía o mejorar su eficiencia. Estas empresas pueden llevar a cabo auditorías energéticas, análisis de viabilidad y preparación de proyectos de eficiencia energética para los usuarios. Incluso pueden encargarse completamente de todas las actividades relacionadas con la implementación de proyectos de eficiencia energética (Enersic, 2017, p.82).

Es fundamental que el marco regulatorio contemple la inclusión de estas empresas en el mercado de energía y establezca normativas claras para regular su interacción con los usuarios. Además, se debe garantizar que no haya prácticas discriminatorias o restrictivas por parte de las empresas de suministro que afecten la competencia de las ESCOs en el mercado de servicios

eléctricos. “De esta manera, se promoverá una mayor participación de los usuarios en la gestión activa de la demanda, lo cual contribuirá en un uso más eficiente y sostenible de la energía eléctrica” (Enersic, 2017, p.82).

6.2.6.Mecanismos de verificación

Una verificación adecuada de la participación y cumplimiento en los programas de respuesta de la demanda (RD) son aspectos cruciales para generar confianza y credibilidad entre los diferentes actores involucrados. “Estos mecanismos de evaluación deben basarse en tecnologías avanzadas de sistemas de gestión que permitan obtener mediciones precisas y en tiempo real del consumo de energía y su impacto” (Enersic, 2017, p. 84).

El enfoque inicial de verificación consiste en comparar los datos de consumo posteriores a la implementación de la RD con información histórica y promedios de consumo para determinar si se lograron reducciones reales en la demanda de energía eléctrica (Enersic, 2017, p.84).

No obstante, un nivel más avanzado implica utilizar técnicas analíticas, como la analítica de datos, para estimar con mayor precisión la contribución real de los distintos mecanismos de respuesta de la demanda y eficiencia energética. “Estos métodos permiten identificar patrones y tendencias en el consumo de energía y evaluar la efectividad de las medidas implementadas en la gestión activa de la demanda” (Enersic, 2017, p.85).

La utilización de tecnologías de sistemas de gestión facilita la recopilación y el análisis de datos, lo que garantiza resultados confiables y oportunos. Esto ayuda a los actores involucrados a tomar decisiones informadas y a ajustar sus estrategias según los resultados obtenidos (Enersic, 2017, p.85).

En resumen, una medición y verificación efectiva de la RD son fundamentales para asegurar el éxito y la aceptación de estos programas. Mediante el uso de tecnologías de sistemas de gestión y técnicas analíticas avanzadas, se puede obtener información confiable y precisa sobre el impacto de la RD, lo que promueve la confianza y el compromiso de todos los participantes en la gestión activa de la demanda de energía.

6.3. La implementación de la respuesta de la demanda tiene un gran potencial en la transición energética de Colombia

A continuación, se enumeran algunos puntos clave sobre cómo la respuesta de la demanda puede contribuir positivamente a la transición energética del país:

- Flexibilidad en la integración de fuentes de energías renovables: Colombia está haciendo esfuerzos para aumentar la participación de fuentes de energías renovables en su matriz energética, como la energía solar y eólica. Estas fuentes de energía son intermitentes y dependen de factores climáticos. La respuesta de la demanda permite ajustar la demanda eléctrica según la disponibilidad de energía renovable, lo que puede facilitar una mejor integración de estas fuentes en la red eléctrica.
- Reducción de emisiones y huella de carbono: Al reducir la demanda eléctrica en momentos de alta demanda, se puede evitar la necesidad de recurrir a fuentes de energía más contaminantes y con mayor emisión de gases de efecto invernadero. La respuesta de la demanda contribuye a una gestión más eficiente del sistema eléctrico, lo que a su vez ayuda a reducir la huella de carbono del país.
- Estabilización del sistema eléctrico: La respuesta de la demanda puede ayudar a equilibrar la oferta y la demanda de energía en tiempo real, evitando problemas de

- congestión o sobrecarga en la red eléctrica y mejorando la estabilidad del sistema.
- **Optimización del consumo energético:** Al incentivar a los consumidores a ajustar su consumo en momentos de alta demanda, la respuesta de la demanda promueve un uso más racional y consciente de la energía. Esto puede llevar a una disminución general del consumo y una mayor eficiencia energética.
 - **Participación activa de los consumidores:** La respuesta de la demanda permite involucrar activamente a los consumidores en la gestión de la energía, lo que puede aumentar la conciencia sobre el uso responsable de la energía eléctrica y empoderar a los usuarios para tomar decisiones informadas sobre su consumo energético.
 - **Reducción de los costos energéticos:** Al implementar medidas de respuesta de la demanda, los consumidores pueden beneficiarse de tarifas más bajas en períodos de menor demanda eléctrica. Esto puede incentivar un consumo más eficiente y reducir los costos energéticos para los usuarios.

7. Conclusiones

En este capítulo se presentan las principales conclusiones de la monografía y se enuncian algunas recomendaciones sobre los aspectos relacionados con la gestión de la energía eléctrica para lograr una respuesta a la demanda de la misma.

Las principales conclusiones del análisis realizado en esta monografía sobre la respuesta de la demanda se presentan a continuación.

Desde principios de este siglo, Colombia ha logrado mejoras significativas en su índice de intensidad energética. Sin embargo, esto no se debe únicamente a mejoras en la eficiencia

energética, sino también producto de otros factores macroeconómicos como la fortaleza del peso, particularmente por el alto crecimiento de los servicios, y cambios en la matriz productiva nacional. Es un sector donde el consumo energético no es tan elevado. Por lo tanto, las mejoras en el uso de la energía, particularmente en los sectores del transporte, la industria y la agricultura, siguen siendo un desafío. Estos deben estar sujetos a políticas y objetivos nacionales claros, junto con medidas que permitan medirlos y monitorizarlos.

El país ha introducido un marco regulatorio desde el año 2000 para promover el uso eficiente de la energía. El programa actual define proyectos y metas a alcanzar en el futuro. Sin embargo, hasta ahora es cuestionable cuán efectiva es la regulación. Por lo tanto, es necesario hacer que los objetivos sean más relevantes y proporcionar herramientas alcanzables para permitir su realización, así como la supervisión institucional y el apoyo regulatorio para su implementación. Este es el caso de las normas destinadas a revitalizar la gestión de la demanda y la aplicación de las normas financieras locales y nacionales a favor de la electromovilidad.

La respuesta de la demanda permite el uso eficiente y sostenible de la energía eléctrica a través de programas desarrollados por empresas comerciales y regulaciones gubernamentales, de acuerdo con las características reales de consumo y tasas de intervención del usuario final. Durante el curso de la investigación, el creciente interés de varios actores permite identificar oportunidades para el desarrollo e implementación de programas de gestión de la demanda en el mercado colombiano. Esto se refleja en los numerosos trabajos e iniciativas relacionados con el tema.

Para finalizar, la respuesta de la demanda puede ser una herramienta valiosa en la transición energética de Colombia al contribuir a la integración de fuentes de energías

renovables, reducir las emisiones de carbono y optimizar el uso de la energía eléctrica. Su implementación efectiva puede mejorar la estabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico, así como empoderar a los usuarios para fomentar una cultura de consumo responsable entre los ciudadanos.

8. Recomendaciones

Se recomienda continuar investigando sobre los mejores incentivos para consumidores y generadores, ya que se mostró que estos incentivos deben considerar los pagos por energía eléctrica (obtenidos a través de eventos) así como la compensación por estar disponibles para desconectarse del sistema. Para dichos incentivos, debe establecerse un número límite de eventos desconectados por año y también tener en cuenta los costos de participación, como los de funcionamiento y mantenimiento. El usuario podrá gestionar mejor su consumo de energía y sin verse perjudicado si reciben un aviso sobre tales eventos varias horas antes de que ocurran.

Referencias Bibliográficas

- Ahumada, Y., Zacipa, J., & Arias Barragán, L. (2021). Gestión de respuesta de la demanda eléctrica en Colombia desde el año 2000 hasta el 2020. Universidad ECCI, Bogotá DC.
- Alcázar Ortega, M., Ribó Pérez, D., & Larrosa López, L. (13 de enero de 2020). Participación de la demanda en servicios complementarios del sistema eléctrico español. Obtenido de <https://demandaoperable.blogs.upv.es/>
- Albadi, Ehab (2008). Electric Power Systems Research: A summary of demand response in electricity markets. Volume: 78, p. 1990.
- Alejandría - Circular 63 de 2014 CREG. (s/f). Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Recuperado el 1 de diciembre de 2023, de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0063_2014.htm
- Asoenergía. (2020). Evolución de la demanda de electricidad durante el 2020 (GWh). Bogotá.
- Bengoa Legorburu, A. (28 de septiembre de 2016). Greenhouse21. Obtenido de Energía, eficiencia energética y sostenibilidad: <https://greenhouse21.com/2016/09/28/programas-de-gestion-de-la-demanda-en-el-sistema-electrico-espanol-y-nuevos-mecanismos-de-respuesta-a-la-demanda-o-demand-response-en-europa-y-norteamerica/>
- Brigard Urrutia. (13 de Julio de 2021). Obtenido de <https://bu.com.co/es/insights/noticias/gobierno-sanciona-la-ley-de-transicion-energetica>
- Bismark Colombia. (2021). Medición avanzada AMI Colombia. <https://bismark.net.co/medicion-avanzada-ami-que-significa-para-colombia/>

Cappers, P., Goldman, C. & Kath, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical Evidence. *Energy*, 35(4), 1526-1535. Recuperado de <https://ideas.repec.org/a/eee/energy/v35y2010i4p1526-1535.html>

Castañeda Hernández, R. (2018). Estrategias para la inclusión de la respuesta de la demanda en mercados de energía eléctrica similares al colombiano. Universidad de La Salle, Bogotá D.C.

Colombia Inteligente. (Julio de 2018). Respuesta de la Demanda Estrategia para la Mitigación de Gases de Efecto Invernadero. Medellín. Obtenido de <https://colombiainteligente.org/>

Congreso de Colombia. (13 de mayo de 2014). LEY 1715 DE 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Bogotá D.C., Colombia.

CREG. Comisión De Regulación De Energía y Gas. Bogotá: CREG, 2022 20 p. (Resolución 101- 019 de 2022).

CREG. Comisión De Regulación De Energía y Gas. Bogotá: CREG, 2015 78 p. (Resolución 011 de 2015).

CREG. Comisión De Regulación De Energía y Gas. Bogotá: CREG, 2016 04 p. (Resolución 051 de 2016).

CREG. Comisión De Regulación De Energía y Gas. Bogotá: CREG, 2018 13 p. (Resolución 098 de 2018).

CREG. Comisión De Regulación De Energía y Gas. Bogotá: CREG, 2020 47 p. (Resolución 131 de 2020).

CREG. Comisión De Regulación De Energía y Gas. Bogotá: CREG, 2010 35 p. (Resolución 063 de 2010).

Dranka, G., Ferreira, P. (2019). Review and assessment of the different categories of demand response potentials, *Energy*, Volume 179, Pages 280-294, ISSN 0360-5442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.009>.

Empleos Verdes en Uruguay (2017). Empresas de Servicios Energéticos (ESCO) y empleos verdes. Número 4. https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---americas/---ro-lima/--sro-santiago/documents/publication/wcms_598869.pdf

ENEL (s/f). Respuesta a la demanda en Colombia. Recuperado el 1 de diciembre de 2023, de <https://www.enel.com/es/nuestra-compania/nuestro-compromiso>

Enersic. (2017). Energy Demand Situation in Colombia. Colombia.

Gómez, J., Carvajal, S., & Arango, A. (2015). Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistémico. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Manizales.

Gómez, A. & Vallejo E. (2016) Análisis de mecanismos para la aplicación de programas de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano

IPSE. (2022). “Las zonas no interconectadas son tierras de oportunidades”, director del IPSE, José David Insuasti en el Colombia Investment Roadshow 2022 – IPSE. <https://ipse.gov.co/blog/2022/05/05/las-zonas-no-interconectadas-son-tierras-de-oportunidades-director-del-ipse-jose-david-insuasti-en-el-colombia-investment-roadshow-2022/>

- ISA. (2017a). Respuesta de la demanda: Una herramienta para la participación activa de los grandes consumidores en el mercado eléctrico. <https://www.isaintercolombia.com/wp-content/uploads/2022/09/INFORME-EMPRESARIAL-2017-1.pdf>
- ISA. (2017b). ¿Cómo se puede implementar un programa efectivo de respuesta de la demanda?
- Marulanda, A. (2014). Impacto de un programa de respuesta de la demanda eléctrica en el sector de gas natural. Tesis de Magister En Energía Eléctrica. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de ingenierías, 110p.
- Moghaddam, M. P., Abdollahi, A., & Rashidinejad, M. (2011). Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets. *Applied Energy*, 88(9), 3257–3269. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.02.039>
- Nieto, C. (2021, marzo 17). ENERGÍA: INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI). Castro Nieto; Castro Nieto Abogados. <https://castronieto.co/energia-la-estructura-de-medicion-avanzada-ami/>
- Neenan, B., Cappers, B., Pratt, D. & Anderson, J. (2005). Improving linkages between wholesale and retail markets through dynamic retail pricing. Neenan Associates. Recuperado el 11 de octubre, 2009, de http://www.iso-ne.com/genrtion_resrcs/dr/rpts/improving_linkages_12-05-2005.pdf
- Sandoval Martínez, G. (2020). Sistema de Gestión de la Demanda Energética Aplicado a Pequeñas Industrias. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Superintendencia de Industria y Comercio. (2021). Concepto SIC sobre proyecto de implementación de infraestructura de medición avanzada presentado por la CREG.

<https://www.sic.gov.co/boletin/juridico/integraciones-empresariales/concepto-sic-sobre-proyecto-de-implementaci%C3%B3n-de-infraestructura-de-medici%C3%B3n-avanzada-presentado-por-la-creg>

U. S. Department of Energy. (2006). Benefits of demand response in electric markets and recommendations for achieving them. Recuperado de <https://eetd.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-1252d.pdf>

Vesga, E. (2023). Modificaciones del Plan Nacional de Desarrollo de Colombia a normas de Transición Energética. Hklaw.com. Recuperado el 4 de octubre de 2023, de <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2023/05/modificaciones-del-plan-nacional-de-desarrollo-de-colombia-a-normas>